

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี
โดยพิจารณาผลของกระแสลัดวงจร



นาย รongฤทธิ ฉัตรถาวร

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2553

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

RELIABILITY EVALUATION OF A POWER SYSTEM WITH HVDC
CONSIDERING SHORT CIRCUIT CURRENTS



Mr. Rongrit Chatthaworn

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2010

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้ง

อุปกรณ์เอชวีดีซีโดยพิจารณาผลของกระแสลัดวงจร

โดย

นาย รongฤทธิ์ ชัชรถาวร

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า


อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทบัณฑิต

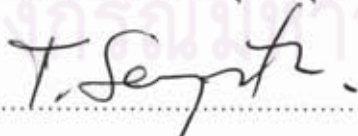

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศนिरองศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)


..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์)


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)


..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. จูติพร สังข์เพชร)

รองฤทธิ์ ฉัตรถาวร : การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้ง
อุปกรณ์เอชวีดีซีโดยพิจารณาผลของกระแสลัดวงจร. (RELIABILITY EVALUATION
OF A POWER SYSTEM WITH HVDC CONSIDERING SHORT CIRCUIT
CURRENTS) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : อ.ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์, 126 หน้า.

เนื่องจากในปัจจุบันระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลหรือเขตนครหลวงมี
ค่าขนาดกระแสลัดวงจรในระบบสูงมากกว่าค่า Interrupting Capacity (IC) ของอุปกรณ์
ป้องกันระบบไฟฟ้า (Circuit Breaker) ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึง
ได้ศึกษาแนวทางการแก้ไขปัญหาดังกล่าวให้สอดคล้องกับเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดขึ้น โดย
คำนึงถึงการจัดเรียงระบบไฟฟ้าใหม่ เช่น การเปิดวงจรสายส่ง และการแบ่งแยกบัส ซึ่งจะช่วย
แก้ไขปัญหาค่าระดับกระแสลัดวงจรสูง อย่างไรก็ตาม การเปิดวงจรสายส่งและการแบ่งแยก
บัสมีแนวโน้มที่จะส่งผลให้ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบลดลง ซึ่งทาง กฟผ. ยังไม่ได้มีการ
ประเมินการเปลี่ยนแปลงความเชื่อถือได้ในส่วนนี้ หากระดับความเชื่อถือได้ไม่เป็นที่ยอมรับ
อาจจำเป็นต้องมีการใช้วิธีการลดกระแสลัดวงจรอื่นๆ แทน เช่น การติดตั้งอุปกรณ์ส่งไฟฟ้า
กระแสตรงแรงดันสูง (เอชวีดีซี) เพิ่มเติมในระบบ อย่างไรก็ตาม วิธีกรณี่ใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูง
วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้ทำการ
ปรับเปลี่ยนโครงข่าย และระบบไฟฟ้าที่ติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี โดยทดสอบกับระบบ IEEE
Reliability Test System 79 และระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยโดยพิจารณาเฉพาะในเขต
กรุงเทพฯ และปริมณฑล

ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อ.....รองฤทธิ์ ฉัตรถาวร.....
สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์.....
ปีการศึกษา2553.....

5270688921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : Reliability Evaluation / HVDC Power flow Calculation / Monte Carlo Simulation / Short Circuit Currents / HVDC Reliability Model

RONGRIT CHATTHAWORN : RELIABILITY EVALUATION OF A POWER SYSTEM WITH HVDC CONSIDERING SHORT CIRCUIT CURRENTS.

ADVISOR : SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 126 pp.

At present, the increasing amounts of short circuit currents in Bangkok and the vicinity areas are higher than the Interrupting Capacity (IC) of circuit breakers. To cope with the problem, Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) came up with the solutions of network reconfiguration, for example, transmission line disconnecting and bus splitting. These solutions help reduce effectively the amounts of short circuit currents by increasing the equivalent system impedance. Transmission line disconnecting and bus splitting tend to decrease the system reliability. However, EGAT has not evaluated this deteriorated reliability. If the levels of reliability indices are not acceptable, EGAT may need to find different approaches. One of the alternative approaches is the installation of High Voltage Direct Current (HVDC) in the system. Nevertheless, the cost of this approach is high. As a result, this thesis mainly presents the reliability evaluation method of the systems with network reconfiguration and HVDC installation. The method is tested in IEEE Reliability Test System 79 and the real electric system in Bangkok and the vicinity areas.

Department : Electrical Engineering.....

Student's Signature Rongrit Chatthaworn

Field of Study : Electrical Engineering.....

Advisor's Signature S. Chaitusaney

Academic Year : 2010.....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ดร.สุรชัย ชัยทัศน์ย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี และ ดร.ฐิติพร สังข์เพชร รักษาการหัวหน้าแผนกงานวิชาการ กองวิชาการวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี นอกจากนี้ผู้วิจัยต้องขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยเป็นอย่างสูง ที่ให้ทุนการศึกษา ระหว่างศึกษาในระดับปริญญาโท ภายใต้อำนาจโครงการ “ศิษย์ก้นกุฏิ” และต้องขอขอบคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่ให้ความช่วยเหลือทางด้านข้อมูลของระบบไฟฟ้าจริง พร้อมทั้งเงินทุนสนับสนุนภายใต้อำนาจโครงการ “การลดกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล”

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดา มารดา ที่คอยให้กำลังใจตลอดมา รวมไปถึงเพื่อนๆ พี่น้อง ทุกคนที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญภาพ.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	3
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.1 แนวคิดพื้นฐาน.....	5
2.2 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ภายในระบบ.....	7
2.3 ผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากการปรับเปลี่ยน โครงข่าย.....	9
2.3.1 การแบ่งแยกบัส.....	10
2.3.2 การเปิดวงจรสายส่ง.....	10
บทที่ 3 อุปกรณ์ส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (เอชวีดีซี)	12
3.1 ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับเอชวีดีซี.....	12
3.2 โครงสร้างของเอชวีดีซี.....	15
3.3 ส่วนประกอบของเอชวีดีซี.....	17
3.4 สมการทางคณิตศาสตร์ของเอชวีดีซี.....	18
3.5 แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซี.....	21

3.6 การคำนวณกระแสลัดวงจรของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งเอชวีดีซี.....	23
บทที่ 4 การวิเคราะห์การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	24
4.1 การวิเคราะห์เอชวีโหลดโพลาร์.....	24
4.2 การวิเคราะห์โหลดโพลาร์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี.....	29
บทที่ 5 การคำนวณค่ากระแสผิวดพ่องแบบลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	34
5.1 ส่วนประกอบสมมาตร.....	35
5.2 การลัดวงจรแบบสมมาตร.....	36
บทที่ 6 การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	39
6.1 การสุ่มสถานะ.....	39
6.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	39
6.3 การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ.....	40
6.4 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	41
6.5 เกณฑ์การหยุดการคำนวณ.....	42
บทที่ 7 การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องกับระบบ และการประยุกต์ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้.....	44
7.1 การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลด.....	44
7.2 วิธีการประมาณเชิงเส้น.....	45
7.2.1 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัส.....	46
7.2.2 การประมาณเชิงเส้นของกระแสไฟฟ้าในสายส่ง.....	47
7.2.3 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	49
7.3 รูปแบบฟังก์ชันในการแก้ปัญหการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลด.....	51
7.3.1 ฟังก์ชันในการแก้ปัญหการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลดที่ได้จากสมการเอชวีโหลดโพลาร์.....	51
7.3.2 ฟังก์ชันในการแก้ปัญหการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลดที่ได้จากสมการการคำนวณโหลดโพลาร์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี.....	52

7.4 เครื่องมือในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันเป็นแบบเชิงเส้น (Linear Programming).....	53
7.5 การประยุกต์ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้.....	54
บทที่ 8 การทดสอบการประเมินความเชื่อถือได้และการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร.....	56
8.1 การทดสอบกับระบบ RTS-79.....	56
8.1.1 กรณีฐาน (ไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ กับระบบ).....	56
8.1.2 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส.....	59
8.1.3 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีเปิดวงจรสายส่ง.....	62
8.1.4 กรณีติดตั้งอุปกรณ์เฮอร์มิตีซี.....	65
8.2 การทดสอบกับระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย.....	72
8.2.1 กรณีฐานไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ กับระบบ.....	72
8.2.2 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส (วิธีที่ กฟผ. ปฏิบัติอยู่ในปัจจุบัน).....	74
8.2.3 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส (วิธีที่ได้จากผลการ Optimization).....	75
8.2.4 กรณีติดตั้งอุปกรณ์เฮอร์มิตีซี.....	76
บทที่ 9 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	79
9.1 สรุปผลการวิจัย.....	79
9.2 ข้อเสนอแนะ.....	80
รายการอ้างอิง.....	81
ภาคผนวก.....	83
ภาคผนวก ก.....	84
ภาคผนวก ข.....	91
ภาคผนวก ค.....	124
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	126

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
3.1	รายละเอียดของระบบเอชวีดีซีของประเทศไทย.....	14
3.2	Inverter filters capacities	22
8.1	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน.....	57
8.2	เปรียบเทียบความถูกต้องของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79.....	57
8.3	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีแบ่งแยกบัส 15.....	60
8.4	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีแบ่งแยกบัส 13, 15, 22 และ 23.....	61
8.5	เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 หลังเพิ่มจำนวนการแบ่งแยกบัส.....	61
8.6	เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน แบ่งแยกบัส 15 แบ่งแยกบัส 23, 13, 22 และ 15.....	61
8.7	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16.....	62
8.8	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21.....	63
8.9	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21.....	64
8.10	เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน และกรณีเปิดวงจรสายส่งทั้ง 3 กรณี.....	65
8.11	รายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ส่วนที่ 1).....	66
8.12	รายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ส่วนที่ 2).....	66
8.13	คุณลักษณะของเอชวีดีซีที่ใช้ในระบบ RTS 79.....	66
8.14	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีติดตั้งเอชวีดีซี แทนที่สายส่งต่างๆ..	67
8.15	ข้อมูล Bus data หลังจากติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่ง 1-3.....	68
8.16	ผลกระทบของขนาดเอชวีดีซีต่อความเชื่อถือได้.....	70

8.17	เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 แต่ละวิธีที่ใช้ลดกระแส ลัดวงจร.....	71
8.18	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน.....	73
8.19	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีแบ่งแยกบัส NB และ SB.....	75
8.20	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีแบ่งแยกบัส SB และ TPR.....	76
8.21	คุณลักษณะของเอชวีดีซีที่ใช้ทดสอบในระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย.....	76
8.22	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีติดตั้งเอชวีดีซี แทนที่สายส่ง NCO-ON 2 วงจร.....	77
8.23	เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยแต่ละวิธีที่ ใช้ลดกระแสลัดวงจร.....	78

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
2.1	ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	6
2.2	แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 1.....	6
2.3	ตัวอย่างแบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 2.....	7
2.4	ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า.....	8
2.5	การทำงานค่าสถานะการทำงานของเฉลี่ยของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า.....	8
2.6	ตัวอย่างการแบ่งแยกบัส.....	10
2.7	ตัวอย่างการเปิดวงจรสายส่ง.....	11
3.1	โครงสร้างเอชวีดีซีแบบขั้วเดียว.....	15
3.2	โครงสร้างเอชวีดีซีแบบสองขั้ว.....	16
3.3	โครงสร้างเอชวีดีซีแบบขั้วเหมือน.....	16
3.4	โครงสร้างเอชวีดีซีแบบหลังชนหลัง.....	17
3.5	โครงสร้างภายในระบบเอชวีดีซีแบบสองขั้ว.....	17
3.6	แบบจำลองอย่างง่ายของเอชวีดีซี.....	19
3.7	ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบ EEL river DC system model.....	21
3.8	ไดอะแกรมความเชื่อถือได้ของ EEL river DC system model.....	22
4.1	บัสและสายส่งในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	24
4.2	แผนผังกระบวนการคำนวณเอชไอโวลต์โพลาร์โดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน.....	28
4.3	แผนผังกระบวนการคำนวณโวลต์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี.....	33
5.1	ประเภทของความผิดพลาด.....	34
5.2	องค์ประกอบสมมาตรของระบบ 3 เฟส.....	35
5.3	การลัดวงจรแบบสามเฟส.....	37
5.4	วงจรสมมูลการลัดวงจรแบบสามเฟส.....	37
6.1	ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ 2 ตัวที่เกิดจากการลัดวงจร.....	40
6.2	โพลาร์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยการลัดสถานะของระบบ.....	43
7.1	ปัญหาตัวอย่างในการหาจุดทำงานที่เหมาะสม.....	53
7.2	โพลาร์ชาร์ตขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	54

7.3	โพลีชาร์ตขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อติดตั้งเชื้อเพลิง.....	55
8.1	ค่ากระแสลัดวงจรของระบบ RTS79 กรณีฐาน.....	57
8.2	การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน.....	58
8.3	การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน.....	58
8.4	การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน.....	59
8.5	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีแบ่งแยกบัส 15.....	59
8.6	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีแบ่งแยกบัส 13, 15, 22 และ 23.....	61
8.7	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16.....	62
8.8	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21.....	63
8.9	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21.....	64
8.10	แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีติดตั้งเชื้อเพลิงที่สายส่ง 15-16.....	69
8.11	แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน.	72
8.12	การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน.....	73
8.13	การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน.....	73
8.14	การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน.....	74
8.15	แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีแบ่งแยกบัส NB และ SB.....	74
8.16	แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีแบ่งแยกบัส SB และ TPR.....	75
8.17	แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีติดตั้งเชื้อเพลิงที่สายส่ง NCO-ON 2 วงจร.....	77

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และในหัวข้อสุดท้ายจะเป็นการกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากในปัจจุบันระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลหรือเขตนครหลวงมีปริมาณความต้องการไฟฟ้าหรือโหลดสูงมาก อีกทั้งเป็นโหลดที่มีความสำคัญต่อเศรษฐกิจของประเทศมากที่สุด นอกจากนี้ระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวงมีลักษณะการเชื่อมต่อกันเป็นแบบระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ซับซ้อน ซึ่งจะช่วยให้ความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าสูงมากขึ้น แต่ทว่าผลดังกล่าวได้ส่งผลกระทบต่อในกรณีที่เกิดการลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้า อันจะทำให้ ค่าขนาดกระแสลัดวงจรในระบบสูงมากตามไปด้วย [1]

ทั้งนี้ความต้องการไฟฟ้าที่สูงขึ้นของประเทศไทย เป็นหน้าที่รับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่จะต้องดำเนินการขยายและปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าทั่วประเทศเพื่อรักษาระดับความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าให้จ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องตามมาตรฐาน การขยายและปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้างดงกล่าวจะช่วยให้อาจจ่ายไฟฟ้าตามความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ อย่างไรก็ตาม การเพิ่มจำนวนสายส่งและลักษณะการเชื่อมต่อกันดังกล่าวส่งผลกระทบต่อให้มีวงจرفลัดวงจรจำนวนมากขึ้น และทำให้ค่าอิมพีแดนซ์โดยรวมของระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. มีค่าลดต่ำลงตามลำดับ ส่งผลให้ค่าระดับกระแสลัดวงจรในพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑลที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. บางแห่งมีค่าสูงกว่าค่า Interrupting Capacity (IC) ของอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า (Circuit Breaker)

กฟผ. จึงมีแนวคิดที่จะหาวิธีแก้ไขปัญหานี้ในกรณีที่มีการขยายและปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า กฟผ. ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลมีข้อจำกัดในทางปฏิบัติ เช่น ในกรณีที่อาจไม่สามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าสายส่ง จาก 230 kV เป็น 500 kV ได้ เป็นต้น กฟผ. จึงได้ดำเนินการวิจัยศึกษาหาแนวทางการแก้ไขปัญหาดังกล่าวให้สอดคล้องกับเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้น โดยคำนึงถึงการจัดเรียงระบบไฟฟ้าใหม่ เช่น การเปิดวงจรสายส่งและการแยกบัส ร่วมกับการใช้อุปกรณ์พิเศษเพิ่มเติม [2] ที่จะช่วยแก้ไขปัญหาค่าระดับกระแสลัดวงจรสูงกว่าค่า Interrupting Capacity (IC) ของอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า (Circuit Breaker) อย่างไรก็ตาม การเปิดวงจรสายส่งและการแยกบัสจะส่งผลให้ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบลดลง ซึ่งทาง กฟผ. ยังไม่ได้มีการประเมินการเปลี่ยนแปลงความเชื่อถือได้ในส่วนนี้ หากระดับความเชื่อถือได้ไม่เป็นที่ยอมรับ อาจจำเป็นต้องมีการใช้วิธีการลด

กระแสลัดวงจรอื่นๆ แทน เช่น การติดตั้งอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์เพิ่มเติมในระบบ อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูง

โครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้นำเสนอวิธีการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้ทำการปรับเปลี่ยนโครงข่าย รวมไปถึงระบบไฟฟ้าที่ทำการติดตั้งอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์ โดยพิจารณาว่าทั้งสองวิธีที่ใช้ต้องสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรไม่ให้เกินค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ ทั้งนี้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอได้ทดสอบกับระบบ IEEE Reliability Test System 79 [3] และระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยโดยพิจารณาในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

1.2 วัตถุประสงค์

1. ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้ทำการปรับเปลี่ยนโครงข่ายและหลังติดตั้งอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์ เพื่อลดกระแสลัดวงจร
2. ทดสอบวิธีการในการประเมินความเชื่อถือได้ที่พัฒนาขึ้นโดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้า IEEE RTS-79 เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ก่อนที่จะนำไปใช้กับระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาระบบไฟฟ้าเป็นแบบ 3 เฟส สมดุลและทำงานในสภาวะอยู่ตัว
2. ใช้แบบจำลองสองสถานะ (Two state model) จำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์
3. พิจารณาโหลดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าคงที่ และตัวประกอบกำลังคงที่
4. พิจารณากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสเท่านั้น
5. ไม่พิจารณาฮาร์โมนิกในระบบ
6. พิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้อยู่ในระดับขั้นที่ 2 ซึ่งประกอบไปด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่ง
7. พิจารณาเฉพาะแบบจำลองในการคำนวณโหลดโพล์ของเซมิคอนดักเตอร์แบบ Thyristor-based
8. พิจารณาเฉพาะแบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของเซมิคอนดักเตอร์ของ EEL river DC system

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาทฤษฎีเบื้องต้นในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง
2. ศึกษากระบวนการการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และปลดโหลด
3. ศึกษาหลักการทำงานเบื้องต้นของอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์
4. ศึกษาการคำนวณโหลดโพล์ของระบบที่ทำการติดตั้งอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์
5. ศึกษา Reliability model ของอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์
6. ศึกษาการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส

7. รวบรวมข้อมูลที่เป็นในการประเมินความเชื่อถือได้
8. ออกแบบโปรแกรมในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบที่ติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี
9. วิเคราะห์ผล และสรุปงานวิจัย
10. เรียบเรียงงานวิจัย จัดพิมพ์ผลงานเพื่อทำการเสนอให้กับคณะกรรมการ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้ทำการปรับเปลี่ยนโครงข่ายและหลังติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีที่นำเสนอ
2. ช่วยให้ทาง กฟผ. สามารถนำดัชนีความเชื่อถือได้หลังปรับเปลี่ยนโครงข่ายและหลังติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี มาใช้วิเคราะห์และช่วยในการตัดสินใจในการวางแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าต่อไป

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง รวมทั้งข้อมูลที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง และแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในระบบ

บทที่ 3 กล่าวถึงความรู้เบื้องต้นของระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (เอชวีดีซี) โครงสร้าง ส่วนประกอบ รวมไปถึงแบบจำลองในการคำนวณโหลดโพล์ และแบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซี

บทที่ 4 กล่าวถึงการวิเคราะห์การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังเอชวีดีซีโพล์ และการวิเคราะห์โหลดโพล์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

บทที่ 5 กล่าวถึงกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง ส่วนประกอบ และการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรแบบสมมาตร

บทที่ 6 กล่าวถึงการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และวิธีการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

บทที่ 7 กล่าวถึงการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องกับระบบ โดยการจำลองการผลิตรใหม่ การปลดโหลดและควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรง หลักการในการประมาณเชิงเส้นของพารามิเตอร์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า รวมไปถึงการแสดงรูปแบบฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการจำลองการผลิตรใหม่และการปลดโหลด โดยใช้วิธีการหาค่าขีดสุด

(Optimization) และสุดท้ายจะกล่าวถึงการนำวิธีการดังกล่าวมาประยุกต์ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้

บทที่ 8 กล่าวถึงการทดสอบการประเมินความเชื่อถือได้และการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร โดยทดสอบกับระบบ RTS 79 และระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยโดยพิจารณาในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

บทที่ 9 กล่าวถึงการสรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะในการพัฒนางานวิจัยต่อไป



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง รวมทั้งข้อมูลที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง และแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในระบบ

2.1 แนวคิดพื้นฐาน

โดยทั่วไปหน้าที่หลักของการไฟฟ้าคือจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการวัดความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วจะวัดกันที่ดัชนีความเชื่อถือได้

เราสามารถแบ่งความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตามแนวทางที่กำหนดกันทั่วไปดังนี้ [4]

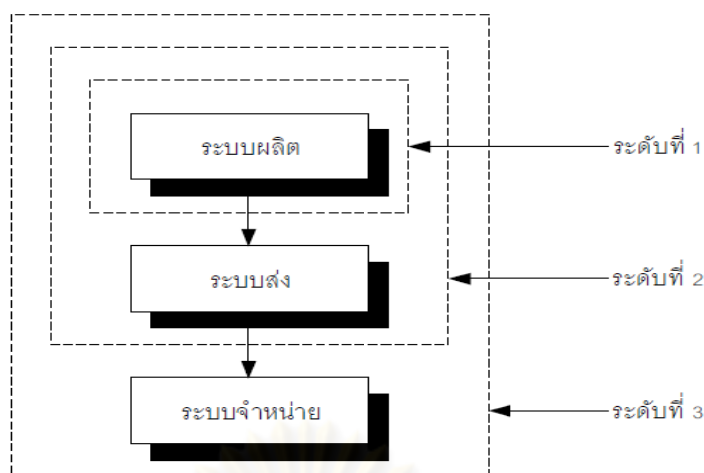
1) ความเพียงพอของระบบ (System adequacy)

2) ความมั่นคงของระบบ (System security)

ความเพียงพอของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่อุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังยังคงทำงานภายในพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด การศึกษาความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความเพียงพอของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้ากำลัง

ความมั่นคงของระบบ หมายถึงความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบหรืออุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

โดยทั่วไปสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน ดังในรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง

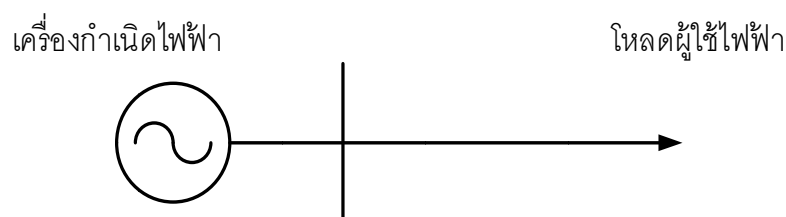
จากขอบเขตหน้าที่การงานดังแสดงในรูปที่ 2.1 หากพิจารณาในแง่การประเมินความเชื่อถือได้โดยรวมแล้วจะสามารถแบ่งลำดับชั้น (Hierarchical level: HL) ของการศึกษาได้เป็น 3 ระดับ ตามการแบ่งขอบเขตของการงาน ได้ดังนี้

ระดับชั้นที่ 1 (HL1) เป็นการพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า

ระดับชั้นที่ 2 (HL2) เป็นการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งไฟฟ้า

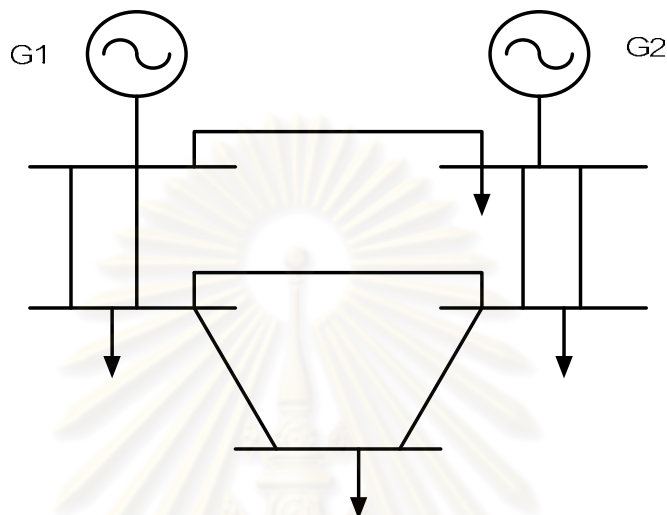
ระดับชั้นที่ 3 (HL3) เป็นการพิจารณารวมทั้ง 3 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระดับชั้นที่ 1 (Hierarchical Level One, HL1) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียว เป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ของระบบอันเป็นผลเนื่องจากสถานะการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลด ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้นจึงสามารถจำลองระบบที่ทำการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 ได้ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

ระดับชั้นที่ 2 (Hierarchical Level Two, HL2) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกันโดยจะเรียกว่าระบบไฟฟ้าผสม (Composite system) ซึ่งเป็นระดับชั้นที่ 1 วิทยานิพนธ์นี้ใช้พิจารณา โดยจะรวมผลของแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระดับชั้นที่ 1 เข้ากับแบบจำลองระบบสายส่ง

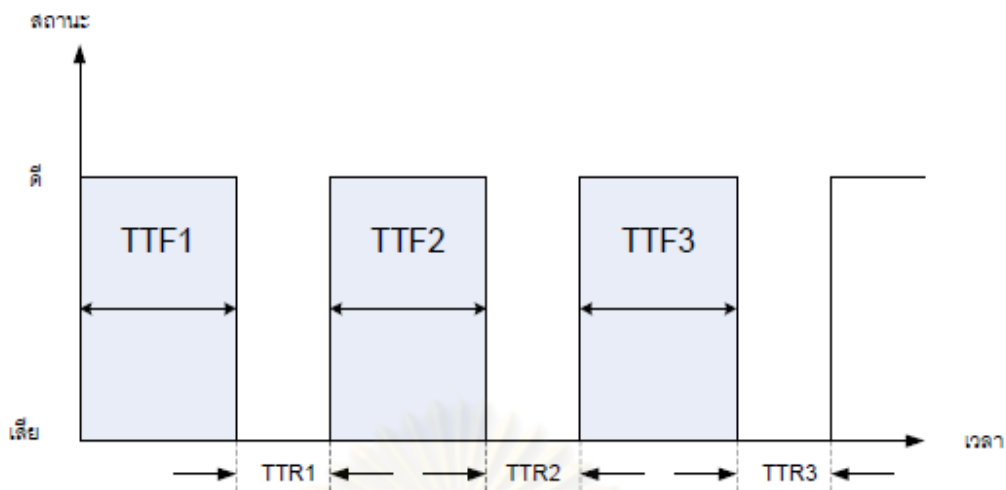


รูปที่ 2.3 ตัวอย่างแบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2

ระดับชั้นที่ 3 (Hierarchical Level Three, HL3) เป็นการพิจารณารวมทั้ง 3 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน ซึ่งหากวิเคราะห์โดยละเอียดจะยุ่งยากซับซ้อน ดังนั้นในทางปฏิบัติจะเลือกวิเคราะห์เฉพาะระบบจำหน่าย แต่จะนำผลค่าดัชนีที่เป็นจุดไหลดที่ได้จากระดับชั้นที่ 2 (HL2) มาวิเคราะห์ร่วมด้วย

2.2 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ภายในระบบ

โดยทั่วไปการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่ง หรือหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง นั้นมีสถานะการทำงานสลับกันระหว่างสถานะ “ดี” และ “เสีย” โดยสถานะ “เสีย” นั้นมักเกิดจากการที่อุปกรณ์ขัดข้องหรือเสียหายแต่หลังจากทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วก็สามารถใช้งานได้ต่อไปหากพิจารณาอุปกรณ์ที่มีแบบจำลองการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะ คือ “ดี” และ “เสีย” จะพบว่าการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ เหล่านี้จะมีลักษณะเป็นวัฏจักรของเวลาดังแสดงในรูปที่ 2.4

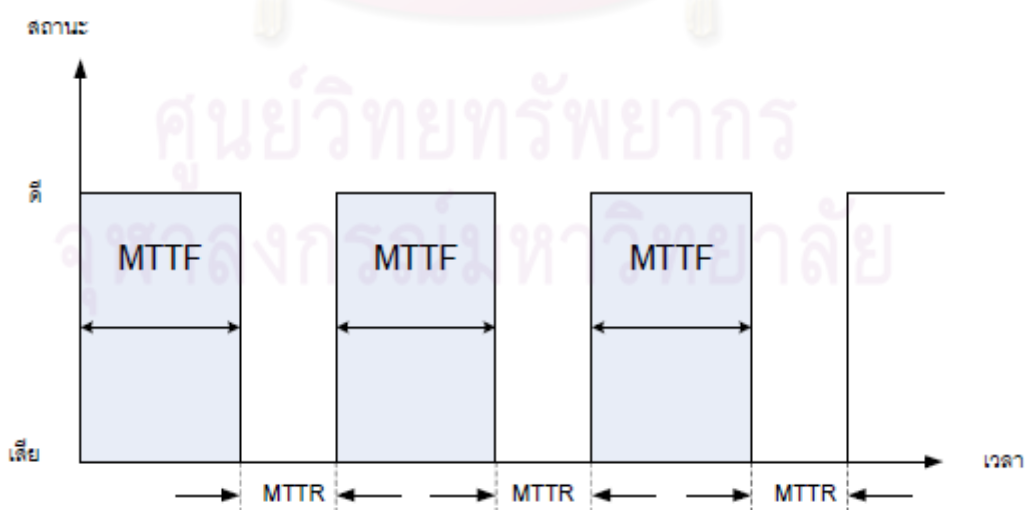


รูปที่ 2.4 ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

โดย TTF_i คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” ซึ่งสามารถทำงานได้ในครั้งที่ i

TTR_i คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” ซึ่งแสดงถึงระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ครั้งที่ i

จากรูปที่ 2.4 จะเห็นว่าช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” และ ช่วงเวลาที่ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” ในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นในการพิจารณาแบบจำลองของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเพื่อเป็นตัวแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะยาวจะใช้ค่าประมาณเป็นระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะ “ดี” และระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 การทำงานค่าสถานะการทำงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

โดยที่

MTTF คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” (ค่าเฉลี่ยของ TTF)

MTTR คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” (ค่าเฉลี่ยของ TTR)

แนวคิดทางด้านความถี่และช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์สามารถอธิบายได้โดยอาศัยแบบจำลองของอุปกรณ์ที่สามารถซ่อมได้ (Repairable component) ดังแสดงในรูปที่ 2.4 จะเห็นว่า สถานะการทำงานของอุปกรณ์มี 2 สถานะคือ ดี (Up) และ เสีย (Down) ดังนั้น หากกำหนดให้

$P(s)$ คือ ความน่าจะเป็นของภาวะที่อยู่ในสถานะ s

$M(s)$ คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่จะอยู่ในสถานะ s

$T(s)$ คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยเมื่อกลับมาสู่สถานะ s อีกครั้ง หรือคาบของเวลา

$$P(s) = \frac{M(s)}{T(s)} \quad (2.1)$$

จากรูปที่ 2.5 ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะ “ดี (Up)” และ สถานะ “เสีย (Down)” แสดงได้ดังสมการที่ (2.2) คือ

$$P_{up} = \frac{m}{m+r} ; P_{down} = \frac{r}{m+r} \quad (2.2)$$

โดย m คือ MTTF ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี”

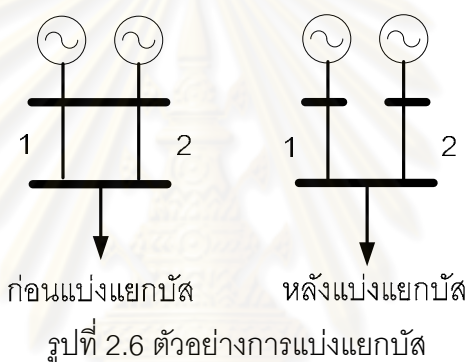
r คือ MTTR ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย”

2.3 ผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากการปรับเปลี่ยน โครงข่าย

ดังที่ได้กล่าวในบทนำ การขยายระบบส่งไฟฟ้าจะส่งผลให้กระแสลัดวงจรในระบบมีค่าสูงขึ้น โดยในกรณีของ กฟผ. ระดับกระแสลัดวงจรในพื้นที่เขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง บางแห่งมีค่าสูงกว่าค่า Interrupting Capacity (IC) ของอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า (Circuit breaker) ทาง กฟผ. จึงได้ดำเนินการศึกษาแนวทางการแก้ไขปัญหาดังกล่าวโดยการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งได้แก่การแบ่งแยกบัส และการเปิดวงจรสายส่ง โดยวิธีการและผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของการแบ่งแยกบัส และการเปิดวงจรสายส่ง จะแสดงในหัวข้อถัดไป

2.3.1 การแบ่งแยกบัส [5]

การแบ่งแยกบัสเป็นวิธีที่นิยมนำมาใช้ในการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูง เพราะเป็นวิธีที่มีความน่าเชื่อถือในการแก้ปัญหาสูง และลงทุนไม่มาก โดยการแบ่งแยกบัสในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเปรียบเสมือนการลดการเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่ง หรือหม้อแปลงในระบบ ทำให้ค่าความต้านทานโดยรวมของระบบมีค่าสูงขึ้น ซึ่งส่งผลให้ขนาดของกระแสลัดวงจร ณ จุดต่างๆของระบบมีค่าลดต่ำลง หลักการของการแยกบัส จะทำภายในสถานีไฟฟ้าที่มีบัสซึ่งมีจุดต่ออย่างเช่น สายส่ง หม้อแปลง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ต่อยู่ร่วมกันที่บัสอย่างน้อย 2 จุดต่อ โดยสามารถแยกบัสได้ทั้งชนิด PV บัส และ PQ บัส หรือบัสที่ทำหน้าที่เป็นจุดเชื่อมต่อในระบบส่งกำลังไฟฟ้าซึ่งไม่มีโหลดหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อยู่ อย่างไรก็ตามแม้ว่าวิธีการแบ่งแยกบัสจะช่วยลดค่ากระแสลัดวงจรได้ แต่ทว่าอาจจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลง โดยสามารถอธิบายได้จากรูปที่ 2.6



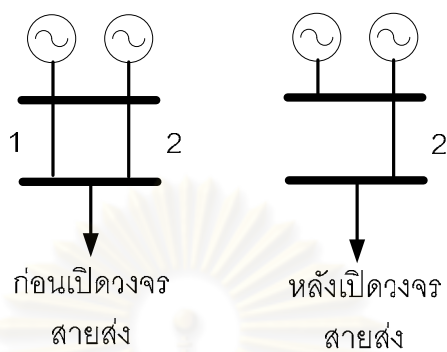
จากรูปที่ 2.6 จะเห็นได้ว่ากรณีก่อนแบ่งแยกบัสหากสายส่งเส้นที่ 2 หลุดออกจากระบบ จะเห็นได้ว่าโหลดจะได้รับกำลังการผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสองอยู่ แต่เมื่อพิจารณากรณีหลังแบ่งแยกบัส หากสายส่งเส้นที่ 2 หลุดออกจากระบบเช่นเดียวกัน จะเห็นได้ว่าโหลดจะได้รับกำลังการผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียวเท่านั้น ซึ่งจากกรณีนี้ชี้ให้เห็นว่าการแบ่งแยกบัสมีแนวโน้มที่จะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลงนั่นเอง

2.3.2 การเปิดวงจรสายส่ง [6]

วิธีนี้สามารถลดปริมาณของกระแสลัดวงจรได้โดยการเลือกเปิดสายส่งบางวงจรออกเพื่อเป็นการเพิ่มค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ ซึ่งในทางปฏิบัตินี้ได้มีการเปิดสายส่งบางวงจรออกในระบบบางส่วนของประเทศไทย โดยปกติมักเลือกเปิดวงจรสายส่งที่อยู่ใกล้กับระบบผลิตที่มีขนาดใหญ่ โดยการเปิดวงจรสายส่งนี้ทำได้ โดยเพียงเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ติดตั้งอยู่ทั้งทางด้านสายส่งและปลายสายส่ง เพื่อเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการรื้อสายส่งออกทั้งเส้น

เนื่องจากปริมาณกระแสลัดวงจรเป็นสัดส่วนแบบผกผันกับค่าอิมพีแดนซ์สมมูลที่จุดที่เกิดการลัดวงจร ดังนั้นหากต้องการให้กระแสลัดวงจรมีค่าลดลงจึงอาจใช้วิธีการเปิดวงจรสายส่ง

เพื่อให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลมีค่าเพิ่มขึ้นได้ อย่างไรก็ตามแม้ว่าวิธีการเปิดวงจรสายส่งจะช่วยลดค่ากระแสลัดวงจรได้ แต่ทว่าอาจจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลง โดยสามารถอธิบายได้จากรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 ตัวอย่างการเปิดวงจรสายส่ง

จากรูปที่ 2.7 กรณีก่อนเปิดวงจรสายส่งจะเห็นว่าไหลดจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าก็ต่อเมื่อสายส่งเส้นที่ 1 และสายส่งเส้นที่ 2 หลุดออกจากระบบพร้อมกัน ซึ่งมีความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์นี้ต่ำ แต่เมื่อพิจารณากรณีหลังเปิดวงจรสายส่งเส้นที่ 1 ออก จะเห็นว่าเหลือสายส่งเส้นที่ 2 เพียงเส้นเดียว ดังนั้นความน่าจะเป็นที่ไหลดจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากกรณีหลังจะสูงกว่า

บทที่ 3

ระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (เอชวีดีซี)

3.1 ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับเอชวีดีซี [7]

การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังเกิดขึ้นครั้งแรกจากการคิดค้นของโทมัส อัลวา เอดิสัน เป็นการส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันต่ำจากแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าส่งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ภายหลังจากการประดิษฐ์หม้อแปลงไฟฟ้ารวมถึงการพัฒนาและปรับปรุงมอเตอร์เหนี่ยวนำในต้นศตวรรษที่ 20 ทำให้เกิดการส่งกำลังไฟฟ้ากระแสสลับขึ้นเพื่อบริการแทนที่การส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรงแบบเดิม เนื่องจากการส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรงที่ระดับแรงดันต่ำไม่สามารถส่งกำลังไฟฟ้าในระยะทางไกลๆ ได้ อย่างไรก็ตาม หลังจากการพัฒนาวาล์วแรงดันสูง (high voltage valve) ขึ้นในปี ค.ศ.1929 ทำให้เกิดการทดลองนำวาล์วแรงดันสูงมาใช้ในการส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรงที่ระดับแรงดันสูง ในปี ค.ศ. 1936 ได้มีการส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูงขนาด 5.25 MW ผ่านสายส่งความยาว 27 km ที่ระดับแรงดัน 30 kV ซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นในการพัฒนาเทคโนโลยีระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง โดยในหลายๆ ประเทศก็ได้มีการใช้เอชวีดีซีกันอย่างแพร่หลายยกตัวอย่างเช่น

ที่เมือง Itaipu ประเทศบราซิลได้มีการใช้เอชวีดีซีในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าที่มีความถี่ 50 Hz เข้ากับระบบไฟฟ้าที่มีความถี่ 60 Hz เข้าด้วยกัน และเป็นการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ (6,300 MW) และมีระยะทางที่ไกล (800 km)

โครงการ Leyton-Luzon ประเทศฟิลิปปินส์ได้ใช้เอชวีดีซีในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างเกาะ และเพื่อเพิ่มพูนเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้ากระแสสลับของเมือง Manila

โครงการ Rihand-Delhi ประเทศอินเดียได้ใช้เอชวีดีซีในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ (1,500 MW) เข้าสู่เมือง Dehli เพื่อที่จะลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ และเพิ่มเสถียรภาพของระบบให้ดียิ่งขึ้น

ใน Garabi โครงการ Independent Transmission Project (ITP) ได้มีการใช้ เอชวีดีซี ประเภท back to back เพื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าประเทศอาร์เจนตินาที่มีความถี่ 50 Hz ไปยังระบบไฟฟ้าของประเทศบราซิลที่มีความถี่ 60 Hz

ใน Gotland ประเทศสวีเดนได้มีการใช้เอชวีดีซีในการเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานลมไปยังระบบไฟฟ้าหลัก เพื่อเพิ่มคุณภาพให้แก่ระบบไฟฟ้าโดยคำนึงถึงสภาพแวดล้อม ณ บริเวณที่ติดตั้งเอชวีดีซี

ใน Queensland ประเทศออสเตรเลีย ได้ใช้เอชวีดีซีเพื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของ New South Wales กับ Queensland เข้าด้วยกัน เพื่อการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าของทั้งสองระบบและยังสามารถกำหนดทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าได้อีกด้วย

ข้อดีของเอชวีดีซี

- 1) สามารถควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- 2) สามารถเชื่อมโยงระหว่างระบบไฟฟ้าที่มีความถี่แตกต่างกันได้
- 3) ในการส่งกำลังไฟฟ้าในระยะทางไกล การส่งด้วยไฟฟ้ากระแสตรงมีค่าใช้จ่ายที่ต่ำกว่าไฟฟ้ากระแสสลับ
- 4) มีความเหมาะสมมากกว่าในการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายเคเบิลใต้น้ำ และได้ดินในระยะทางไกล เนื่องจากการส่งผ่านสายเคเบิลใต้น้ำ และได้ดินของไฟฟ้ากระแสตรงจะไม่ก่อให้เกิดปัญหาค่าคาปาซิทีฟ
- 5) ไม่เกิดปัญหาทางด้านเสถียรภาพ
- 6) ส่งผลกระทบต่อสัญญาณวิทยุต่ำกว่าระบบส่งไฟฟ้ากระแสสลับ
- 7) เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้น จะไม่ส่งผ่านกระแสลัดวงจรเข้าไปยังระบบอื่น

ข้อเสียของเอชวีดีซี

- 1) คอนเวอร์เตอร์มีราคาแพง
- 2) คอนเวอร์เตอร์ทำให้เกิดฮาร์โมนิกทั้งทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับและไฟฟ้ากระแสตรง
- 3) คอนเวอร์เตอร์ต้องการกำลังไฟฟ้ร้แอกทีฟสูง
- 4) คอนเวอร์เตอร์มีความสามารถในการรองรับสภาวะโหลดเกินต่ำ

ระบบเอชวีดีซีในประเทศไทย [8]

สำหรับในประเทศไทยได้มีการนำเอาระบบเอชวีดีซี มาใช้ในการเชื่อมโยงระหว่างระบบไฟฟ้าของประเทศไทยกับประเทศมาเลเซียเพื่อทำการซื้อ-ขายพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2545 (ประเทศไทยมีการเชื่อมโยงระหว่างระบบไฟฟ้าของประเทศไทยกับประเทศมาเลเซีย ตั้งแต่ปี 2523 โดยเป็นโครงการเชื่อมต่อระบบส่งไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 1 แต่ทำการเชื่อมโยงกันโดยผ่านเอชวีเอซี และมีกำลังเพียง 30-80 MW) โดยโครงการนี้เป็นโครงการเชื่อมต่อระบบส่งไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2 เป็นระบบเอชวีดีซีที่มีขนาดแรงดัน 300 kV, 300 MW โครงการเชื่อมต่อระบบส่งไทย-มาเลเซีย ด้วยระบบเอชวีดีซีนี้นี้ดำเนินการโดย กฟผ.และการไฟฟ้ามาเลเซีย (Tenaga Nasional Berhad: TNB) โดยมีสถานีไฟฟ้าในฝั่งประเทศไทยอยู่ที่ สถานีคลองแงะ จังหวัดสงขลา กับสถานีกูรูน รัฐเคห์ด้า ประเทศมาเลเซีย โดยมีระยะทาง 24 km จากชายแดนฝั่งประเทศไทย และ 86 km จากชายแดนประเทศมาเลเซีย รวมเป็นระยะทางทั้งหมด 110 km

ในระยะแรก ระบบเอชวีดีซีจะใช้เป็นแบบ Monopolar ซึ่งจะทำให้ส่งกำลังไฟฟ้าได้ 300 MW แต่ในอนาคตการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยก็ได้มีโครงการที่จะอัปเดตเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้เป็น 600 MW โดยการเปลี่ยนเป็นแบบ Bipolar ในปัจจุบันระบบเอชวีดีซีนี้สามารถส่งกำลังได้เต็มที่ 300 MW (300 kV, 1,000 A) และสามารถจ่ายกำลังเกินได้ถึง 450 MW ในระยะเวลาไม่เกิน 10 นาที

ตารางที่ 3.1 รายละเอียดของระบบเอชวีดีซีของประเทศไทย

ตัวเหนี่ยวนำรอกกระแส	100 mH, แกนเดี่ยว (Single Core)
หม้อแปลงสำหรับ	Converter 3x116 MVA, 1 เฟส 3 ขด 230/122.24/122.24 kV
ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ	ไทย: EGAT 230 kV; 50 Hz
	มาเลเซีย: TNB 275 kV, 50 Hz
แรงดันไฟฟ้ากระแสตรง	+/- 300 kV
ขนาดของไทรสเตอร์	8 kV, 1,550 A
จำนวนของไทรสเตอร์	1,152 ตัว
วงจรรอก	วงจรรอกแบบ Passive (ฮาร์โมนิกอันดับที่ 12/24)
	วงจรรอกแบบ Active (ฮาร์โมนิก อันดับที่ 6/15/21/24/27/33/42/48)
สายส่งกำลัง	DC, 110 km
	ตัวนำโพล (Pole Conductor): 546 mm ²
	ตัวนำนิวทรัล (Neutral Conductor): 298 mm ²
เงินลงทุน	4,980 ล้านบาท
ผู้รับเหมาหลัก	Siemens AG, Germany

เทคโนโลยีของเซมิคอนดักเตอร์ในปัจจุบัน

กระบวนการพื้นฐานของของเซมิคอนดักเตอร์คือ แปลงไฟฟ้ากระแสสลับเป็นกระแสตรงที่ฝั่งเรกติฟายเออร์ และแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับที่ฝั่งอินเวอร์เตอร์ ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะมีทางเลือกในการแปลงไฟฟ้าดังที่กล่าวอยู่ 2 วิธีด้วยกันดังนี้

- ใช้ Thyristor ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ทำมาจากสารกึ่งตัวนำเป็นส่วนประกอบหลักในคอนเวอร์เตอร์ โดย Thyristor สามารถควบคุมการเปิดของวงจรได้เท่านั้น โดยสามารถทนกระแสได้สูงถึง 4,000 A และสามารถทนแรงดันได้ถึง 10 kV และเมื่อนำ Thyristor มาต่อกันแบบอนุกรมหลายๆ ตัวจะเรียกว่า Thyristor valve ซึ่งสามารถทนแรงดันได้สูงถึงหลายร้อย kV โดย Thyristor valve นี้จะทำงานที่ความถี่ประมาณ 50-60 Hz และยังสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยการควบคุมมุมจุดชนวนนั่นเอง

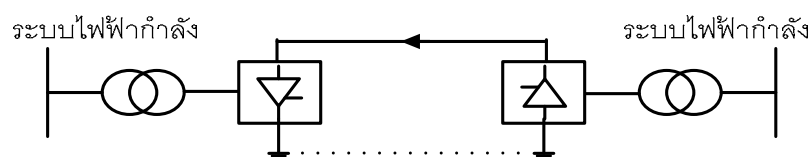
- ใช้ Voltage Source Converters (VSC) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ทำมาจากสารกึ่งตัวนำเช่นเดียวกับ Thyristor เป็นส่วนประกอบหลักในคอนเวอร์เตอร์ โดย VSC สามารถควบคุมการเปิดปิดของวงจรได้ด้วยตัวเอง โดย VSC จะทำงานที่ความถี่ค่อนข้างสูง ข้อดีของ VSC ก็คือสามารถควบคุมกำลังกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้อย่างอิสระต่อกันอย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นการใช้ เซมิคอนดักเตอร์แบบ VSC นี้จะไม่จำเป็นต้องมีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ใช้สำหรับชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่สูญเสียไปในขั้นตอนการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสสลับเป็นกระแสตรง หรือกระแสตรงเป็นกระแสสลับเลย อย่างไรก็ตามเทคโนโลยีเซมิคอนดักเตอร์แบบ VSC ไม่สามารถทนแรงดันระดับสูงๆ ได้

3.2 โครงสร้างของเซมิคอนดักเตอร์ [9]

โครงสร้างของอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์มีหลายโครงสร้างขึ้นอยู่กับการประยุกต์ใช้หรือความต้องการในการใช้งาน ในที่นี้จะเสนอโครงสร้างแบบทั่วไป 4 รูปแบบดังนี้

โครงสร้างแบบขั้วเดียว (Monopolar link)

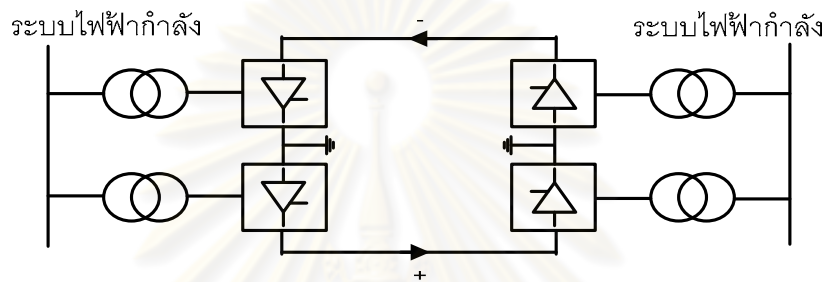
โครงสร้างนี้ประกอบไปด้วยคอนเวอร์เตอร์ 2 ตัวซึ่งอยู่ต่างสถานะกัน โดยมีสายส่งกระแสตรงเชื่อมระหว่างคอนเวอร์เตอร์ทั้งสอง โดยสายส่งกระแสตรงโดยส่วนมากจะให้เป็นขั้วลบ เนื่องจากขั้วลบมีการเกิดโคโรน่าน้อย และใช้อิเล็กโทรดหรือกราวด์เพื่อทำให้ระบบครบวงจรดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 โครงสร้างเซมิคอนดักเตอร์แบบขั้วเดียว

โครงสร้างแบบสองขั้ว (Bipolar link)

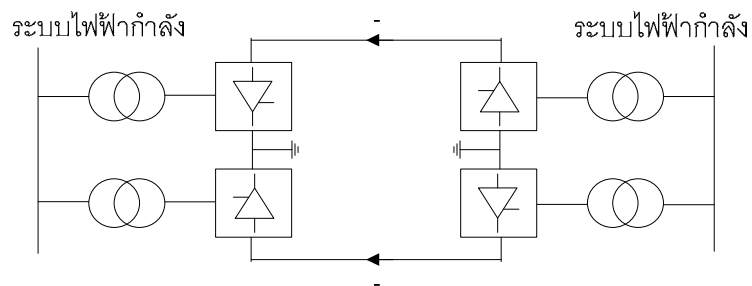
โครงสร้างนี้ประกอบไปด้วยโครงสร้างแบบขั้วเดียว 2 โครงสร้างรวมเข้าด้วยกันดังนั้นก็จึงสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้เป็น 2 เท่าของโครงสร้างแบบขั้วเดียว โดยที่แต่ละโครงสร้างจะมีขั้วตรงข้ามกันดังแสดงในรูปที่ 3.2 และมีอิเล็กทรอนิกส์หรือกราวด์เพื่อให้ระบบครบวงจร โดยโครงสร้างแบบสองขั้วนี้สามารถทำงานแยกระบบกันได้ ดังนั้นเมื่อขั้วใดขั้วหนึ่งเกิดความผิดปกติพ่วงจนไม่สามารถทำงานได้ อีกขั้วหนึ่งก็ยังสามารถทำงานต่อไปได้ เพียงแต่กำลังไฟฟ้าที่ส่งได้จากเดิมจะลดลงเหลือครึ่งหนึ่งนั่นเอง



รูปที่ 3.2 โครงสร้างเอชวีดีซีแบบสองขั้ว

โครงสร้างแบบขั้วเหมือน (Homopolar link)

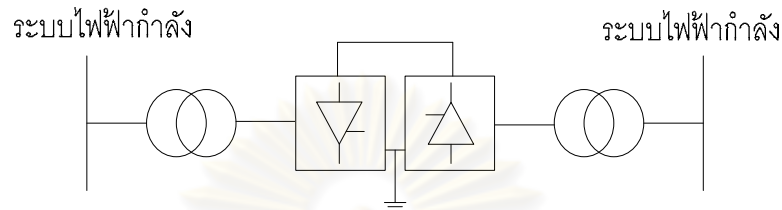
โครงสร้างนี้ประกอบไปด้วยโครงสร้างแบบขั้วเดียว 2 โครงสร้างรวมเข้าด้วยกันดังนั้นก็จึงสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้เป็น 2 เท่าของโครงสร้างแบบขั้วเดียว โดยที่แต่ละโครงสร้างจะมีขั้วที่เหมือนกัน โดยทั่วไปนิยมให้เป็นขั้วลบดังแสดงในรูปที่ 3.3 และมีอิเล็กทรอนิกส์หรือกราวด์เพื่อให้ระบบครบวงจร โดยโครงสร้างแบบขั้วเหมือนนี้สามารถทำงานแยกระบบกันได้ ดังนั้นเมื่อขั้วใดขั้วหนึ่งเกิดความผิดปกติพ่วงจนไม่สามารถทำงานได้ อีกขั้วหนึ่งก็ยังสามารถทำงานต่อไปได้ เพียงแต่กำลังไฟฟ้าที่ส่งได้จากเดิมจะลดลงเหลือครึ่งหนึ่งนั่นเอง อย่างไรก็ตามโครงสร้างแบบขั้วเหมือนนี้ไม่เป็นที่นิยมเท่ากับโครงสร้างแบบสองขั้ว เนื่องจากสภาวะการทำงานของโครงสร้างแบบขั้วเหมือนต้องอาศัยเส้นทางกลับเป็นอิเล็กทรอนิกส์หรือกราวด์ตลอดเวลา ซึ่งมีผลข้างเคียงทำให้เกิดการกัดกร่อน (Corrosion) ในตัวนำ



รูปที่ 3.3 โครงสร้างเอชวีดีซีแบบขั้วเหมือน

โครงสร้างแบบหลังชนหลัง (Back to back)

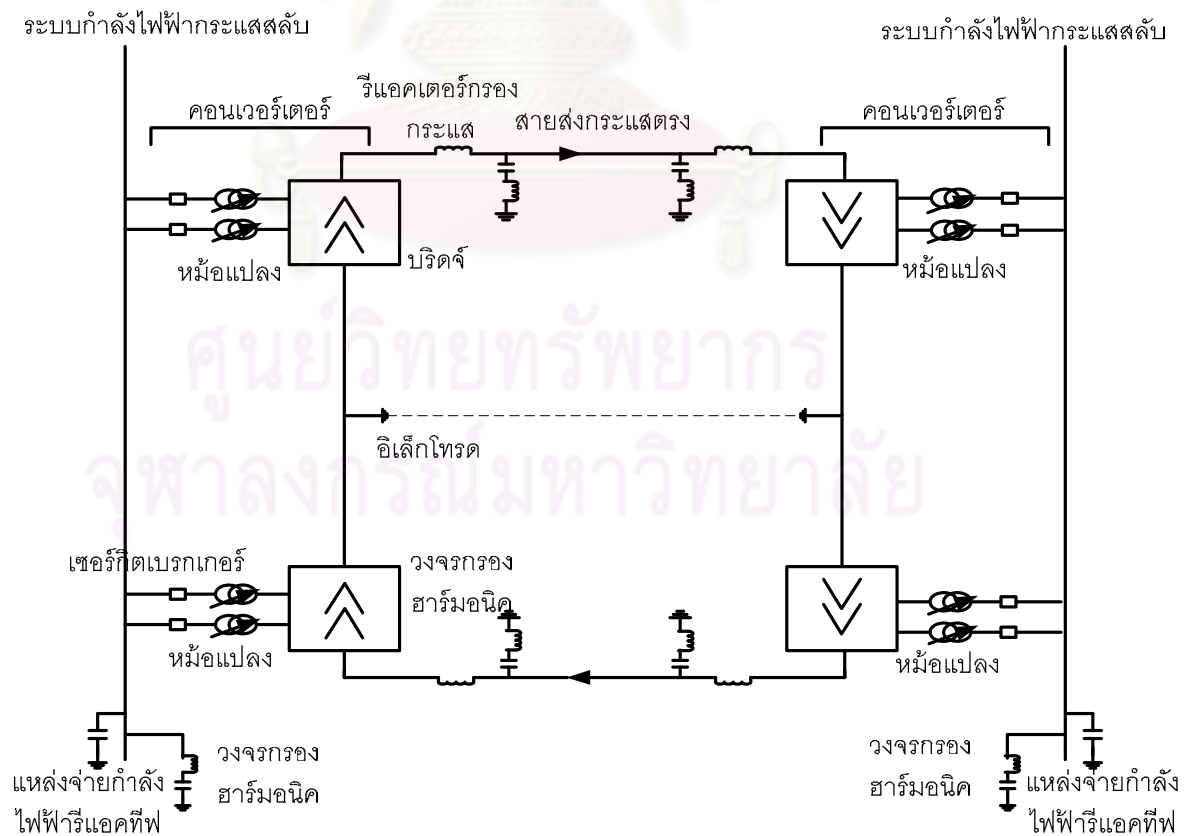
โครงสร้างนี้ประกอบไปด้วยคอนเวอร์เตอร์ 2 ตัวขนาดเท่ากัน และอยู่ในสถานีเดียวกัน โดย โครงสร้างแบบนี้จะไม่มีสายส่งกระแสตรง ดังรูปที่ 3.4 โดยจุดประสงค์ของเอชวีดีซีแบบหลังชนหลังนี้ เพื่อเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงกันแต่ความถี่ของระบบแตกต่างกันนั่นเอง



รูปที่ 3.4 โครงสร้างเอชวีดีซีแบบหลังชนหลัง

3.3 ส่วนประกอบของเอชวีดีซี

ในหัวข้อนี้จะอธิบายเกี่ยวกับโครงสร้างหลักๆ ภายในเอชวีดีซี โดยใช้ระบบเอชวีดีซีแบบสองขั้วดังแสดงในรูปที่ 3.5 เพื่อประกอบการอธิบาย



รูปที่ 3.5 โครงสร้างภายในระบบเอชวีดีซีแบบสองขั้ว

คอนเวอร์เตอร์ (Converter)

เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการแปลงจากไฟฟ้ากระแสสลับให้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง (Rectifier) หรือแปลงจากไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Inverter) โดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นวงจรวจรบริดจ์แบบสามเฟสจำนวน 2 ตัวต่ออนุกรมกัน เพื่อสร้างสัญญาณเอาต์พุตแบบ 12 พัลส์

รีแอคเตอร์กรองกระแส (Smoothing reactor)

เป็นรีแอคเตอร์ขนาดใหญ่ที่ต่ออนุกรมเข้ากับขั้วของสถานีคอนเวอร์เตอร์ทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงเพื่อให้กระแสไฟฟ้าทางด้านกระแสตรงเรียบ

วงจรรองฮาร์โมนิก

จะแบ่งออกเป็นสองประเภทคือ ตัวกรองไฟฟ้ากระแสสลับและตัวกรองไฟฟ้ากระแสตรง ตัวกรองไฟฟ้ากระแสสลับจะทำหน้าที่กรองฮาร์โมนิกที่เกิดจากคอนเวอร์เตอร์ 12 พัลส์ซึ่งกระแสฮาร์โมนิกเหล่านี้จะทำให้เกิดความร้อนขึ้นในตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และยังรบกวนระบบสื่อสารที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียง ส่วนตัวกรองไฟฟ้ากระแสตรงจะใช้ในการกรองฮาร์โมนิกในวงจรไฟฟ้ากระแสตรง เนื่องจากในทุกๆ โหมดการทำงานของเอชวีดีซีจะสร้างฮาร์โมนิกขึ้นมา นั่นเอง ซึ่งฮาร์โมนิกนี้หากมีมากจะทำให้เกิดการดำเนินงานผิดจังหวะ (Commutation failure) ในการทำงานของวงจรวจรบริดจ์ในคอนเวอร์เตอร์ได้ และรีแอคเตอร์กรองกระแสยังช่วยหลีกเลี่ยงความไม่ต่อเนื่องของกระแส ณ สภาวะโหลดน้อยอีกด้วย

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ

เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่สูญเสียไปเนื่องจากการทำงานของคอนเวอร์เตอร์

อิเล็กทรอนิกส์

เป็นอุปกรณ์ที่ใช้เพื่อให้ระบบไฟฟ้าครบวงจร ปกติจะใช้ดินหรือสายนิวทรัล

สายส่งกระแสตรง

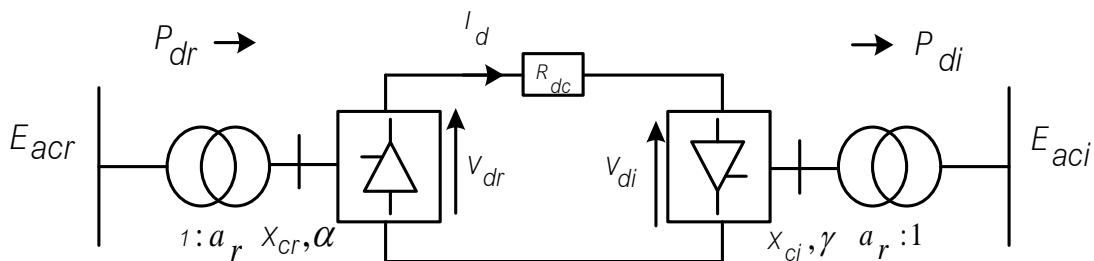
เป็นตัวนำไฟฟ้าที่เชื่อมระหว่างคอนเวอร์เตอร์ทำหน้าที่ส่งผ่านกระแสไฟฟ้า ซึ่งอาจเป็นสายเหนือดินหรือสายใต้ดินก็ได้

เซอร์กิตเบรกเกอร์ (CB)

เป็นอุปกรณ์ในการกำจัดความผิดปกติพร้อมในหม้อแปลงและใช้ปลดสายส่งกระแสตรงในสภาวะผิดปกติ

3.4 สมการทางคณิตศาสตร์ของเอชวีดีซี [9]

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงสมการต่างๆ ที่อธิบายการทำงานของเอชวีดีซี โดยแบบจำลองเอชวีดีซีที่ใช้อธิบายได้แสดงในรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 แบบจำลองอย่างง่ายของเอชวีดีซี

โดยที่

- E_{acr}, E_{aci} คือ แรงดันไฟสลับฝั่งเรกติฟายเออร์ และ ฝั่งอินเวอร์เตอร์ตามลำดับ
- V_{dr}, V_{di} คือ แรงดันไฟตรงฝั่งเรกติฟายเออร์ และ อินเวอร์เตอร์ตามลำดับ
- I_d คือ กระแสไฟตรง
- X_{cr}, X_{ci} คือ คอมมิวเตชันรีแอคแตนซ์ (Commutation reactance) ของวงจรเรกติฟายเออร์ และ อินเวอร์เตอร์ตามลำดับ
- α คือ มุมจุดชนวน (Ignition angle) ของวงจรเรกติฟายเออร์
- γ คือ มุมหยุดนำกระแส (Extinction angle) ของวงจรอินเวอร์เตอร์
- a_r, a_i คือ แท็บของหม้อแปลงฝั่งเรกติฟายเออร์ และ อินเวอร์เตอร์ตามลำดับ
- R_{dc} คือ ความต้านทานในสายส่งไฟตรง
- P_{dr}, P_{di} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าเรกติฟายเออร์ และ อินเวอร์เตอร์ตามลำดับ

ซึ่งสมการในสภาวะชั่วคราวของระบบ HVDC สามารถเขียนได้ดังสมการ (3.1) – (3.5)

$$V_{dor} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r E_{acr} \tag{3.1}$$

$$V_{dr} = V_{dor} \cos(\alpha) - \frac{3}{\pi} X_{cr} I_{dc} \tag{3.2}$$

$$V_{doi} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i E_{aci} \tag{3.3}$$

$$V_{di} = V_{doi} \cos(\gamma) - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_{dc} \tag{3.4}$$

$$I_{dc} = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R_{dc}} \tag{3.5}$$

สมการที่ (3.2) และ (3.4) แสดงให้เห็นว่า มุมจุดชนวน (α) และ มุมหยุดนำกระแส (γ) ส่งผลต่อแรงดันไฟตรงทางฝั่งเรกติฟายเออร์ และ อินเวอร์เตอร์ตามลำดับ โดยขึ้นกับค่า $\cos(\alpha)$ และ $\cos(\gamma)$ ซึ่ง α มีค่าระหว่าง 0 ถึง 90 องศา ส่วน γ มีค่าระหว่าง 0 ถึง 180 องศา

เนื่องจากค่าคอมมิวเตชันรีแอกแตนซ์ X_c ของคอนเวอร์เตอร์ทำให้กระแสเฟสไม่สามารถเปลี่ยนได้ในทันทีทันใด ดังนั้นค่าคอมมิวเตชัน หรือ ค่าเวลาทับซ้อนจึงถูกนิยามขึ้น และผลกระทบนี้อาจถูกแทนด้วยแรงดันตกที่ตกคร่อมค่าความต้านทานค่าหนึ่งซึ่งมีค่าเท่ากับ $R_c = \frac{3}{\pi} X_c$ ดังนั้น มุมทับซ้อน (Overlap angle, μ) จึงไม่ปรากฏในวงจรสมมูล

โดยทั่วไปแล้ว ที่สภาวะการทำงานปกติ มุมจุดชนวนทางฝั่งเรกติฟายเออร์ (α) มีค่าอยู่ในช่วง 15 ถึง 20 องศา และมุมหยุดนำกระแสทางฝั่งอินเวอร์เตอร์ (γ) มี 15 และ 18 องศา กรณีที่ฝั่งอินเวอร์เตอร์เชื่อมกับระบบที่มีความถี่ 50 และ 60 Hz ตามลำดับ

จากรูปที่ 3.6 นอกจากจะมีกำลังไฟฟ้าจริงไหลจากฝั่งเรกติฟายเออร์ ไปยังฝั่งอินเวอร์เตอร์แล้ว ยังคงมีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ทั้งทางฝั่งเรกติฟายเออร์ และทางฝั่งอินเวอร์เตอร์ด้วย ดังแสดงในสมการที่ (3.6)-(3.8)

$$P_{dr} = V_{dr} I_{dc} \quad (3.6)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan(\varphi_r) \quad (3.7)$$

โดยที่

$$\varphi_r = \cos^{-1} \left(\frac{V_{dr}}{V_{dr0}} \right) \quad (3.8)$$

เช่นเดียวกันกับฝั่งเรกติฟายเออร์สมการกำลังฝั่งอินเวอร์เตอร์สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (3.9) – (3.11)

$$P_{di} = V_{di} I_{dc} \quad (3.9)$$

$$Q_{di} = -P_{di} \tan(\varphi_i) \quad (3.10)$$

โดยที่

$$\varphi_i = \cos^{-1} \left(\frac{V_{di}}{V_{di0}} \right) \quad (3.11)$$

3.5 แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซี

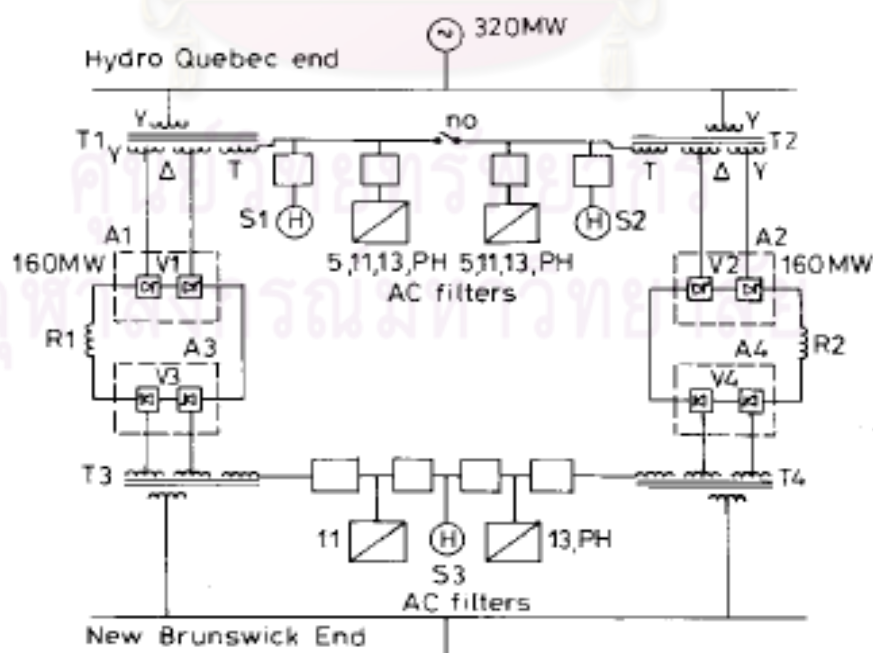
ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งเอชวีดีซี จำเป็นต้องมีแบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซีด้วย โดยในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงหลักการในการสร้างแบบจำลองของเอชวีดีซีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของวิทยานิพนธ์นี้ ซึ่งจะประกอบไปด้วย 2 ส่วนหลักๆ คือ 1) โดอะแกรมความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซี และ 2) รายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า

โดอะแกรมความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซี

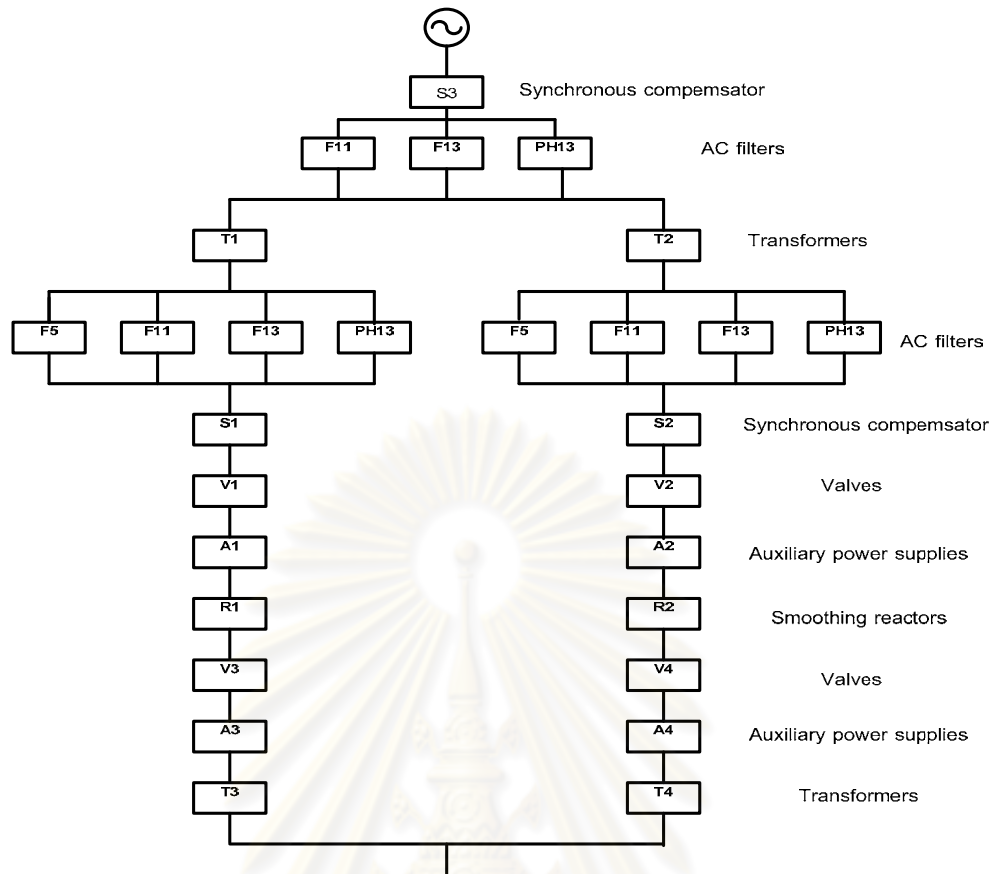
โดอะแกรมความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซีจะแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ต่างๆ ภายในของเอชวีดีซีที่มีความเกี่ยวเนื่องกันเช่นใด โดยมีหลักการในการเขียนโดอะแกรมดังต่อไปนี้

- 1) อุปกรณ์ที่มีความสัมพันธ์ประเภทอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งเสียแล้วมีผลทำให้อุปกรณ์อื่นๆ ไม่สามารถใช้งานได้ จะถูกจัดให้มีลักษณะการต่อกันแบบอนุกรม
- 2) อุปกรณ์ที่มีความสัมพันธ์ประเภทอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งเสียแล้วไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ตัวอื่นๆ จะถูกจัดให้มีลักษณะการต่อกันแบบขนาน
- 3) กลุ่มของอุปกรณ์ที่มีผลต่อสมรรถภาพของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจะถูกจัดให้มีลักษณะการต่อกันแบบขนาน

จากหลักการดังกล่าวมาสามารถนำมาเขียนเป็นโดอะแกรมความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซี ดังเช่น ตัวอย่างจากระบบ EEL river DC system [10] รูปที่ 3.7 สามารถนำมาเขียนเป็นโดอะแกรมความเชื่อถือได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.7 โดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบ EEL river DC system model



รูปที่ 3.8 ไดอะแกรมความเชื่อถือได้ของ EEL river DC system model

รายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า

เนื่องจากอุปกรณ์บางประเภทในเอชวีดีซี เช่น ตัวกรองฮาร์โมนิก (AC filter) จากรูปที่ 3.8 AC filter F11, F13, PH13 ซึ่งเชื่อมต่อกันแบบขนาน หากมองอย่างง่ายจะเห็นได้ว่าจะสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้เต็มกำลังเสมอ ยกเว้นกรณีเดียวคือ F11, F13 เสียพร้อมกันหมด แต่ในความเป็นจริงกลับไม่เป็นเช่นนั้น เนื่องจากจำเป็นต้องคิดผลของสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของ AC filter แต่ละตัวด้วย ดังเช่นตารางที่ 3.2 แสดงสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของ AC filter ฝั่งอินเวอร์เตอร์ เป็นต้น

ตารางที่ 3.2 Inverter filters capacities

Combination	Group capacity (%)
F11, F13, PH13	100
F11, PH13	100
F11, F13	100
Others	0

3.6 การคำนวณกระแสลัดวงจรของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งเอชวีดีซี

การคำนวณกระแสลัดวงจรของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งเอชวีดีซี จำเป็นต้องพิจารณาผลของเอชวีดีซี ขณะที่เกิดการลัดวงจร ซึ่งการทำงานในช่วงนี้เอชวีดีซีจะทำงานในโหมดควบคุมกระแสตามเส้นคุณลักษณะที่ปรับได้ ดังนั้นสามารถแทนแบบจำลองของระบบ HVDC ในขณะที่เกิดการลัดวงจรเป็น แหล่งจ่ายกระแส นั่นคือ เอชวีดีซีจะไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเข้าสู่ระบบไม่ว่ากรณีใดๆ ดังนั้นการคำนวณกระแสลัดวงจรจึงมองได้ว่า สายส่งกระแสตรงที่เชื่อมระหว่างบัสเรกติฟายเออร์ และ บัสอินเวอร์เตอร์ ในระบบกระแสสลับถูกทริปออก (Open line) นั่นเอง



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

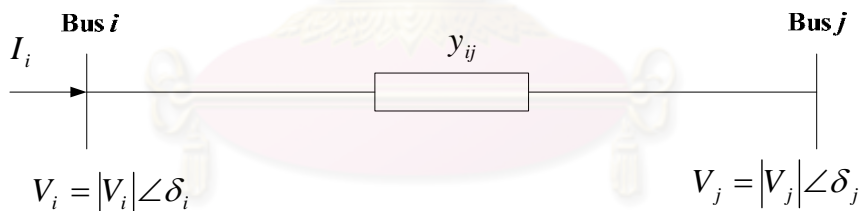
การวิเคราะห์การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง

ในสภาวะการทำงานหนึ่งๆ ของระบบไฟฟ้ากำลังหากเราต้องการทราบว่า ขนาดของแรงดันที่บัส มุมของแรงดันที่บัส ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านในสายส่ง ฯลฯ จำเป็นต้องใช้การคำนวณที่เรียกว่าการคำนวณโหลดโฟลว์ ซึ่งในบทนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งวิทยานิพนธ์นี้จะแบ่งออกเป็น 2 การวิเคราะห์ ได้แก่ 1) การวิเคราะห์เอซีโหลดโฟลว์ และ 2) การวิเคราะห์โหลดโฟลว์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

4.1 การวิเคราะห์เอซีโหลดโฟลว์

ในการวิเคราะห์เอซีโหลดโฟลว์นั้นมีวิธีการคำนวณหลักๆ ด้วยกัน 3 วิธีคือ วิธีเกาส์ (Gauss method) วิธีเกาส์-ไซเดล (Gauss-Seidel method) และวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method) ซึ่งวิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้รับความนิยมในการใช้อย่างมากเนื่องจากให้คำตอบที่แม่นยำ และมีการคำนวณที่รวดเร็ว ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จะเลือกใช้เฉพาะการคำนวณเอซีโหลดโฟลว์โดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

เริ่มต้นพิจารณาดำแหน่งหนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลัง



รูปที่ 4.1 บัสและสายส่งในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากรูปที่ 4.1 สามารถเขียนกระแสไฟฟ้าที่ฉีดเข้าที่บัส i ในรูปของเมทริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์ได้ดังนี้

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (4.1)$$

ดังนั้นสมการของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน (Power flow equation) สุทธิที่ไหลเข้าบัสที่ i คือ

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (4.2)$$

$$P_i - jQ_i = (|V_i| \angle -\delta) \left(\sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \right) \quad (4.3)$$

เมื่อแยกพิจารณาส่วนจริงและส่วนจินตภาพของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจะได้

$$P_{i,calc} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.4)$$

$$Q_{i,calc} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.5)$$

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่คำนวณได้ตามสมการ (4.4) และ (4.5) จะเท่ากับกำลังไฟฟ้ารวมที่ได้รับการจัดสรรใช้ที่แต่ละบัส นั่นคือ

$$P_{i,calc}(|V|, \delta) - P_{i,sch} = 0 \quad (4.6)$$

$$Q_{i,calc}(|V|, \delta) - Q_{i,sch} = 0 \quad (4.7)$$

จาก (4.6) และ (4.7) จะพบว่า ในการแก้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับบัสใดๆ โดยทั่วไปเราจะสนใจตัวแปรอยู่ 4 ตัว คือ ขนาดของแรงดันที่บัส ($|V|$) มุมเฟสของแรงดันที่บัส (δ) กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Q) อย่างไรก็ตามที่แต่ละบัสเราจะมีสมการที่แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรทั้ง 4 นี้้อยู่เพียง 2 สมการเท่านั้น ดังนั้นเราจะต้องกำหนดค่าของตัวแปร 2 ตัว เพื่อที่จะคำนวณหาอีก 2 ตัวแปรที่เหลือได้จากตัวแปรทั้ง 4 ดังกล่าวข้างต้น เราสามารถจำแนกประเภทของบัสได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

1. Slack bus หรือ Reference bus เป็นบัสที่ขนาดของแรงดัน และมุมของแรงดันที่บัสมีค่าคงที่
2. Load bus เป็นบัสกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัสมีค่าคงที่
3. Voltage-controlled bus เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ โดยกำลังไฟฟ้าจริงและขนาดของแรงดันที่บัสจะมีค่าคงที่

เราสามารถหาคำตอบของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้านี้ด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน โดยการจัดรูปแบบปัญหาดังสมการที่ (4.8)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta V_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

จาก (4.8) สามารถเขียนให้อยู่ในรูปย่อ ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

โดยเมตริกซ์ $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ เรียกว่า เมตริกซ์จาโคเบียน (Jacobian Matrix) โดยสมาชิกในเมตริกซ์จาโคเบียนก็คืออนุพันธ์ย่อยของ (4.6) และ (4.7) ซึ่งสามารถพิจารณาได้ดังนี้

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_1 สามารถเขียนได้ดังสมการ (4.10) และ (4.11) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (4.11)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_2 สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (4.12) และ (4.13) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ij}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.12)$$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (4.13)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_3 สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (4.14) และ (4.15) ตามลำดับ

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (4.15)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_4 สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (4.16) และ (4.17) ตามลำดับ

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ij}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.16)$$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (4.17)$$

โดย $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ (Power mismatch) มีค่าดัง (4.18) และ (4.19) ตามลำดับ

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_{i,calc}^{(k)} \quad (4.18)$$

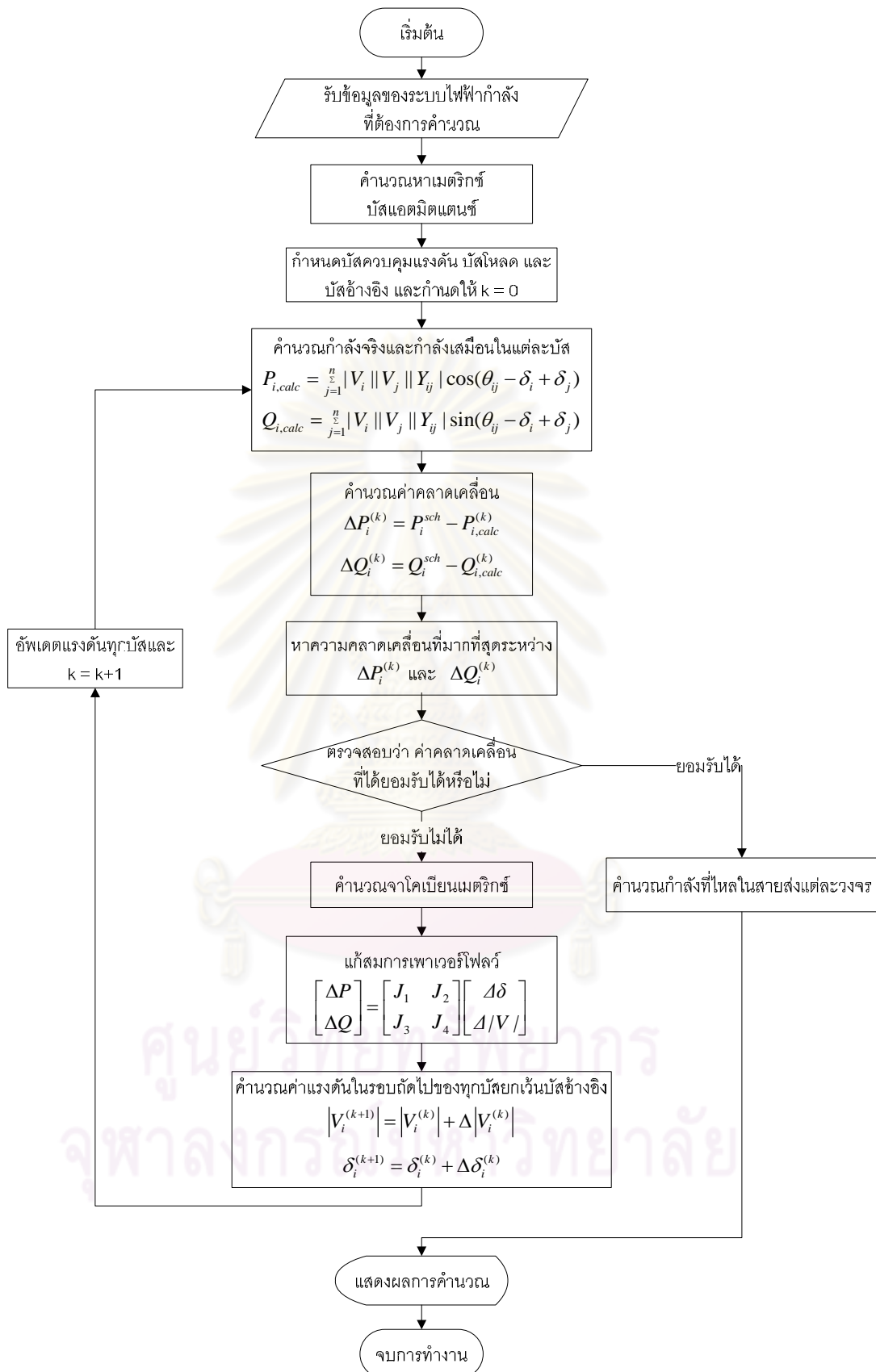
$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_{i,calc}^{(k)} \quad (4.19)$$

และค่าขนาดและมุมของแรงดันที่บัสประมาณขึ้นใหม่โดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน คือ

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (4.20)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (4.21)$$

กระบวนการจะดำเนินการต่อไปเรื่อยๆจนกระทั่งค่า $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ (Power mismatch) มีค่าน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon_1$, $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon_2$ โดยกระบวนการการวิเคราะห์โหลดโฟลว์สามารถสรุปเป็นแผนผังได้ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แผนผังกระบวนการคำนวณเอชไอแอลดีโฟลว์โดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

4.2 การวิเคราะห์โหลดโพลาร์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

โดยทั่วไปการวิเคราะห์โหลดโพลาร์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซีสามารถแบ่งได้เป็น 2 วิธี [11] คือ

- วิธีคำนวณตามลำดับ (Sequential method)
- วิธีคำนวณแบบรวม (Unified method)

โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการประยุกต์ใช้วิธีคำนวณตามลำดับร่วมกับวิธีคำนวณแบบรวมเพื่อความสะดวกในการคำนวณ โดยการคำนวณโหลดโพลาร์ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งเอชวีดีซีนั้น ใช้วิธีการคำนวณเช่นเดียวกันกับระบบไฟฟ้ากำลังทั่วไปนั่นคือการคำนวณด้วยวิธีการวนซ้ำซึ่งให้แรงดันฝั่งกระแสลับเป็นข้อมูลป้อนเข้าสำหรับแกสมการฝั่งกระแสตรง และ กำลังจากฝั่งกระแสตรงเป็นข้อมูลป้อนเข้าสำหรับแกสมการฝั่งกระแสลับในรอบถัดไป โดยสามารถแทนบัสที่เชื่อมต่อกับระบบเอชวีดีซีให้เป็นบัสโหลด โดยที่บัสที่เป็นเรกติฟายเออร์แทนเป็นบัสโหลดที่มีการจ่ายกำลังจริง และบัสที่เป็นอินเวอร์เตอร์แทนเป็นบัสโหลดที่มีการรับกำลังจริง (ค่าโหลดติดลบ)

โดยสมการภายในระบบเอชวีดีซีขึ้นอยู่กับโหมดการทำงานของระบบเอชวีดีซี ซึ่งมีอยู่ 3 โหมดการทำงานได้แก่

1) โหมดการทำงานในสภาวะปกติ

โหมดการทำงานนี้เรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดควบคุมกระแสคงที่ และ อินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดควบคุมมุดชนวนกระแสคงที่

2) โหมดการทำงานในสภาวะผิดปกติ

โหมดการทำงานนี้ จะทำงานเมื่อเกิดสภาวะผิดปกติในระบบกระแสลับ ซึ่งทำให้เกิดแรงดันตกในระบบกระแสลับ หรือไม่สามารคำนวณโหลดโพลาร์ในโหมดแรกได้ ระบบเอชวีดีซีจึงพยายามรักษาระดับแรงดันฝั่งเรกติฟายเออร์เพื่อให้สามารถส่งกำลังได้ตามปกติ โดยที่ เรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดควบคุมมุดชนวนคงที่ และ อินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดควบคุมกระแสคงที่

3) โหมดปรับเปลี่ยนคุณลักษณะ

ในกรณีสภาวะผิดปกติ หรือไม่สามารคำนวณโหลดโพลาร์จากโหมดการทำงานทั้งสองโหมดได้ ทำให้ระบบเอชวีดีซีปรับเปลี่ยนคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ ดังนั้น เรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดควบคุมมุดชนวนคงที่ และ อินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดตามเส้นคุณลักษณะที่ได้ปรับเปลี่ยน

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะคำนวณโหลดโพลาร์จากโหมดการทำงานในสภาวะปกติเท่านั้น ซึ่งในโหมดนี้มีเงื่อนไขการคำนวณดังต่อไปนี้

- มุดชนวนฝั่งอินเวอร์เตอร์ต้องปรับเพื่อให้ได้มุดชนวนกระแสต่ำสุด (γ_{\min})
- มุดชนวนฝั่งเรกติฟายเออร์ต้องปรับเพื่อให้ได้ค่ากระแสตรงคงที่ (I_{ord})

- แท็บหม้อแปลงฝั่งเรกติฟายเออร์ต้องปรับเพื่อให้ได้มุมจุดชนวนในช่วงที่ต้องการ

- แท็บหม้อแปลงฝั่งอินเวอร์เตอร์ต้องปรับเพื่อให้ได้แรงดันตามที่ต้องการ

จากเงื่อนไขดังกล่าวหากต้องการควบคุมกำลังไหลเข้าฝั่งอินเวอร์เตอร์ สามารถหาค่ากระแสตรงคงที่ได้ตามสมการ (4.22)

$$I_{ord} = \frac{P_{di_desired}}{V_{di_desired}} \quad (4.22)$$

ดังนั้นค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ฝั่งอินเวอร์เตอร์สามารถคำนวณได้จากแรงดันกระแสสลับดังสมการที่ (4.23) – (4.27)

$$V_{doi} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i E_{aci} \quad (4.23)$$

$$V_{di,calc} = V_{doi} \cos(\gamma_{min}) - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_{ord} \quad (4.24)$$

$$\phi_i = \cos^{-1}\left(\frac{V_{di}}{V_{doi}}\right) \quad (4.25)$$

$$P_{di,calc} = V_{di} I_{ord} \quad (4.26)$$

$$Q_{di} = P_{di,calc} \tan(\phi_i) \quad (4.27)$$

ในขณะเดียวกันค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ฝั่งเรกติฟายเออร์ก็สามารถคำนวณได้จากแรงดันกระแสสลับดังสมการที่ (4.28) – (4.32)

$$V_{dor} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r E_{acr} \quad (4.28)$$

$$V_{dr} = V_{dor} \cos(\alpha_{calc}) - \frac{3}{\pi} X_{cr} I_{ord} \quad (4.29)$$

$$\phi_r = \cos^{-1}\left(\frac{V_{dr}}{V_{dor}}\right) \quad (4.30)$$

$$P_{dr} = V_{dr} I_{ord} \quad (4.31)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan(\phi_r) \quad (4.32)$$

โดย ณ บัสที่ทำการติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะถูกปรับปรุงดังสมการที่ (4.33) - (4.36)

$$P_{sch_rec} = (P_{g_rec} - P_{d_rec}) - P_{drec_sch} = 0 \quad (4.33)$$

$$P_{sch_inv} = (P_{g_inv} - P_{d_inv}) + P_{dinv_sch} = 0 \quad (4.34)$$

$$Q_{sch_rec} = (Q_{g_rec} - Q_{d_rec}) - Q_{drec_sch} = 0 \quad (4.35)$$

$$Q_{sch_inv} = (Q_{g_inv} - Q_{d_inv}) - Q_{dinv_sch} = 0 \quad (4.36)$$

จากวิธีการคำนวณโหลดโพล်ในระบบไฟฟ้าที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 4.1 ผลเฉลยโหลดโพล်ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งระบบเซมิคอนดักเตอร์ สามารถหาได้ดังสมการที่ (4.37)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_m^{(k)} \\ \Delta \alpha^{(k)} \\ \Delta V_{di}^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_m|} & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_m|} & \frac{\partial P_{r,calc}}{\partial \alpha_r} & \frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \alpha_i} \\ \hline \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_m|} & \vdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial |V_m|} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & \dots & \frac{\partial \alpha_{cal}}{\partial |V_r|} & \dots & 0 & \frac{\partial \alpha^{(k)}}{\partial \alpha_r} & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{\partial V_{di,calc}}{\partial |V_i|} & \dots & 0 & 0 & \frac{\partial V_{di}^{(k)}}{\partial \alpha_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta V_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta V_m^{(k)} \\ \Delta \alpha_r^{(k)} \\ \Delta \alpha_i^{(k)} \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

จากสมการที่ (4.37) สามารถเขียนให้อยู่ในรูปกะทัดรัดได้ดังสมการที่ (4.38)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 & J_{dc,2} \\ J_3 & J_4 & 0 \\ 0 & J_{dc,3} & J_{dc,1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \\ \Delta x_{dc} \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

โดยที่สมาชิกของ $J_{dc,1}$ สามารถคำนวณได้จากสมการ (4.39) และ (4.40) ตามลำดับ

$$\frac{\partial \alpha}{\partial a_r} = \frac{V_{dr} + X_{cr} I_{ord}}{\sqrt{2} E_{acr} a_r^2 \sin \alpha_{calc}} \quad (4.39)$$

$$\frac{\partial V_{di}}{\partial a_i} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{aci} \cos \gamma_{\min} \quad (4.40)$$

สมาชิกของ $J_{dc,2}$ สามารถคำนวณได้จากสมการ (4.41) และ (4.42) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_r}{\partial a_r} = -\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{acr} I_{ord} \cos \alpha_{calc} \quad r \neq \text{slack} \quad (4.41)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_i} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{aci} I_{ord} \cos \gamma_{\min} \quad i \neq \text{slack} \quad (4.42)$$

และสมาชิกของ $J_{dc,3}$ สามารถคำนวณได้จากสมการ (4.43) และ (4.44) ตามลำดับ

$$\frac{\partial \alpha}{\partial E_{acr}} = \frac{V_{dr} + X_{cr} I_{ord}}{\sqrt{2} a_r E_{acr}^2 \sin \alpha_{calc}} \quad r \in PQ \quad (4.43)$$

$$\frac{\partial V_{di}}{\partial E_{aci}} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i \cos \gamma_{\min} \quad i \in PQ \quad (4.44)$$

เมื่อผลต่างของมุมจุดชนวนฝั่งเรกติฟายเออร์และขนาดแรงดันฝั่งอินเวอร์เตอร์เป็นไปตามสมการที่ (4.45) และ (4.46) ตามลำดับ

$$\Delta \alpha^{(k)} = \alpha_{desired} - \alpha_{calc}^{(k)} \quad (4.45)$$

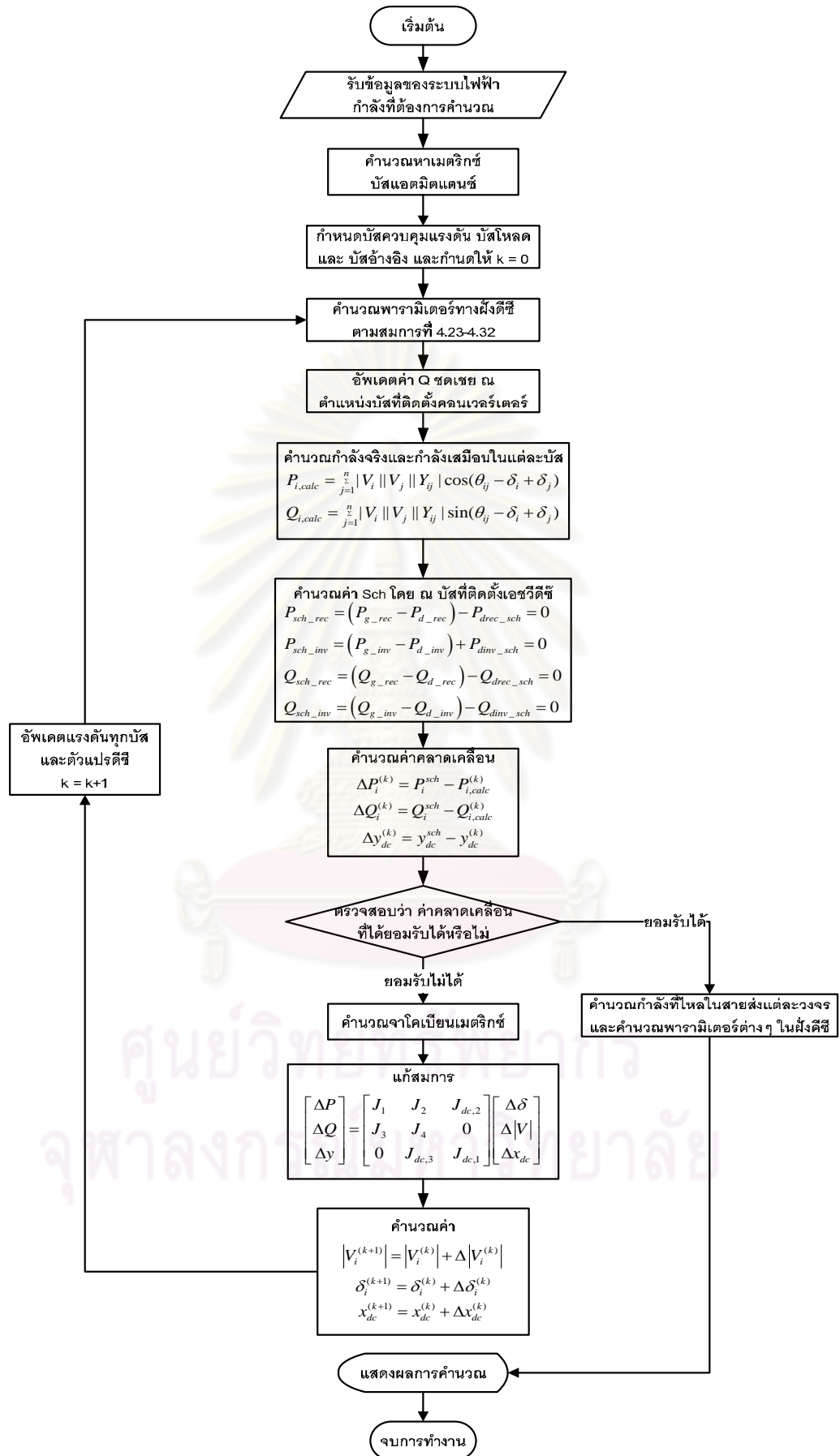
$$\Delta V_{di}^{(k)} = V_{di,desired} - V_{di,calc}^{(k)} \quad (4.46)$$

ดังนั้นค่าที่ฝั่งเรกติฟายเออร์และอินเวอร์เตอร์ที่ประมาณขึ้นใหม่จากวิธีนิวตัน-ราฟสันสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (4.47) และ (4.48)

$$a_r^{(k+1)} = a_r^{(k)} + \Delta a_r^{(k)} \quad (4.47)$$

$$a_i^{(k+1)} = a_i^{(k)} + \Delta a_i^{(k)} \quad (4.48)$$

คำนวณต่อไปเรื่อยๆ จนกระทั่งค่าความคลาดเคลื่อนของกำลัง (Power mismatch) น้อยกว่าค่าความถูกต้องที่ยอมรับได้ ($\Delta P_i^{(k)} \leq \varepsilon, \Delta Q_i^{(k)} \leq \varepsilon, \Delta \alpha^{(k)} \leq \varepsilon, \Delta V_{di}^{(k)} \leq \varepsilon$)



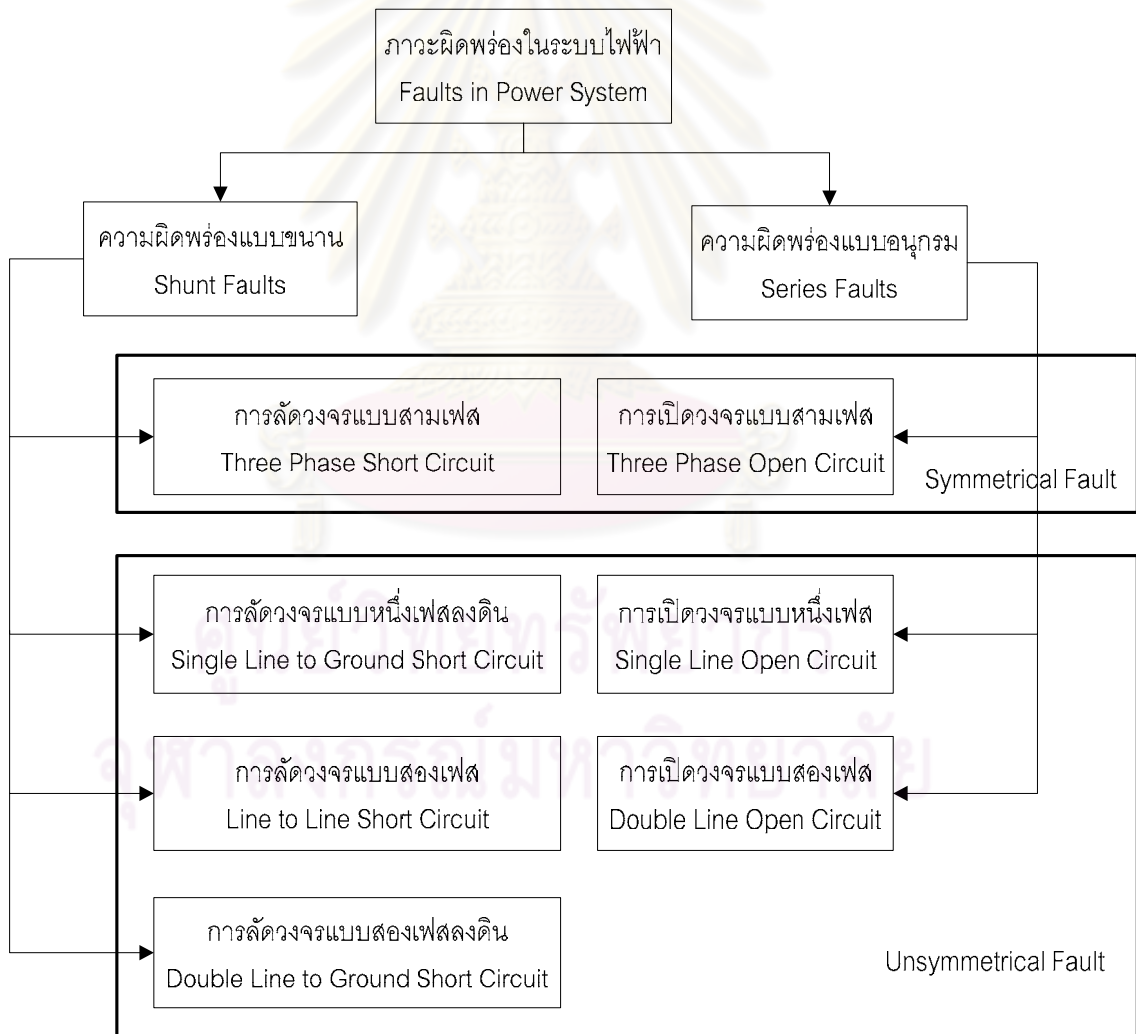
รูปที่ 4.3 แผนผังกระบวนการคำนวณโหลดโพล์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

บทที่ 5

การคำนวณค่ากระแสผิดพลาดแบบลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความผิดพลาดของระบบไฟฟ้า คือ ภาวะที่ระบบไฟฟ้า เปลี่ยนแปลงไปจาก สภาวะปกติ อันเนื่องมาจากหลายสาเหตุ เช่น เกิดจากการชำรุดเองของอุปกรณ์ตามการเวลา ไฟผ่า ต้นไม้ทับสายส่ง เป็นต้น โอกาสที่จะเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งได้ดังรูปที่ 5.1

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงวิธีการคำนวณค่ากระแสที่เกิดจากความผิดพลาดแบบลัดวงจรเท่านั้น ซึ่งจากรูปที่ 5.1 สามารถแบ่งประเภทของการลัดวงจรตามลักษณะการเกิดได้เป็น การลัดวงจรแบบสมมาตร และการลัดวงจรแบบไม่สมมาตร [12] ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะการลัดวงจรแบบสมมาตรเท่านั้น



รูปที่ 5.1 ประเภทของความผิดพลาด

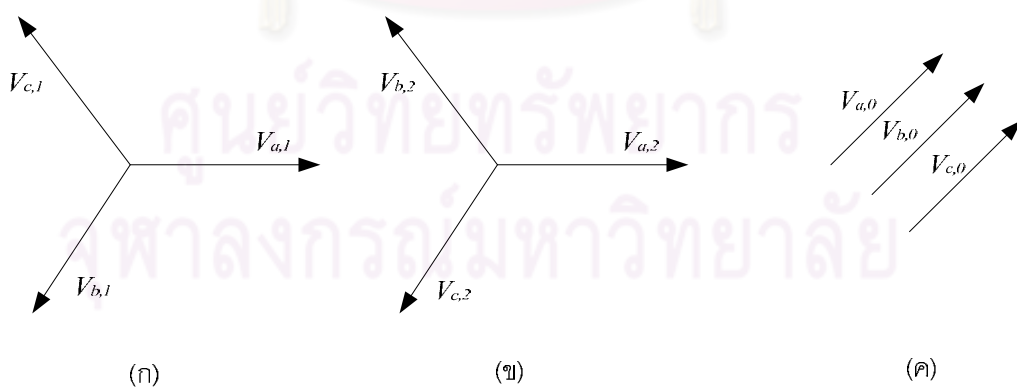
5.1 ส่วนประกอบสมมาตร (Symmetrical components)

ในกรณีที่เกิดการลัดวงจรแบบไม่สมมาตร การคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องแปลงค่าในต่างๆ ในระบบเฟสให้อยู่ในระบบองค์ประกอบลำดับ เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาความไม่สมมาตรในระบบ โดยส่วนประกอบสมมาตรสามารถแยกองค์ประกอบที่ไม่สมมาตรในระบบเฟส ให้เป็นองค์ประกอบที่สมมาตรในระบบองค์ประกอบลำดับได้ 3 ลำดับดังต่อไปนี้

- 1) องค์ประกอบลำดับบวก (Positive-sequence components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมระหว่างเฟสห่างเท่ากันอยู่ 120 องศา โดยมีลำดับเฟสเหมือนกับในระบบสามเฟสสมดุล ดังแสดงในรูปที่ 5.2 (ก.)
- 2) องค์ประกอบลำดับลบ (Negative-sequence components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมระหว่างเฟสห่างเท่ากันอยู่ 120 องศา โดยมีลำดับเฟสตรงข้ามกับในระบบสามเฟสสมดุล ดังแสดงในรูปที่ 5.2 (ข.)
- 3) องค์ประกอบลำดับศูนย์ (Zero-sequence components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและขนานกัน ดังแสดงในรูปที่ 5.2 (ค.)

จากรูปที่ 5.2 แรงดันในระบบสามเฟสสามารถเขียนสมการความสัมพันธ์ของระบบสามเฟสให้อยู่ในรูปของระบบองค์ประกอบลำดับแต่ละลำดับได้ดังสมการที่ (5.1)

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \\ V_c &= V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)} \end{aligned} \quad (5.1)$$



รูปที่ 5.2 องค์ประกอบสมมาตรของระบบ 3 เฟส

(ก) องค์ประกอบลำดับบวก (ข) องค์ประกอบลำดับลบ (ค) องค์ประกอบลำดับศูนย์

เพื่อความสะดวกในการคำนวณและการแสดงรูปแบบของสมการ จึงกำหนดค่า $\alpha = 1 \angle 120^\circ$ ใช้แทนการหมุนของเฟสเซอร์ที่หมุนไป 120° ในทิศทวนเข็มนาฬิกา ดังนั้นสมการ

ความสัมพันธ์ของระบบสามเฟสในรูปของระบบองค์ประกอบลำดับแต่ละลำดับสามารถจัดรูปใหม่ได้สมการที่ (5.2)

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_a^{(0)} + a^2 V_a^{(1)} + a V_a^{(2)} \\ V_c &= V_a^{(0)} + a V_a^{(1)} + a^2 V_a^{(2)} \end{aligned} \quad (5.2)$$

หรือจัดให้อยู่ในรูปของเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (5.3)

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

ในทางกลับกันสามารถจัดรูปสมการเพื่อหาองค์ประกอบลำดับต่างๆ ได้ดังสมการ (5.4)

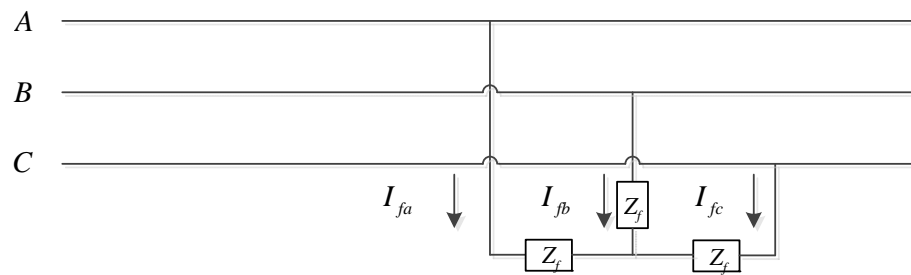
$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

เช่นเดียวกับค่าแรงดัน ค่ากระแสในระบบสามเฟสและในระบบองค์ประกอบลำดับก็สามารถจัดรูปได้ดังสมการ (5.5)

$$\begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

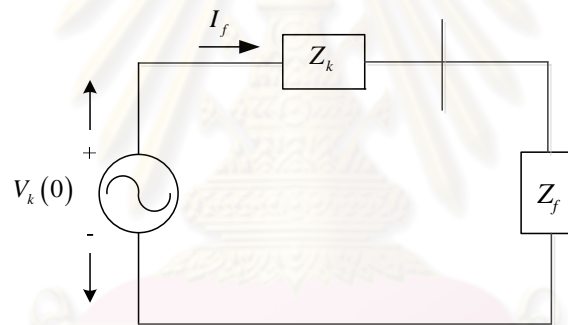
5.2 การลัดวงจรแบบสมมาตร (Symmetrical short circuit)

ในระบบไฟฟ้ากำลังการลัดวงจรแบบสมมาตร คือการลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase short circuit) ซึ่งเกิดจากสายส่งทั้งสามเฟสลัดวงจรด้วยกัน หรือสายส่งทั้งสามเฟสลัดวงจรลงดินพร้อมกัน ดังแสดงในรูปที่ 5.3 ซึ่งการลัดวงจรประเภทนี้พบน้อยครั้งในระบบไฟฟ้ากำลัง (ประมาณ 5% ของการลัดวงจรในระบบ) แต่ขนาดของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นมีค่ามากที่สุด



รูปที่ 5.3 การลัดวงจรแบบสามเฟส

เนื่องจากการลัดวงจรประเภทนี้ให้ค่ากระแสลัดวงจรและแรงดันในแต่ละเฟสเท่ากันทั้งหมด ดังนั้นการคำนวณกระแสลัดวงจรจึงสามารถทำได้ในระบบสามเฟสโดยไม่คำนึงถึงองค์ประกอบลำดับลบหรือองค์ประกอบลำดับศูนย์ ซึ่งสามารถเขียนให้อยู่ในรูปวงจรสมมูลได้ดังรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 วงจรสมมูลการลัดวงจรแบบสามเฟส

จากรูปสามารถหาค่ากระแสลัดวงจรได้ดังสมการต่อไปนี้

$$I_f = \frac{V_k(0)}{Z_k + Z_f} \quad (5.6)$$

โดยที่

- I_f คือค่ากระแสลัดวงจรของทุกเฟส
- $V_k(0)$ คือค่าแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจร ณ จุดเกิดการลัดวงจร
- Z_k คือค่าอิมพีแดนซ์สมมูล ณ จุดเกิดการลัดวงจร
- Z_f คือค่าอิมพีแดนซ์ของการลัดวงจร

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาเฉพาะการลดวงจรแบบสามเฟสเท่านั้น เนื่องจากการลดวงจรแบบสามเฟสมีความรุนแรงสูงที่สุด ซึ่งนำมาใช้ในการเลือกพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์นั่นเอง



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังจะแบ่งออกเป็น 2 วิธีคือ วิธีการวิเคราะห์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ [13] โดยวิธีการวิเคราะห์จะมีจุดด้อยเนื่องจากหากระบบมีขนาดใหญ่การคำนวณจะมีความยุ่งยากมากขึ้น และยังเสียเวลาในการคำนวณมาก ซึ่งแตกต่างจากวิธีการจำลองเหตุการณ์ที่ถึงแม้จะใช้เวลาในการคำนวณมาก แต่สามารถจัดการกับปัญหาที่มีความซับซ้อนได้ดีกว่า ดังนั้นในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงแม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่มากขึ้นก็ตาม

ในบทนี้จะกล่าวถึงการสุ่มแบบมอนติคาร์โล 3 แบบได้แก่ 1) การสุ่มสถานะ 2) การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน และ 3) การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ ซึ่งเป็นการสุ่มที่แต่ละสถานะเกี่ยวเนื่องกัน [14]

6.1 การสุ่มสถานะ

การสุ่มสถานะเป็นการสุ่มสถานะของอุปกรณ์แต่ละตัวโดยการสุ่มตัวเลข U ในช่วง $[0,1]$ หากตัวเลขที่สุ่มมากกว่าค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์ตัวนั้นๆ จะเสีย ถือว่าอุปกรณ์นั้นอยู่ในสถานะดี แต่หากว่าตัวเลขที่สุ่มน้อยกว่าหรือเท่ากับค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์ตัวนั้นๆ จะเสีย ถือว่าอุปกรณ์นั้นอยู่ในสถานะเสีย โดยข้อดีของวิธีนี้คือวิธีการสุ่มไม่ยุ่งยาก และข้อมูลที่จำเป็นก็มีเพียงค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์ตัวนั้นๆ จะเสีย

6.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการสุ่มโดยมีสมมติฐานว่า ช่วงเวลา (T) ของอุปกรณ์หนึ่งๆ ที่อยู่ในสถานะ ดี หรือ เสีย มีการกระจายตัวแบบเอ็กโพเนนเชียล (Exponential distribution) ซึ่งมีรูปแบบฟังก์ชันความหนาแน่นดังสมการที่ (6.1)

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

โดย λ = อัตราความล้มเหลว

t = เวลา

ดังนั้นค่าความไม่พร้อม (U) ที่เวลา T คำนวณได้จาก

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

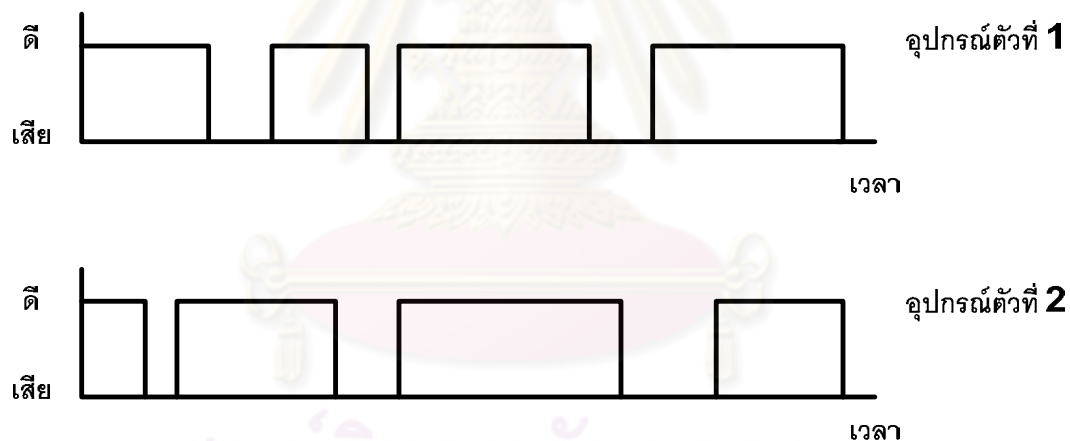
จะได้

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

แต่ $1-U$ มีการกระจายเช่นเดียวกับ U ดังนั้น

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (6.4)$$

ด้วยวิธีที่กล่าวมาจะสามารถสุ่มช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะหนึ่งๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะได้ และเมื่อทำเช่นนี้กับอุปกรณ์ทุกตัวจนครบ และทำจนครบระยะเวลาาก็จะได้ข้อมูลของระบบ ตัวอย่างรูปที่ 6.1 แสดงตัวอย่างกรณีที่อุปกรณ์ในระบบมีเพียง 2 อุปกรณ์



รูปที่ 6.1 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ 2 ตัวที่เกิดจากการสุ่ม

วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ มีข้อดีคือสามารถจำลองลักษณะการกระจายของสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยใช้การกระจายแบบใดก็ได้ และสามารถนำไปคำนวณดัชนีเกี่ยวกับความถี่และระยะเวลาได้อย่างแม่นยำ

6.3 การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ

หากระบบที่พิจารณา มีจำนวนอุปกรณ์ทั้งสิ้น m อุปกรณ์ โดยมีสมมติฐานว่าช่วงเวลาของอุปกรณ์แต่ละตัวที่จะอยู่ในสถานะดี หรือ เสีย มีการกระจายแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล ระบบจะมีสถานะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับ $\{S^{(1)}, S^{(2)}, \dots, S^{(n)}\}$ หากสถานะปัจจุบันคือ $S^{(k)}$ และอัตรา

การเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ทุกอุปกรณ์ที่สอดคล้องกับสถานะดังกล่าวคือ λ_i ($i=1, \dots, m$) โดย λ_i จะหมายถึงอัตราการล้มเหลวหากอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสภาวะปกติ และ λ_i จะหมายถึงอัตราการซ่อมแซมหากอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสภาวะล้มเหลว

ดังนั้นช่วงเวลาในแต่ละสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ i ในระบบ (T_i) ในสถานะ $S^{(k)}$ จะมีฟังก์ชันความหนาแน่น $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ สำหรับการเปลี่ยนสถานะของระบบจะถูกกำหนดโดยการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ตัวแรกในระบบ ซึ่งก็คือช่วงเวลา (T_i) ที่ระบบจะอยู่ในสถานะ $S^{(k)}$ จะเป็นไปตามสมการที่ (6.5)

$$T = \min \{T_i\} \quad (6.5)$$

6.4 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณจากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล สามารถคำนวณได้จากนิยามดังต่อไปนี้

1) LOLP คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลวซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบอยู่ในสถานะล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

2) EPNS คือ โหลดในระบบที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณจากอัตราส่วนระหว่าง โหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละสถานะคูณกับระยะเวลาในสถานะ นั้นๆ ต่อระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

3) LOLF คือ ความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะดีไปล้มเหลว หรือ ล้มเหลวไปดี ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างจำนวนครั้งทั้งหมดที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจาก ดีไปล้มเหลว ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

4) LOLD คือ ระยะเวลาที่ระบบจะอยู่ในสถานะล้มเหลวแต่ละครั้ง สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อจำนวนครั้งทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์

5) LOLE คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงช่วงเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้า โดยมีหน่วยเป็นจำนวนชั่วโมงหรือจำนวนวัน เมื่อเทียบกับระยะเวลาที่สนใจโดยมากมักเทียบกับระยะเวลาหนึ่งปี ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (6.6)

$$LOLE = LOLP \times 365 \quad (6.6)$$

6) EENS คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้า โดยมากมีหน่วยเป็น MWh/year ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (6.7)

$$EENS = EPNS \times 8760 \quad (6.7)$$

7) SAIFI คือ ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยซึ่งหมายถึง ค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งที่จุดโหลดเกิดไม่ได้รับการจ่ายไฟในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปคือ 1 ปี ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก ผลรวมของค่า LOLF แต่ละจุดโหลดต่อจำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

8) SAIDI คือ ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยต่อจุดโหลด 1 จุด ในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปในรอบ 1 ปี ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก ผลรวมของค่า LODD แต่ละจุดโหลดต่อจำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

6.5 เกณฑ์การหยุดการคำนวณ

สำหรับเกณฑ์การหยุดการคำนวณของการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้นนิยมใช้เกณฑ์ 2 แบบ คือ การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงานไว้ที่ค่าหนึ่ง และ การกำหนดค่าสูงสุดของค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative uncertainty) ของดัชนีไว้ที่ค่าหนึ่ง การคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของดัชนีแสดงไว้ในสมการที่ (6.8)

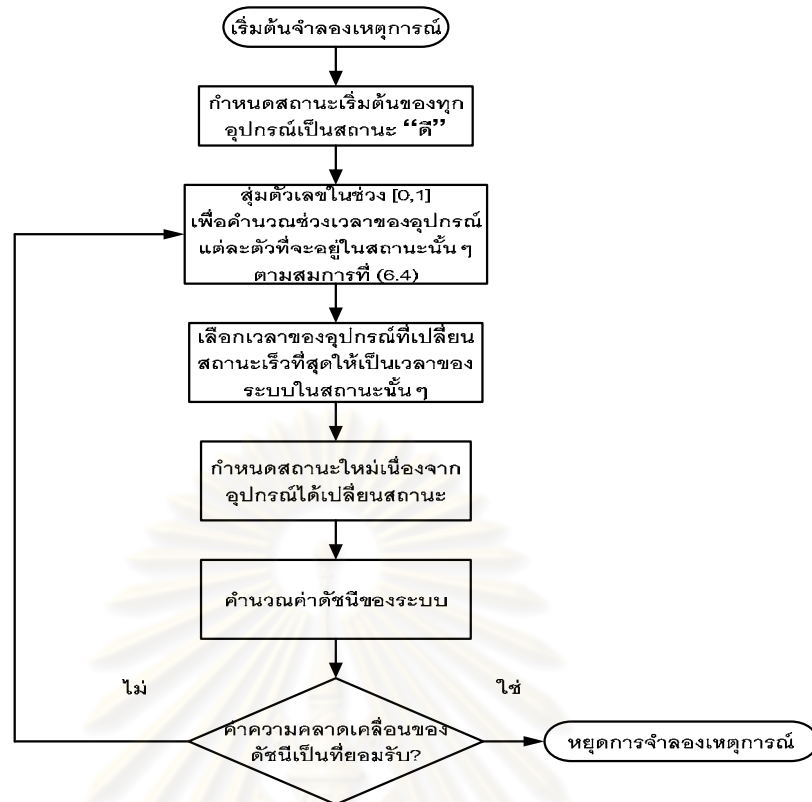
$$\text{Relative uncertainty} = \frac{S}{\hat{x}\sqrt{n}} \quad (6.8)$$

โดยที่ S = ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) ของดัชนี

\hat{x} = ค่าเฉลี่ยของดัชนี

n = จำนวนครั้งของการสุ่ม

ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้เกณฑ์การหยุดการคำนวณโดยการกำหนดค่าสูงสุดของค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ และอาศัยวิธีการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบดังที่กล่าวในหัวข้อ (6.3) เนื่องจากเป็นวิธีที่คำนวณดัชนีทุกชนิดได้ง่าย



รูปที่ 6.2 โฟลว์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยการสุ่มสถานะของระบบ

บทที่ 7

การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องกับระบบ และการประยุกต์ใช้ในการ ประเมินความเชื่อถือได้

เนื่องจากอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้ามีข้อจำกัดในการทำงาน เช่นค่า พิกัดของสายส่ง ค่าแรงดันที่บัส เป็นต้น ซึ่งข้อจำกัดต่างๆ เหล่านี้ถือว่าเป็นเงื่อนไขบังคับของระบบ ดังนั้นเมื่อเกิดเหตุขัดข้องใดๆ ก็ตามซึ่งทำให้เกิดการละเมิดเงื่อนไขบังคับของระบบ จำเป็นต้องมีการแก้ไขซึ่งวิธีการแก้ไขโดยทั่วไปจะใช้วิธีการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ และ/หรือ การปลดโหลด

7.1 การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ การปลดโหลดและควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง กระแสตรง

การแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และปลดโหลด พร้อมทั้งควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรงนั้น (ในกรณีติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีจะสมมติให้สามารถควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านกระแสตรงได้อย่างมีประสิทธิภาพ) มีจุดประสงค์เพื่อนำระบบที่กำลังอยู่ในสภาวะฉุกเฉินให้กลับมาทำงานในสภาวะปกติ โดยก่อให้เกิดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟให้น้อยที่สุดภายใต้ข้อจำกัดทางด้านเวลาและเงื่อนไขของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉินด้วย [15] ทั้งนี้ การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และปลดโหลด พร้อมทั้งควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรงจะอาศัยการแก้ปัญหาค่าขีดสุด (Optimization problem) โดยวิธานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการเปลี่ยนจากลักษณะปัญหาของโหลดโพลาร์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นให้เป็นลักษณะปัญหาที่เป็นเชิงเส้นแทนโดยใช้วิธีการประมาณเชิงเส้น เพื่อลดระยะเวลาในการคำนวณ

7.2 วิธีการประมาณเชิงเส้น

การประมาณเชิงเส้นคือ การประมาณระบบที่มีความสัมพันธ์กันแบบไม่เป็นเชิงเส้นให้เป็นระบบที่มีความสัมพันธ์แบบเป็นเชิงเส้น หลักการของการประมาณเชิงเส้นมาจากการประยุกต์ใช้ออนุกรมเทเลอร์ [16] ซึ่งเป็นการหาค่าการเปลี่ยนแปลงรอบจุดทำงานโดยมีความสัมพันธ์เป็นไปตามสมการ (7.1)

$$f(x) = f(x_0 + \Delta x) = \frac{\partial f(x_0)}{\partial x} \Delta x + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 f(x_0)}{\partial x^2} \Delta x^2 + \dots \quad (7.1)$$

เมื่อทำการประมาณเชิงเส้นโดยสมมติว่าการเปลี่ยนแปลงรอบจุดทำงาน Δx มีค่าไม่มากนัก ดังนั้นจะสามารถจัดรูปสมการ (7.1) ได้ใหม่ โดยตัดเทอมที่ไม่เป็นเชิงเส้นออกไปได้ดังสมการ (7.2)

$$\Delta f = f(x_0 + \Delta x) - f(x_0) = \frac{\partial f(x_0)}{\partial x} \Delta x \quad (7.2)$$

จากหลักการประมาณเชิงเส้นดังกล่าว เราสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการประมาณเชิงเส้นได้ โดยการหาความสัมพันธ์ที่เป็นเชิงเส้นของพารามิเตอร์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า เนื่องจากการพิจารณาค่าขีดจำกัดของสายส่งและขีดจำกัดของแรงดัน เราจะอาศัยการประมาณค่าเชิงเส้นเพื่อคำนวณอัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในสายส่งและค่าแรงดันที่บัส

7.2.1 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัส

ในหัวข้อนี้จะแสดงวิธีการประมาณเชิงเส้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัส จากสมการการคำนวณเอชี่โหลดโพล์ และจากสมการการคำนวณโหลดโพล์เมื่อติดตั้งเอชี่ดีซี

7.2.1.1 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัสจากสมการเอชี่โหลดโพล์

จากสมการที่ (7.3) ของเอชี่โหลดโพล์

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (7.3)$$

เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าบัสที่เปลี่ยนแปลงไปเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการเปลี่ยนแปลงของโหลด ณ บัสนั้นๆ ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (7.4)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \end{bmatrix} \quad (7.4)$$

ดังนั้นจึงสามารถหาความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้ดังสมการที่ (7.5)

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \end{bmatrix} \quad (7.5)$$

โดย $\begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1}$

ในการพิจารณาการปลดโหลดนั้น เราจะสมมติว่าค่ากำลังไฟฟ้าของโหลดที่ปลดนั้นมีค่าตัวประกอบกำลังคงที่ ดังนั้นเราสามารถเขียนความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่บัสได้ดังสมการที่ (7.7)

$$\frac{\Delta Q_{load}}{\Delta P_{load}} = \beta \quad (7.6)$$

$$\Delta |V| = J_c (\Delta P_G - \Delta P_L) + J_d (-\beta \Delta P_L) \quad (7.7)$$

7.2.1.2 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัสจากสมการการคำนวณโหลดโพลาร์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

จากสมการการคำนวณโหลดโพลาร์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี (7.8) สามารถจัดรูปใหม่ได้เป็นสมการที่ (7.9)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 & J_{dc,2} \\ J_3 & J_4 & 0 \\ 0 & J_{dc,3} & J_{dc,1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \\ \Delta x_{dc} \end{bmatrix} \quad (7.8)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta \alpha \\ \Delta V_{di} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 & \frac{\partial P_r}{\partial a_r} & \frac{\partial P_i}{\partial a_i} \\ J_3 & J_4 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial \alpha}{\partial |V|_r} & \frac{\partial \alpha}{\partial a_r} & 0 \\ 0 & \frac{\partial V_{di}}{\partial |V|_i} & 0 & \frac{\partial V_{di}}{\partial a_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \\ \Delta a_r \\ \Delta a_i \end{bmatrix} \quad (7.9)$$

และจากสมการที่ (7.9) สามารถเขียนได้เป็นสมการที่ (7.10)

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \\ \Delta a_r \\ \Delta a_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_a & J_b & J_e & J_f \\ J_c & J_d & J_g & J_h \\ J_i & J_j & J_m & J_n \\ J_k & J_l & J_o & J_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \\ \Delta \alpha \\ \Delta V_{di} \end{bmatrix} \quad (7.10)$$

$$\text{โดย } \begin{bmatrix} J_a & J_b & J_e & J_f \\ J_c & J_d & J_g & J_h \\ J_i & J_j & J_m & J_n \\ J_k & J_l & J_o & J_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 & \frac{\partial P_r}{\partial a_r} & \frac{\partial P_i}{\partial a_i} \\ J_3 & J_4 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial \alpha}{\partial |V|_r} & \frac{\partial \alpha}{\partial a_r} & 0 \\ 0 & \frac{\partial V_{di}}{\partial |V|_i} & 0 & \frac{\partial V_{di}}{\partial a_i} \end{bmatrix}^{-1}$$

จากสมการที่ (7.10) จะได้ความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าที่บัสดังกล่าวสมการที่ (7.11)

$$\Delta |V| = J_c (\Delta P_G - \Delta P_L) + J_d (-\beta \Delta P_L) + J_g \Delta \alpha + J_h \Delta V_{di} \quad (7.11)$$

โดย ณ ตำแหน่งบัสที่ติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์

$$\Delta |V_r| = J_c (\Delta P_{Gr} + \Delta P_{dr} - \Delta P_{Lr}) + J_d (-\beta \Delta P_{Lr}) + J_g \Delta \alpha + J_h \Delta V_{di} \quad (7.12)$$

$$\Delta |V_i| = J_c (\Delta P_{Gi} - \Delta P_{di} - \Delta P_{Li}) + J_d (-\beta \Delta P_{Li}) + J_g \Delta \alpha + J_h \Delta V_{di} \quad (7.13)$$

7.2.2 การประมาณเชิงเส้นของกระแสไฟฟ้าในสายส่ง

ในหัวข้อนี้จะแสดงวิธีการประมาณเชิงเส้นของกระแสไฟฟ้าในสายส่ง จากสมการการคำนวณเอชไอโพลาร์ และจากสมการการคำนวณโพลาร์เมื่อติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์

7.2.2.1 การประมาณเชิงเส้นของกระแสไฟฟ้าในสายส่งจากสมการการคำนวณเอชไอโพลาร์

กระแสไฟฟ้าในสายส่งนั้นมีความสัมพันธ์กับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามสมการดังนี้

$$I_{ij} = (V_j - V_i) Y_{ij} + V_i Y_{sh} \quad (7.12)$$

$$I_{ij}^{real} = |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j) - |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j) + |V_i| |Y_{sh}| \cos(\delta_i + 90) \quad (7.13)$$

$$I_{ij}^{imag} = |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j) - |V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j) + |V_i| |Y_{sh}| \sin(\delta_i + 90) \quad (7.14)$$

$$|I_{ij}| = \sqrt{I_{real}^2 + I_{imag}^2} \quad (7.15)$$

เราสามารถหาความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าในสายส่งที่เปลี่ยนแปลงไปจากการประมาณเชิงเส้นรอบจุดทำงานของระบบได้ด้วยดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta |I_{ij}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} & \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (7.16)$$

โดย

$$\begin{aligned} \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta_i} &= \frac{2(|V_i||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} + \delta_j) - |V_i||Y_{sh}|\sin(\delta_i + 90))(I_{ij}^{real}) + 2(-|V_i||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} + \delta_i) + |V_i||Y_{sh}|\cos(\delta_i + 90))(I_{ij}^{imag})}{2[(I_{ij}^{real})^2 + (I_{ij}^{imag})^2]^{\frac{1}{2}}} \\ \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta_j} &= \frac{2(-|V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} + \delta_j))(I_{ij}^{real}) + 2(|V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} + \delta_j))(I_{ij}^{imag})}{2[(I_{ij}^{real})^2 + (I_{ij}^{imag})^2]^{\frac{1}{2}}} \\ \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial V_i} &= \frac{2(-|Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} + \delta_j) - |Y_{sh}|\cos(\delta_i + 90))(I_{ij}^{real}) + 2(-|Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} + \delta_i) + |Y_{sh}|\sin(\delta_i + 90))(I_{ij}^{imag})}{2[(I_{ij}^{real})^2 + (I_{ij}^{imag})^2]^{\frac{1}{2}}} \\ \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial V_j} &= \frac{2(|Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} + \delta_j))(I_{ij}^{real}) + 2(|Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} + \delta_i))(I_{ij}^{imag})}{2[(I_{ij}^{real})^2 + (I_{ij}^{imag})^2]^{\frac{1}{2}}} \end{aligned}$$

แทนค่า (7.5) ลงใน (7.16) จะได้ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าของบัสที่เปลี่ยนแปลงไป และกระแสไฟฟ้าในสายส่งที่เปลี่ยนแปลงไปดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta |I_{ij}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} & \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{Ia} & J_{Ib} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \end{bmatrix} \quad (7.17)$$

$$\text{โดย } J_{Ia} = \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} (J_a) + \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} (J_c) \quad \text{และ} \quad J_{Ib} = \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} (J_b) + \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} (J_d)$$

สามารถจัดรูปสมการ (7.17) จะได้ความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าในสายส่งที่เปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าที่บัส ได้ดังสมการที่ (7.18)

$$\begin{bmatrix} \Delta |I_{ij}| \end{bmatrix} = J_{Ia} (\Delta P_G - \Delta P_L) + J_{Ib} (-\beta \Delta P_L) \quad (7.18)$$

7.2.2.2 การประมาณเชิงเส้นของกระแสไฟฟ้าในสายส่งจากสมการการคำนวณโหลด โฟลว์เมื่อติดตั้งเซชวิตซี

จากสมการที่ (7.10) แทนค่าลงในสมการที่ (7.16) จะได้ (7.17)

$$\left[\Delta |I_{ij}| \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} & \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_a & J_b & J_e & J_f \\ J_c & J_d & J_g & J_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \\ \Delta \alpha \\ \Delta V_{di} \end{bmatrix} \quad (7.17)$$

จัดรูปสมการ (7.17) จะได้ (7.18)

$$\left[\Delta |I_{ij}| \right] = J_{Ia} (\Delta P_G - \Delta P_L) + J_{Ib} (-\beta \Delta P_L) + J_{Ic} (\Delta \alpha) + J_{Id} (\Delta V_{di}) \quad (7.18)$$

โดย $J_{Ia} = \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} (J_a) + \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} (J_c)$, $J_{Ib} = \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} (J_b) + \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} (J_d)$,

$J_{Ic} = \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} (J_e) + \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} (J_g)$ และ $J_{Id} = \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} (J_f) + \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} (J_h)$

7.2.3 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ในหัวข้อนี้จะแสดงวิธีการประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ จากสมการการคำนวณเอซีโหลดโฟลว์ และจากสมการการคำนวณโหลดโฟลว์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

7.2.3.1 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสมการการคำนวณเอซีโหลดโฟลว์

กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบนั้นสามารถคำนวณได้จากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่บัสอ้างอิง (Slack bus) ตามสมการที่ (7.19)

$$\Delta P_{ref} = \Delta P_{Loss} \quad (7.19)$$

โดย $P_{ref} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$; i คือ บัสอ้างอิง

ดังนั้นเราสามารถหาความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไปจากการประมาณเชิงเส้นรอบจุดทำงานของระบบได้ดังนี้

$$\left[\Delta P_{Loss} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (7.20)$$

โดย $\frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} = |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$; $\frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$

แทนค่าสมการที่ (7.5) ลงใน (7.20) จะได้ (7.21)

$$[\Delta P_{Loss}] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \end{bmatrix} \quad (7.21)$$

และ จากสมการที่ (7.21) จะได้ (7.22)

$$[\Delta P_{Loss}] = M_p (\Delta P_G - \Delta P_L) + M_q (-\beta \Delta P_L) \quad (7.22)$$

$$\text{โดย } M_p = \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} [J_a] + \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} [J_c] ; M_q = \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} [J_b] + \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} [J_d]$$

7.2.3.2 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสมการการคำนวณโหลด โพลาร์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

จากสมการที่ (7.10) แทนค่าลงในสมการที่ (7.20) จะได้ (7.23)

$$[\Delta P_{loss}] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{loss}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_a & J_b & J_e & J_f \\ J_c & J_d & J_g & J_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \\ \Delta \alpha \\ \Delta V_{di} \end{bmatrix} \quad (7.23)$$

จากสมการที่ (7.23) จะได้

$$[\Delta P_{loss}] = M_p (\Delta P_G - \Delta P_L) + M_q (-\beta \Delta P_L) + M_r \Delta \alpha + M_s \Delta |V_{di}| \quad (7.24)$$

$$\text{โดย } M_p = \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} [J_a] + \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} [J_c] ; M_q = \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} [J_b] + \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} [J_d]$$

$$M_r = \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} [J_e] + \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} [J_g] ; M_s = \frac{\partial P_{Loss}}{\partial \delta} [J_f] + \frac{\partial P_{Loss}}{\partial |V|} [J_h]$$

7.3 รูปแบบฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลด

ในหัวข้อนี้จะแสดงฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลด โดยแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบฟังก์ชันได้แก่ 1) ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลดที่ได้จากสมการเอชไอโพลด์ไฟลด์ และ 2) ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ การปลดโหลด และควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรงที่ได้จากสมการการคำนวณโหลดไฟลด์เมื่อติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์

7.3.1 ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และการปลดโหลดที่ได้จากสมการเอชไอโพลด์ไฟลด์

$$\text{Min} \left(\sum_{m=1}^N C_m \Delta P_{Lm} \right) \quad (7.24)$$

Subject to

$$V_{k_{\min}} \leq V_{k_0} + \Delta V_k \leq V_{k_{\max}} \quad (7.25)$$

$$I_{l_0} + \Delta I_l \leq I_{l_{\max}} \quad (7.26)$$

$$\sum_{m=1}^N (P_{Gm} + \Delta P_{Gm}) - \sum_{m=1}^N (P_{Lm} - \Delta P_{Lm}) - (P_{Loss} + \Delta P_{Loss}) = 0 \quad (7.27)$$

$$\Delta P_{Lk}^{\min} \leq \Delta P_{Lk} \leq \Delta P_{Lk}^{\max} \quad (7.28)$$

$$P_G^{\min} \leq P_{Gk} + \Delta P_{Gk} \leq \Delta P_{Gk}^{\max} \quad (7.29)$$

$$Q_G^{\min} \leq Q_{Gk} + \Delta Q_{Gk} \leq \Delta Q_{Gk}^{\max} \quad (7.30)$$

โดยที่	C_m	คือ ผลกระทบของการปลดโหลดที่บัส m
	ΔP_{Lm}	คือ ปริมาณโหลดที่ถูกปลดที่บัส m
	ΔP_{Gm}	คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปที่บัส m
	V_k	คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส k
	I_l	คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง l
	N	คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบ
	M	คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ
	k	คือ หมายเลขของบัสแต่ละบัสมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง N
	l	คือ หมายเลขของสายส่งแต่ละเส้นมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง M

7.3.2 ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ การปลดโหลด และควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรงที่ได้จากสมการการคำนวณโหลดโพล์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

$$\text{Min} \left(\sum_{m=1}^N C_m \Delta P_{Lm} \right) \quad (7.31)$$

Subject to

$$V_{k_{\min}} \leq V_{k_0} + \Delta V_k \leq V_{k_{\max}} \quad (7.32)$$

$$I_{l_0} + \Delta I_l \leq I_{l_{\max}} \quad (7.33)$$

$$\sum_{m=1}^N (P_{Gm} + \Delta P_{Gm}) - \sum_{m=1}^N (P_{Lm} - \Delta P_{Lm}) - (P_{Loss} + \Delta P_{Loss}) = 0 \quad (7.34)$$

$$\Delta P_{Lk}^{\min} \leq \Delta P_{Lk} \leq \Delta P_{Lk}^{\max} \quad (7.35)$$

$$P_G^{\min} \leq P_{Gk} + \Delta P_{Gk} \leq \Delta P_{Gk}^{\max} \quad (7.36)$$

$$Q_G^{\min} \leq Q_{Gk} + \Delta Q_{Gk} \leq \Delta Q_{Gk}^{\max} \quad (7.37)$$

$$\Delta \alpha_{\min} \leq \Delta \alpha \leq \Delta \alpha_{\max} \quad (7.38)$$

$$\Delta V_{di}^{\min} \leq \Delta V_{di} \leq \Delta V_{di}^{\max} \quad (7.39)$$

$$\Delta P_{dr}^{\min} \leq \Delta P_{dr} \leq \Delta P_{dr}^{\max} \quad (7.40)$$

$$\Delta P_{di}^{\min} \leq \Delta P_{di} \leq \Delta P_{di}^{\max} \quad (7.41)$$

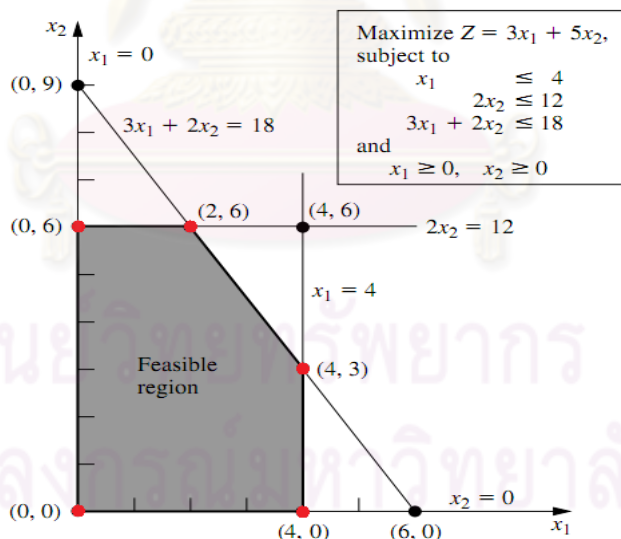
โดยที่	C_m	คือ ผลกระทบของการปลดโหลดที่บัส m
	ΔP_{Lm}	คือ ปริมาณโหลดที่ถูกปลดที่บัส m
	ΔP_{Gm}	คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปที่บัส m
	$\Delta \alpha$	คือ มุมจุดชนวนที่เปลี่ยนแปลงไป
	ΔV_{di}	คือ ปริมาณแรงดันกระแสตรงทางฝั่งอินเวอร์เตอร์ที่เปลี่ยนแปลงไป
	ΔP_{dr}	คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากฝั่งเรกติฟายเออร์ที่เปลี่ยนแปลงไป
	ΔP_{di}	คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่ฝั่งอินเวอร์เตอร์ที่เปลี่ยนแปลงไป
	V_k	คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส k
	I_l	คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง l
	N	คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบ
	M	คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ
	k	คือ หมายเลขของบัสแต่ละบัสมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง N
	l	คือ หมายเลขของสายส่งแต่ละเส้นมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง M

7.4 เครื่องมือในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันเป็นแบบเชิงเส้น (Linear Programming)

การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้น เป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันโดยที่ทั้งฟังก์ชันจุดประสงค์และฟังก์ชันเงื่อนไขมีความสัมพันธ์แบบเป็นเชิงเส้น วิธีการทางคณิตศาสตร์ที่นิยมใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นในปัจจุบันมีอยู่ด้วยกัน 2 วิธีคือ Simplex Method และ Interior Point Method ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะทำการพิจารณาแบบ Simplex Method

คุณสมบัติที่สำคัญของระบบสมการแบบเป็นเชิงเส้น สามารถสรุปออกมาได้ดังนี้

1. จุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหา (อาจเป็นจุดต่ำสุดหรือจุดสูงสุด) จะอยู่ที่จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาเสมอ ซึ่งสามารถแสดงปัญหาตัวอย่างในการหาจุดทำงานที่เหมาะสมได้ดังรูปที่ 7.1
2. จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาและมีค่าน้อยกว่า (หรือมากกว่า) หรือเท่ากับจุดแบบเดียวกันที่อยู่ใกล้เคียงกันทุกจุดจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหา
3. จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาจะมีจำนวนที่จำกัด



รูปที่ 7.1 ปัญหาตัวอย่างในการหาจุดทำงานที่เหมาะสม

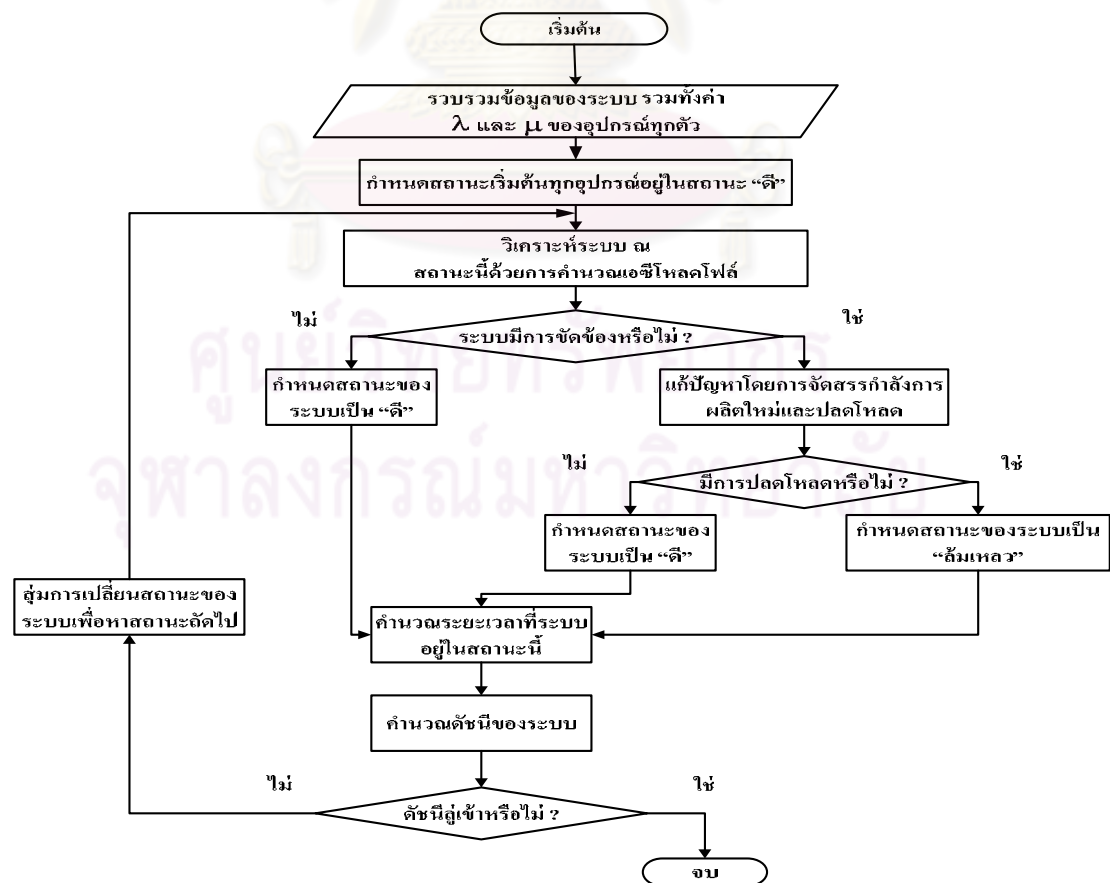
จากคุณสมบัติของสมการที่มีความเป็นเชิงเส้นดังกล่าวได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการ Simplex Method โดยมีขั้นตอนในการหาค่าต่ำสุดแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนของการหาจุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาเพื่อใช้เป็นจุดเริ่มต้นและส่วนที่สองคือการนำจุดเริ่มต้นดังกล่าวมาเปรียบเทียบกับจุดแบบเดียวกันที่อยู่ใกล้เคียงกันแล้วทำการเคลื่อนย้ายไป

หาจุดแบบเดียวกันที่มีค่าเหมาะสมมากกว่าจนกระทั่งไม่มีจุดแบบเดียวกันอื่นๆที่อยู่ใกล้เคียงกัน และมีความเหมาะสมมากกว่า ก็จะได้จุดนั้นเป็นคำตอบของปัญหา

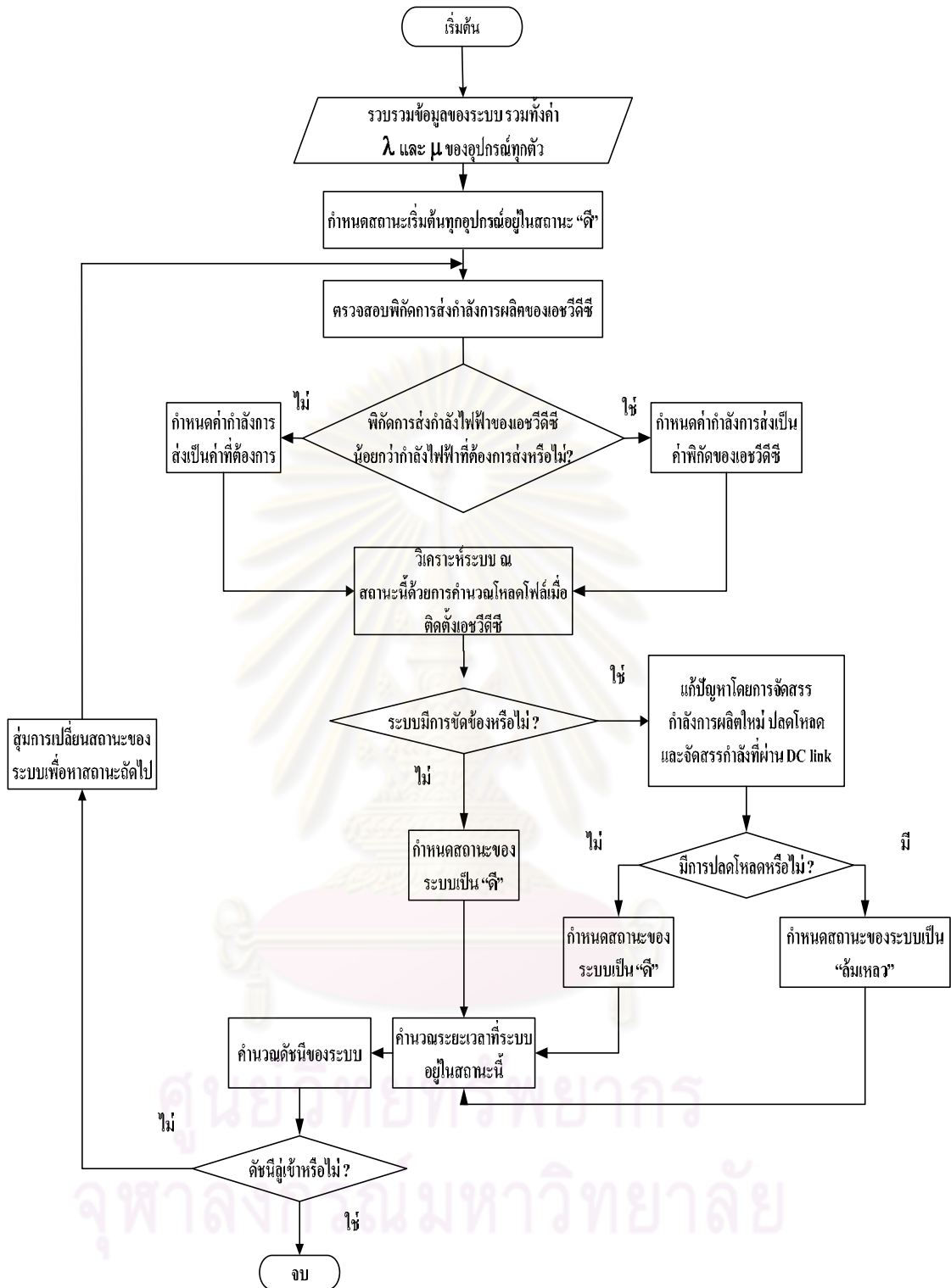
จากหลักการเบื้องต้นของวิธีการ Simplex Method ตามที่ได้กล่าวมาแสดงให้เห็นว่าวิธีการนี้ไม่จำเป็นต้องเข้าหาคำตอบทุกๆ จุดของปัญหาซึ่งมีอยู่อย่างไม่จำกัด แต่ที่ว่าเพียงหาแค่จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาซึ่งมีอยู่จำนวนไม่มากและมีอยู่อย่างจำกัด จึงทำให้การแก้ปัญหาด้วยวิธีการ Simplex Method สามารถการันตีการเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมได้อย่างรวดเร็ว โดยที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้คำสั่ง linprog ของโปรแกรม MATLAB ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้น

7.5 การประยุกต์ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการประยุกต์ใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และปลดโหลด พร้อมทั้งควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรง (เฉพาะกรณีติดตั้งเอชวีดีซี) ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยรูปที่ 7.2 แสดงโฟลว์ชาร์ตขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังกรณีไม่ได้ติดตั้งเอชวีดีซี และ รูปที่ 7.3 แสดงโฟลว์ชาร์ตขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังกรณีติดตั้งเอชวีดีซี



รูปที่ 7.2 โฟลว์ชาร์ตขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง



รูปที่ 7.3 โพลีชาร์ตขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อติดตั้งเอชวีดีซี

บทที่ 8

การทดสอบการประเมินความเชื่อถือได้และการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร

ในบทนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้ทำการปรับเปลี่ยนโครงข่ายของระบบ และการติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี เพื่อลดกระแสลัดวงจรไม่ให้เกินค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยจะทำการวิเคราะห์กับระบบทดสอบ 1 ระบบคือ ระบบ IEEE Reliability Test System ที่เสนอขึ้นในปี 1979 และวิเคราะห์กับระบบจริงของ กฟผ. 1 ระบบคือ ระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยโดยพิจารณาในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

8.1 การทดสอบกับระบบ RTS-79

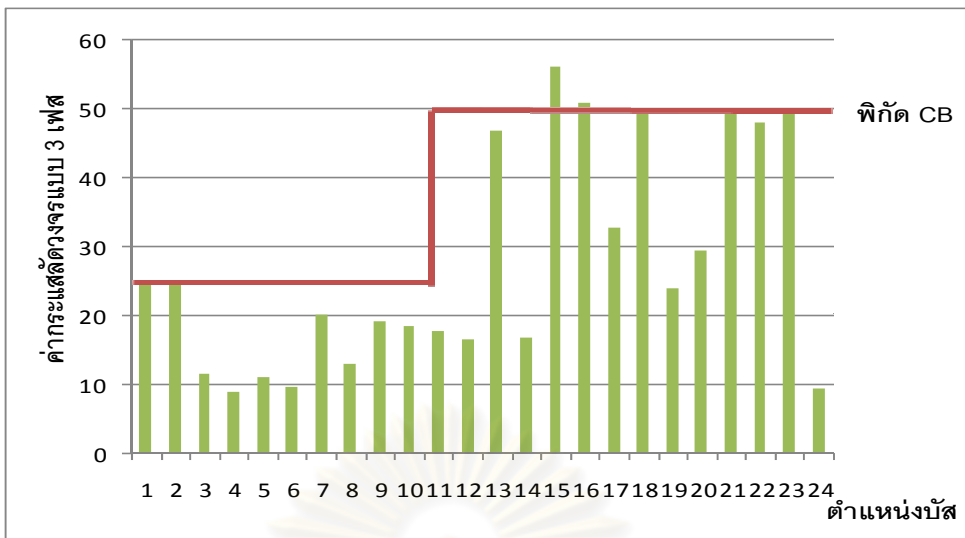
ระบบทดสอบ RTS-79 ประกอบด้วยจำนวนบัสทั้งหมด 24 บัส จำนวนสายส่งทั้งหมด 33 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 5 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 32 เครื่อง กำลังการผลิตรวม 3,405 MW โหลดสูงสุดในระบบรวม 2,850 MW โดยในรายละเอียดของระบบทดสอบ RTS-79 จะแสดงในภาคผนวก ก.

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบที่ทำการปรับเปลี่ยนโครงข่ายเพื่อลดกระแสลัดวงจร และการติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีเพื่อลดกระแสลัดวงจร โดยแบ่งการทดสอบเป็น 4 กรณีดังนี้

- 1) กรณีฐาน (ไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ กับระบบ)
- 2) กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส
- 3) กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีเปิดวงจรสายส่ง
- 4) กรณีติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี

8.1.1 กรณีฐานไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ กับระบบ

เนื่องจากระบบทดสอบดั้งเดิมเป็นระบบทดสอบที่ปกติไม่มีปัญหากระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัด ดังนั้นจึงทำการปรับปรุงระบบทดสอบเพื่อให้เกิดปัญหากระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัด ทำได้โดยการลดค่า Sub-transient reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ต่ำลง ซึ่งมีผลทำให้กระแสลัดวงจรที่บัสเพิ่มขึ้นจนสูงกว่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยบัสที่ 1 ถึง 10 ซึ่งเป็นบัสระดับแรงดัน 138 kV กำหนดให้พิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 25 kA และบัสที่ 11 ถึง 24 ซึ่งเป็นบัสระดับแรงดัน 230 kV กำหนดให้พิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 50 kA ตามลำดับ โดยผลค่ากระแสลัดวงจรที่คำนวณได้แสดงในรูปที่ 8.1



รูปที่ 8.1 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบ RTS79 กรณีฐาน

จากรูปที่ 8.1 บัสที่ 1 – 10 ซึ่งเป็นบัสที่มีระดับแรงดัน 138 kV มีค่ากระแสลัดวงจรไม่เกินค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (25 kA) แต่บัสที่ 11-24 ซึ่งเป็นบัสที่มีระดับแรงดัน 230 kV จะมีบัสที่ 15, 16 และ 21 มีค่ากระแสลัดวงจรสูงกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (50 kA) โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบแสดงในตารางที่ 8.1 ส่วนตารางที่ 8.2 จะแสดงการเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของวิธีการที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กับวิธีการอื่นๆ เพื่อตรวจสอบความถูกต้องของค่าดัชนีความเชื่อถือได้

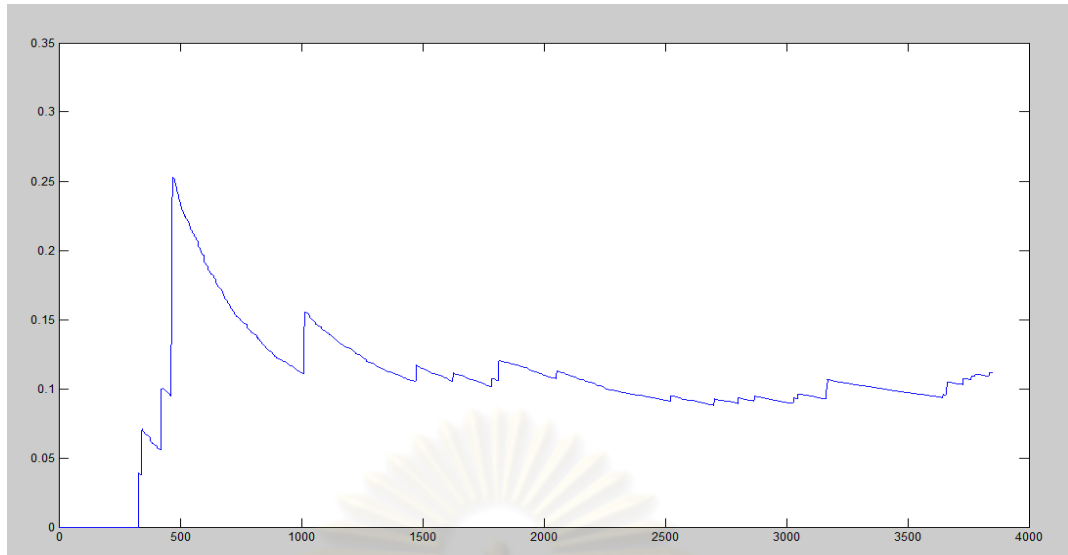
ตารางที่ 8.1 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.1116	29.6792	31.8495	0.0035	40.7245	259,989.38	13.5469	0.0011

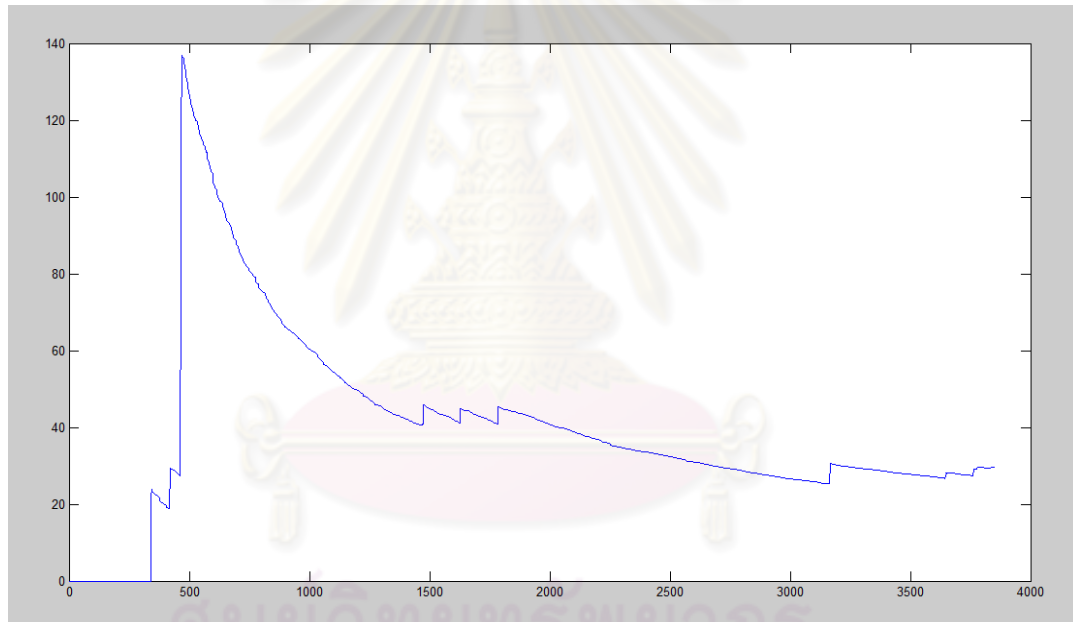
ตารางที่ 8.2 เปรียบเทียบความถูกต้องของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79

วิธีการที่ใช้	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)
วิธีการวิเคราะห์จากเอกสารอ้างอิง [17]	0.1269	19.9520	-	-
มอนติคาร์โลจากเอกสารอ้างอิง [16]	0.1468	26.2950	31.8800	-
วิธีการที่ใช้ในวิทยานิพนธ์	0.1116	29.6792	31.8495	0.0035

- หมายถึงเอกสารอ้างอิงดังกล่าวไม่ได้แสดงค่าดัชนีนั้น

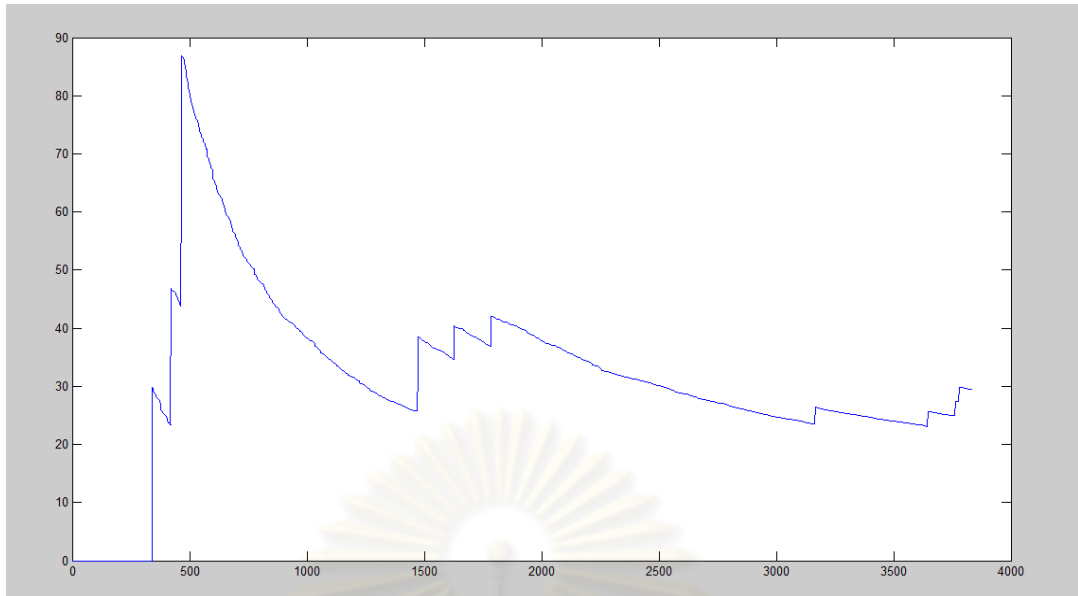


รูปที่ 8.2 การดูเ้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน



รูปที่ 8.3 การดูเ้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

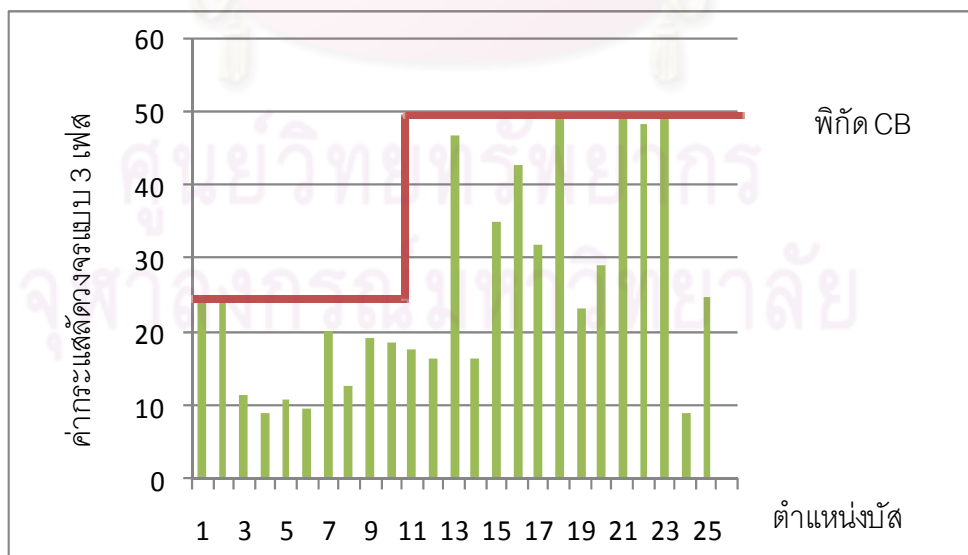


รูปที่ 8.4 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน

8.1.2 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส

ในกรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัสนี้ได้แบ่งการทดสอบการแบ่งแยกบัสออกเป็น 2 การทดสอบตามวิธีการที่ใช้ในการปฏิบัติจริง คือ แบ่งแยกบัสที่ค่ากระแสลัดวงจรสูงที่สุดในระบบ และแบ่งแยกบัสที่มีกำลังการผลิตมากในระบบ

1) กรณีแบ่งแยกบัสที่ค่ากระแสลัดวงจรสูงที่สุดในระบบ จากรูปที่ 8.1 จะเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัส 15 สูงที่สุด ดังนั้นผู้วิจัยจึงเลือกแบ่งแยกบัสที่ 15



รูปที่ 8.5 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีแบ่งแยกบัส 15

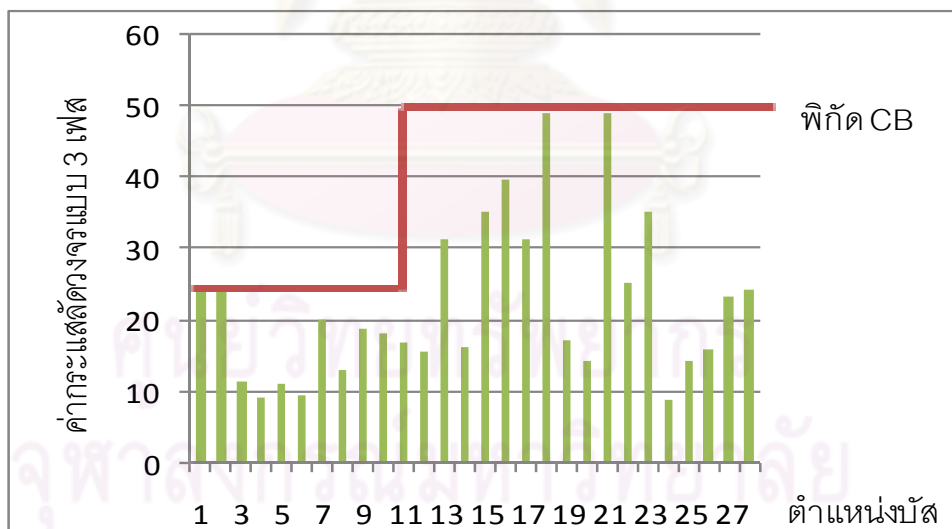
จากรูปที่ 8.5 กรณีแบ่งแยกบัสที่ 15 จะเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรทุกๆ บัสลดลงต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ อย่างไรก็ตามหลังทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามกระบวนการที่ได้นำเสนอ ผลดัชนีความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 8.3

ตารางที่ 8.3 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีแบ่งแยกบัส 15

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.136	33.876	38.798	0.0035	49.6400	296,753.76	14.8651	0.0013

จากตารางที่ 8.3 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบสูงขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีฐาน แสดงให้เห็นว่าความเชื่อถือได้ของระบบโดยรวมลดลง แม้จะเพียงเล็กน้อยก็ตาม

2) กรณีแบ่งแยกบัสที่มีกำลังการผลิตมากในระบบ พบว่ากลุ่มบัสที่มีกำลังการผลิตมากคือบัสที่ 13, 15, 22 และ 23 ผลค่ากระแสลัดวงจรแสดงในรูปที่ 8.6



รูปที่ 8.6 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีแบ่งแยกบัส 13, 15, 22 และ 23

จากรูปที่ 8.6 กรณีแบ่งแยกบัส 13, 15, 22 และ 23 จะเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรทุกๆ บัสลดลงต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และลดต่ำกว่ากรณีแบ่งแยกบัสที่ 15 เพียงบัสเดียว อย่างไรก็ตามหลังทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามกระบวนการที่ได้นำเสนอ ผลดัชนีความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 8.4

ตารางที่ 8.4 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีแบ่งแยกบัส 13, 15, 22 และ 23

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.6000	292.0068	67.5723	0.0089	219.0121	2,557,979.48	26.7306	0.0027

จากตารางที่ 8.4 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบสูงขึ้นมากเมื่อเทียบกับกรณีฐานและกรณีแบ่งแยกบัสที่ 15 แสดงให้เห็นว่าความเชื่อถือได้ของระบบลดลงค่อนข้างมากหากมีจำนวนการแบ่งแยกบัสมากขึ้น ดังเปรียบเทียบในตารางที่ 8.5

ตารางที่ 8.5 เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 หลังเพิ่มจำนวนการแบ่งแยกบัส

กรณี	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
แบ่งแยกบัส 23	0.132	39.286	40.194	0.0033	48.180	344,145.36	14.458	0.0017
แบ่งแยกบัส 23, 13	0.286	40.339	45.879	0.0062	104.39	353,369.64	17.312	0.0014
แบ่งแยกบัส 23, 13 และ 22	0.465	46.874	49.236	0.0094	169.725	410,616.24	19.23	0.0030
แบ่งแยกบัส 23, 13, 22 และ 15	0.6000	292.0068	67.5723	0.0089	219.0121	2,557,979.48	26.7306	0.0027

จากการแบ่งการทดสอบการแบ่งแยกบัสออกเป็น 2 การทดสอบดังกล่าว จะเห็นได้ว่าวิธีการแบ่งแยกเฉพาะบัสที่ค่ากระแสแล้ดวงจรสูง มีค่าความเชื่อถือได้ดีกว่าวิธีการแบ่งแยกบัสที่มีกำลังมากในระบบ ดังแสดงในตารางที่ 8.6 ซึ่งเป็นเพราะว่าวิธีการแบ่งแยกเฉพาะบัสที่ค่ากระแสแล้ดวงจรสูงมีจำนวนการแบ่งแยกบัสน้อยกว่าวิธีการแบ่งแยกบัสที่มีกำลังมากในระบบนั่นเอง

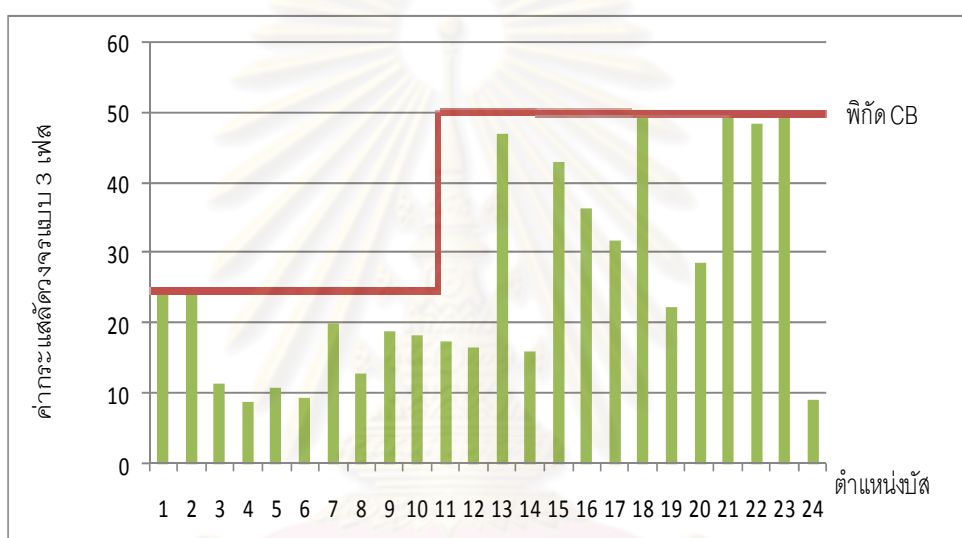
ตารางที่ 8.6 เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน แบ่งแยกบัส 15 แบ่งแยกบัส 23, 13, 22 และ 15

กรณี	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/ year)	LOLD (years/ occ)	LOLE (days/ year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
ฐาน	0.1116	29.6792	31.849	0.0035	40.7245	259,989.38	13.5469	0.0011
แบ่งแยกบัส 15	0.136	33.876	38.798	0.0035	49.6400	296,753.76	14.8651	0.0013
แบ่งแยกบัส 23, 13, 22 และ 15	0.6000	292.006	67.572	0.0089	219.012	2,557,979.4	26.7306	0.0027

8.1.3 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีเปิดวงจรสายส่ง

ในกรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีเปิดวงจรสายส่งนี้ได้ทดสอบตามวิธีการที่ใช้ในการปฏิบัติจริง คือ การเปิดวงจรสายส่งที่บริเวณที่ค่ากระแสลัดวงจรสูงในระบบ ทางผู้วิจัยจึงได้ทำการทดสอบเปิดวงจรสายส่งบริเวณบัสที่ 15, 16 และ 21 ซึ่งประกอบไปด้วยสายส่ง 15-16, 15-21, 15-21 ซึ่งจากผลการทดสอบปรากฏว่า การเปิดวงจรสายส่ง 15-16 การเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ การเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21, 15-21 สามารถลดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้

1) กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16



รูปที่ 8.7 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16

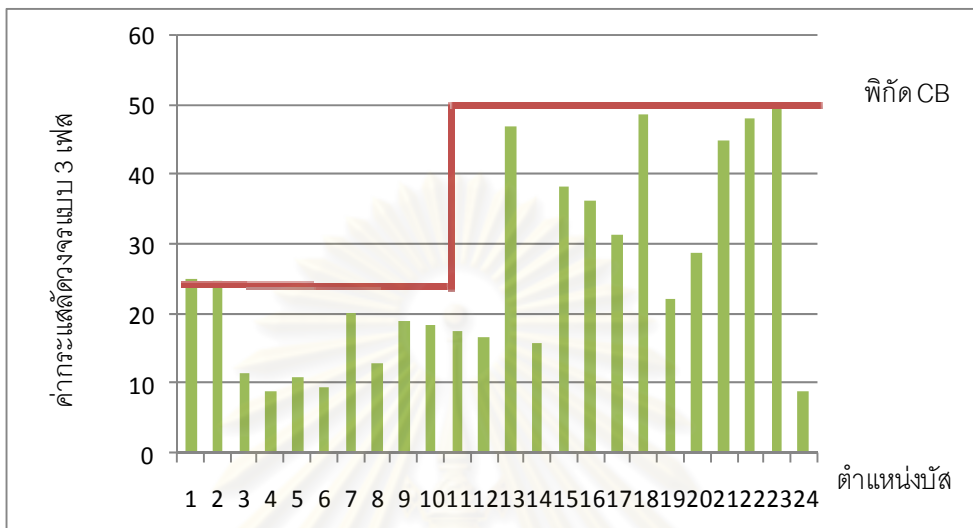
จากรูปที่ 8.7 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 จะเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรทุกๆ บัสลดลงต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ อย่างไรก็ตามหลังทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามกระบวนการที่ได้นำเสนอ ผลดัชนีความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 8.7

ตารางที่ 8.7 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.1450	33.9890	40.5067	0.0036	52.9250	297,743.64	14.9471	0.0013

จากตารางที่ 8.7 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทุกดัชนีสูงขึ้น เมื่อเทียบกับกรณีฐาน แสดงให้เห็นว่าความเชื่อถือได้ของระบบโดยรวมลดลง

2) กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21



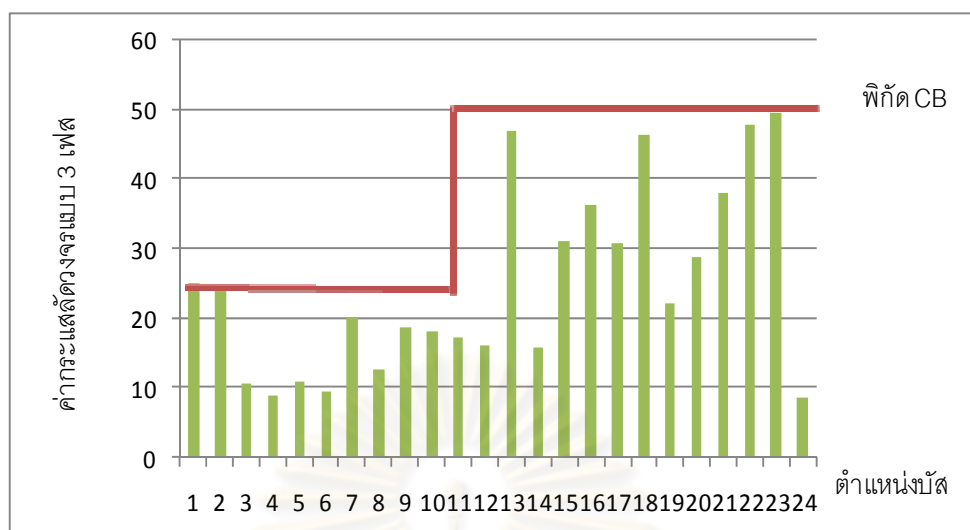
รูปที่ 8.8 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21

จากรูปที่ 8.8 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21 จะเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรทุกๆ บัสลดลงต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และลดต่ำกว่ากรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 เพียง วงจรเดียว อย่างไรก็ตามหลังทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามกระบวนการที่ได้นำเสนอ ผลดัชนี ความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 8.8

ตารางที่ 8.8 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.1950	36.6390	41.1237	0.0047	71.1750	320957.6400	15.5772	0.0014

3) กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21



รูปที่ 8.9 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21

จากรูปที่ 8.9 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21 จะเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรทุกๆ บัสลดลงต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และลดต่ำกว่ากรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 เพียงหรือกรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21 อย่างไรก็ตามหลังทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามกระบวนการที่ได้นำเสนอ ผลดัชนีความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 8.9

ตารางที่ 8.9 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีเปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.9884	508.3238	81.1754	0.0122	360.7764	4,452,916.51	51.3792	0.0044

จากการทดสอบการเปิดวงจรสายส่งจาก 3 กรณีข้างต้น แม้ว่าทั้ง 3 กรณีจะสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรไม่ให้เกินค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ทั้งหมด แต่ทว่าค่าความเชื่อถือได้ของระบบนั้นแตกต่างกัน ดังตารางที่ 8.9 ซึ่งจะเห็นได้ว่ากรณี เปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21 นั้นส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลงเป็นอย่างมาก เนื่องมาจากการเปิดวงจรสายส่งดังกล่าวทำให้เกิดการละเมิดเงื่อนไขพิกัดต่างๆ ของระบบนั่นเอง

ตารางที่ 8.10 เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีฐาน และกรณีเปิดวงจร
สายส่งทั้ง 3 กรณี

กรณี	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/ year)	LOLD (years/ occ)	LOLE (days/ year)	EENS (MWh/ year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
ฐาน	0.112	29.679	31.849	0.004	40.725	259,989.38	13.547	0.001
เปิดวงจรสายส่ง 15-16	0.145	33.989	40.507	0.004	52.925	297,743.64	14.947	0.001
เปิดวงจรสายส่ง 15-16 และ 15-21	0.195	36.639	41.124	0.005	71.175	320957.64	15.577	0.001
เปิดวงจรสายส่ง 15-16, 15-21 และ 15-21	0.988	508.324	81.175	0.012	60.7764	4,452,916.5	51.379	0.004

8.1.4 กรณีติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี

จากที่กล่าวในบทที่ 3 หัวข้อที่ 3.6 เมื่อเกิดการลัดวงจร อุปกรณ์เอชวีดีซีจะทำงานในโหมดควบคุมกระแสไม่ให้มีกระแสไหลระหว่างบัสเรกติฟายเออร์ และบัสอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเปรียบเสมือนการเปิดวงจรสายส่งนั่นเอง โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซีของ EEL river DC system model ดังที่แสดงในบทที่ 3 หัวข้อที่ 3.5 โดยมีรายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 8.11 และ 8.12 และมีคุณลักษณะของเอชวีดีซีดังตารางที่ 8.13 โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 การทดสอบคือ 1) ทดสอบผลกระทบของตำแหน่งในการติดตั้งเอชวีดีซีต่อความเชื่อถือได้ และ 2) ทดสอบผลกระทบของขนาดเอชวีดีซีต่อความเชื่อถือได้ ดังต่อไปนี้

1) ทดสอบผลกระทบของตำแหน่งในการติดตั้งเอชวีดีซีต่อความเชื่อถือได้

ทำการติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่งทุกๆ สายส่ง โดยกำหนดพิกัดของเอชวีดีซีตามพิกัดของสายส่งเส้นที่ถูกแทนที่ และกำหนดให้การส่งกำลังไฟฟ้าของเอชวีดีซีมีค่าตามกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งเส้นที่ถูกแทนที่ ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 8.14

ตารางที่ 8.11 รายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ส่วนที่ 1)

Combination	Group capacity (%)
F11, F13, PH13	100
F11, PH13	100
F11, F13	100
Others	0

ตารางที่ 8.12 รายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ส่วนที่ 2)

Combination	Group capacity (%)
F5,F11, F13, PH13	100
F11, F13, PH13	50
F5, PH13	18.75
F5, F11, PH13	90.625
F5, F11, F13	90.625
Others	0

ตารางที่ 8.13 คุณลักษณะของเอชวีดีซีที่ใช้ในระบบ RTS 79

Items	Rectifier	Inverter
AC Busbar	Bus No.	Bus No.
Commutation Resistance	0.0061 pu	0.0072 pu
D.C. power	-	Pdi (MW)
Minimum firing angle	7 deg	-
Minimum extinction angle	-	15 deg
Inverter d.c. voltage	-	1.02 pu
D.C. link resistance	0.0006 pu	
Maximum capacity	Limit of transmission line that replace	

ตารางที่ 8.14 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีติดตั้งเขื่อนวีดีซี แทนที่สายส่งต่างๆ

สายส่งที่ ถูกแทน ที่ด้วยเขื่อนวีดีซี		ค่ากระแส ลัดวงจรต่ำกว่า พิกัด CB	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occurs/ year)	LOLD (years/ occur)	LOLE (days/ year)	EENS (MWh/ year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
1	2	ไม่	0.112	29.643	31.876	0.003	40.698	10,819.77	12.029	0.001
1	3	ไม่	0.998	312.995	80.165	0.012	364.438	114,243.14	30.240	0.005
1	5	ไม่	0.376	40.238	40.864	0.009	137.240	14,686.87	15.420	0.004
2	4	ไม่	0.852	60.121	65.879	0.013	310.938	21,944.17	24.954	0.005
2	6	ไม่	0.213	40.065	38.987	0.005	77.745	14,623.73	14.712	0.002
3	9	ไม่	0.110	25.143	27.841	0.004	40.150	9,177.20	10.502	0.002
3	24	ไม่	0.339	44.456	47.842	0.007	123.735	16,226.44	18.054	0.003
4	9	ไม่	0.101	29.598	30.789	0.003	36.865	10,803.27	11.614	0.001
5	10	ไม่	0.11	29.548	30.882	0.004	40.15	10,785.02	11.654	0.001
6	10	ไม่	0.521	48.789	52.314	0.01	190.165	17,807.99	19.734	0.004
7	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	9	ไม่	0.653	51.763	54.791	0.012	238.345	18,893.50	20.668	0.005
8	10	ไม่	0.099	24.874	26.549	0.004	36.208	9,079.01	10.018	0.001
9	11	ไม่	0.098	23.299	24.242	0.004	35.77	8,504.14	9.144	0.002
9	12	ไม่	0.062	17.342	20.921	0.003	22.63	6,329.83	7.895	0.001
10	11	ไม่	0.055	15.921	20.411	0.003	20.075	5,811.17	7.699	0.001
10	12	ไม่	0.062	22.421	26.212	0.002	22.63	8,183.67	9.891	0.001
11	13	ไม่	0.1	27.146	29.996	0.003	36.5	9,908.29	11.315	0.001
11	14	ไม่	0.225	44.279	45.552	0.005	82.125	16,161.84	17.189	0.002
12	13	ไม่	0.442	46.848	49.931	0.009	161.33	17,099.52	18.835	0.003
12	23	ไม่	0.11	29.241	30.098	0.004	40.15	10,672.97	11.358	0.001
13	23	ไม่	0.425	45.878	48.884	0.009	155.125	16,745.47	18.44	0.003
14	16	ไม่	0.437	47.987	50.436	0.009	159.505	17,515.26	19.032	0.003
15	16	ใช่	0.097	23.414	25.545	0.004	35.405	8,546.11	9.636	0.001
15	21	ไม่	0.052	14.412	18.974	0.003	1.365	80.79	7.16	0.001
15	21	ไม่	0.052	14.412	18.974	0.003	1.365	80.79	7.157	0.001
15	24	ไม่	0.356	46.632	48.984	0.007	1.365	80.79	18.485	0.003
16	17	ไม่	0.424	47.245	49.492	0.009	154.76	17,244.43	18.669	0.003
16	19	ไม่	0.435	47.874	50.252	0.009	158.775	17,474.01	18.963	0.003
17	18	ไม่	0.099	23.321	25.255	0.004	35.953	8,512.17	9.527	0.002
17	22	ไม่	0.088	20.242	24.989	0.004	32.047	7,388.33	9.43	0.001
18	21	ไม่	0.142	30.01	32.415	0.004	51.83	10,953.65	12.227	0.002
18	21	ไม่	0.142	30.01	32.415	0.004	2.934	199.84	12.232	0.002
19	20	ไม่	0.101	28.873	30.101	0.003	36.865	10,538.65	11.355	0.001

ตารางที่ 8.14 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 กรณีติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์ที่สายส่งต่างๆ (ต่อ)

สายส่งที่	ค่ากระแส									
ถูกแทน	ลัดวงจรต่ำกว่า	LOLP	EPNS	LOLF	LOLD	LOLE	EENS	SAIFI	SAIDI	
ที่ด้วยเซมิคอนดักเตอร์	พิกัด CB		(MW)	(occurs/ year)	(years/ occur)	(days/ year)	(MWh/ year)	(occs/load point yr.)	(yrs/load point occ)	
19	20	ไม่	0.101	28.873	30.101	0.003	1.586	179.86	11.359	0.001
20	23	ไม่	0.201	33.343	35.256	0.006	73.365	12,170.20	13.299	0.002
20	23	ไม่	0.201	33.343	35.256	0.006	2.889	419.36	13.304	0.002
21	22	ไม่	0.053	15.242	19.921	0.003	19.345	5,563.33	7.515	0.001

- หมายถึงสายส่งเส้นนั้นไม่สามารถแทนที่ด้วยเซมิคอนดักเตอร์ได้เนื่องจากบัลด์บัสหนึ่งที่อยู่ติดกับสายส่งเป็นบัลด์ที่แยกตัวจากระบบ

จากตารางที่ 8.14 จะเห็นได้ว่าแต่ละกรณีดัชนีความเชื่อถือได้จะแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้ง บางตำแหน่งความเชื่อถือได้สูงขึ้น บางตำแหน่งความเชื่อถือได้ลดลง ซึ่งสาเหตุที่ความเชื่อถือได้ลดลงนั้นเนื่องมาจากการติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์ทำให้แรงดัน ณ บัสทั้งสองที่ติดตั้งคอนเวอร์เตอร์ต่ำลง ซึ่งทำให้โอกาสที่ระบบจะเกิดการละเมิดพิกัดมากขึ้นนั่นเอง ส่วนกรณีที่ความเชื่อถือได้แย่มากๆ ดังเช่นกรณีติดตั้งแทนที่สายส่ง 1-3 เนื่องจากหลังติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์ ณ ตำแหน่งดังกล่าวทำให้แรงดันที่บัส ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งคอนเวอร์เตอร์ลดต่ำกว่าค่าพิกัดของแรงดันที่บัสนั่นเอง ดังแสดงในตารางที่ 8.15 ซึ่งจะพบว่าแรงดันที่บัส 3 ซึ่งเป็น โหลดบัสมีค่าแรงดัน 0.934 pu. ซึ่งต่ำกว่าพิกัดแรงดันต่ำสุดที่ยอมรับได้ (0.95 pu.) ดังนั้นหากต้องการให้ความเชื่อถือได้ของระบบสูงขึ้น ควรติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์ ณ ตำแหน่งที่คอนเวอร์เตอร์ทั้งสองติดตั้งที่บัสที่ควบคุมแรงดันได้ (PV bus)

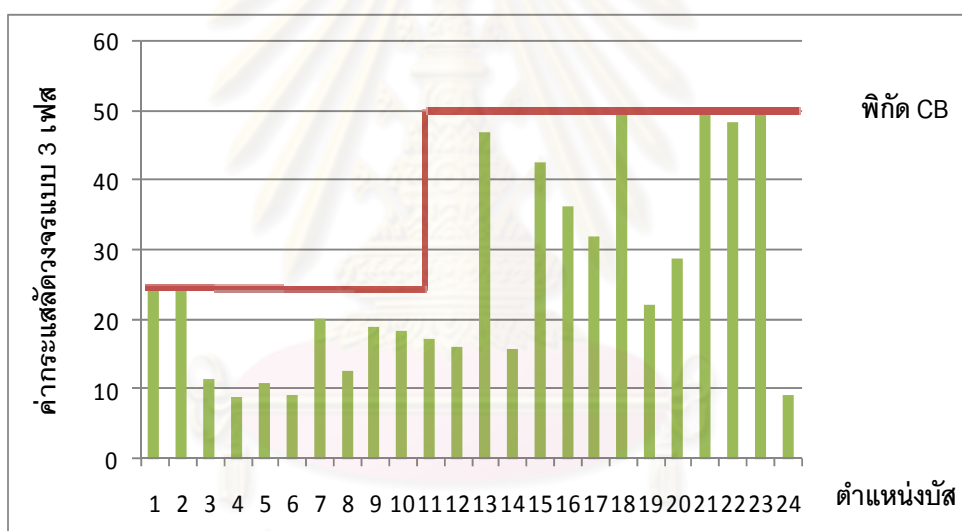
ตารางที่ 8.15 ข้อมูล Bus data หลังจากติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์ที่สายส่ง 1-3

bus	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
1	2	108	22	0	2.244	1	1.035	-32.072	138	1	1.05	0.95
2	2	97	20	0	0	1	1.035	-32.037	138	1	1.05	0.95
3	1	180	37	0	3.884	1	0.934	-22.414	138	1	1.05	0.95
4	1	74	15	0	0	1	0.968	-29.345	138	1	1.05	0.95
5	1	71	14	0	0	1	0.999	-30.574	138	1	1.05	0.95
6	1	136	28	0	-100	1	0.983	-30.689	138	1	1.05	0.95
7	2	125	25	0	0	1	1.025	-41.104	138	1	1.05	0.95
8	1	171	35	0	0	1	0.963	-37.462	138	1	1.05	0.95
9	1	175	36	0	0	1	0.955	-22.392	138	1	1.05	0.95
10	1	195	40	0	0	1	0.992	-25.464	138	1	1.05	0.95
11	1	0	0	0	0	1	0.970	-12.281	230	1	1.05	0.95
12	1	0	0	0	0	1	0.979	-10.769	230	1	1.05	0.95
13	3	265	54	0	0	1	1.020	0.000	230	1	1.05	0.95
14	2	194	39	0	0	1	0.980	-11.991	230	1	1.05	0.95
15	2	317	64	0	0	1	1.014	-7.637	230	1	1.05	0.95

ตารางที่ 8.15 ข้อมูล Bus data หลังจากติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่ง 1-3 (ต่อ)

bus	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
16	2	100	20	0	0	1	1.017	-7.484	230	1	1.05	0.95
17	1	0	0	0	0	1	1.040	-5.043	230	1	1.05	0.95
18	2	333	68	0	0	1	1.050	-3.991	230	1	1.05	0.95
19	1	181	37	0	0	1	1.023	-7.630	230	1	1.05	0.95
20	1	128	26	0	0	1	1.038	-5.853	230	1	1.05	0.95
21	2	0	0	0	0	1	1.050	-3.449	230	1	1.05	0.95
22	2	0	0	0	0	1	1.050	-3.006	230	1	1.05	0.95
23	2	0	0	0	0	1	1.050	-4.192	230	1	1.05	0.95
24	1	0	0	0	0	1	0.971	-12.896	230	1	1.05	0.95

จากตารางที่ 8.14 มีเพียงกรณีเดียวคือกรณีติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่ง 15-16 ที่สามารถลดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้



รูปที่ 8.10 แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบ RTS79 กรณีติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่ง 15-16

2) ทดสอบผลกระทบของขนาดเอชวีดีซีต่อความเชื่อถือได้

จากกรณีติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่ง 15-16 จะทดลองทำการปรับขนาดพิกัดของเอชวีดีเพื่อดูผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบ ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 8.16

ตารางที่ 8.16 ผลกระทบของขนาดเอชวีดีซีต่อความเชื่อถือได้

พิกัดของ เอชวีดีซี (MW)	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occurs/ year)	LOLD (years/ occur)	LOLE (days/ year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
1,000	0.085	18.532	22.101	0.004	31.025	162,340.32	8.309	0.001
900	0.085	18.532	22.101	0.004	31.025	162,340.32	8.309	0.001
800	0.085	18.532	22.101	0.004	31.025	162,340.32	8.309	0.001
700	0.089	19.876	22.231	0.004	32.485	174,113.76	8.358	0.001
600	0.091	20.392	23.830	0.004	33.215	178,633.92	9.006	0.001
500 (ดั้งเดิม)	0.097	23.414	25.545	0.004	35.405	8,546.11	9.636	0.001
400	0.112	25.627	27.842	0.004	40.880	224,492.52	10.514	0.001
300	0.131	29.963	31.626	0.004	47.815	262,475.88	11.943	0.001
200	0.138	32.252	35.156	0.004	50.370	282,527.52	13.276	0.001
100	0.145	33.989	40.507	0.004	52.925	297,743.64	14.947	0.001

จากตารางที่ 8.16 เมื่อเพิ่มพิกัดของเอชวีดีซีจากเดิม 500 MW จนถึง 800 MW จะเห็นได้ว่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบลดลง อย่างไรก็ตามเมื่อเพิ่มพิกัดของเอชวีดีซีจาก 800 MW - 1,000 MW ผลปรากฏว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบคงที่ แสดงให้เห็นว่าหากเพิ่มพิกัดของเอชวีดีซีจะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบดีขึ้น จนถึงจุดๆ หนึ่งที่แม้ว่าจะเพิ่มพิกัดของเอชวีดีซีต่อไปความเชื่อถือได้ของระบบก็ไม่เปลี่ยนแปลง และเมื่อพิจารณากรณีลดพิกัดของเอชวีดีซีจากเดิม 500 MW ลดลงจนถึง 100 MW ผลปรากฏว่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบสูงขึ้นเรื่อยๆ แสดงให้เห็นว่าหากลดพิกัดของเอชวีดีซีจะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลงนั่นเอง

จากวิธีการลดกระแสลัดวงจรดังที่กล่าวมา หากนำแต่ละวิธีที่ให้ผลค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดีที่สุดของแต่ละวิธีมาเปรียบเทียบกันจะได้ผลดังตารางที่ 8.17

ตารางที่ 8.17 เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS 79 แต่ละวิธีที่ใช้ลดกระแสลัดวงจร

กรณี	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
ฐาน	0.112	29.679	31.849	0.004	40.725	259,989.38	13.547	0.001
แบ่งแยกบัส 15	0.136	33.876	38.798	0.0035	49.6400	296,753.76	14.8651	0.0013
เปิดวงจร สายส่ง 15-16	0.145	33.989	40.507	0.004	52.925	297,743.64	14.947	0.001
ติดตั้งเซอร์กิตตัด สายส่ง 15-16	0.097	23.414	25.545	0.004	35.405	8,546.11	9.636	0.001

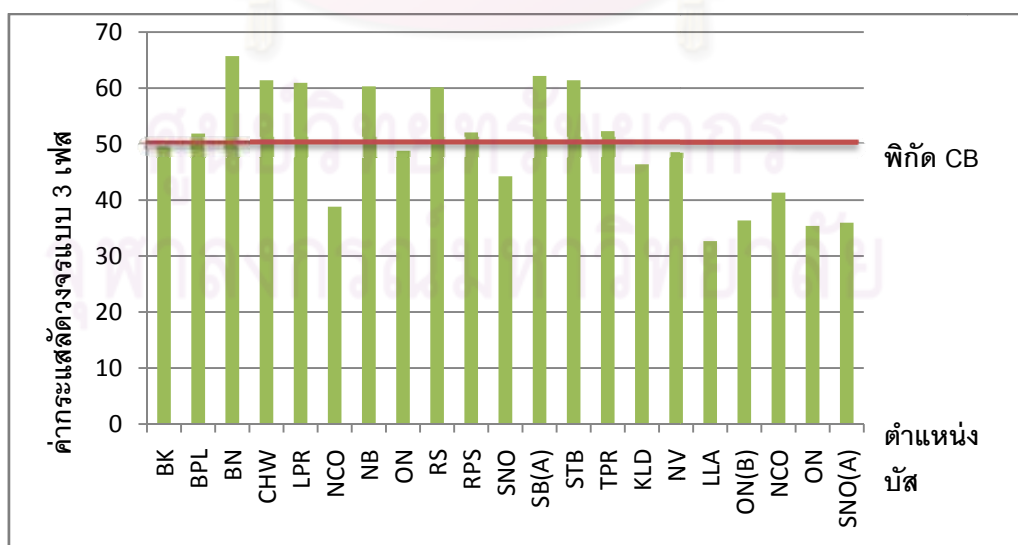
8.2 การทดสอบกับระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ระดับแรงดัน 230 kV และ 500 kV ภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลเท่านั้น และเนื่องจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยมีลักษณะการเชื่อมต่อกันที่เป็นโครงข่ายขนาดใหญ่ทั่วทั้งประเทศ ดังนั้นเพื่อให้สะดวกในการวิเคราะห์จึงทำการยุบวงจรส่วนอื่นๆ นอกเหนือจากเขตที่สนใจ เมื่อทำการยุบวงจรแล้วปรากฏว่าระบบที่ใช้ในการวิเคราะห์จะประกอบไปด้วย จำนวนบัสทั้งหมด 254 บัส จำนวนสายส่งทั้งหมด 215 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 214 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 108 เครื่อง กำลังการผลิตรวม 25,547.7 MW (รวมกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกยุบจากบริเวณอื่นๆ ด้วย) โหลดสูงสุดในระบบรวม 17,519.6 MW โดยรายละเอียดของระบบที่ใช้ในการทดสอบจะแสดงในภาคผนวก ข. โดยในส่วนของค่า λ และ μ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นยังไม่มีข้อมูลจริงจึงได้กำหนดค่า λ และ μ ตามขนาดของกำลังการผลิต โดยอ้างอิงจากหนังสือ Reliability evaluation of power systems ของ R. Billinton โดยรายละเอียดของระบบจะแสดงในภาคผนวก ข.

โดยจะแบ่งการทดสอบทั้งหมด 4 กรณีดังนี้

- 1) กรณีฐาน (ไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ กับระบบ)
- 2) กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส (วิธีที่ กพพ. ปฏิบัติอยู่ในปัจจุบัน)
- 3) กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส (วิธีที่ได้จากผลการ Optimization)
- 4) กรณีติดตั้งอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์

8.2.1 กรณีฐานไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ กับระบบ

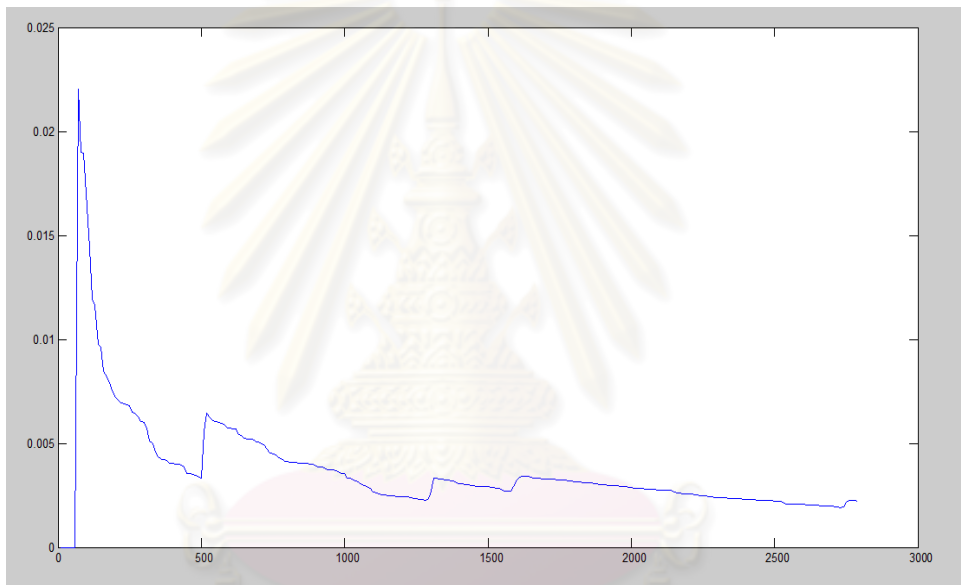


รูปที่ 8.11 แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน

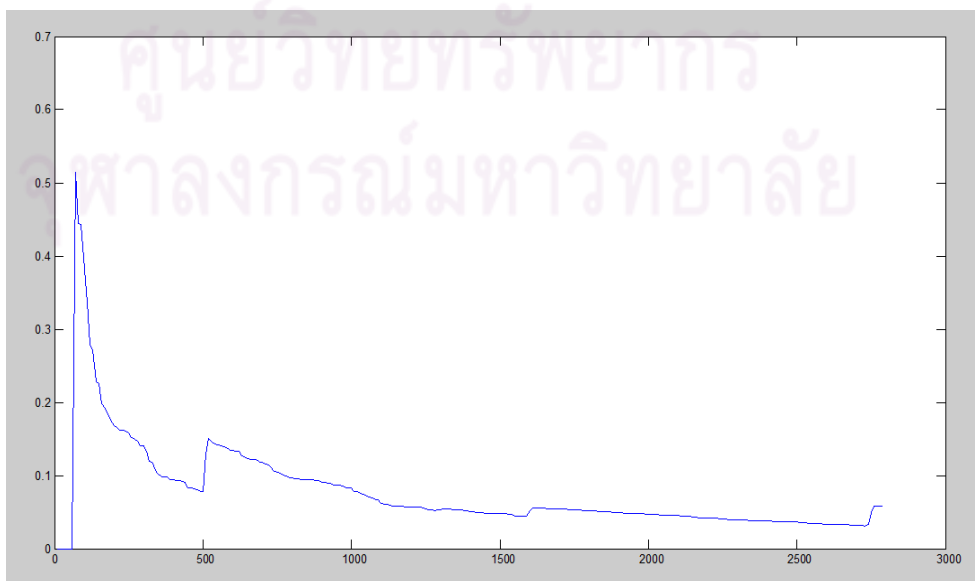
จากรูปที่ 8.11 ค่ากระแสลัดวงจรที่บัสของ BPL, BN, CHW, LPR, NB, RS, RPS, SB (A), STB, TPR มีค่ากระแสลัดวงจรสูงเกินกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และเมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโดยวิธีการที่นำเสนอจะได้ค่าดัชนีของระบบดังแสดงในตารางที่ 8.18

ตารางที่ 8.18 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน

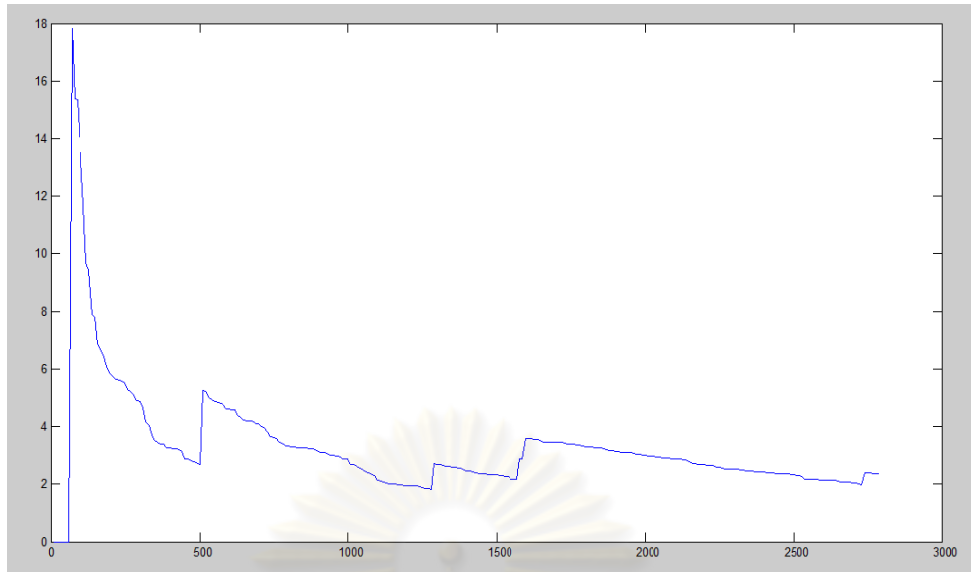
LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.0022	0.0576	2.3497	9.490E-05	0.8139	504.9977	0.0468	3.735E-06



รูปที่ 8.12 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน



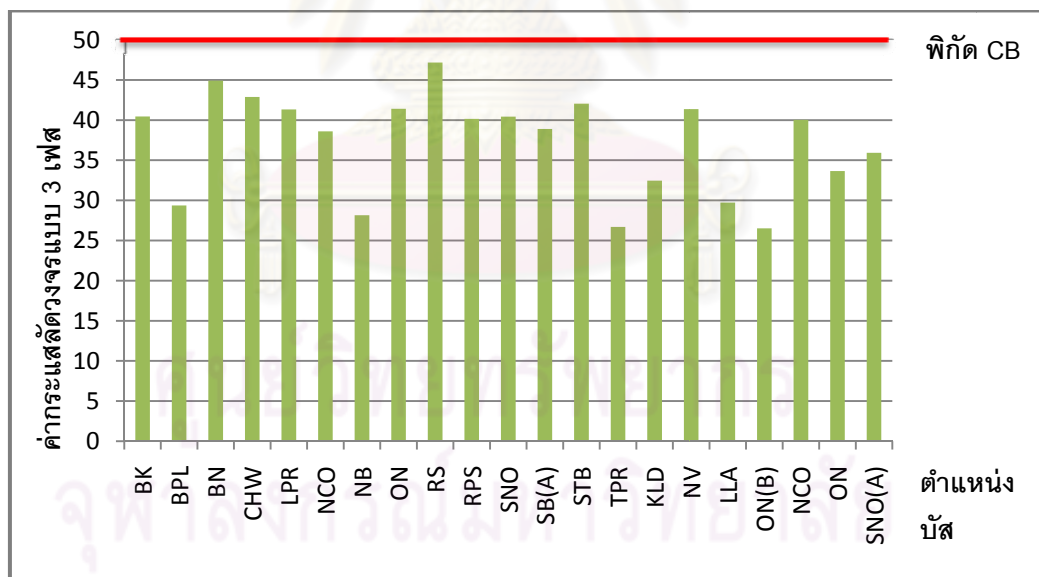
รูปที่ 8.13 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน



รูปที่ 8.14 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีฐาน

8.2.2 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส (วิธีที่ กผ. ปฏิบัติอยู่ในปัจจุบัน)

ปัจจุบัน กผ. ใช้วิธีการแบ่งแยกบัส NB และ SB ในการลดค่ากระแสลัดวงจรโดยผล
ค่ากระแสลัดวงจรแสดงดังรูปที่ 8.15



รูปที่ 8.15 แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยแบ่งแยก
บัส NB และ SB

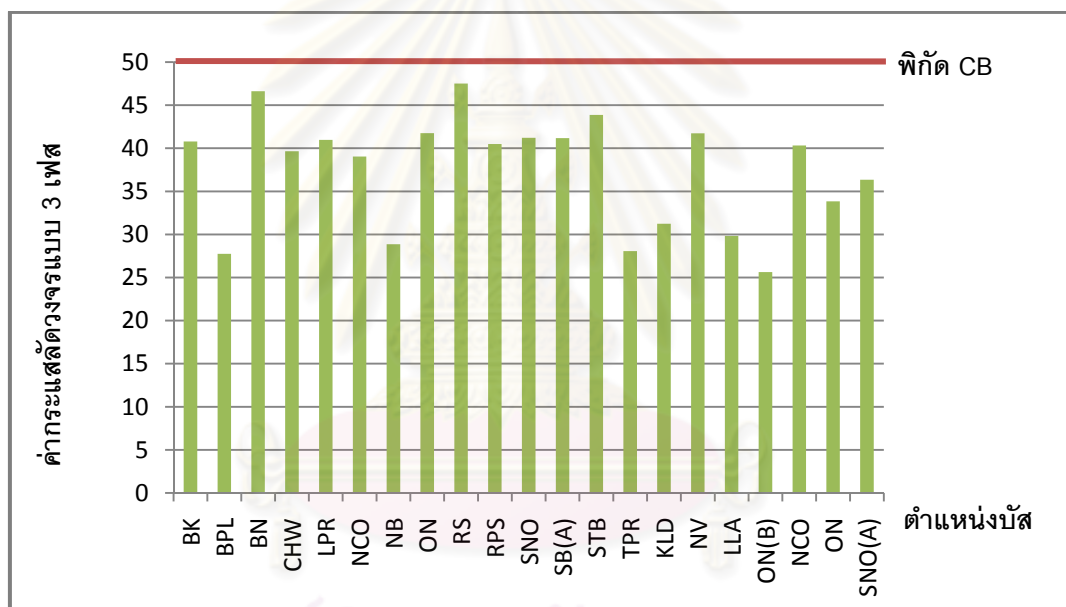
จากรูปที่ 8.15 ค่ากระแสลัดวงจรทุกบัส ต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และเมื่อทำ
การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโดยวิธีการที่นำเสนอจะได้ค่าดัชนีของระบบดังแสดงใน
ตารางที่ 8.19

ตารางที่ 8.19 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีแบ่งแยกบัส NB และ SB

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.0071	0.0651	1.5902	0.0004	2.5941	570.6969	0.0324	4.49E-06

8.2.3 กรณีปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีแบ่งแยกบัส (วิธีที่ได้จากผลการ Optimization)

คำตอบจากวิธีการ Optimization โดยใช้วิธีการหาคำตอบแบบตามเอกสารอ้างอิง [5] ผลคือการแบ่งแยกบัส SB และ TPR โดยค่ากระแสลัดวงจรแสดงดังรูปที่ 8.16



รูปที่ 8.16 แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีแบ่งแยกบัส SB และ TPR

จากรูปที่ 8.16 ค่ากระแสลัดวงจรทุกบัส ต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และเมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโดยวิธีการที่นำเสนอจะได้ค่าดัชนีของระบบดังแสดงในตารางที่ 8.20

ตารางที่ 8.20 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีแบ่งแยกบัส SB

และ TPR

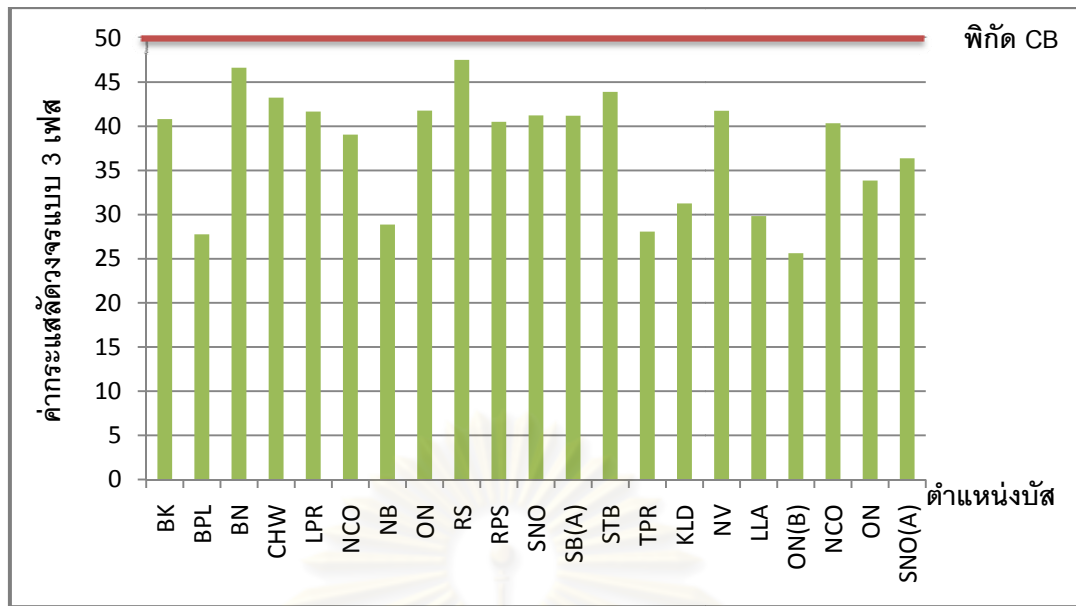
LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.0037	0.0884	0.3737	0.0010	1.3524	774.2771	0.0076	9.971E-06

8.2.4 กรณีติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี

ในกรณีติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีนั้นได้ใช้รายการผลของอุปกรณ์ต่างๆ ของเอชวีดีซีที่กระทบต่อสมรรถภาพการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ดังเช่นกรณีทดสอบกับระบบ IEEE RTS 79 ตารางที่ 8.11 และ 8.12 พบว่าสายส่งที่แทนที่ด้วยเอชวีดีซีแล้วสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้คือสายส่ง NCO-ON 500 kV 2 วงจร โดยกำหนดให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งกระแสตรงเท่ากับค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง NCO-ON ทั้ง 2 วงจรรวมกัน และค่าพิกัดการส่งกำลังไฟฟ้าของเอชวีดีซีกำหนดให้เท่ากับค่าพิกัดของสายส่ง NCO-ON ทั้ง 2 วงจรรวมกัน ซึ่งคุณลักษณะของเอชวีดีซีแสดงในตารางที่ 8.21

ตารางที่ 8.21 คุณลักษณะของเอชวีดีซีที่ใช้ทดสอบในระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย

Items	Rectifier	Inverter
AC Busbar	NCO	ON
Commutation Resistance	0.0061 pu	0.0072 pu
D.C. power	-	3,033.3 MW
Minimum firing angle	7 deg	-
Minimum extinction angle	-	15 deg
Inverter d.c. voltage	-	1.02 pu
D.C. link resistance	0.0006 pu	
Maximum capacity	6,300 MW	



รูปที่ 8.17 แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่ง NCO-ON 2 วงจร

จากรูปที่ 8.17 ค่ากระแสลัดวงจรทุกบัส ต่ำกว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และเมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโดยวิธีการที่นำเสนอจะได้ค่าดัชนีของระบบดังแสดงในตารางที่ 8.22

ตารางที่ 8.22 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยกรณีติดตั้งเอชวีดีซีแทนที่สายส่ง NCO-ON 2 วงจร

LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/year)	LOLD (years/occ)	LOLE (days/year)	EENS (MWh/year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
0.0015	0.0240	1.3498	0.0011	0.5329	210.2400	0.0431	1.364E-05

จากวิธีการลดกระแสลัดวงจรดังที่กล่าว สามารถนำมาเปรียบเทียบค่าความเชื่อถือได้ดังตารางที่ 8.23

ตารางที่ 8.23 เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยแต่ละวิธีที่ใช้

ลดกระแสลัดวงจร

กรณี	LOLP	EPNS (MW)	LOLF (occs/ year)	LOLD (years/ occ)	LOLE (days/ year)	EENS (MWh/ year)	SAIFI (occs/load point yr.)	SAIDI (yrs/load point occ)
ฐาน	0.0022	0.0576	2.3497	9.50E-05	0.8139	504.9977	0.0468	3.735E-06
แบ่งแยกบัส NB และ SB	0.0071	0.0651	1.5902	0.0004	2.5941	570.6969	0.0324	4.49E-06
แบ่งแยกบัส SB และ TPR	0.0037	0.0884	0.3737	0.0010	1.3524	774.2771	0.0076	9.971E-06
ติดตั้งเซมิคอนดักเตอร์ สายส่ง NCO-ON 2 วงจร	0.0015	0.0240	1.3498	0.0011	0.5329	210.2400	0.0431	1.364E-05

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 9

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

9.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้ทำการปรับเปลี่ยนโครงข่าย และหลังติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีโดยพิจารณาผลของกระแสลัดวงจร โดยใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล การวิเคราะห์เอชวีไฮลด์โพล์ การวิเคราะห์ไฮลด์โพล์เมื่อติดตั้งเอชวีดีซี และการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องกับระบบโดยวิธีการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่และ/หรือปลดโหลด รวมถึงการจัดสรรกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง เป็นกระบวนการในการประเมินความเชื่อถือได้ โดยทำการทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System 79 และ ระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย ซึ่งจากผลการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ดังนี้

1) การปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยวิธีการแบ่งแยกบัส และการเปิดวงจรสายส่ง สามารถลดค่ากระแสลัดวงจรได้จริง แต่การปรับเปลี่ยนโครงข่ายด้วยวิธีดังกล่าวทั้ง 2 วิธี ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบ โดยส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลง โดยค่าความเชื่อถือได้ที่ลดลงนั้นขึ้นอยู่กับตำแหน่งและจำนวน

2) การติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรได้จริง และยังทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบสูงขึ้น เนื่องจากโครงสร้างของเอชวีดีซีมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบขนานอยู่ด้วยนั่นเอง อีกทั้งยังสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรงได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทำให้การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องกับระบบมีประสิทธิภาพสูงขึ้น

3) จากข้อ 2) อย่างไรก็ตามการติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีทำให้ค่าแรงดัน ณ บัสที่ติดตั้งคอนเวอร์เตอร์ลดลงเนื่องจากคอนเวอร์เตอร์ต้องการกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟที่สูงนั่นเอง ซึ่งอาจส่งผลให้แรงดันที่บัสต่ำกว่าค่าพิกัดได้ ซึ่งจะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลง ดังนั้นจึงควรติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟ ณ บัสที่ติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซี หรือไม่ก็ควรเลือกตำแหน่งที่ติดตั้งเอชวีดีซีเป็นบัสที่สามารถควบคุมแรงดันได้

4) หากกำหนดตำแหน่งที่ติดตั้งเอชวีดีซีแล้วทำการเพิ่มพิกัดการส่งกำลังของเอชวีดีซีจะพบว่าความเชื่อถือได้ของระบบดีขึ้น อย่างไรก็ตามเมื่อเพิ่มพิกัดการส่งกำลังของเอชวีดีซีจนถึงจุดๆหนึ่ง ความเชื่อถือได้ของระบบจะคงที่

9.2 ข้อเสนอแนะ

1) ความแม่นยำของดัชนีความเชื่อถือได้จะขึ้นอยู่กับแผนการแก้ไขปัญหาเมื่อระบบเกิดเหตุขัดข้อง ซึ่งหากมีข้อมูลแผนการดังกล่าวจะทำให้การประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น

2) สืบเนื่องจากข้อที่ 1) หากมีแผนการแก้ไขปัญหาเมื่อระบบเกิดเหตุขัดข้องจริง อาจจะต้องใช้วิธี Heuristic แทนการใช้วิธี linear programming เนื่องจากวิธี Heuristic จะสอดคล้องกับความเป็นจริงมากกว่า

3) การติดตั้งเซิร์ฟเวอร์แม้ว่าจะช่วยให้ความเชื่อถือได้ของระบบสูงมากขึ้น แต่ก็ต้องแลกกับเงินลงทุนค่อนข้างสูง ดังนั้นอาจจะต้องมีการพิจารณาถึงความคุ้มค่าด้วย ยกตัวอย่างเช่น ค่าความเชื่อถือได้ที่สูงขึ้นสามารถสะท้อนออกมาเป็นจำนวนเงินได้เท่าไร และเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีแบ่งแยกบัส หรือ เปิดวงจรสายส่ง ค่าความเชื่อถือได้ที่ลดลงสามารถสะท้อนออกมาเป็นจำนวนเงินได้เท่าไร เป็นต้น

รายการอ้างอิง

- [1] Adapa, R. Fault Current Management Guidebook. EPRI Solutions Inc. 2006
- [2] “รายงานการศึกษาแนวทางการลดกระแสลัดวงจรของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย” 2553.
- [3] IEEE Reliability test system. IEEE Trans. Power apparatus and systems, pp.2047-2053, December 1979.
- [4] Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability evaluation of power systems. First published in Great Britain, 1984.
- [5] ศรัณยู ตรียะโชติ และ สุรัชชัย ชัยทัศนีย์. การแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมเพื่อลดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้ากำลังโดยวิธีค้นหาตามูชนิคมปรับตัวได้, รายงานการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 33 (EECON 33), หน้า 121-124, 2553.
- [6] Sanyapong, J., and Surachai, C. Disconnecting Transmission Lines for Short-circuit Current Reduction Considering System Operating Constraints Using GA, รายงานการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 33 (EECON 33), หน้า 63-64, 2553.
- [7] “High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper”
- [8] 300 MW THAILAND–MALAYSIA, HVDC INTERCONNECTION SYSTEM [Online]. Available from: <http://www.egat.co.th/hvdc/INTRODUCTION.HTML> [2011, February 28]
- [9] Kundur, P., Power System Stability and Control. New York McGraw-Hill, 1994.
- [10] Billinton, R., and Ahluwalia, D.S. Incorporation of a DC link in a composite system adequacy assessment - DC system modeling. IEE Proceedings-c, pp. 211-220, May 1992.
- [11] พิทักษ์ ทางรัตนสุวรรณ. การปรับปรุงสมรรถนะของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูงและอุปกรณ์ FACT. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2544.
- [12] Saadat, H. Power System Analysis. 2nd Revised edition. McGraw Hill Higher Education, 2004.

- [13] Mario, V., Pereira, F., and Balu, N.J. Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation. Proceedings of The IEEE, pp. 470-491 April 1992.
- [14] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลและการแบ่งแยกโครงข่าย. วิทยานิพนธ์ปริญญา มหาบัณฑิต, ภาควิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [15] บัณฑิต เจริญพันธ์. แผนการปลดโหลดอย่างเหมาะสมในสภาวะผิดปกติโดยคำนึงถึง ปัญหาเสถียรภาพทางแรงดัน. วิทยานิพนธ์ปริญญา มหาบัณฑิต, ภาควิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.
- [16] Nash, S.G., and Sofer, A., Linear and Nonlinear Programming. New York: McGraw-Hill, 1996.
- [17] Beshir M.J., Cheng, T.C. and Farag, A.S.A. Comparison of Monte Carlo Simulation and State Enumeration Based Adequacy Assessment Programs: CREAM and COMREL. Proceedings of The IEEE, pp.428-444, 1996.



ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก
ระบบทดสอบ IEEE RTS-79

ในภาคผนวก ก ประกอบด้วยข้อมูลพื้นฐานของระบบทดสอบ IEEE RTS-79 รายละเอียดของข้อมูลของบัส ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลสายส่ง ข้อมูลความเชื่อถือได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายส่งไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ ก.1 ก.2 ก.3 ก.4 และ ก.5 ตามลำดับ

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบ IEEE-RTS79

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		P(MW)	Q(MVAr)	G_s (Mw)	B_s (MVAr)		
1	บัสควบคุมแรงดัน	108	22	0	0	1.05	0.95
2	บัสควบคุมแรงดัน	97	20	0	0	1.05	0.95
3	โหลดบัส	180	37	0	0	1.05	0.95
4	โหลดบัส	74	15	0	0	1.05	0.95
5	โหลดบัส	71	14	0	0	1.05	0.95
6	โหลดบัส	136	28	0	-100	1.05	0.95
7	บัสควบคุมแรงดัน	125	25	0	0	1.05	0.95
8	โหลดบัส	171	35	0	0	1.05	0.95
9	โหลดบัส	175	36	0	0	1.05	0.95
10	โหลดบัส	195	40	0	0	1.05	0.95
11	โหลดบัส	0	0	0	0	1.05	0.95
12	โหลดบัส	0	0	0	0	1.05	0.95
13	บัสอ้างอิง	265	54	0	0	1.05	0.95
14	บัสควบคุมแรงดัน	194	39	0	0	1.05	0.95
15	บัสควบคุมแรงดัน	317	64	0	0	1.05	0.95
16	บัสควบคุมแรงดัน	100	20	0	0	1.05	0.95
17	โหลดบัส	0	0	0	0	1.05	0.95

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบ (ต่อ)

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		P(MW)	Q(MVAr)	G_s (Mw)	B_s (MVAr)		
18	บัสควบคุมแรงดัน	333	68	0	0	1.05	0.95
19	โหลดบัส	181	37	0	0	1.05	0.95
20	โหลดบัส	128	26	0	0	1.05	0.95
21	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.05	0.95
22	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.05	0.95
23	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.05	0.95
24	โหลดบัส	0	0	0	0	1.05	0.95

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

บัส	กำลังการผลิต		แรงดันที่บัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (p.u.)	พิกัดกำลังสูงสุด (MW)	พิกัดกำลังต่ำสุด (MW)
	P(MW)	Q(MVAr)			
1	170	0	1.035	400	5
2	170	0	1.035	200	5
7	165	0	1.025	300	20
13	255	0	1.02	400	50
14	0	13.7	0.98	200	50
15	175	0	1.014	215	3
16	155	0	1.017	155	40
18	400	0	1.05	400	80
21	400	0	1.05	400	80
22	300	0	1.05	300	10
23	660	0	1.05	660	40

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง(p.u.)			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วนหม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	0	0
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175	0	0
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175	0	0
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175	0	0
2	6	0.0497	0.192	0.052	175	0	0
3	9	0.0308	0.119	0.0322	175	0	0
3	24	0.0023	0.0839	0	400	1.015	0
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175	0	0
5	10	0.0139	0.0605	0.0239	175	0	0
6	10	0.0139	0.0605	2.459	400	0	0
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175	0	0
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175	0	0
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175	0	0
9	11	0.0023	0.0839	0	400	1.03	0
9	12	0.0023	0.0839	0	400	1.03	0
10	11	0.0023	0.0839	0	400	1.015	0
10	12	0.0023	0.0839	0	400	1.015	0
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	0	0
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500	0	0
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	0	0
12	23	0.0124	0.0966	0.0203	500	0	0
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500	0	0
14	16	0.0050	0.0589	0.0818	500	0	0
15	16	0.0020	0.0173	0.0364	500	0	0
15	21	0.0063	0.049	0.103	500	0	0
15	21	0.0063	0.049	0.103	500	0	0
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500	0	0

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง(p.u.)			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วนหม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500	0	0
16	19	0.0030	0.0231	0.049	500	0	0
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500	0	0
17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500	0	0
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	0	0
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	0	0
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	0	0
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	0	0
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	0	0
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	0	0
21	22	0.0087	0.0678	0.1424	500	0	0

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ขนาดกำลังการผลิต (MW)	อัตราส่วน การ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วน การ ซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)	ความน่าจะเป็นที่จะ หลุดออกจากระบบ
12	2.98	146	0.02
20	19.467	175.2	0.1
50	4.424	438	0.01
76	4.469	219	0.02
100	7.3	175.2	0.04
155	9.125	219	0.04
197	9.221	175.2	0.05
350	7.617	87.6	0.08
400	7.964	58.4	0.12

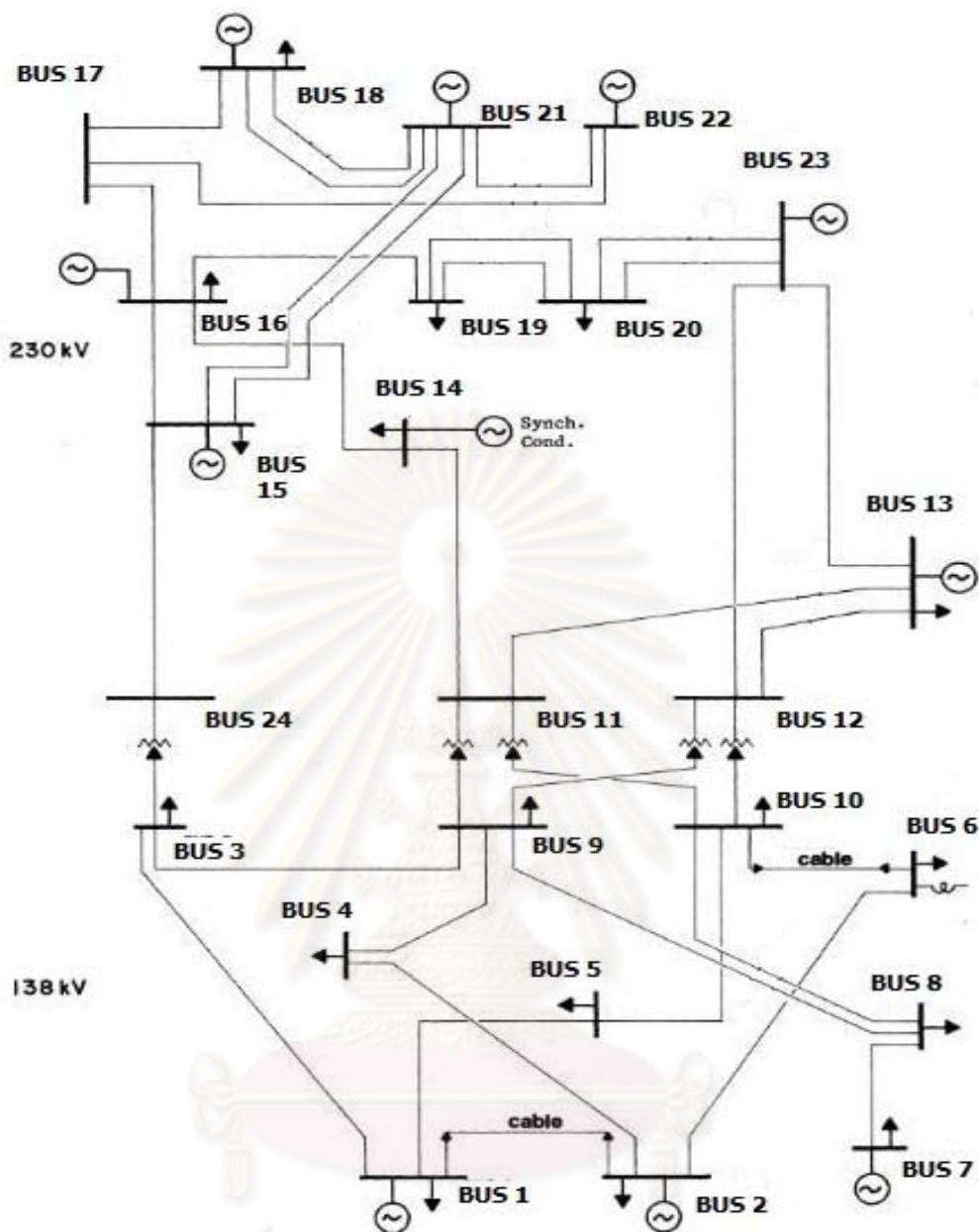
ตารางที่ ก.5 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายส่งไฟฟ้า

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	อัตราส่วนการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วนการ ซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)	ความน่าจะเป็นที่ สายส่งจะหลุด ออกจากระบบ
1	2	0.24	547.5	0.0004
1	3	0.51	876	0.0006
1	5	0.33	876	0.0004
2	4	0.39	876	0.0004
2	6	0.48	876	0.0005
3	9	0.38	876	0.0004
3	24	0.02	11.406	0.0018
4	9	0.36	876	0.0004
5	10	0.34	876	0.0004
6	10	0.33	250.286	0.0013
7	8	0.3	876	0.0003
8	9	0.44	876	0.0005
8	10	0.44	876	0.0005
9	11	0.02	11.406	0.0018
9	12	0.02	11.406	0.0018
10	11	0.02	11.406	0.0018
10	12	0.02	11.406	0.0018
11	13	0.4	796.364	0.0005
11	14	0.39	796.364	0.0005
12	13	0.4	796.364	0.0005
12	23	0.52	796.364	0.0007
13	23	0.49	796.364	0.0006
14	16	0.38	796.364	0.0005
15	16	0.33	796.364	0.0004
15	21	0.41	796.364	0.0005

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	อัตราส่วนการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วนการ ซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)	ความน่าจะเป็นที่ สายส่งจะหลุด ออกจากระบบ
15	21	0.41	796.364	0.0005
15	24	0.41	796.364	0.0005
16	17	0.35	796.364	0.0004
16	19	0.34	796.364	0.0004
17	18	0.32	796.364	0.0004
17	22	0.54	796.364	0.0007
18	21	0.35	796.364	0.0004
18	21	0.35	796.364	0.0004
19	20	0.38	796.364	0.0005
19	20	0.38	796.364	0.0005
20	23	0.34	796.364	0.0004
20	23	0.34	796.364	0.0004
21	22	0.45	796.364	0.0006

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ศูนย์วิทยุโทรคมนาคม
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ข ระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย

ในภาคผนวก ข ประกอบด้วยข้อมูลพื้นฐานของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทยซึ่งถูกยุบ
วงจรมารวมแล้ว รายละเอียดของข้อมูลของบัส ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลสายส่ง ข้อมูลความ
เชื่อถือได้ของสายส่งไฟฟ้า และข้อมูลความเชื่อถือได้ของหม้อแปลงไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ ข.1
ข.2 ข.3 ข.4 และ ข.5 ตามลำดับ

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
11011	2	11.5	2	1.239	0	0	1
11012	2	11.5	2	1.239	0	0	1
11013	2	11.5	5	3.099	0	0	1
11014	2	15	4	2.479	0	0	1
11015	2	15	4	2.479	0	0	1
11016	2	15	10	6.197	0	0	1
11017	2	21	0	0	0	0	1
11018	2	21	0	0	0	0	1
11019	2	21	0	0	0	0	1
11031	2	15.75	0	0	0	0	1
11032	2	15.75	0	0	0	0	1
11033	2	18	0	0	0	0	1
11601	1	69	365.741	177.136	0	145	1
11602	1	69	240.268	116.367	0	205	1
11603	1	69	175.285	84.894	0	106	1
11606	1	69	227.392	110.131	0	137	1
11608	1	69	276.109	133.726	0	126	1
11610	1	69	148.814	73.74	0	317	1
11611	1	69	433.278	209.846	0	0	1
11613	1	69	320.909	155.423	0	105	1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โซน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
11614	1	69	286.068	138.549	0	132	1
11615	1	69	201.788	97.731	0	79	1
11631	1	69	365.741	177.136	0	212	1
11633	1	69	175.285	84.894	0	99	1
11636	1	69	227.392	110.131	0	126	1
11638	1	69	276.109	133.726	0	122	1
11643	1	69	320.909	155.423	0	126	1
11644	1	69	286.068	138.549	0	159	1
11702	1	115	570.794	276.448	0	209	1
11703	1	115	314.636	152.385	0	0	1
11704	1	115	461.922	223.719	0	176	1
11707	1	115	426.858	206.737	0	271	1
11709	1	115	299.35	144.982	0	117	1
11710	1	115	116.505	56.426	0	99	1
11711	1	115	113.346	54.896	0	66	1
11712	1	115	716.966	371.421	0	209	1
11713	1	115	403.033	195.198	0	136	1
11715	1	115	231.909	112.319	0	132	1
11719	1	115	285.054	157.716	0	91	1
11720	1	115	379.137	209.77	0	81	1
11737	1	115	284.572	137.824	0	0	1
11740	1	115	420.952	232.906	0	176	1
11801	1	230	505.435	244.793	0	195	1
11802	1	230	0	0	0	72	1
11803	1	230	0	0	0	72	1
11804	1	230	0	0	0	65	1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
11806	1	230	512.665	248.295	0	0	1
11807	1	230	0	0	0	120	1
11808	1	230	0	0	0	65	1
11809	1	230	0	0	0	0	1
11810	1	230	0	0	0	130	1
11811	1	230	0	0	0	0	1
11812	1	230	0	0	0	65	1
11813	1	230	0	0	0	260	1
11814	1	230	630.136	305.189	0	0	1
11815	1	230	0	0	0	0	1
11816	1	230	310.37	150.319	0	0	1
11819	1	230	0	0	0	0	1
11820	1	230	0	0	0	0	1
11838	1	230	0	0	0	0	1
11839	1	230	0	0	0	0	1
11843	1	230	0	0	0	0	1
11907	1	500	0	0	0	0	1
11909	1	500	0	0	0	0	1
11912	1	500	0	0	0	0	1
11942	1	500	0	0	0	0	1
15001	2	11.5	0	0	0	0	2
15002	2	11.5	0	0	0	0	2
15003	2	11.5	0	0	0	0	2
15004	2	11.5	0	0	0	0	2
15005	2	11.5	0	0	0	0	2
15006	2	11.5	0	0	0	0	2

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
15803	1	230	0	0	0	0	1
15804	1	230	0	0	0	0	1
15805	1	230	0	0	0	0	1
15806	1	230	0	0	0	0	1
15902	1	500	0	0	0	0	1
15903	1	500	0	0	0	0	1
16805	1	230	0	0	0	0	1
16806	1	230	0	0	0	0	1
16807	1	230	0	0	0	0	1
16808	1	230	0	0	0	0	1
16811	1	230	0	0	0	0	5
16812	1	230	0	0	0	0	5
16813	1	230	0	0	0	0	5
16814	1	230	0	0	0	0	5
16901	1	500	0	0	0	0	1
16902	1	500	0	0	0	0	1
17801	1	230	0	0	0	0	1
17802	1	230	0	0	0	0	1
17803	1	230	0	0	0	0	1
17804	1	230	0	0	0	0	1
17902	1	500	0	0	0	0	1
17903	1	500	0	0	0	0	5
17904	1	500	0	0	0	0	1
17905	1	500	0	0	0	0	1
19801	1	230	0	0	0	0	1
19802	1	230	0	0	0	0	1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
19803	1	230	0	0	0	0	1
19804	1	230	0	0	0	0	1
19902	1	500	0	0	0	0	1
19904	1	500	0	0	0	0	1
19905	1	500	0	0	0	0	1
19906	1	500	0	0	0	0	1
19907	1	500	0	0	0	0	1
19908	1	500	0	0	0	0	1
19915	1	500	0	0	0	0	5
19917	1	500	0	0	0	0	5
19918	1	500	0	0	0	0	5
19919	1	500	0	0	0	0	5
19920	1	500	0	0	0	0	5
19921	1	500	0	0	0	0	5
19922	1	500	0	0	0	0	5
51001	2	15	4	2.479	0	0	1
51002	2	15	4	2.479	0	0	1
51003	2	15	10	6.197	0	0	1
51004	2	15	4	2.479	0	0	1
51005	2	15	4	2.479	0	0	1
51006	2	15	10	6.197	0	0	1
51007	2	15	4	2.479	0	0	1
51008	2	15	4	2.479	0	0	1
51009	2	15	10	6.197	0	0	1
51010	2	15	0	0	0	0	1
51011	2	15	0	0	0	0	1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
51012	2	15	0	0	0	0	1
51604	1	69	0	0	0	20	1
51613	1	69	0.8	0.496	0	0	1
51701	2	115	227.54	60.326	0	0	1
51702	2	115	256.703	85.018	0	61	1
51703	1	115	43.831	24.251	0	13	1
51704	1	115	40.881	22.619	0	0	1
51705	1	115	171.212	94.729	0	11	1
51706	1	115	581.706	321.848	0	88	1
51708	1	115	84.564	46.788	0	27	1
51720	1	115	41.649	23.044	0	17	1
51722	1	115	88.57	49.004	0	28	1
51728	1	115	184.171	101.899	0	0	1
51801	2	230	115.996	-60.169	0	130	1
51802	2	230	196.914	-16.918	0	130	1
51806	1	230	0	0	0	0	1
51826	1	230	0	0	0	0	1
51828	2	230	-191.83	-30.438	0	0	1
51856	1	230	0	0	0	0	1
51926	1	500	0	0	0	0	1
51940	2	500	587.75	-256.09	0	0	1
54011	2	21	0	0	0	0	4
54012	2	21	0	0	0	0	4
54013	2	16.5	0	0	0	0	4
54014	2	21	0	0	0	0	4
54015	2	21	0	0	0	0	4

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
54016	2	16.5	0	0	0	0	4
55001	2	11.5	0	0	0	0	2
55004	2	11.5	0	0	0	0	2
55005	2	11.5	0	0	0	0	2
55006	2	11.5	0	0	0	0	2
55011	2	11.5	0	0	0	0	2
55012	2	11.5	0	0	0	0	2
55013	2	11.5	0	0	0	0	2
55901	1	500	0	0	0	0	5
55902	1	500	0	0	0	0	5
55903	1	500	0	0	0	0	5
55904	1	500	0	0	0	0	5
55905	1	500	0	0	0	0	5
55906	1	500	0	0	0	0	5
61001	2	22	25	15.494	0	0	1
61002	2	22	25	15.494	0	0	1
61003	2	23	30	18.592	0	0	1
61004	2	23	30	18.592	0	0	1
61021	2	11.5	2	1.239	0	0	1
61022	2	11.5	2	1.239	0	0	1
61023	2	13.8	5	3.099	0	0	1
61024	2	11.5	2	1.239	0	0	1
61025	2	11.5	2	1.239	0	0	1
61026	2	13.8	5	3.099	0	0	1
61027	2	20	0	0	0	0	1
61028	2	20	0	0	0	0	1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
61029	2	20	0	0	0	0	1
61716	1	115	723.82	400.477	0	198	1
61727	1	115	501.407	277.42	0	0	1
61807	1	230	0	0	0	0	1
61808	2	230	886.054	433.763	0	0	1
61816	1	230	0	0	0	0	1
61827	2	230	-1489.6	277.587	0	0	1
61927	1	500	0	0	0	0	1
64027	2	21	0	0	0	0	4
64031	2	24	0	0	0	0	4
64032	2	24	0	0	0	0	4
64061	2	21	0	0	0	0	4
64062	2	21	0	0	0	0	4
64063	2	16.5	0	0	0	0	4
64805	1	230	0	0	0	0	4
64901	1	500	0	0	0	0	4
65038	2	11.5	0	0	0	0	2
65039	2	11.5	0	0	0	0	2
65040	2	11.5	0	0	0	0	2
65041	2	11.5	0	0	0	0	2
65042	2	11.5	0	0	0	0	2
66901	1	500	0	0	0	-100	1
66902	1	500	0	0	0	-100	1
69901	1	500	0	0	0	-100	1
69902	1	500	0	0	0	-100	1
71001	2	16	0	0	0	0	1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
71021	2	11	0.2	0.124	0	0	1
71031	3	23	35	21.691	0	0	1
71032	2	23	35	21.691	0	0	1
71041	2	11.5	4	2.479	0	0	1
71042	2	11.5	4	2.479	0	0	1
71043	2	11.5	0.21	0.13	0	0	1
71044	2	11.5	4	2.479	0	0	1
71045	2	11.5	4	2.479	0	0	1
71046	2	11.5	0.21	0.13	0	0	1
71047	2	11.5	4	2.479	0	0	1
71048	2	11.5	4	2.479	0	0	1
71049	2	11.5	0.21	0.13	0	0	1
71702	2	115	392.987	163.681	0	0	1
71703	1	115	99.537	55.072	0	0	1
71705	1	115	22.198	12.282	0	4	1
71707	1	115	128.155	70.906	0	0	1
71708	1	115	8.042	4.449	0	0	1
71709	1	115	66.358	36.714	0	7	1
71716	1	115	72.262	39.982	0	13	1
71717	1	115	45.074	24.939	0	0	1
71718	1	115	37.911	20.975	0	0	1
71721	2	115	427.745	177.095	0	55	1
71724	1	115	545.055	301.57	0	6	1
71802	2	230	-278.12	28.199	0	0	1
71803	2	230	398.721	-44.231	0	0	1
71804	1	230	0	0	0	0	1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย (ต่อ)

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)		โชน
			P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	
71807	1	230	0	0	0	0	1
71817	1	230	0	0	0	0	1
71821	1	230	0	0	0	0	1
71823	2	230	368.94	223.298	0	0	1
71824	2	230	381.59	136.764	0	0	1
71853	1	230	0	0	0	0	1
71904	1	500	0	0	0	0	1
71906	1	500	0	0	0	0	1
71923	1	500	0	0	0	0	1
74001	2	15.8	4	2.479	0	0	4
74002	2	15.8	4	2.479	0	0	4
74003	2	15.8	10	6.197	0	0	4
74011	2	21	0	0	0	0	4
74012	2	21	0	0	0	0	4
74013	2	21	0	0	0	0	4
74014	2	21	0	0	0	0	4
74015	2	21	0	0	0	0	4
74016	2	21	0	0	0	0	4
74802	1	230	0	0	0	0	4
75001	2	11.5	0	0	0	0	2
75002	2	11.5	0	0	0	0	2
75003	2	11.5	0	0	0	0	2
77901	1	500	0	0	0	-100	1
77902	1	500	0	0	0	-100	1
77903	1	500	0	0	0	-100	1
77904	1	500	0	0	0	-100	1

หมายเหตุ : ประเภทของบัสมีความหมายดังนี้

- 1 คือ บัสโหลด
- 2 คือ บัสแรงดัน
- 3 คือ บัสอ้างอิง

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
11011	110	38.066	116.46	68	0	-34
11012	110	38.066	116.46	68	0	-34
11013	115	39.862	121.77	70	0	-35
11014	202	116.353	262.125	125	0	-62
11015	202	116.353	262.125	125	0	-62
11016	219	126.409	231.885	135	0	-67
11017	230	79.724	288	167.92	0	-83.96
11018	230	79.724	288	167.92	0	-83.96
11019	240	83.315	306	178.86	0	-89.43
11031	230	161.1	276.3	161.1	0	-80.55
11032	230	161.1	276.3	161.1	0	-80.55
11033	240	173.59	297	173.59	0	-86.8
15001	10	1.529	42.39	6.2	0	-3
15002	90	50.688	135.54	55	0	-27
15003	40	15.42	47.646	27.5	0	-13.5
15004	90	8.089	126	55	0	-27
15005	90	8.073	118.584	55	0	-27
15006	90	4.845	125.46	25	0	-12
51001	220	138	236.484	138	0	-69
51002	220	138	236.484	138	0	-69
51003	205	127	217.512	127	0	-63
51004	220	26.914	236.484	138	0	-69
51005	220	26.914	236.484	138	0	-69

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
51006	205	25.087	217.512	127	0	-63
51007	230	28.077	249.885	146	0	-73
51008	230	28.077	249.885	146	0	-73
51009	255	31.234	272.115	159	0	-79
51010	265	133.717	280.593	163.94	0	-81.97
51011	265	133.717	280.593	163.94	0	-81.97
51012	270	136.545	285.885	167.05	0	-83
51701	0	0	90	0	0	0
51702	0	0	90	0	0	0
51801	0	0	90	0	0	0
51802	0	0	90	0	0	0
51828	0	0	90	0	0	0
51940	0	0	90	0	0	0
54011	270	24.184	333	194.16	0	-97.08
54012	270	24.184	333	194.16	0	-97.08
54013	260	23.114	325.8	190.43	0	-95.21
54014	270	24.184	333	194.16	0	-97.08
54015	270	24.184	333	194.16	0	-97.08
54016	260	23.114	325.8	190.43	0	-95.21
55001	27	3.813	50.184	22	0	-11
55004	90	41.028	127.08	55	0	-27
55005	90	14.938	127.08	55	0	-27
55006	90	14.955	112.239	55	0	-27
55011	90	3.087	112.239	55	0	-27
55012	90	2.75	119.646	55	0	-27
55013	90	2.938	151.65	51.45	0	-25.03
61001	550	165.597	612	341	0	-170

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
61002	550	165.597	612	341	0	-170
61003	600	315.698	635.4	371	0	-186
61004	600	315.698	635.4	371	0	-186
61021	100	53.09	115.74	62	0	-40
61022	100	53.09	115.74	62	0	-40
61023	100	53.09	130.5	62	0	-40
61024	100	53.09	115.74	62	0	-40
61025	100	53.09	115.74	62	0	-40
61026	100	53.09	130.5	62	0	-40
61027	230	69.269	263.7	153.75	0	-76.88
61028	230	69.269	263.7	153.75	0	-76.88
61029	240	71.975	288	168.33	0	-84.17
61808	0	0	90	0	0	0
61827	0	0	90	0	0	0
64027	350	71.865	450	260	0	-130
64031	673	349.634	759.6	440	0	-220
64032	673	349.634	759.6	440	0	-220
64061	270	24.184	333	194.16	0	-97.08
64062	270	24.184	333	194.16	0	-97.08
64063	260	23.114	325.8	190.43	0	-95.21
65038	90	-4.255	114.354	55	0	-27
65039	90	-10.193	114.354	55	0	-27
65040	90	10.635	175.77	55	0	-27
65041	90	9.338	175.77	55	0	-27
65042	90	9.285	106.92	55	0	-27
71001	0	51.855	90	300	0	-50
71021	13	6.484	19.08	9	0	-4

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

ปี	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
71031	57.54	193.09	891	455	0	-227
71032	0	0	891	455	0	-227
71041	138	69.26	243.54	142	0	-71
71042	138	69.26	243.54	142	0	-71
71043	159	79.714	280.584	164	0	-82
71044	138	69.26	243.54	142	0	-71
71045	138	69.26	243.54	142	0	-71
71046	159	79.714	280.584	164	0	-82
71047	138	-1.616	243.54	142	0	-71
71048	138	-1.616	243.54	142	0	-71
71049	159	-1.868	280.584	164	0	-82
71702	0	0	90	0	0	0
71702	0	0	90	0	0	0
71721	0	0	90	0	0	0
71802	0	0	90	0	0	0
71802	0	0	90	0	0	0
71803	0	0	90	0	0	0
71823	0	0	90	0	0	0
71824	0	0	90	0	0	0
74001	237	51.695	289.8	168.76	0	-82.83
74002	237	51.695	289.8	168.76	0	-82.83
74003	244	53.262	289.8	169	0	-82
74011	138	-1.616	278.1	162.15	0	-81.07
74012	138	-1.616	278.1	162.15	0	-81.07
74013	159	-1.868	311.4	182.01	0	-91.01
74014	138	-1.616	278.1	162.15	0	-81.07
74015	138	-1.616	278.1	162.15	0	-81.07

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
74016	159	-1.868	311.4	182.01	0	-91.01
75001	90	0	135	0	0	0
75002	90	0	135	0	0	0
75003	90	0	135	0	0	0

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทางความร้อน (MVA)	อัตราส่วนหม้อแปลง (ratio)	สถานะ
11801	11809	0.00044	0.00467	0.01904	858.89	1	1
11801	11809	0.00045	0.00474	0.01935	858.89	1	1
11801	11809	0.00045	0.00474	0.01935	858.89	1	1
11801	11811	0.00024	0.0028	0.00866	858.89	1	1
11801	11811	0.00024	0.0028	0.00866	858.89	1	1
11801	11809	0.00044	0.00467	0.01904	858.89	1	1
11802	11839	0.00115	0.00829	0.01831	429.44	1	1
11802	11815	0.0002	0.00204	0.00865	858.89	1	1
11802	11815	0.0002	0.00204	0.00865	858.89	1	1
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	1	1
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	1	1
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	1	1
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	1	1
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	1	1
11802	11839	0.00115	0.00829	0.01831	429.44	1	1
11803	11808	0.00092	0.01075	0.03545	858.89	1	1
11803	11808	0.00092	0.01075	0.03545	858.89	1	1
11803	11812	0.00074	0.01379	0.06997	1717.78	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
11803	11812	0.00074	0.01379	0.06997	1717.78	1	1
11803	11814	0.00037	0.00385	0.01689	858.89	1	1
11803	11814	0.00037	0.00385	0.01689	858.89	1	1
11803	11814	0.00038	0.00389	0.01709	858.89	1	1
11803	17801	0.00037	0.00378	0.01597	858.89	1	1
11803	17802	0.00037	0.00378	0.01597	858.89	1	1
11804	11806	0.00024	0.00398	0.02587	1717.78	1	1
11804	11806	0.00024	0.00398	0.02587	1717.78	1	1
11804	11806	0.00024	0.00398	0.02587	1717.78	1	1
11804	11810	0.00019	0.00348	0.01763	1717.78	1	1
11804	11810	0.00019	0.00348	0.01763	1717.78	1	1
11804	11838	0.0003	0.00505	0.03284	1717.78	1	1
11806	11811	0.00035	0.00404	0.01249	858.89	1	1
11806	11811	0.00035	0.00404	0.01249	858.89	1	1
11806	11838	0.00016	0.00272	0.01766	1717.78	1	1
11807	16805	0.00065	0.00685	0.02816	858.89	1	1
11807	16806	0.00065	0.00685	0.02816	858.89	1	1
11807	16807	0.00121	0.01272	0.05224	858.89	1	1
11807	16808	0.00121	0.01272	0.05224	858.89	1	1
11808	11838	0	0.0001	0	0	1	1
11809	11839	0	0.0001	0	0	1	0
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	1	1
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	1	1
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	1	1
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
11810	11820	0.00149	0.01574	0.06429	858.89	1	1
11810	11820	0.00149	0.01574	0.06429	858.89	1	1
11810	17803	0.00074	0.01212	0.07934	1717.78	1	1
11810	17804	0.00074	0.01212	0.07934	1717.78	1	1
11812	15803	0.00156	0.01121	0.02478	429.44	1	1
11812	15804	0.00156	0.01121	0.02478	429.44	1	1
11813	11814	0.00079	0.00764	0.03704	858.89	1	1
11813	11814	0.00079	0.00802	0.03524	858.89	1	1
11813	11814	0.00079	0.00802	0.03524	858.89	1	1
11813	11843	0	0.0001	0	0	1	1
11815	11843	0.00058	0.00596	0.0252	858.89	1	1
11815	11843	0.00058	0.00596	0.0252	858.89	1	1
11816	16811	0.00067	0.00697	0.02591	858.89	1	1
11816	16812	0.00067	0.00697	0.02591	858.89	1	1
11816	16813	0.00067	0.00727	0.02488	858.89	1	1
11816	16814	0.00067	0.00727	0.02488	858.89	1	1
11819	15805	0.00006	0.00066	0.0027	858.89	1	1
11819	15806	0.00006	0.00066	0.0027	858.89	1	1
11819	19801	0.00006	0.00066	0.0027	858.89	1	1
11819	19802	0.00006	0.00066	0.0027	858.89	1	1
11820	19803	0.00111	0.01171	0.04783	858.89	1	1
11820	19804	0.00111	0.01171	0.04783	858.89	1	1
11907	11909	0.00011	0.00201	0.19479	3734.3	1	1
11907	11909	0.00011	0.00201	0.19479	3734.3	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
11907	19902	0.00015	0.00189	0.17763	2833.64	1	1
11907	19905	0.00015	0.00189	0.17763	2833.64	1	1
11907	19919	0.00038	0.00495	0.4683	2833.64	1	1
11907	55901	0.00041	0.00508	0.47817	2833.64	1	1
11907	55902	0.00041	0.00508	0.47817	2833.64	1	1
11912	11942	0	0.00001	0	3734.3	1	1
11912	11942	0	0.00001	0	3734.3	1	1
11912	15902	0.00029	0.00361	0.33965	2833.64	1	1
11912	15903	0.00029	0.00361	0.33965	2833.64	1	1
11942	17902	0.00006	0.00111	0.10804	3734.3	1	1
11942	17903	0.00008	0.00148	0.14327	3734.3	1	1
11942	17905	0.00006	0.00111	0.10804	3734.3	1	1
11942	19918	0.00008	0.00148	0.14327	3734.3	1	1
15803	51802	0.0055	0.03957	0.08751	429.44	1	1
15804	51802	0.0055	0.03957	0.08751	429.44	1	1
15805	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	1	1
15806	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	1	1
15902	51926	0.00026	0.00319	0.30079	2833.64	1	1
15903	51926	0.00026	0.00319	0.30079	2833.64	1	1
16805	61808	0.00146	0.01531	0.06291	858.89	1	1
16806	61808	0.00146	0.01531	0.06291	858.89	1	1
16807	61808	0.00135	0.01418	0.05826	858.89	1	1
16808	61808	0.00135	0.01418	0.05826	858.89	1	1
16811	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	1	1
16812	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
16813	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	1	1
16814	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	1	1
16901	19902	0.00003	0.00053	0.05113	3734.3	1	1
16901	66901	0.00073	0.01385	1.342	3734.3	1	1
16902	19904	0.00003	0.00055	0.05293	3734.3	1	1
16902	66902	0.00086	0.01639	1.58794	3734.3	1	1
17801	71824	0.00022	0.00229	0.00966	858.89	1	1
17802	71824	0.00022	0.00229	0.00966	858.89	1	1
17803	71802	0.00123	0.02015	0.13193	1717.78	1	1
17804	71802	0.00123	0.02015	0.13193	1717.78	1	1
17902	71906	0.00049	0.00927	1.0542	3734.3	1	1
17903	17904	0.00002	0.00034	0.03293	3734.3	1	1
17904	71906	0.00061	0.01162	1.1257	3734.3	1	1
17905	71906	0.00049	0.00926	1.05467	3734.3	1	1
19801	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	1	1
19802	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	1	1
19803	61816	0.00103	0.01089	0.04448	858.89	1	1
19804	61816	0.00103	0.01089	0.04448	858.89	1	1
19904	51926	0.00036	0.00444	0.41848	2833.64	1	1
19905	19906	0.00003	0.00053	0.05113	3734.3	1	1
19906	69901	0.00073	0.01385	1.342	3734.3	1	1
19907	51926	0.00036	0.00444	0.41848	2833.64	1	1
19907	19908	0.00003	0.00055	0.05293	3734.3	1	1
19908	69902	0.00086	0.01639	1.58794	3734.3	1	1
19915	51926	0.00004	0.00084	0.08151	3734.3	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
19915	19919	0.00006	0.00084	0.07976	2833.64	1	1
19917	19922	0.00002	0.00034	0.03293	3734.3	1	1
19917	19920	0.00005	0.00098	0.09528	3734.3	1	1
19918	19921	0.00005	0.00098	0.09528	3734.3	1	1
19920	55903	0.00032	0.00612	0.59283	3734.3	1	1
19921	55905	0.00032	0.00612	0.59283	3734.3	1	1
19922	71906	0.00061	0.01162	1.1257	3734.3	1	1
51604	51613	0.14206	0.19104	0.00246	43.38	1	1
51801	51701	0	0.06135	0	200	0.95652	1
51701	51802	0.12097	0.54603	0	100	1	1
51701	51702	2.46861	8.32223	0	100	1	1
51701	51703	0.01833	0.08137	0.01069	162.93	1	1
51701	51722	0.03332	0.09589	0.01288	117.52	1	1
51701	51722	0.03393	0.09948	0.01287	117.52	1	1
51701	51722	0.03332	0.09589	0.01288	117.52	1	1
51701	51828	0.11669	0.68072	0	100	1	1
51701	51940	0.02426	0.45258	0	100	1	1
51702	51708	0.03757	0.11047	0.01409	119.51	1	1
51702	51720	0.07987	0.10779	0.01064	72.3	1	1
51702	51801	0.72428	3.75613	0	100	1	1
51802	51702	0	0.055	0	300	0.95	1
51702	51703	0.03858	0.10824	0.01519	119.51	1	1
51702	51703	0.03858	0.10824	0.01519	119.51	1	1
51702	51722	0.13037	0.17204	0.01786	72.3	1	1
51702	51828	0.44879	4.55978	0	100	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
51702	51940	0.02671	0.88495	0	100	1	1
51703	51704	0.00099	0.00435	0.00065	162.93	1	1
51703	51704	0.00099	0.00435	0.00065	162.93	1	1
51703	51705	0.02105	0.05906	0.00828	119.51	1	1
51703	51705	0.02105	0.05906	0.00828	119.51	1	1
51705	51706	0.00108	0.00722	0.00186	325.87	1	1
51705	51706	0.00108	0.00722	0.00186	325.87	1	1
51801	51806	0.00493	0.03542	0.0783	429.44	1	1
51801	51806	0.00493	0.03542	0.0783	429.44	1	1
51801	51802	0.04524	0.3025	0	100	1	1
51801	51828	0.03655	0.51886	0	100	1	1
51801	51940	0.00253	0.09411	0	100	1	1
51802	51828	0.00486	0.04667	0	100	1	1
51802	51940	-0.00086	0.06723	0	100	1	1
51806	51826	0.00112	0.01176	0.04795	858.89	1	1
51806	51826	0.00112	0.01176	0.04795	858.89	1	1
51826	51828	0.00145	0.01523	0.06213	858.89	1	1
51826	51828	0.00145	0.01523	0.06213	858.89	1	1
51828	51940	0.00394	0.114	0	100	1	1
51940	55904	0.00003	0.00055	0.05293	3734.3	1	1
51940	55906	0.00003	0.00055	0.05293	3734.3	1	1
51940	55901	0.00014	0.00272	0.26344	3734.3	1	1
51940	55902	0.00014	0.00272	0.26344	3734.3	1	1
55903	55904	0.00009	0.00175	0.16938	3734.3	1	1
55905	55906	0.00009	0.00175	0.16938	3734.3	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
61807	61816	0.0004	0.00423	0.01726	858.89	1	1
61807	61816	0.0004	0.00423	0.01726	858.89	1	1
61816	64805	0.0022	0.01582	0.03484	429.44	1	1
61816	64805	0.0022	0.01582	0.03484	429.44	1	1
61927	64901	0.0004	0.00486	0.51586	2833.64	1	1
61927	64901	0.0004	0.00486	0.51586	2833.64	1	1
61927	66901	0	0.0001	0	3464.1	1	1
61927	69901	0	0.0001	0	3464.1	1	1
61927	66902	0	0.0001	0	3464.1	1	1
61927	69902	0	0.0001	0	3464.1	1	1
71802	71702	0	0.06845	0	200	0.92666	1
71702	71709	0.02213	0.06515	0.00829	119.51	1	1
71702	71721	0.08494	0.21806	0	100	1	1
71802	71702	0	0.06864	0	200	0.92666	1
71702	71823	0.10006	1.21826	0	100	1	1
71702	71824	0.04951	0.47682	0	100	1	1
71703	71717	0.05909	0.16586	0.02328	119.51	1	1
71703	71717	0.05909	0.16586	0.02328	119.51	1	1
71705	71716	0.03208	0.09627	0.01187	117.52	1	1
71705	71707	0.02912	0.08554	0.01092	119.51	1	1
71705	71708	0.05807	0.12473	0.01484	96.41	1	1
71707	71718	0.02587	0.076	0.00971	119.51	1	1
71716	71721	0.01664	0.10395	0.03043	325.87	1	1
71716	71721	0.01664	0.10395	0.03043	325.87	1	1
71717	71718	0.06332	0.1795	0.02469	119.51	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
71721	71802	0.05076	0.67162	0	100	1	1
71721	71823	0.03983	0.26849	0	100	1	1
71721	71824	0.09852	0.4695	0	100	1	1
71802	71821	0.00104	0.0173	0.11252	1717.78	1	1
71802	71821	0.00104	0.0173	0.11252	1717.78	1	1
71802	71823	-0.03599	0.3846	0	100	1	1
71802	71824	-0.00562	0.13462	0	100	1	1
71803	71817	0.00586	0.04251	0.09271	429.44	1	1
71803	71817	0.00586	0.04251	0.09271	429.44	1	1
71803	71804	0.00005	0.00083	0.00538	1717.78	1	1
71807	71817	0.00976	0.07055	0.15527	429.44	1	1
71807	71817	0.00976	0.07055	0.15527	429.44	1	1
71807	71821	0.01206	0.08728	0.19233	429.44	1	1
71807	71821	0.01206	0.08728	0.19233	429.44	1	1
71821	74802	0.00034	0.00356	0.01449	858.89	1	1
71821	74802	0.00034	0.00356	0.01449	858.89	1	1
71821	71853	0.00058	0.00959	0.06235	1717.78	1	1
71821	71853	0.00058	0.00959	0.06235	1717.78	1	1
71823	71824	0.0027	0.01634	0	100	1	1
71823	71853	0	0.0001	0	0	1	0
71904	77901	0	0.0001	0	3464.1	1	1
71904	77903	0	0.0001	0	3464.1	1	1
71906	77902	0	0.0001	0	3464.1	1	1
71906	77904	0	0.0001	0	3464.1	1	1
71906	71923	0.00015	0.00264	0.29944	3734.3	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
71906	71923	0.00015	0.00264	0.29944	3734.3	1	1
77901	77902	0.00142	0.02679	3.09692	3734.3	1	1
77903	77904	0.00142	0.02679	3.09692	3734.3	1	1
11813	11011	0	0.06993	0	140	1.05	1
11813	11012	0	0.07143	0	140	1.05	1
11813	11013	0	0.06957	0	140	1.05	1
11843	11014	0	0.03009	0	327	1.025	1
11843	11015	0	0.03009	0	327	1.025	1
11843	11016	0	0.03009	0	327	1.025	1
11813	11017	0	0.04063	0	320	1.05	1
11813	11018	0	0.04063	0	320	1.05	1
11813	11019	0	0.03824	0	340	1.05	1
11808	11031	0	0.0456	0	307	1.05	1
11808	11032	0	0.0456	0	307	1.05	1
11808	11033	0	0.04242	0	330	1.05	1
11801	11601	0	0.06256	0	300	0.96363	1
11801	11601	0	0.06175	0	300	0.96363	1
11802	11602	0	0.04625	0	200	0.98043	1
11802	11602	0	0.04835	0	200	1.025	1
11802	11602	0	0.065	0	200	0.98043	1
11802	11602	0	0.065	0	200	1.025	1
11803	11603	0	0.07314	0	200	0.98742	1
11803	11603	0	0.07314	0	200	0.98742	1
11806	11606	0	0.06635	0	200	0.98043	1
11806	11606	0	0.066	0	200	0.98043	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
11808	11608	0	0.055	0	300	1	1
11808	11608	0	0.055	0	300	1	1
11810	11610	0	0.07176	0	200	1.02311	1
11810	11610	0	0.07176	0	200	1.02311	1
11810	11610	0	0.07176	0	200	1.02311	1
11810	11610	0	0.07231	0	200	1.02311	1
11811	11611	0	0.04784	0	300	0.95173	1
11811	11611	0	0.04784	0	300	0.95173	1
11843	11613	0	0.06252	0	300	0.97552	1
11843	11613	0	0.06241	0	300	0.97552	1
11814	11614	0	0.07176	0	200	0.98742	1
11814	11614	0	0.07176	0	200	0.98742	1
11815	11615	0	0.06679	0	200	1.01121	1
11815	11615	0	0.06679	0	200	1.01121	1
11801	11631	0	0.06378	0	300	0.99931	1
11801	11631	0	0.06389	0	300	0.99931	1
11803	11633	0	0.07314	0	200	0.97552	1
11803	11633	0	0.064	0	200	0.98043	1
11806	11636	0	0.04635	0	200	0.98043	1
11806	11636	0	0.04685	0	200	0.98043	1
11838	11638	0	0.055	0	300	0.9875	1
11838	11638	0	0.055	0	300	0.9875	1
11813	11643	0	0.06201	0	300	0.99931	1
11813	11643	0	0.0623	0	300	0.99931	1
11814	11644	0	0.07176	0	200	0.99931	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
11814	11644	0	0.07231	0	200	0.99931	1
11802	11702	0	0.055	0	300	1	1
11802	11702	0	0.055	0	300	1	1
11802	11702	0	0.055	0	300	1	1
11803	11703	0	0.055	0	300	0.975	1
11803	11703	0	0.055	0	300	0.975	1
11804	11704	0	0.05277	0	300	0.97418	1
11804	11704	0	0.0535	0	300	0.97418	1
11804	11704	0	0.0535	0	300	0.9623	1
11707	15003	0	0.24556	0	52.94	1.05	1
11807	11707	0	0.055	0	300	1.0125	1
11807	11707	0	0.055	0	300	1.0125	1
11839	11709	0	0.05942	0	300	0.99794	1
11839	11709	0	0.05942	0	300	0.99794	1
11810	11710	0	0.04373	0	300	0.99794	1
11811	11711	0	0.055	0	300	0.975	1
11812	11712	0	0.05867	0	300	0.99794	1
11812	11712	0	0.05867	0	300	0.99794	1
11812	11712	0	0.05867	0	300	0.97418	1
11713	15002	0	0.07027	0	185	1.05	1
11843	11713	0	0.05942	0	300	1.00744	1
11843	11713	0	0.05942	0	300	1.00744	1
11815	11715	0	0.05904	0	300	1.00982	1
11815	11715	0	0.06717	0	300	1.00982	1
11719	15006	0	0.09325	0	139.41	1.025	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
11819	11719	0	0.055	0	300	0.9875	1
11819	11719	0	0.055	0	300	0.9875	1
11819	11719	0	0.055	0	300	0.9875	1
11820	11720	0	0.05942	0	300	0.95042	1
11820	11720	0	0.05942	0	300	0.95042	1
11820	11720	0	0.05942	0	300	0.95042	1
11807	11737	0	0.06692	0	200	0.99604	1
11807	11737	0	0.06692	0	200	0.96182	1
11740	15005	0	0.09866	0	131.76	1.025	1
11740	15001	0	0.28889	0	45	1.025	1
11740	15004	0	0.09286	0	140	1.025	1
11810	11740	0	0.05942	0	300	0.98606	1
11810	11740	0	0.05942	0	300	0.98606	1
11907	11807	0	0.02599	0	600	1.01042	1
11907	11807	0	0.02607	0	600	1.01042	1
11907	11807	0	0.02599	0	600	1.04783	1
11909	11809	0	0.018	0	1000	0.95	1
11909	11809	0	0.018	0	1000	0.95	1
11909	11809	0	0.018	0	1000	0.95	1
11912	11812	0	0.03174	0	750	0.96052	1
11912	11812	0	0.03174	0	750	0.96052	1
11912	11812	0	0.03174	0	750	0.96052	1
11909	11839	0	0.018	0	1000	0.95	1
51826	51001	0	0.03846	0	312	1.05	1
51826	51002	0	0.03846	0	312	1.05	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
51826	51003	0	0.04959	0	242	1.05	1
51856	51004	0	0.03846	0	312	1.025	1
51856	51005	0	0.03846	0	312	1.025	1
51856	51006	0	0.04959	0	242	1.025	1
51856	51007	0	0.03846	0	312	1.05	1
51856	51008	0	0.03846	0	312	1.05	1
51856	51009	0	0.03846	0	312	1.05	1
51926	51010	0	0.03846	0	312	1.05	1
51926	51011	0	0.03846	0	312	1.05	1
51926	51012	0	0.03846	0	312	1.05	1
51704	51604	0	0.2996	0	25	1.0375	1
51801	51701	0	0.0615	0	200	0.95652	1
51801	51701	0	0.065	0	200	1	1
51702	55001	0	0.26	0	50	1.05	1
51802	51702	0	0.055	0	300	0.95	1
51802	51702	0	0.055	0	300	0.95	1
51705	55006	0	0.10424	0	124.71	1	1
51706	55004	0	0.09286	0	140	1.025	1
51706	55005	0	0.09286	0	140	1	1
51806	51706	0	0.06698	0	200	0.98606	1
51806	51706	0	0.06698	0	200	0.98606	1
51806	51706	0	0.06919	0	200	0.98606	1
51806	51706	0	0.06919	0	200	0.98606	1
51728	55013	0	0.10137	0	128.24	1	1
51728	55012	0	0.09779	0	132.94	1	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
51728	55011	0	0.10424	0	124.71	1	1
51828	51728	0	0.055	0	300	1	1
51828	51728	0	0.055	0	300	1	1
51828	51728	0	0.055	0	300	1	1
51926	51826	0	0.03174	0	750	1.01042	1
51926	51856	0	0.03174	0	750	0.98547	1
51940	54013	0	0.03867	0	362	1	1
51940	54016	0	0.03867	0	362	1	1
51940	64063	0	0.03867	0	362	1	1
51940	54011	0	0.03784	0	370	1	1
51940	54012	0	0.03784	0	370	1	1
51940	54014	0	0.03784	0	370	1	1
51940	54015	0	0.03784	0	370	1	1
51940	64061	0	0.03784	0	370	1	1
51940	64062	0	0.03784	0	370	1	1
61807	61001	0	0.0174	0	680	1.025	1
61807	61002	0	0.0174	0	680	1.025	1
61808	61003	0	0.0175	0	706	1.05	1
61808	61004	0	0.0175	0	706	1.05	1
61808	61021	0	0.1333	0	125	1.05	1
61808	61022	0	0.1333	0	125	1.05	1
61808	61023	0	0.125	0	125	1.05	1
61808	61024	0	0.1333	0	125	1.05	1
61808	61025	0	0.1333	0	125	1.05	1
61808	61026	0	0.125	0	125	1.05	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
61807	61027	0	0.05461	0	293	1.05	1
61807	61028	0	0.05461	0	293	1.05	1
61807	61029	0	0.05016	0	319	1.05	1
61716	65039	0	0.06656	0	195.3	1	1
61716	65038	0	0.10231	0	127.06	1	1
61816	61716	0	0.06698	0	200	0.97418	1
61816	61716	0	0.06698	0	200	0.97418	1
61816	61716	0	0.06698	0	200	0.97418	1
61816	61716	0	0.06698	0	200	0.97418	1
61727	65040	0	0.06656	0	195.3	1	1
61727	65041	0	0.1014	0	128.2	1	1
61727	65042	0	0.10943	0	118.8	1	1
61827	61727	0	0.055	0	300	0.9875	1
61827	61727	0	0.055	0	300	0.9875	1
61827	61727	0	0.055	0	300	0.9875	1
61927	61827	0	0.01867	0	1000	0.94804	1
61927	61827	0	0.01874	0	1000	0.94804	1
61927	61827	0	0.01874	0	1000	0.94804	1
64805	64027	0	0.024	0	500	1.025	1
64901	64031	0	0.01605	0	810	1.05	1
64901	64032	0	0.01605	0	810	1.05	1
71803	71001	0	0.04	0	300	1.05	1
71708	71021	0	0.4108	0	21	1.05	1
71923	71031	0	0.0151	0	860	1.025	1
71923	71032	0	0.0151	0	860	1.025	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
71823	71041	0	0.0444	0	270	1.025	1
71823	71042	0	0.0444	0	270	1.025	1
71823	71043	0	0.0387	0	310	1.025	1
71823	71044	0	0.0444	0	270	1.025	1
71823	71045	0	0.0444	0	270	1.025	1
71823	71046	0	0.0387	0	310	1.025	1
71923	71047	0	0.0444	0	270	1.025	1
71923	71048	0	0.0444	0	270	1.025	1
71923	71049	0	0.0387	0	310	1.025	1
71802	71702	0	0.06958	0	200	0.92666	1
71803	71703	0	0.062	0	200	0.9875	1
71803	71703	0	0.062	0	200	0.9875	1
71807	71707	0	0.065	0	200	0.925	1
71807	71707	0	0.065	0	200	0.925	1
71817	71717	0	0.123	0	100	0.9875	1
71817	71717	0	0.123	0	100	0.9875	1
71821	71721	0	0.06191	0	200	0.975	1
71821	71721	0	0.0652	0	200	0.975	1
71821	71721	0	0.06191	0	200	0.975	1
71721	75001	0	0.06667	0	150	1	1
71721	75002	0	0.06667	0	150	1	1
71721	75003	0	0.06667	0	150	1	1
71824	71724	0	0.06587	0	200	0.92666	1
71824	71724	0	0.06421	0	200	0.92666	1
71824	71724	0	0.06587	0	200	0.92666	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

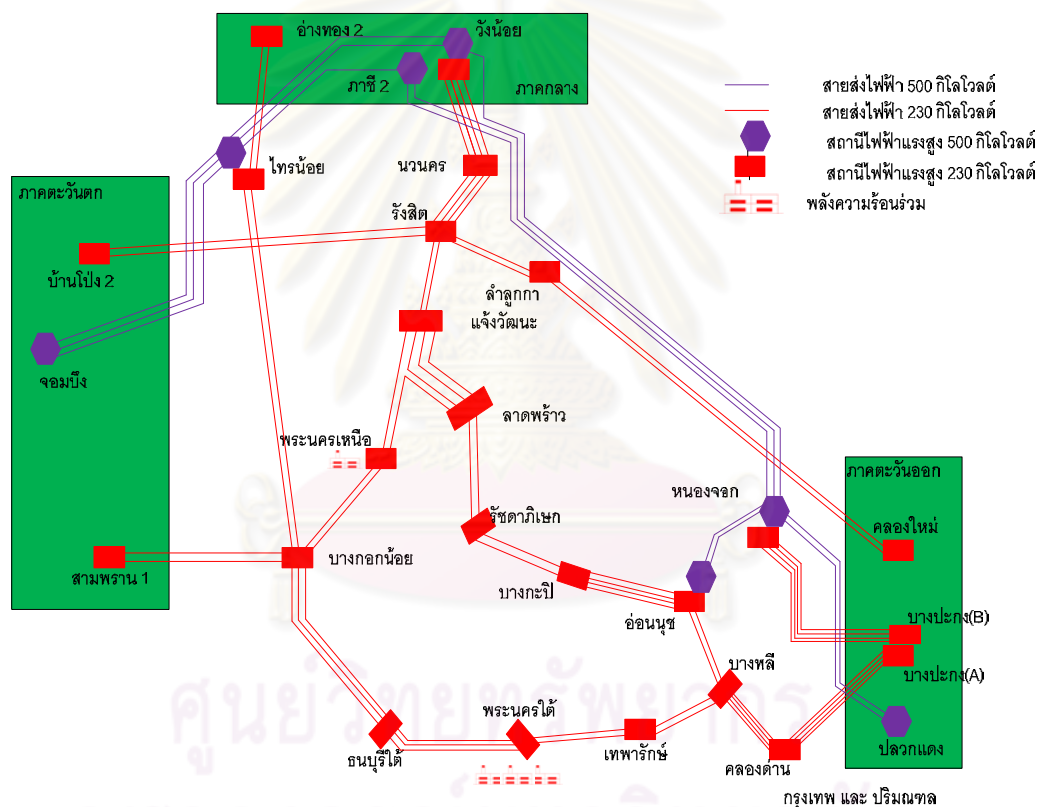
จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง (ratio)	สถานะ
71824	71724	0	0.06476	0	200	0.92666	1
71904	71804	0	0.01666	0	1000	1	1
71923	71853	0	0.02867	0	750	0.95	1
71923	71853	0	0.02867	0	750	0.95	1
71923	74013	0	0.04332	0	346	1.0395	1
71923	74016	0	0.04332	0	346	1.0395	1
71923	74011	0	0.04696	0	309	1.0395	1
71923	74012	0	0.04696	0	309	1.0395	1
71923	74014	0	0.04696	0	309	1.0395	1
71923	74015	0	0.04696	0	309	1.0395	1
74802	74001	0	0.03292	0	322	1.05	1
74802	74002	0	0.03292	0	322	1.05	1
74802	74003	0	0.03264	0	322	1.05	1

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดัน (kV)	อัตราส่วน การล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วนการ ซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)	ความน่าจะ เป็นที่จะหลุด ออกจากระบบ
230	2.5618	38.0091	0.063144
500	1.5170	296.8569	0.005084

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลความเชื่อถือได้หม้อแปลงไฟฟ้า

ระดับแรงดัน (kV)	อัตราส่วนการล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วนการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)	ความน่าจะเป็นที่จะหลุดออกจากระบบ
230	1.0045	39.6690	0.0247
500	0.2667	2658.4839	0.0001



รูปที่ ข.1 ไดอะแกรมระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

ภาคผนวก ค
ข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์เอชวีดีซี

ในภาคผนวก ค จะแสดงข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์เอชวีดีซีของ EEL river system model ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รายละเอียดของข้อมูลความเชื่อถือได้ของเอชวีดีซี แสดงดังตารางที่ ค.1

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์เอชวีดีซี

รายการอุปกรณ์	อัตราส่วนการล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วนการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
S1	2	121.6667
S2	2	121.6667
S3	2	121.6667
F5	0.125	1460
F11	0.2	1460
F13	0.2	1460
PH13	0.25	1460
T1	0.279	7.886208
T2	0.279	7.886208
T3	0.279	7.886208
T4	0.279	7.886208
V1	7	2190
V2	7	2190
V3	7	2190
V4	7	2190
A1	5	1095

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์เอชวีดีซี (ต่อ)

รายการอุปกรณ์	อัตราส่วนการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วนการ ซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
A2	5	1095
A3	5	1095
A4	5	1095
R1	0.28	33.37143
R2	0.28	33.37143

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย รุ่งฤทธิ ฉัตรถาวร เกิดวันที่ 16 สิงหาคม พ.ศ. 2529 ที่จังหวัดขอนแก่น สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิตเกียรตินิยมอันดับหนึ่ง สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น เมื่อปี พ.ศ. 2551 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2552



ศูนย์วิทยพัทยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย