

บทที่ 5

การวิเคราะห์หาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับโดยใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นโดยใช้คอมไพเลอร์ Borland C++ เวอร์ชัน 3.1 เปรียบเทียบระหว่างผลการคำนวณโดยใช้วิธีการทั่วไป [2] และวิธีการที่เสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ตามขั้นตอนและวิธีการ ที่ได้นำเสนอไว้แล้วในบทต่างๆ ที่ผ่านมา โดยจะทำการศึกษาในระบบขนาดเล็กก่อน หลังจากนั้นจึงจะนำไปทดสอบกับระบบที่ใหญ่ขึ้น สำหรับระบบทดสอบที่นำมาใช้เป็นตัวอย่งในการวิเคราะห์จะเป็นระบบทดสอบที่ใช้ในการศึกษาเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยเฉพาะซึ่งประกอบด้วย 2 ระบบได้แก่

1) ระบบทดสอบ Roy Billinton Test System (RBTS) [21] ซึ่งเป็นระบบที่พัฒนาขึ้นโดยกลุ่มนักวิจัยทางด้านระบบไฟฟ้ากำลังของมหาวิทยาลัย Saskatchewan ประกอบด้วยบัสจำนวน 6 บัส สายส่งจำนวน 9 สายส่ง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดจำนวน 11 เครื่องซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 5 MW ไปจนถึง 40 MW มีระดับแรงดัน 230 kV โดยมีกำลังการผลิตติดตั้ง 240 MW และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak load) รวม 185 MW ระบบดังกล่าวจะถูกนำมาใช้ในการวิเคราะห์หาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ซึ่งคำนวณโดยใช้วิธีการเดิมกับวิธีการที่นำเสนอ การหาค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับระหว่างวิธีคำนวณโดยตรงและวิธีที่ได้จากการประมาณ การศึกษาความไวของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ รวมทั้งการศึกษาค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับเพื่อการวางแผนในระบบไฟฟ้ากำลัง

2) ระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS) [22] ซึ่งเป็นระบบที่พัฒนาขึ้นโดยคณะกรรมการด้านการประยุกต์ใช้วิธีความน่าจะเป็นในระบบไฟฟ้ากำลังของสมาคมวิศวกรไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ (The Task Force on the Reliability Test System in Subcommittee on the Application of Probability Methods) ประกอบด้วยบัสจำนวน 24 บัส สายส่งจำนวน 33 สายส่ง หม้อแปลงไฟฟ้า 5 ตัว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 32 เครื่องขนาดตั้งแต่ 12 MW ไปจนถึง 400 MW โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด 3,405 MW และ มีความต้อง

การใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 2,850 MW ระบบนี้จะใช้ทดสอบเวลาที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับระหว่างวิธีการทั่วไปกับวิธีที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เพื่อแสดงให้เห็นว่าในกรณีที่ระบบมีขนาดใหญ่ขึ้นหรือมีอุปกรณ์ในระบบมากขึ้นวิธีที่นำเสนอเหมาะที่จะนำมาประยุกต์ใช้ในการคำนวณ

5.1 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์

ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับใช้ในการวิเคราะห์หาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจะประกอบด้วย

5.1.1 ข้อมูลเกี่ยวกับบัสของระบบไฟฟ้า

ประกอบด้วยตัวแปรสำหรับเก็บข้อมูลดังนี้

busnum	คือ	หมายเลขของบัสในระบบไฟฟ้า
code	คือ	ชนิดของบัสในระบบไฟฟ้า
Pg	คือ	กำลังการผลิตจริง (MW)
PI	คือ	โหลดกำลังจริง (MW)
Qg	คือ	กำลังการผลิตรีแอกทีฟ (MVAR)
QI	คือ	โหลดกำลังรีแอกทีฟ (MVAR)
mag	คือ	ขนาดของแรงดันบัส (p.u)
ang	คือ	ขนาดมุมเฟสของแรงดันบัส (degree)
Pgmax	คือ	กำลังการผลิตสูงสุดที่แต่ละบัส (MW)
Intr	คือ	ค่า Non-conform of Interruptible Load (MW)
IC	คือ	ค่า Conform of Interruptible Load (%)
Firm	คือ	ค่า Non-conform of Firm Load (MW)
FC	คือ	ค่า Conform of Firm Load (%)
Type1	คือ	ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัย (MW)
Type2	คือ	ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทธุรกิจขนาดเล็ก (MW)
Type3	คือ	ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทธุรกิจขนาดกลาง (MW)
Type4	คือ	ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทธุรกิจขนาดใหญ่ (MW)

- Type5 คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทธุรกิจเฉพาะอย่าง (MW)
 Type6 คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทหน่วยงานราชการ (MW)
 Type7 คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทปั้มน้ำเพื่อใช้ในกวด
 เกษตรกรรม (MW)

5.1.2 ข้อมูลเกี่ยวกับสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้า

สำหรับการคำนวณโดยทั่วไปจะกำหนดให้สถานะในการทำงาน หรือค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของหม้อแปลงไฟฟ้าเป็นลักษณะเช่นเดียวกับสายส่งเพื่อให้เกิดความสะดวกในการคำนวณ ประกอบด้วยตัวแปรสำหรับเก็บข้อมูลดังนี้

- linenum คือ หมายเลขของสายส่งหรือหม้อแปลง
 from คือ บัสเริ่มต้นที่เชื่อมสายส่งหรือหม้อแปลง
 to คือ บัสสิ้นสุดเชื่อมสายส่งหรือหม้อแปลง
 r คือ ค่าความต้านทานของสายส่งหรือหม้อแปลง (โอห์ม)
 x คือ ค่ารีแอกแตนซ์ของสายส่งหรือหม้อแปลง (โอห์ม)
 b คือ ค่าครึ่งหนึ่งของไลน์ชาร์จิจึงของสายส่งหรือหม้อแปลง (โอห์ม)
 linecap คือ ค่าพิกัดกระแสของสายส่งหรือหม้อแปลง (p.u)
 lineflr คือ ค่าอัตราการขาดข้องของสายส่งหรือหม้อแปลง (ครั้ง/ปี)
 linerpr คือ ค่าอัตราการซ่อมแซมของสายส่งหรือหม้อแปลง (ครั้ง/ปี)
 lineprob คือ ค่าความพร้อมมูลในการใช้งาน (Availability) ของสายส่ง
 หรือหม้อแปลง

5.1.3 ข้อมูลเกี่ยวกับองค์ประกอบขั้ว

ประกอบด้วยตัวแปรสำหรับเก็บข้อมูลดังนี้

- shuntnum คือ หมายเลขขององค์ประกอบขั้ว
 busnum คือ หมายเลขบัสที่องค์ประกอบขั้วต่ออยู่
 value คือ ค่าขององค์ประกอบขั้ว (โอห์ม)

5.1.4 ข้อมูลเกี่ยวกับการตัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน

ประกอบด้วยตัวแปรสำหรับเก็บข้อมูลดังนี้

comnum	คือ หมายเลขของการตัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน
line1	คือ หมายเลขของสายส่งที่เกี่ยวข้องสายที่หนึ่ง
line2	คือ หมายเลขของสายส่งที่เกี่ยวข้องสายที่สอง
cmrate	คือ ค่าอัตราการตัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน
cmflr	คือ ค่าอัตราการตัดข้องเมื่อรวมการตัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน (ครั้ง/ปี)
cmrpr	คือ ค่าอัตราการซ่อมแซมเมื่อรวมการตัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน (ครั้ง/ปี)
cmprob	คือ ค่าความพร้อมมูลเมื่อรวมการตัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน

5.1.5 ข้อมูลเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ประกอบด้วยตัวแปรสำหรับเก็บข้อมูลดังนี้

gennum	คือ หมายเลขประจำกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมือนกัน (Identical) และอยู่บนบัสเดียวกัน
genbus	คือ หมายเลขบัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่
geniden	คือ จำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมือนกัน (Identical)
gencap	คือ ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)
genflr	คือ ค่าอัตราการตัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ครั้ง/ปี)
genrpr	คือ ค่าอัตราการซ่อมแซมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ครั้ง/ปี)
genprob	คือ ค่าความพร้อมมูลใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

5.1.6 ข้อมูลเกี่ยวกับแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า

ประกอบด้วยตัวแปรสำหรับเก็บข้อมูลดังนี้

damagenum	คือ หมายเลขของแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า
duration	คือ ระยะเวลาที่เกิดความเสียหาย
Type1	คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัย (บาท/kW)
Type2	คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ประเภทธุรกิจขนาดเล็ก (บาท/kW)

- Type3 คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ประเภทธุรกิจขนาดกลาง (บาท/kW)
 Type4 คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ประเภทธุรกิจขนาดใหญ่ (บาท/kW)
 Type5 คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ประเภทธุรกิจเฉพาะอย่าง (บาท/kW)
 Type6 คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ประเภทหน่วยงานราชการ (บาท/kW)
 Type7 คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ประเภทปั้มน้ำเพื่อใช้ในการ
 เกษตรกรรม (บาท/kW)

5.2 โครงสร้างและขั้นตอนการคำนวณของโปรแกรม

เนื่องจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นมีจุดประสงค์เพื่อคำนวณค่าดัชนีจุดโหลด ค่าดัชนีระบบ และค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับทั้งค่าของบัสและค่าของระบบ ดังนั้นเพื่อให้การพัฒนาโปรแกรมเป็นไปด้วยความสะดวก และง่ายต่อการแก้ไข จึงได้มีการพัฒนาเป็นลักษณะโครงสร้างของไฟล์ย่อย ๆ ซึ่งแต่ละโครงสร้างก็จะประกอบไปด้วยฟังก์ชันต่าง ๆ ที่ใช้ในการคำนวณ

โครงสร้างของไฟล์ที่สร้างขึ้นในโปรแกรมนี้ประกอบไปด้วยไฟล์จำนวน 24 ไฟล์ดังนี้

5.2.1 TOOL.H และ TOOL.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่เป็นเครื่องมือสำหรับการคำนวณ เช่น การคูณเมตริกซ์

5.2.2 TOOL2.HและTOOL2.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าความเสียหาย

5.2.3 DATA.H และ DATA.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่จัดการเกี่ยวกับข้อมูลของระบบไฟฟ้าที่ต้องการวิเคราะห์

5.2.4 YBUS.H และ YBUS.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่สร้างเมตริกซ์ต่าง ๆ

5.2.5 CONTING.H และ CONTING.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่สร้างเหตุขัดข้อง

5.2.6 SELECT.H และ SELECT.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่ตรวจสอบเหตุขัดข้องเพื่อนำไปทดสอบโดยการวิเคราะห์โหลดโพล์ต่อไป

5.2.7 TEST.H และ TEST.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่ทดสอบเหตุขัดข้องหลังจากผ่านขั้นตอนการตรวจสอบเหตุขัดข้องโดยการวิเคราะห์โหลดโพล์

5.2.8 LOADFLOW.H และ LOADFLOW.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่วิเคราะห์โหลดโพล์

5.2.9 GRLS.H และ GRLS.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่แก้ไขปัญหาเมื่อระบบเกิดปัญหา สายส่งมีโหลดเกิน

5.2.10 INDEX.H และ INDEX.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

5.2.11 SORT.H และ SORT.CPP เป็นไฟล์ที่ทำหน้าที่จัดเรียงข้อมูลของบัส สายส่ง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

5.2.12 DEF.H และ BULKREL.CPP เป็นไฟล์หลักที่ทำหน้าที่เรียกไฟล์ต่าง ๆ ดังที่กล่าวมาให้ทำงานตามลำดับ

แผนผัง (Flowchart) แสดงขั้นตอนการทำงานทั้งหมดได้แสดงในรูปที่ 5.1

5.3 การวิเคราะห์ระบบทดสอบ RBTS ขนาด 6 บัส

โครงสร้างของระบบ RBTS ได้แสดงในรูปที่ 5.2 ส่วนข้อมูลต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับระบบและใช้ในการคำนวณได้แสดงไว้ในตารางที่ 5.1 ถึงตารางที่ 5.7

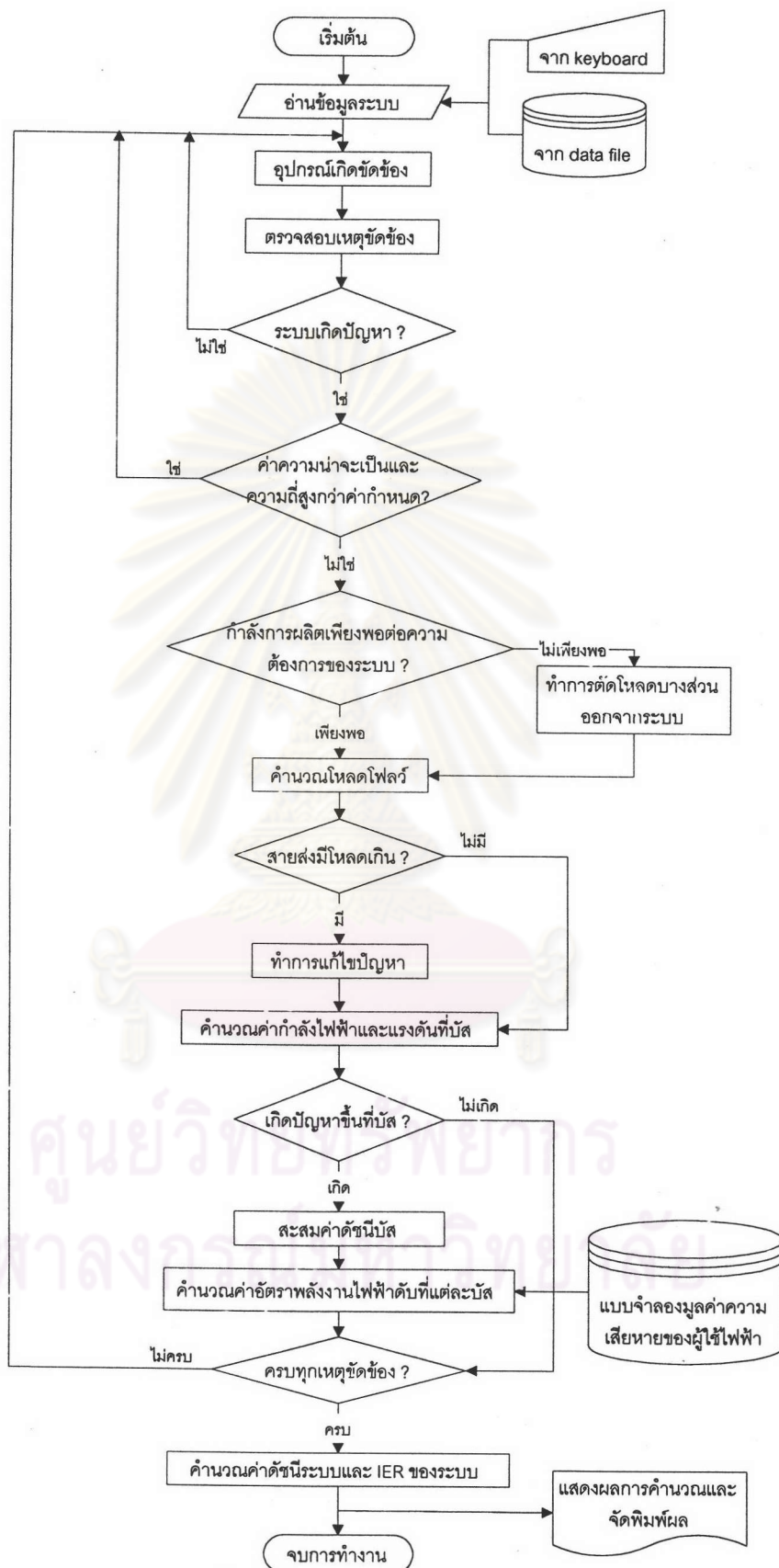
ตารางที่ 5.1 ข้อมูลบัสของระบบ RBTS

Bus No.	Bus type	Voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Pgmax (MW)
				Pg (MW)	Qg (MVAR)	PI(MW)	QI(MVAR)	
1	3	1.05	0	100	0	0	0	110
2	2	1.05	0	120	0	20	0	130
3	1	1.00	0	0	0	85	0	0
4	1	1.00	0	0	0	40	0	0
5	1	1.00	0	0	0	20	0	0
6	1	1.00	0	0	0	20	0	0

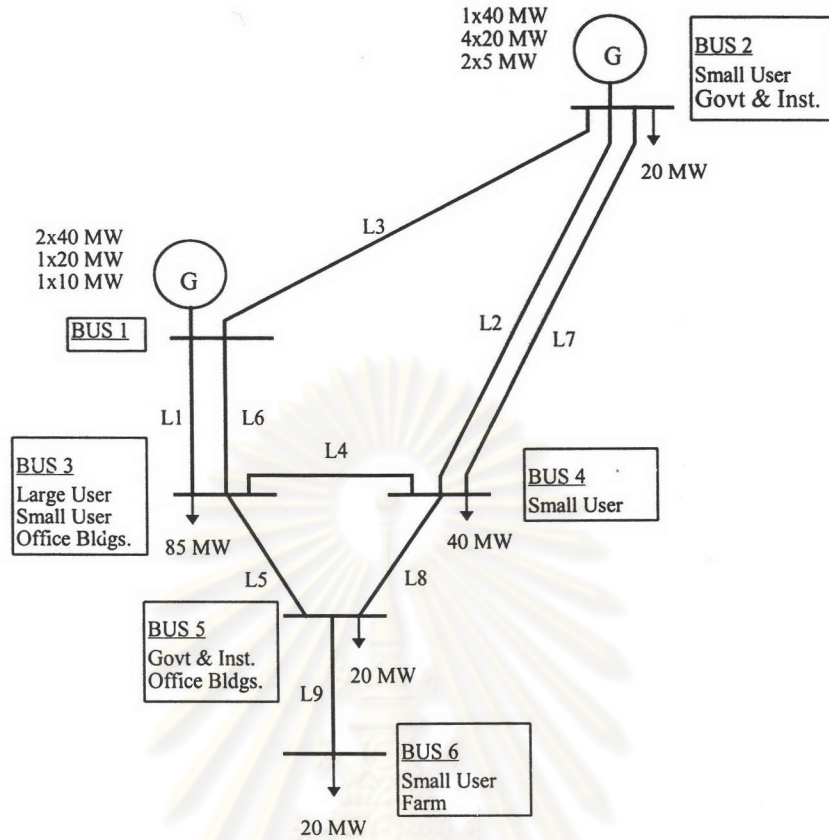
หมายเหตุ Bus type : 1- Load bus

2 - Voltage control bus or regulated bus

3 - Swing bus



รูปที่ 5.1 ขั้นตอนการทำงานทั้งหมดของโปรแกรม



all load points have residential customers.

รูปที่ 5.2 โครงสร้างของระบบทดสอบ RBTS ขนาด 6 บัส

ตารางที่ 5.2 ข้อมูลสายส่งของระบบ RBTS

Line No.	From	To	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)	Rating (p.u)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
1	1	3	0.0342	0.1800	0.0106	0.85	1.50	876.00
2	2	4	0.1140	0.6000	0.0352	0.71	5.00	876.00
3	1	2	0.0912	0.4800	0.0282	0.71	4.00	876.00
4	3	4	0.0228	0.1200	0.0071	0.71	1.00	876.00
5	3	5	0.0228	0.1200	0.0071	0.71	1.00	876.00
6	1	3	0.0342	0.1800	0.0106	0.85	1.50	876.00
7	2	4	0.1140	0.6000	0.3520	0.71	5.00	876.00
8	4	5	0.0228	0.1200	0.0071	0.71	1.00	876.00
9	5	6	0.0228	0.1200	0.0071	0.71	1.00	876.00

ตารางที่ 5.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ RBTS

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap.of each Unit (MW)	MVAR		λ (f/yr)	μ (r/yr)
				Max	Min		
1	1	2	40.00	17.00	-15.00	6.00	194.00
2	1	1	10.00	7.00	0.00	4.00	196.00
3	1	1	20.00	12.00	-7.00	5.00	195.00
4	2	2	5.00	5.00	0.00	2.00	198.00
5	2	1	40.0	17.00	-15.00	3.00	147.00
6	2	4	20.0	12.00	-7.00	2.40	157.60

ตารางที่ 5.4 ข้อมูลสัดส่วนความสำคัญในการใช้ไฟฟ้าที่แต่ละบัสในระบบ RBTS

Bus No.	Load Bus (MW)	Interruptible Load		Firm Load	
		Non-conform(MiW)	Conform (%)	Non-conform(MW)	Conform (%)
2	20	20	0	0	0
3	85	85	0	0	0
4	40	40	0	0	0
5	20	20	0	0	0
6	20	20	0	0	0

ตารางที่ 5.5 ข้อมูลการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกันของระบบ RBTS

Line 1 No.	Line2 No.	Failure Rate (f/yr)	Repair Rate (r/yr)
1	6	0.15	547.5
2	7	0.50	547.5

ตารางที่ 5.6 ข้อมูลสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ที่แต่ละบัสในระบบ RBTS

Bus No.	Peak load (MW)	Resident (MW)	Small (MW)	MeJium (MW)	Large (MW)	Special (MW)	Govt. (MW)	Agrt. (MW)
2	20	10.19	2.78	2.59	0	0	4.44	0
3	85	19.69	3.70	3.89	55.50	2.22	0	0
4	40	14.84	8.32	16.83	0	0	0	0
5	20	10.01	1.85	0	0	1.48	6.66	0
6	20	8.16	1.85	2.59	0	0	0	7.40

หมายเหตุ ข้อมูลนี้ได้จากเอกสารอ้างอิง [8]

ตารางที่ 5.7 ข้อมูลแบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/kW เฉลี่ย)

Damage No.	Duration (min.)	Resident (B/kW)	Small (B/kW)	Medium (B/kW)	Large (B/kW)	Special (B/kW)	Govt. (B/kW)	Agrt. (B/kW)
1	1	0.00	7.09	8.68	12.76	2.24	1.85	0
2	5	0.35	8.66	10.67	13.78	2.87	2.94	0
3	10	1.07	11.41	13.51	15.39	3.31	4.41	0
4	30	3.95	42.01	40.96	28.43	6.34	11.20	0
5	60	14.12	68.87	54.08	38.49	9.15	22.29	0
6	120	44.56	102.72	76.62	46.69	14.65	39.32	0
7	240	130.86	169.72	113.25	63.35	26.61	72.30	0
8	480	334.50	294.66	187.27	91.03	50.24	137.84	0

หมายเหตุ ข้อมูลนี้ได้จากเอกสารอ้างอิง [3]

5.3.1 การทดสอบโปรแกรมด้วยระบบ RBTS

ก่อนที่จะทำการวิเคราะห์ในกรณีต่าง ๆ ต่อไปนั้นจะทำการตรวจสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นก่อนโดยจะทำการเปรียบเทียบกับค่าที่ได้จากเอกสารอ้างอิง [2] ซึ่งยังไม่มีมีการพิจารณาตรวจสอบเหตุขัดข้องก่อนทำการทดสอบตามที่ได้เสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำหรับเงื่อนไขที่ใช้ในการคำนวณมีดังต่อไปนี้

- พิจารณาการขัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถึงอันดับที่ 3
- พิจารณาการขัดข้องของสายส่งถึงอันดับที่ 2
- พิจารณาการขัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกับสายส่งถึงอันดับที่ 3
- พิจารณาเฉพาะเหตุขัดข้องที่มีความน่าจะเป็นของการเกิดต่ำกว่า 10^{-8} หรือความถี่ของการเกิดเหตุขัดข้องที่ต่ำกว่า 10^{-6}
- ขีดจำกัดแรงดันต่ำสุดมีค่า 0.97 p.u. และขีดจำกัดแรงดันสูงสุดมีค่า 1.05 p.u.
- พิจารณาการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน (Common Cause Outage)
- พิจารณาทดสอบเฉพาะเหตุขัดข้องที่ผ่านการตรวจสอบเหตุขัดข้องเท่านั้น (หมายถึงเลือกทดสอบเหตุขัดข้องที่ทำให้ระบบเกิดปัญหา)
- พิจารณารูปแบบการตัดโหลดเหมือนกับเอกสารอ้างอิงที่ [2]

เมื่อใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นทำการคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับตามข้อมูลที่ได้กล่าวไปแล้วข้างต้นจะได้ผลตามตารางที่ 5.8 ส่วนผลการคำนวณในตารางที่ 5.9 นั้นเกิดจากการคำนวณโดยใช้วิธีการตามที่ได้อธิบายรายละเอียดไว้ในเอกสารอ้างอิง [2] ซึ่งยังไม่มีมีการประยุกต์เอาวิธีการตรวจสอบเหตุขัดข้อง (วิธีการทั่วไป) ตามที่ได้เสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาใช้ซึ่งเมื่อทำการเปรียบเทียบค่าดัชนีต่าง ๆ อันได้แก่ ค่าดัชนีบัส (Bus Indices) หรือ ค่าดัชนีจุดโหลด (Load Point Indices) ค่าดัชนีระบบ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับระหว่างทั้งสองวิธีจะพบว่ามีค่าที่ใกล้เคียงกันมากดังตารางที่ 5.10 (ก) - (ข) ได้แสดงเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของค่าดัชนีที่ได้จากการคำนวณระหว่างวิธีที่เสนอกับวิธีการทั่วไป แต่เมื่อมาพิจารณาจำนวนสถานะของเหตุขัดข้องที่จะต้องทำการทดสอบพบว่ามีค่าลดลงเป็นอย่างมากจาก 550 สถานะเป็น 292 สถานะซึ่งคิดเป็นร้อยละ 46.91 ทำให้เวลาที่ใช้ในการคำนวณลดลงไปประมาณร้อยละ 27.00 ดังแสดงในตารางที่ 5.11 ได้แสดงผลการเปรียบเทียบจำนวนสถานะและเวลาที่ใช้ในการคำนวณโดยใช้วิธีทั้งสอง

ตารางที่ 5.8 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ RBTS โดยโปรแกรม
ที่พัฒนาขึ้นตามวิธีที่ได้เสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

Number of contingencies	: 550 states
Number of contingencies tested	: 292 states
Total computation time	: 4.73 sec.

Bus Indices

Bus	Probability	Frequency	NLC	ELC(MW)	EENS(MWh)	EDLC(hrs.)	VV
2	0.0082929	3.638052	3.64	17.47	334.65	72.65	0.00
3	0.0074761	3.581232	3.58	34.66	583.94	65.39	0.06
4	0.0001890	0.237178	0.17	4.47	23.64	1.35	0.06
5	0.0000362	0.066208	0.00	0.05	0.22	0.01	0.06
6	0.0011744	1.191754	1.13	22.56	199.63	9.98	0.06

Load Bus IER.

Bus	EENS (MWh/yr)	ECOST (MW-Baht/kW-yr)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
2	334.65	11728.78	35.047	0.1081	3.789
3	583.94	11258.94	19.281	0.4595	8.859
4	23.64	779.67	32.981	0.2162	7.132
5	0.22	6.13	27.864	0.1081	3.027
6	199.63	4739.96	23.744	0.1081	2.567

System Indices

1. Bulk Power Interruption Index	: 0.42813 MW/MW-Yr
2. Bulk Power Energy Curtailment Index	: 6.17338 MWh/MW-Yr
3. Bulk Power Supply Average MW Curtailment Index	: 9.29334 MW/Dist.
4. Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	: 0.00070
5. Severity Index	: 370.40256 System-Min.
6. System IER	: 25.374 Baht/kWh

ตารางที่ 5.9 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ RBTS โดยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นตามวิธีการที่เสนอไว้ใน เอกสารอ้างอิง [2]

Number of contingencies	:	550 states
Number of contingencies tested	:	550 states
Total computation time	:	6.48 sec.

Bus Indices

Bus	Probability	Frequency	NLC	ELC(MW)	EENS(MWh)	EDLC(hrs.)	VV
2	0.0082951	3.639607	3.62	17.73	334.74	72.71	0.00
3	0.0074788	3.581804	3.58	34.70	584.15	65.43	0.06
4	0.0001890	0.237178	0.24	4.47	23.64	1.35	0.06
5	0.0000362	0.066208	0.00	0.05	0.22	0.01	0.06
6	0.0011744	1.191754	1.13	22.56	199.63	9.98	0.06

Load Bus IER.

Bus	EENS (MWh/yr)	ECOST (MW-Baht/kW-yr)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
2	333.74	11698.93	35.054	0.1081	3.790
3	584.15	11263.24	19.281	0.4595	8.859
4	23.64	779.67	32.981	0.2162	7.132
5	0.22	6.13	27.864	0.1081	3.027
6	199.63	4739.96	23.744	0.1081	2.567

System Indices

1. Bulk Power Interruption Index	:	0.42978 MW/MW-Yr
2. Bulk Power Energy Curtailment Index	:	6.17503 MWh/MW-Yr
3. Bulk Power Supply Average MW Curtailment Index	:	9.27771 MW/Dist.
4. Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	:	0.00070
5. Severity Index	:	370.50183 System-Min.
6. System IER	:	25.375 Baht/kWh

ตารางที่ 5.10 การเปรียบเทียบค่าดัชนีต่างๆ และค่า IER ของบัสที่มีโหลดต่ออยู่และของทั้งระบบระหว่างวิธีที่นำเสนอกับวิธีการทั่วไป

ก) ค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่บัสจะล้มเหลว (P_k)

บัส	2	3	4	5	6
วิธีการทั่วไป	0.0082951	0.0074788	0.0001890	0.0000362	0.0011744
วิธีที่นำเสนอ	0.0082929	0.0074761	0.0001890	0.0000362	0.0011744
% ความแตกต่าง	0.026	0.036	0	0	0

ข) ค่าดัชนีความถี่ที่บัสจะล้มเหลว (F_k)

บัส	2	3	4	5	6
วิธีการทั่วไป	3.639607	3.581804	0.237178	0.066208	1.191754
วิธีที่นำเสนอ	3.638052	3.581232	0.237178	0.066208	1.191754
% ความแตกต่าง	0.04	0.02	0	0	0

ค) ค่าดัชนีโหลดที่คาดว่าจะถูกตัด (ELC)

บัส	2	3	4	5	6
วิธีการทั่วไป	17.76	34.70	4.47	0.05	22.56
วิธีที่นำเสนอ	17.74	34.66	4.47	0.05	22.56
% ความแตกต่าง	0.11	0.12	0	0	0

ง) ค่าดัชนีพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายให้โหลดได้ (EENS)

บัส	2	3	4	5	6
วิธีการทั่วไป	334.74	584.15	23.64	0.22	199.63
วิธีที่นำเสนอ	334.65	583.94	23.64	0.22	199.63
% ความแตกต่าง	0.03	0.04	0	0	0

จ) ค่าดัชนีระยะเวลาที่โหลดจะถูกตัด (EDLC)

บัส	2	3	4	5	6
วิธีการทั่วไป	72.71	65.43	1.35	0.01	9.98
วิธีที่นำเสนอ	72.65	65.39	1.35	0.01	9.98
% ความแตกต่าง	0.08	0.06	0	0	0

ฉ) ค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับ (Bus IER)

บัส	2	3	4	5	6
วิธีการทั่วไป	35.054	19.281	32.981	27.864	23.744
วิธีที่นำเสนอ	35.047	19.281	32.981	27.864	23.744
% ความแตกต่าง	0.02	0	0	0	0

ช) ค่าดัชนีระบบและค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ

ค่าดัชนี	BPII	BPECI	BPACI	MPECI	SI	IER
วิธีการทั่วไป	0.42758	6.16961	9.34477	0.0007	370.1763	25.375
วิธีที่นำเสนอ	0.42813	6.17338	9.29334	0.0007	370.4026	25.374
% ความแตกต่าง	0.13	0.06	0.55	0	0.06	0.004

หมายเหตุ วิธีการทั่วไป หมายถึงวิธีที่ไม่มีการตรวจสอบเหตุขัดข้องก่อนทำการทดสอบเหตุขัดข้อง

วิธีที่นำเสนอ หมายถึงวิธีที่มีการตรวจสอบเหตุขัดข้องก่อนทำการทดสอบ

ตารางที่ 5.11 การเปรียบเทียบจำนวนสถานะของเหตุขัดข้องและเวลาที่ใช้ในการคำนวณ
ของระบบ RBTS ระหว่างวิธีที่นำเสนอกับวิธีการทั่วไป

วิธีการที่ใช้	วิธีการทั่วไป	วิธีที่นำเสนอ	เปอร์เซ็นต์ความแตกต่าง
จำนวนสถานะทั้งหมดที่พิจารณา	550	550	-
จำนวนสถานะที่ถูกทดสอบ	550	292	46.91
เวลาที่ใช้ในการคำนวณ (วินาที)	6.48	4.73	27.00

สำหรับผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นตามวิธีที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้โดยใช้รูปแบบการตัดโหลดที่ได้แสดงไว้ในหัวข้อที่ 3.8 และกำหนดให้โหลดที่สามารถตัดได้ (Interruptible Load) มีค่าเป็น 20 % ของค่าโหลดสูงสุดที่บัสนั้น ๆ ดังแสดงตารางที่ 5.12 นั้นจะได้ค่าดัชนีตามที่ได้แสดงในตารางที่ 5.13 และข้อมูลในตารางนี้ต่อไปจะใช้ในการอ้างอิง (Reference) เพื่อกำหนดให้เป็นกรณีปกติ (Base case) ในกรณีที่ต้องการจะเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาอื่น ๆ

ตารางที่ 5.12 ข้อมูลสัดส่วนความสำคัญในการใช้ไฟฟ้าที่แต่ละบัสโดยกำหนดให้โหลดที่สามารถตัดได้มีค่าเท่ากับ 20 % ของค่าโหลดสูงสุดที่บัสนั้น ๆ

Bus No.	Load Bus (MW)	Interruptible Load		Firm Load	
		Non-conform(MW)	Conform (%)	Non-conform(MW)	Conform (%)
2	20	4	0	16	0
3	85	17	0	68	0
4	40	8	0	32	0
5	20	4	0	16	0
6	20	4	0	16	0

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.13 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดและระบบจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น

Number of contingencies	: 550 states
Number of contingencies tested	: 292 states
Total computation time	: 4.84 sec.

Bus Indices

Bus	Probability	Frequency	NLC	ELC(MW)	EENS(MWh)	EDLC(hrs.)	VV
2	0.0069504	3.016241	3.02	11.25	226.18	60.89	0.00
3	0.0040265	2.133891	2.13	23.05	354.47	35.27	0.06
4	0.0025367	1.333340	1.27	11.34	152.50	21.91	0.06
5	0.0022710	1.091480	1.03	2.23	40.95	19.59	0.06
6	0.0034072	2.214443	2.15	24.73	240.33	29.54	0.06

Load Bus IER.

Bus	EENS (MWh/yr)	ECOST (MW-Baht/kW-yr)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
2	226.18	7940.62	35.11	0.1081	3.795
3	354.47	6855.20	19.34	0.4595	8.886
4	152.50	5045.92	33.09	0.2162	7.154
5	40.95	1336.65	32.64	0.1081	3.529
6	240.33	5755.84	23.95	0.1081	2.589

System Indices

1. Bulk Power Interruption Index	: 0.39243 MW/MW-Yr
2. Bulk Power Energy Curtailment Index	: 5.48337 MWh/MW-Yr
3. Bulk Power Supply Average MW Curtailment Index	: 13.72152 MW/Dist.
4. Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	: 0.00063
5. Severity Index	: 329.00192 System-Min.
6. System IER Using Direct Method	: 25.953 Baht/kWh

5.3.2 การศึกษาผลการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีต่าง ๆ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงระดับความสำคัญของโหลดที่แต่ละบัส

ในหัวข้อนี้จะทำการศึกษาค่าดัชนีจุดโหลด ค่าดัชนีระบบ และ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงระดับความสำคัญของโหลดที่แต่ละบัสซึ่งระดับความสำคัญของโหลดได้ถูกแบ่งออกเป็น 3 ระดับดังได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 3 ซึ่งได้แก่ โหลดที่สามารถตัดได้ (Interruptible load) โหลดหลัก (Firm load) และ โหลดวิกฤติ (Critical load)

พิจารณาระบบ RBTS ในรูปที่ 5.2 และข้อมูลแสดงสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าในตารางที่ 5.6 จะพบว่าที่บัส 3 มีผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Large user) ต่อยู่ซึ่งอาจจะเป็นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่จำเป็นต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีระดับความเชื่อถือได้สูงและมีความต่อเนื่อง ดังนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัสนี้น่าจะมีความสำคัญมากกว่าบัสอื่น ๆ ที่มีระดับความสำคัญรองลงมา จากเหตุผลและข้อมูลดังกล่าวข้างต้นจึงทำการปรับปรุงระดับความสำคัญของการใช้ไฟฟ้าในตารางที่ 5.12 โดยให้โหลดที่สามารถตัดได้ที่แต่ละบัสมีขนาดเป็น 20 เปอร์เซ็นต์ของค่าโหลดสูงสุดที่บัสนั้น ส่วนที่บัส 3 จะกำหนดให้โหลดที่สามารถตัดได้เป็นศูนย์ ดังแสดงในตามตารางที่ 5.14 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับได้แสดงไว้ในตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.14 ข้อมูลสัดส่วนความสำคัญในการใช้ไฟฟ้าที่แต่ละบัสโดยกำหนดให้โหลดที่สามารถตัดได้ที่บัส 3 เป็นศูนย์ส่วนที่บัสอื่นมีค่าเท่ากับ 20 % ของค่าโหลดสูงสุดที่บัสนั้น ๆ

Bus No.	Load Bus (MW)	Interruptible Load		Firm Load	
		Non-conform(MW)	Conform (%)	Non-conform(MW)	Conform (%)
2	20	4	0	16	0
3	85	0	0	85	0
4	40	8	0	32	0
5	20	4	0	16	0
6	20	4	0	16	0

ตารางที่ 5.15 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงระดับความสำคัญของการใช้ไฟฟ้า

Number of contingencies : 550 states

Number of contingencies tested : 292 states

Total computation time : 4.84 sec.

Bus Indices

Bus	Probability	Frequency	NLC	ELC(MW)	EENS(MWh)	EDLC(hrs.)	VV
2	0.0082929	3.638052	3.64	12.85	256.21	72.65	0.00
3	0.0003596	0.434498	0.43	6.10	41.58	3.15	0.06
4	0.0038792	1.955151	1.96	14.82	213.94	33.98	0.06
5	0.0037031	1.765603	1.70	4.88	91.91	32.13	0.06
6	0.0048379	2.886680	2.82	27.38	291.24	42.07	0.06

Load Bus IER.

Bus	EENS (MWh/yr)	ECOST (MW-Baht/kW-yr)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
2	256.21	8992.60	35.10	0.1081	3.794
3	41.58	839.01	20.18	0.4595	9.271
4	213.94	7079.90	33.09	0.2162	7.155
5	91.91	3003.76	32.68	0.1081	3.533
6	291.24	7028.36	24.13	0.1081	2.609

System Indices

1. Bulk Power Interruption Index	: 0.35693 MW/MW-Yr
2. Bulk Power Energy Curtailment Index	: 4.83725 MWh/MW-Yr
3. Bulk Power Supply Average MW Curtailment Index	: 12.46099 MW/Dist.
4. Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	: 0.00055
5. Severity Index	: 290.23523 System-Min.
6. System IER	: 26.362 Baht/kWh

จากผลการคำนวณในตารางที่ 5.15 เมื่อเปรียบเทียบกับค่าในตารางที่ 5.13 จะพบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัส 3 มีค่าแตกต่างกันอย่างชัดเจนไม่ว่าจะเป็นค่าดัชนีความน่าจะเป็น ค่าดัชนีความถี่ รวมถึงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้ เหตุที่เป็นเช่นนี้สามารถอธิบายดังนี้

เนื่องจากเมื่อระบบเกิดเหตุขัดข้องแล้วทำให้ระบบเกิดปัญหา เช่น กำลังการผลิตไม่เพียงพอจ่ายโหลดอันเนื่องมาจากมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องเกิดขัดข้อง ซึ่งจะทำให้มีความจำเป็นที่จะต้องตัดโหลดออกที่บัสต่าง ๆ นั่นคือสมมติให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1 เกิดขัดข้องแล้วทำให้กำลังการผลิตรวมของทั้งระบบไม่เท่ากับโหลดรวมทั้งระบบจึงจำเป็นต้องตัดโหลดที่บัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่แต่เนื่องจากที่บัส 1 นั้นไม่มีโหลดต่ออยู่ ดังนั้นบัสที่จะต้องถูกพิจารณาเพื่อตัดโหลดได้แก่ บัส 2 และ บัส 3 โดยจะทำการตัดโหลดที่สามารถตัดได้ (Interruptible load) ก่อนแต่เนื่องจากที่บัส 3 โหลดที่สามารถตัดได้มีค่าเป็นศูนย์ บัสถัดมาคือบัส 4 ก็จะถูกพิจารณาตัดโหลดต่อไป ซึ่งจะสังเกตว่าค่าดัชนีโหลดที่คาดว่าจะถูกตัดที่บัส 4 มีค่าสูงขึ้นในขณะที่บัส 3 มีค่าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับค่าในตารางที่ 5.13 สำหรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่แต่ละบัสนั้นหากสังเกตจะพบว่ามีค่าเปลี่ยนแปลงน้อยมาก ทั้ง ๆ ที่ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ เปลี่ยนแปลงไปมาก ซึ่งอธิบายได้ว่าการเปลี่ยนแปลงโหลดที่แต่ละบัสไม่ได้ส่งผลกระทบต่ออัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ ซึ่งรายละเอียดการศึกษาการผลกระทบต่ออัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับอันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดที่แต่ละบัส (การศึกษาค่าความไว) จะได้นำเสนอต่อไป

สรุปการวิเคราะห์ในส่วนนี้ก็เพื่อจะทำการศึกษาว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงระดับความสำคัญของการใช้ไฟฟ้าที่แต่ละบัสซึ่งสามารถนำไปประยุกต์ใช้งานได้จริงนั้นจะมีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบมากน้อยเพียงใด โดยใช้รูปแบบการตัดโหลดที่ได้เสนอไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

5.3.3 การศึกษาผลกระทบต่ออัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แต่ละบัส

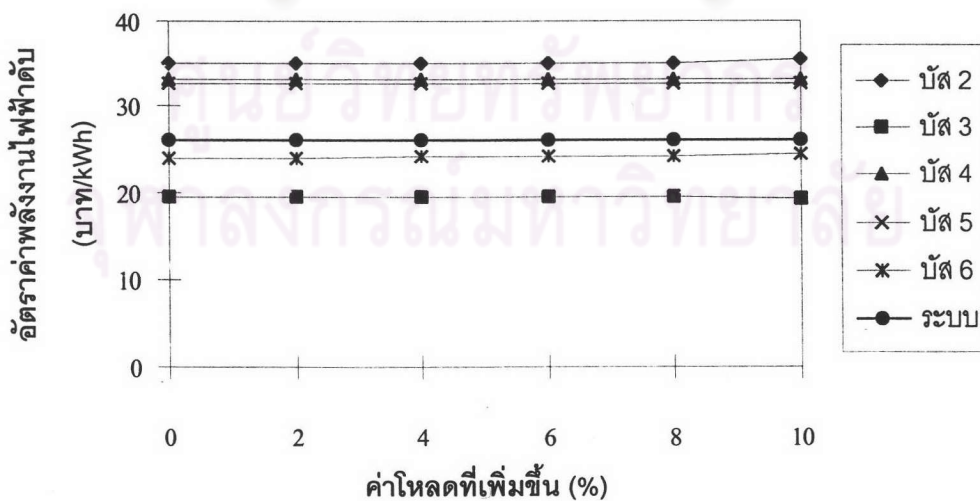
ในหัวข้อนี้จะทำการศึกษาว่าเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้า (หรือโหลด) ที่แต่ละบัสมีค่าเพิ่มขึ้นจะส่งผลกระทบต่อค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับอย่างไร ซึ่งก็เป็นการศึกษาค่าความไวของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับนั่นเอง เพื่อที่จะได้นำค่าพลังงานไฟฟ้าดับนี้ไปประยุกต์ใช้ในงานด้านการวางแผนระบบต่อไป ตารางที่ 5.16 แสดงค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดสูงสุดในแต่ละบัสเพิ่มขึ้นครั้งละ 2 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 5.16 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของบัสและระบบเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดสูงสุด
ในแต่ละบัส

หน่วย : บาท/kWh

โหลดเพิ่มขึ้น	0%	2%	4%	6%	8%	10%
บัส 2	35.11	35.10	35.10	35.10	35.09	35.43
บัส 3	19.34	19.52	19.51	19.45	19.49	19.23
บัส 4	33.09	33.11	33.10	33.11	33.11	33.10
บัส 5	32.64	32.66	32.66	32.66	32.73	32.69
บัส 6	23.95	23.99	24.03	24.07	24.22	24.29
ระบบ	25.953	26.047	26.044	26.024	26.065	25.984

จากผลการคำนวณในตารางที่ 5.16 จะพบว่าเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงไป 10 เปอร์เซ็นต์ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของทั้งบัสและระบบเปลี่ยนแปลงไปประมาณ 0.5-1.0 เปอร์เซ็นต์เท่านั้น นั่นก็แสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนแปลงโหลดไม่ได้มีผลกระทบต่ออัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับมากนัก เหตุผลก็เนื่องมาจากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับนั้นเป็นตัวประกอบที่คำนวณมาจากแบบจำลองมูลค่าความเสียหาย และเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเท่านั้นไม่เกี่ยวกับค่าโหลด เมื่อนำผลที่แสดงในตารางที่ 5.16 พล็อตกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดกับการเปลี่ยนแปลงอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจะได้ดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 ความสัมพันธ์ระหว่างการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดกับการเปลี่ยนแปลงอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของบัสและระบบ

5.3.4 การศึกษาการใช้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับเพื่อการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไปผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer) ต่างต้องการที่จะได้รับพลังงานไฟฟ้าที่มีความต่อเนื่อง ดังนั้นการไฟฟ้าที่มีหน้าที่รับผิดชอบในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องมีการวางแผนเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นกรณีทีอุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้อง หรือกรณีที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบเพิ่มขึ้นก็ตามเพื่อที่จะหาทางส่งพลังงานไฟฟ้าไปให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละพื้นที่ (Area) หรือจุดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load point) อย่างเพียงพอกับความต้องการในแต่ละพื้นที่นั้น วิธีการที่ใช้ในการวางแผนเพื่อให้มีกำลังการผลิตเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ หรือระบบไฟฟ้าแบบผสมได้แก่ การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือการเพิ่มสายส่งเข้าในระบบเดิมที่มีอยู่แล้ว

ดังนั้นในหัวข้อนี้จะทำการศึกษาว่าจะต้องทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือสายส่งที่บริเวณใดที่จะทำให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Cost of investment) ค่าใช้จ่ายด้านการปฏิบัติงาน (Operating cost) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Cost of interruption) มีค่าต่ำที่สุด โดยอาศัยตัวประกอบ (Factor) ที่เรียกว่า "อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ(IER)" มาทำการพิจารณาเพื่อทำการวางแผน

5.3.4.1 การศึกษาผลกระทบต่อระบบเมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบ

ในส่วนี้จะทำการศึกษาโดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันแก๊สขนาด 10 MW [21] ที่ปีสต่าง ๆ ภายใต้เงื่อนไขการคำนวณที่แสดงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้วดูว่าส่งผลกระทบต่อมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Cost of interruption) ในระบบอย่างไร สำหรับการคำนวณหามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะคำนวณจากนำเอาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับคูณกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่พอจ่าย ดังสมการ

$$\text{Cost of Interruption} = \text{IER} \times \text{EENS}$$

จากสมการนี้เมื่อทำการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบกรณีที่มีการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดต่าง ๆ กันจะได้ค่าดังตารางที่ 5.17

ตารางที่ 5.17 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกรณีที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่
 บัสต่าง ๆ

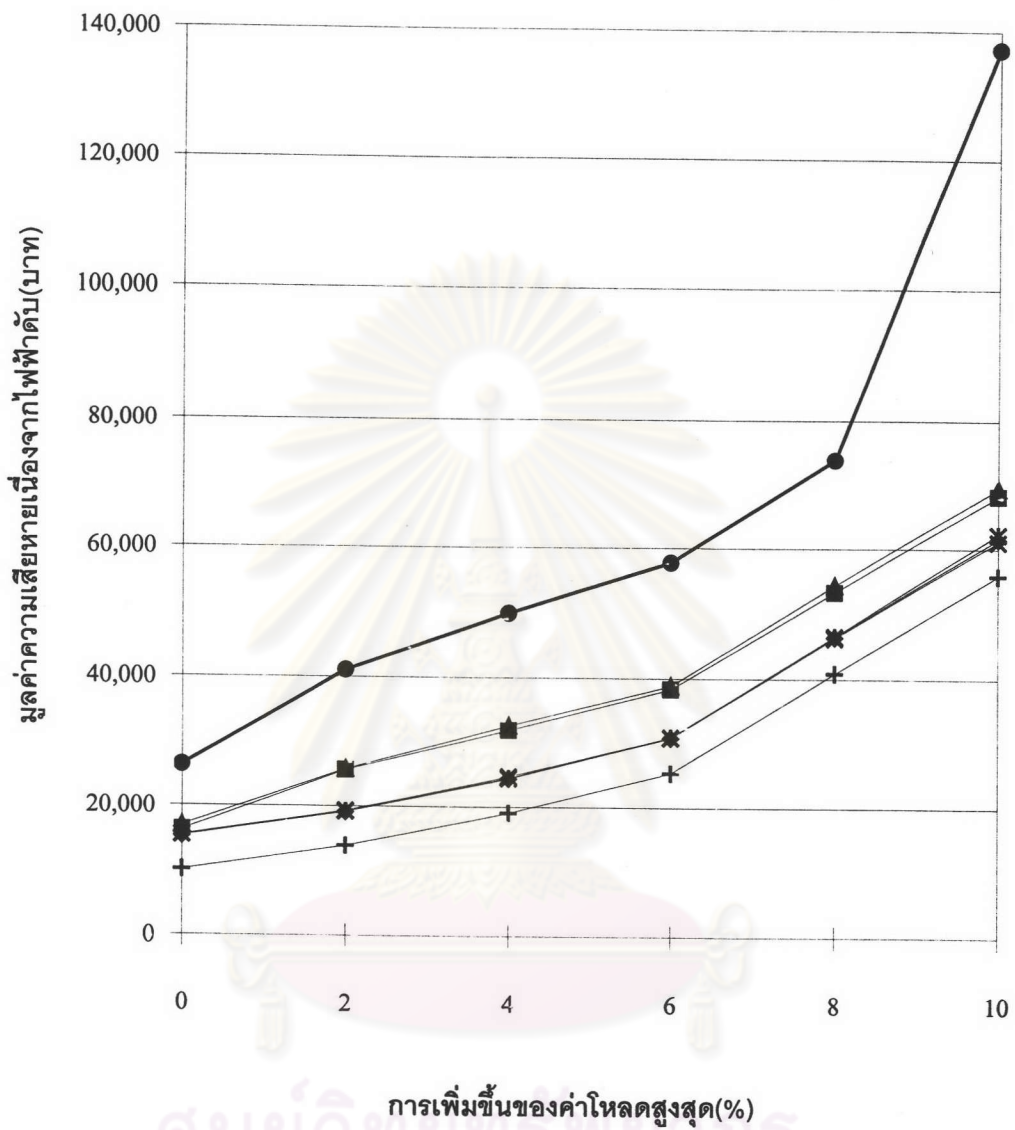
หน่วย : บาท/kWh

โหลดสูงสุดเพิ่มขึ้น(%)	0	2	4	6	8	10
กรณีปกติ	26,327.50	41,066.99	49,842.22	57,733.23	73,857.57	137,217.40
เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 1	16,189.22	25,628.59	31,885.08	38,334.40	53,243.36	68,229.14
เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 2	16,911.49	25,768.99	32,559.86	38,825.17	54,291.34	69,421.94
เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 3	15,381.82	19,282.56	24,700.25	30,883.55	46,277.31	61,130.47
เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 4	15,388.31	19,201.07	24,443.57	30,902.24	46,501.55	62,293.17
เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 5	15,231.04	19,104.26	24,389.85	30,833.20	46,439.00	61,514.06
เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 6	10,068.99	13,838.92	19,021.73	25,360.49	40,859.88	55,826.98

เมื่อนำข้อมูลในตารางที่ 5.17 พล็อตกราฟเพื่อแสดงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกับการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดจะได้ดังรูปที่ 5.4

จากผลการคำนวณในตารางที่ 5.17 และรูปที่ 5.4 จะพบว่ากรณีที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 6 จะทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบโดยรวมมีค่าต่ำกว่าการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสอื่น ๆ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส (กรณีปกติ) ดังนั้นหากต้องการวางแผนโดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็น่าจะพิจารณาเลือกเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 6 ซึ่งเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดสำหรับกรณีนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
 จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



- กรณีปกติ
- เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 1
- ▲ เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 2
- × เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 3
- * เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 4
- ◆ เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 5
- + เพิ่มเครื่องกำเนิดที่บัส 6

รูปที่ 5.4 ความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกับค่าการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดกรณีที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบ

5.3.4.2 การศึกษาผลกระทบต่อระบบเมื่อมีการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไปในระบบ

ในหัวข้อนี้จะทำการศึกษาดูการเปลี่ยนแปลงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบโดยการเพิ่มสายส่งเข้าไปในระบบเดิมที่มีอยู่แล้ว เพื่อเป็นทางเลือกที่จะใช้ในการวางแผนต่อไป ตารางที่ 5.18 แสดงถึงค่าใช้จ่ายเนื่องจากไฟฟ้าดับกรณีที่มีการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไประหว่างบัสต่าง ๆ

ตารางที่ 5.18 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกรณีที่มีการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไประหว่างบัสต่าง ๆ

โหลดสูงสุดเพิ่มขึ้น(%)	0	2	4	6	8	10
กรณีปกติ	26,327.50	41,066.99	49,842.22	57,733.23	73,857.57	137,217.40
เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 1-2	32,433.20	40,749.32	54,454.07	62,805.48	78,552.98	144,052.91
เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 1-3	25,130.81	33,147.95	40,705.98	48,197.58	58,211.80	121,061.14
เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 2-4	25,033.74	33,473.66	41,341.57	48,780.74	59,237.72	128,132.56
เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 3-4	27,565.20	41,974.57	49,949.40	60,420.66	76,579.52	139,708.89
เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 3-5	27,684.32	41,969.63	49,962.38	60,415.21	76,569.40	140,647.09
เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 4-5	26,145.05	41,032.21	49,033.78	57,681.58	73,809.55	137,005.89
เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 5-6	20,821.83	34,485.05	42,985.69	50,675.57	6,5727.53	128,911.67

จากผลการคำนวณในตารางที่ 5.18 เมื่อพล็อตกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกับเปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของค่าโหลดสูงสุดจะได้ดังรูปที่ 5.5

จากกราฟแสดงความสัมพันธ์จะเห็นว่า เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมากกว่า 2 เปอร์เซ็นต์ขึ้นไปวิธีการลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Cost of interruption) ที่ดีที่สุดได้แก่การเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไประหว่างบัส 1 กับบัส 3 แต่ถ้าความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นไม่ถึง 2 เปอร์เซ็นต์วิธีลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับทำได้โดยการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไประหว่างบัส 5 กับบัส 6 นอกจากนี้ยังทราบอีกว่าการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไปในบริเวณที่ไม่เหมาะสมจะไม่ส่งผลกระทบต่อมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับอีกด้วย เช่น การเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไประหว่างบัส 4 กับบัส 5 เป็นต้น และถ้าสังเกตกรณีที่มีการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไประหว่างบัส 1 กับบัส 2 จะพบว่าระบบมีค่าความเสียหายมากกว่ากรณีที่ยังไม่มีการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไป ซึ่ง

สามารถอธิบายได้คือ เนื่องจากเมื่อเพิ่มสายส่งเข้าระหว่างบัส 1 และบัส 2 ทำให้กำลังไฟฟ้าที่บัส 2 มีการส่งจ่ายไปผ่านบัส 1 ไปให้โหลดที่บัส 3 เพิ่มมากขึ้นทำให้สายส่งหมายเลข 1 และ 6 มีโอกาสรับโหลดเกินพิกัดเมื่อสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งเกิดขัดข้องทำให้จะต้องมีการตัดโหลดที่บัส 3 เพิ่มมากขึ้นจึงทำให้ค่า EENS ที่บัส 3 มีค่ามากเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่บัสอื่น ๆ นั้นค่า EENS มีการเปลี่ยนแปลงไปจากกรณีปกติมากนัก ดังที่แสดงในตารางที่ 5.19 ดังนั้นพอจะสรุปได้ว่ากรณีที่ต้องการเพิ่มสายส่งไฟฟ้าเข้าไปในระบบจะต้องทำการวางแผนก่อนว่าจะเพิ่มเข้าไปที่บริเวณใดจึงจะเหมาะสมที่สุดโดยที่ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟาดับมีค่าต่ำสุด

ตารางที่ 5.19 การเปรียบเทียบค่า EENS ระหว่างกรณีปกติกับกรณีที่มีการเพิ่มสายส่งเข้าไป
ระหว่างบัส 1 และบัส 2

หน่วย : MWh

โหลดสูงสุด เพิ่มขึ้น (%)	บัส	2	3	4	5	6	ระบบ
	IER (บาท/kWh)	35.11	19.34	33.09	32.64	23.95	25.95
0	กรณีที่ 1	226.18	354.47	152.50	40.95	240.33	1,014.43
	กรณีที่ 2	225.44	607.26	135.86	40.89	240.24	1,249.69
2	กรณีที่ 1	236.47	687.10	349.94	52.75	256.10	1,582.36
	กรณีที่ 2	235.61	692.89	332.94	52.68	256.00	1,570.12
4	กรณีที่ 1	253.67	824.38	506.99	64.05	271.39	1,920.48
	กรณีที่ 2	252.64	1,020.66	489.62	63.98	271.28	2,098.18
6	กรณีที่ 1	283.09	1,045.65	530.54	76.97	288.28	2,224.53
	กรณีที่ 2	281.62	1,260.50	512.82	76.88	288.15	2,419.97
8	กรณีที่ 1	332.51	1,464.70	569.27	132.05	347.29	2,845.82
	กรณีที่ 2	330.70	1,666.99	549.97	131.94	347.14	3,026.74
10	กรณีที่ 1	921.21	3,164.44	666.30	158.89	376.31	5,287.15
	กรณีที่ 2	919.48	3,454.05	643.85	156.99	376.16	5,550.53

หมายเหตุ : กรณีที่ 1 หมายถึงกรณีปกติที่ยังไม่มีการเพิ่มสายส่งเข้าไปในระบบ

กรณีที่ 2 หมายถึงกรณีที่มีการเพิ่มสายส่งเข้าไปในระบบระหว่างบัส 1 กับ บัส 2

ในการวางแผนเกี่ยวกับการเพิ่มสายส่งไฟฟ้านอกจากจะใช้วิธีการเพิ่มสายส่งเส้นใหม่เข้าไปในระบบเดิมที่มีอยู่แล้ว ยังมีอีกวิธีหนึ่งคือการเพิ่มขนาดสายส่งเส้นเดิมให้ใหญ่ขึ้นเพื่อเพิ่มขนาดการส่งจ่ายของสาย (Line capacity) ให้มีค่าสูงขึ้น ดังนั้นจึงทำการศึกษาต่อว่าถ้าให้สายส่งเส้นเดิมมีขีดความสามารถในการส่งจ่ายพลังงาน (Rating) เพิ่มขึ้น จะส่งผลต่อมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับอย่างไร

การศึกษาจะทำการเพิ่มขนาดสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัส 1 และบัส 3 ให้มีพิคในการรับกำลังไฟฟ้า (Line rating) เพิ่มจากเดิม 1.25 p.u. จะได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.20

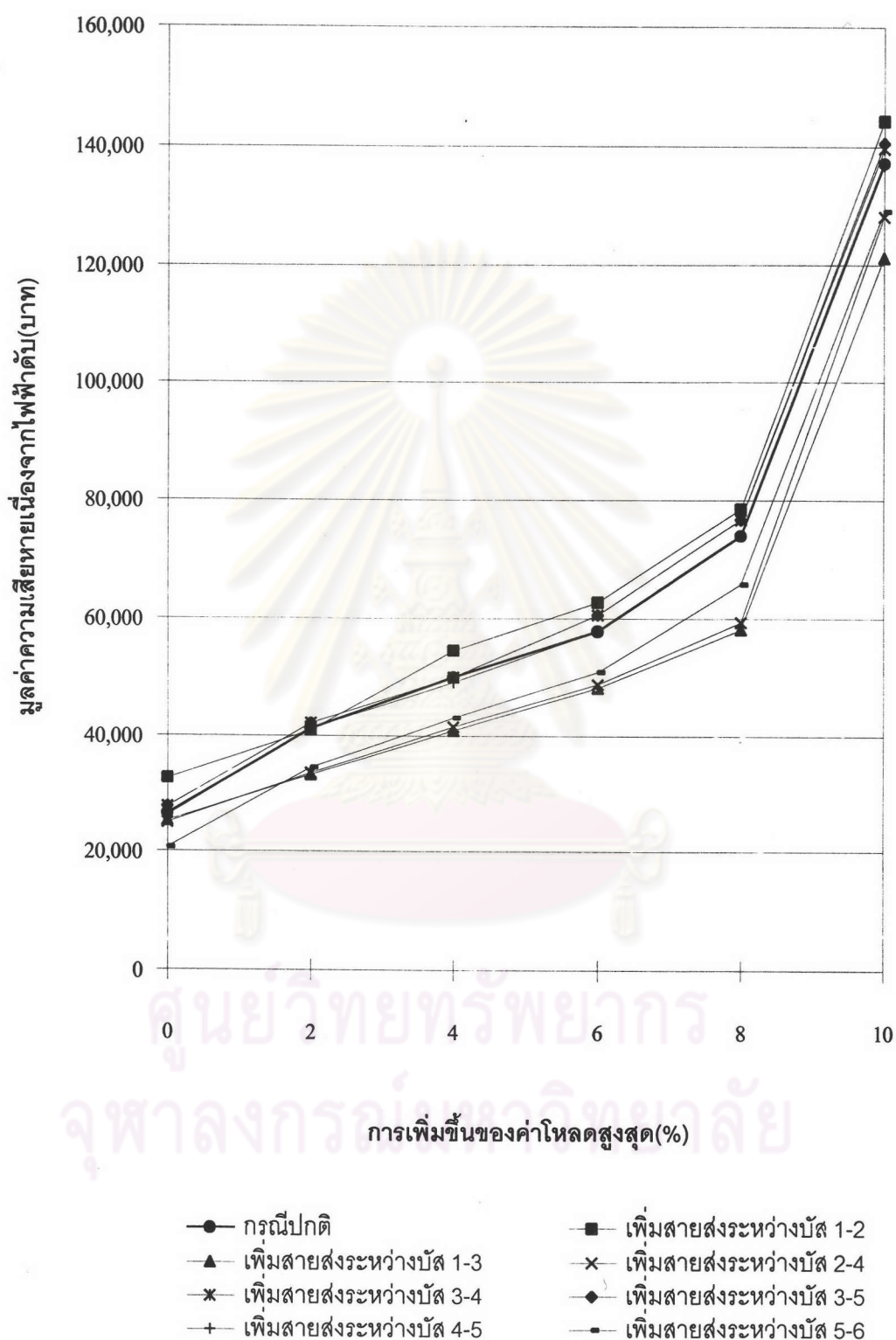
ตารางที่ 5.20 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกรณีที่มีเพิ่มขนาดสายส่งเข้าไปในระบบ

หน่วย : บาท/kWh

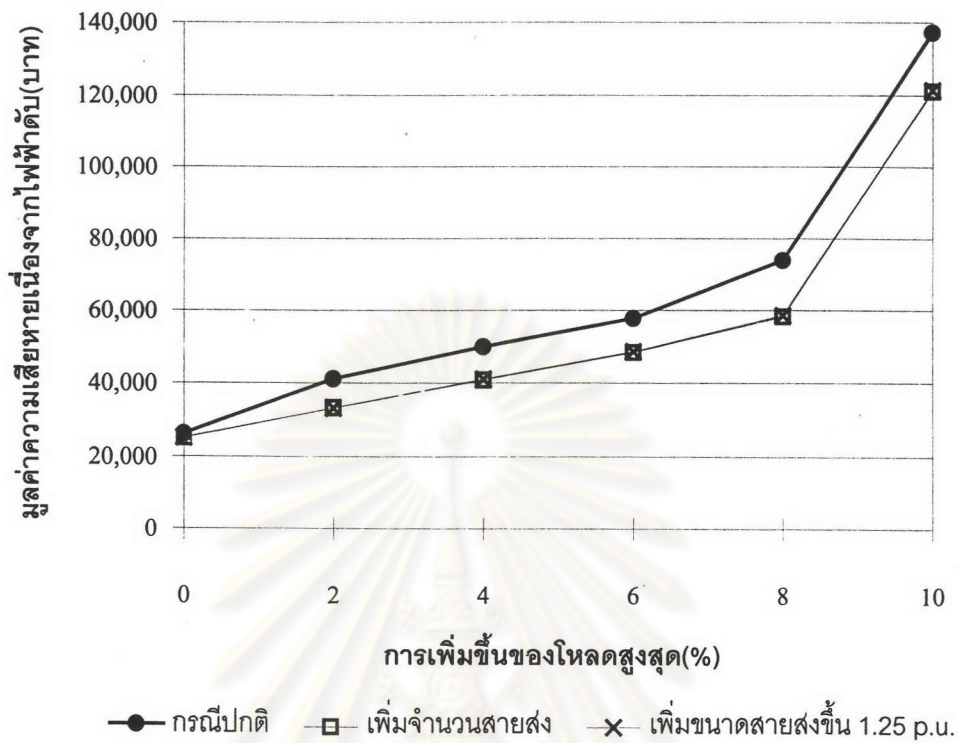
โหลดสูงสุดเพิ่มขึ้น(%)	0	2	4	6	8	10
กรณีปกติ	26,327.50	41,066.98	49,842.21	57,733.22	73,857.56	137,217.40
เพิ่มจำนวนสายส่ง	25,130.80	33,147.90	40,705.90	48,197.50	58,211.80	121,061.10
เพิ่มขนาดสายส่งขึ้น 1.25 p.u.	25,218.50	33,216.40	40,971.70	48,476.30	58,574.30	121,442.90

เมื่อนำข้อมูลในตารางที่ 5.20 พล็อตกราฟแสดงการเปรียบเทียบระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกับการเพิ่มสายส่งกรณีต่าง ๆ จะได้ดังรูปที่ 5.6

จะเห็นว่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับโดยรวมของทั้งระบบกรณีที่มีการเพิ่ม rating ของสายส่งที่มีอยู่เดิมให้สูงขึ้น (นั่นหมายถึง การเพิ่มขนาดสายส่งไฟฟ้าแทนการเพิ่มจำนวนสายส่ง) มีค่าต่ำกว่ากรณีที่ยังไม่มีการวางแผนทำอะไรเลย นอกจากนี้ถ้าพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับระหว่างการเพิ่มจำนวนสายส่งกับการเพิ่มขนาดสายส่งจะพบว่ามีความใกล้เคียงกัน แต่มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกรณีเพิ่มจำนวนสายส่งจะมีค่าต่ำกว่ากรณีเพิ่มขนาดสายส่งนั้นแสดงว่าการเพิ่มจำนวนสายส่งจะทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่านั่นเอง



รูปที่ 5.5 ความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกับค่าการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดกรณีที่มีการเพิ่มสายส่งเข้าไปในระบบ



รูปที่ 5.6 ความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกับค่าการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดกรณีที่มีการเพิ่มขนาดสายส่งและจำนวนสายส่งเข้าไปในระบบ

5.3.5 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่ได้จากวิธีการประมาณ

ในหัวข้อนี้จะศึกษาว่าการคำนวณหาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (IER) โดยวิธีการประมาณ (Approximate method) จะเป็นอย่างไรเมื่อเปรียบเทียบกับการคำนวณหาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (IER) ด้วยวิธีโดยตรง (Direct method) ตารางที่ 5.21 แสดงให้เห็นอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับโดยใช้วิธีการประมาณจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น

ตารางที่ 5.21 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับโดยใช้วิธีการประมาณจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น

Number of contingencies	: ๖50 states
Number of contingencies tested	: 292 states
Total computation time	: 4.67 sec.

Bus Indices

Bus	Probability	Frequency	NLC	ELC(MW)	EENS(MWh)	EDLC(hrs.)	VV
2	0.0069504	3.016241	3.02	11.25	226.18	60.89	0.00
3	0.0040265	2.133891	2.13	23.05	354.47	35.27	0.06
4	0.0025367	1.333340	1.27	11.34	152.50	21.91	0.06
5	0.0022710	1.091480	1.03	2.23	40.95	19.59	0.06
6	0.0034072	2.214443	2.15	24.73	240.33	29.54	0.06

Load Bus IER Using Approximation

Bus	Duration (hours)	COST (Baht/kW)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
2	20.19	708.76	35.11	0.1081	3.796
3	16.53	318.90	19.29	0.4595	8.864
4	17.26	571.46	33.10	0.2162	7.157
5	19.06	623.31	32.70	0.1081	3.535
6	13.74	337.46	24.57	0.1081	2.656

System Indices

1.Bulk Power Interruption Index	: 0.39243 MW/MW-Yr
2.Bulk Power Energy Curtailment Index	: 5.48337 MWh/MW-Yr
3.Bulk Power Supply Average MW Curtailment Index	: 13.72152 MW/Dist.
4.Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	: 0.00063
5.Severity Index	: 329.00192 System-Min.
6.System IER	: 26.008 Baht/kWh

จะเห็นว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่ได้จากการคำนวณโดยวิธีประมาณกับค่าที่ได้จากการคำนวณโดยตรงในตารางที่ 5.13 มีค่าไม่แตกต่างกันมากนักเมื่อนำมาเปรียบเทียบกันจะได้ดังตารางที่ 5.22

ตารางที่ 5.22 การเปรียบเทียบอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่ได้จากวิธีการประมาณกับวิธีโดยตรง

วิธีคำนวณ	วิธีโดยตรง	วิธีการประมาณ	% ความแตกต่าง
บัส 2	35.11	35.11	0
บัส 3	19.34	19.29	0.259
บัส 4	33.09	33.10	0.030
บัส 5	32.64	32.70	0.184
บัส 6	23.95	24.57	2.589
ระบบ	25.953	26.008	0.212

จากผลการคำนวณในตารางที่ 5.22 เปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจากวิธีทั้งสองมีค่าน้อยมากมีเพียงที่บัส 6 เท่านั้นแตกต่างมากกว่าที่บัสอื่น ๆ ในขณะที่เวลาที่ใช้ในการคำนวณลดลงจาก 4.84 วินาที เป็น 4.67 วินาที หรือลดลงจากเดิมประมาณ 3.51 เปอร์เซ็นต์ นอกจากนี้ยังทำให้ขณะทำการคำนวณมีการใช้หน่วยความจำลดน้อยลงไปด้วยซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่จะทำให้โปรแกรมสามารถคำนวณระบบที่มีขนาดใหญ่ขึ้นได้ด้วย

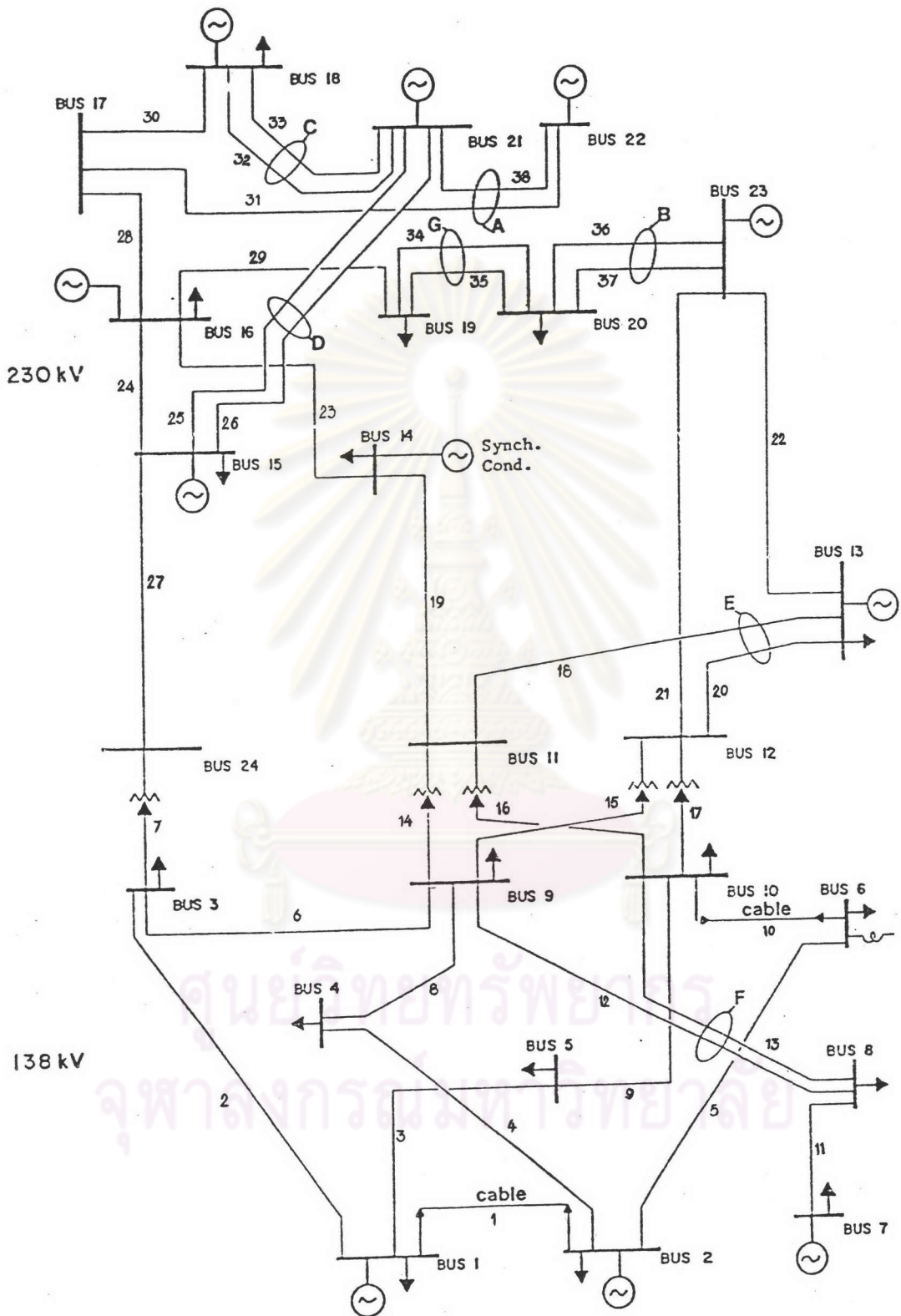
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5.4 การวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS ขนาด 24 บัส

ในส่วนนี้จะทำการวิเคราะห์หว่าเมื่อระบบมีขนาดใหญ่ขึ้นเวลาที่ใช้ในการคำนวณและค่าดัชนีต่าง ๆ ระหว่างวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการทั่วไปมีค่าแตกต่างกันมากน้อยเพียงไร โครงสร้างของระบบ IEEE-RTS ได้แสดงในรูปที่ 5.7 ส่วนข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณได้แสดงไว้ในตารางที่ 5.23 ถึงตารางที่ 5.28

ตารางที่ 5.23 ข้อมูลบัสของระบบ IEEE-RTS

Bus No.	Bus type	Voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Pgmax (MW)
				Pg (MW)	Qg (MVAR)	PI(MW)	QI(MVAR)	
1	2	1.05	0	172	0	108	22	192
2	2	1.05	0	172	0	97	20	192
3	1	1.00	0	0	0	180	37	0
4	1	1.00	0	0	0	74	15	0
5	1	1.00	0	0	0	71	14	0
6	1	1.00	0	0	0	136	28	0
7	2	1.05	0	200	0	125	25	300
8	1	1.00	0	0	0	171	35	0
9	1	1.00	0	0	0	175	36	0
10	1	1.00	0	0	0	195	40	0
11	1	1.00	0	0	0	0	0	0
12	1	1.00	0	0	0	0	0	0
13	2	1.05	0	394	0	265	54	591
14	1	1.00	0	0	0	194	39	0
15	2	1.05	0	215	0	317	64	215
16	2	1.05	0	155	0	100	20	155
17	1	1.00	0	0	0	0	0	0
18	2	1.05	0	400	0	333	68	400
19	1	1.00	0	0	0	181	37	0
20	1	1.00	0	0	0	128	26	0



รูปที่ 5.7 โครงสร้างของระบบ IEEE-RTS ขนาด 24 บัส

ตารางที่ 5.23 ข้อมูลบัลลของระบบ IEEE-RTS (ต่อ)

Bus No.	Bus type	Voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Pgmax (MW)
				Pg (MW)	Qg (MVAR)	Pl(MW)	Ql(MVAR)	
21	2	1.05	0	400	0	0	0	400
22	2	1.05	0	250	0	0	0	300
23	3	1.05	0	505	0	0	0	660
24	1	1.00	0	0	0	0	0	0

หมายเหตุ Bus type : 1 - Load bus, 2 - Voltage control bus, 3 - Swing bus

ตารางที่ 5.24 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ IEEE-RTS

Line No.	From	To	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)	Rating (p.u)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
1	1	2	0.0026	0.0139	0.23055	1.75	0.240	547.500
2	1	3	0.0546	0.2112	0.02860	1.75	0.510	876.000
3	1	5	0.0218	0.0845	0.01145	1.75	0.330	876.000
4	2	4	0.0328	0.1267	0.01715	1.75	0.390	876.000
5	2	6	0.0497	0.1920	0.02600	1.75	0.480	876.000
6	3	9	0.0308	0.1190	0.01610	1.75	0.380	876.000
7	3	24	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
8	4	9	0.0268	0.1037	0.01405	1.75	0.360	876.000
9	5	10	0.0228	0.0883	0.01195	1.75	0.340	876.000
10	6	10	0.0139	0.0605	1.22950	1.75	0.330	250.286
11	7	8	0.0159	0.0614	0.00830	1.75	0.300	876.000
12	8	9	0.0427	0.1651	0.02235	1.75	0.440	876.000
13	8	10	0.0427	0.1651	0.02235	1.75	0.440	876.000
14	9	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
15	9	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
16	10	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
17	10	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406

ตารางที่ 5.24 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ IEEE-RTS (ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)	Rating (p.u)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
18	11	13	0.0061	0.0476	0.04995	5.00	0.400	796.364
19	11	14	0.0054	0.0418	0.04395	5.00	0.390	796.364
20	12	13	0.0061	0.0476	0.04995	5.00	0.400	796.364
21	12	23	0.0124	0.0966	0.10150	5.00	0.520	796.364
22	13	23	0.0111	0.0865	0.09090	5.00	0.490	796.364
23	14	16	0.0050	0.0389	0.04090	5.00	0.380	796.364
24	15	16	0.0020	0.0173	0.01820	5.00	0.330	796.364
25	15	21	0.0063	0.0490	0.05150	5.00	0.410	796.364
26	15	21	0.0063	0.0490	0.05150	5.00	0.410	796.364
27	15	24	0.0067	0.0519	0.05455	5.00	0.410	796.364
28	16	17	0.0033	0.0259	0.02725	5.00	0.350	796.364
29	16	19	0.0030	0.0231	0.04850	5.00	0.340	796.364
30	17	18	0.0018	0.0144	0.01515	5.00	0.320	796.364
31	17	22	0.0135	0.1053	0.11060	5.00	0.540	796.364
32	18	21	0.0033	0.0259	0.02527	5.00	0.350	796.364
33	18	21	0.0033	0.0259	0.02527	5.00	0.350	796.364
34	19	20	0.0051	0.0396	0.04165	5.00	0.380	796.364
35	19	20	0.0051	0.0396	0.04165	5.00	0.380	796.364
36	20	23	0.0028	0.0216	0.02275	5.00	0.340	796.364
37	20	23	0.0028	0.0216	0.02275	5.00	0.340	796.364
38	21	22	0.0087	0.0678	0.07120	5.00	0.450	796.364

ตารางที่ 5.25 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ IEEE-RTS

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap.of each Unit (MW)	MVAR		λ (f/yr)	μ (r/yr)
				Max	Min		
1	1	2	20	10	0	19.467	175.2
2	1	2	76	30	-25	4.469	219.0
3	2	2	20	10	0	19.467	175.2
4	2	2	76	30	-25	4.469	219.0
5	7	3	100	60	0	7.300	175.2
6	13	3	197	80	0	9.221	175.2
7	15	5	12	6	0	2.980	146.0
8	15	1	155	80	-50	9.125	219.0
9	16	1	155	80	-50	9.125	219.0
10	18	1	400	200	-50	7.964	58.4
11	21	1	400	200	-50	7.964	58.4
12	22	6	50	16	-10	4.424	438.0
13	23	2	155	80	-50	9.125	219.0
14	23	1	350	150	-25	7.617	87.6

ตารางที่ 5.26 ข้อมูลการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกันของระบบ IEEE-RTS

Common Mode Number	Line 1 No.	Line2 No.	Failure Rate (f/yr)	Repair Rate (r/yr)
1	12	13	0.444	876.000
2	18	20	0.402	796.364
3	25	26	0.406	796.364
4	31	38	0.443	796.364
5	32	33	0.351	796.364
6	34	35	0.384	796.364
7	36	37	0.341	796.364

ตารางที่ 5.27 ข้อมูลสัดส่วนความสำคัญในการใช้ไฟฟ้าที่แต่ละบัสในระบบ IEEE-RTS

Bus No.	Load Bus (MW)	Interruptible Load		Firm Load	
		Non-conform(MW)	Conform (%)	Non-conform(MW)	Conform (%)
1	108	21.6	0	86.4	0
2	97	19.4	0	77.6	0
3	180	36.0	0	144.0	0
4	74	14.8	0	59.2	0
5	71	14.2	0	56.8	0
6	136	27.2	0	108.8	0
7	125	25.0	0	100.0	0
8	171	34.2	0	136.8	0
9	175	35.0	0	140.0	0
10	195	39.0	0	156.0	0
13	265	53.0	0	212.0	0
14	194	38.8	0	155.2	0
15	317	63.4	0	253.6	0
16	100	20.0	0	80.0	0
18	333	66.6	0	266.4	0
19	181	36.2	0	144.8	0
20	128	25.6	0	102.4	0

ตารางที่ 5.28 ข้อมูลสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ที่แต่ละบัสในระบบ IEEE-RTS

Bus Number	Peak load (MW)	Resident (MW)	Small (MW)	Medium (MW)	Large (MW)	Special (MW)	Govt. (MW)	Agrt. (MW)
1	108	50	30	20	0	0	8	0
2	97	40	17	15	5	5	15	0
3	180	80	40	30	5	10	15	0
4	74	50	10	10	0	0	4	0
5	71	50	15	6	0	0	0	0

ตารางที่ 5.28 ข้อมูลสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ที่แต่ละบัสในระบบ IEEE-RTS (ต่อ)

Bus Number	Peak load (MW)	Resident (MW)	Small (MW)	Medium (MW)	Large (MW)	Special (MW)	Govt. (MW)	Argrt. (MW)
6	136	80	30	20	6	0	0	0
7	125	100	20	5	0	0	0	0
8	171	50	50	30	20	7	14	0
9	175	100	30	20	20	0	0	5
10	195	120	50	10	5	5	5	0
13	265	150	60	40	10	0	0	5
14	194	120	30	20	20	4	0	0
15	317	100	100	50	37	10	15	5
16	100	80	20	0	0	0	0	0
18	333	200	30	3	0	0	0	0
19	181	80	50	50	0	0	0	1
20	128	50	50	20	5	3	0	0

หมายเหตุ ข้อมูลนี้ได้จากการสมมุติขึ้น

สำหรับข้อมูลเกี่ยวกับมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับนั้นจะมีลักษณะเดียวกับที่แสดงในตารางที่ 5.7

5.4.1 การวิเคราะห์ระบบ IEEE-RTS ด้วยวิธีการทั่วไปและวิธีการที่นำเสนอ

เมื่อใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นโดยใช้วิธีการทั่วไป (Conventional method) ทำการคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ โดยใช้รูปแบบการตัดโหลดที่ได้เสนอไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ (หัวข้อที่ 3.8) และพิจารณาการขัดข้องของเครื่องกำเนิดถึงอันดับ 3 พิจารณาการขัดข้องของสายส่งถึงอันดับ 2 และพิจารณาการขัดข้องของเครื่องกำเนิดร่วมกับสายส่งถึงอันดับ 3 จะได้ผลดังแสดงในตารางที่ 5.29

ตารางที่ 5.29 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS โดยใช้
วิธีการทั่วไป

Number of contingencies	:	15613	states
Number of contingencies tested	:	8803	states
Total computation time	:	1101.37	sec.

Bus Indices							
Bus	Probability	Frequency	NLC	ELC(MW)	EENS(MWh)	EDLC(hrs.)	VV
1	0.0387377	21.385679	21.39	138.71	2295.92	339.47	0.00
2	0.0387256	21.371013	21.37	124.78	2060.28	339.36	0.00
3	0.0428845	24.162178	24.16	233.98	3858.26	360.34	1.15
4	0.0384351	21.179956	21.18	95.25	1571.36	336.80	0.00
5	0.0384161	21.159240	21.16	91.99	1506.55	336.65	0.00
6	0.0407882	22.854767	22.85	176.46	2916.87	348.75	0.75
7	0.0395089	22.909330	22.91	162.75	2666.12	345.95	0.00
8	0.0412445	23.290939	23.29	233.83	3807.10	361.43	0.00
9	0.0412023	23.365474	23.36	259.96	3835.46	361.13	0.00
10	0.0411526	23.186647	23.19	253.69	4172.88	360.62	0.00
13	0.0414862	23.563844	23.56	389.01	5819.07	363.72	0.00
14	0.0411781	23.264995	23.26	257.19	4167.95	360.62	0.02
15	0.0416827	23.630789	23.63	421.24	6818.70	365.26	0.00
16	0.0387866	21.482684	21.48	133.57	2139.58	339.89	0.00
18	0.0513529	29.040422	29.04	765.98	12010.69	449.85	0.00
19	0.0411688	23.258367	23.26	239.85	3888.99	360.62	0.02
20	0.0445287	25.442562	25.44	386.61	5964.90	389.95	0.02

ตารางที่ 5.29 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS โดยใช้วิธีการทั่วไป (ต่อ)

Load Bus IER					
Bus	Duration (hours)	COST (Baht/kW)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
1	15.90	573.04	36.04	0.0379	1.366
2	15.91	504.31	31.70	0.0340	1.079
3	15.61	525.11	33.63	0.0632	2.124
4	15.93	631.77	39.65	0.0260	1.030
5	15.94	663.05	41.60	0.0249	1.036
6	15.73	601.35	38.24	0.0477	1.825
7	15.75	682.13	43.32	0.0439	1.900
8	15.53	464.08	29.89	0.0600	1.793
9	15.48	552.84	35.71	0.0614	2.193
10	15.58	609.09	39.10	0.0684	2.675
13	15.46	578.22	37.40	0.0930	3.478
14	15.54	576.81	37.11	0.0681	2.526
15	15.46	475.05	30.73	0.1112	3.418
16	15.82	693.85	43.86	0.0351	1.539
18	15.49	563.11	36.35	0.1168	4.247
19	15.54	554.31	35.67	0.0635	2.265
20	15.35	539.75	35.17	0.0449	1.580

System Indices

1. Bulk Power Interruption Index	:	1.52644 MW/MW-Yr
2. Bulk Power Energy Curtailment Index	:	24.35385 MWh/MW-Yr
3. Bulk Power Supply Average MW Curtailment Index	:	125.54081 MW/Dist.
4. Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	:	0.00278
5. Severity Index	:	1461.23096 System-Min.
6. System IER	:	36.074 Baht/kWh

ส่วนการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS โดยใช้วิธีการที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแสดงผลดังแสดงในตารางที่ 5.30

ตารางที่ 5.30 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS โดยใช้วิธีที่นำเสนอ

Number of contingencies		: 15613 states					
Number of contingencies tested		: 1137 states					
Total computation time		: 796.70 sec.					
Bus Indices							
Bus	Probability	Frequency	NLC	ELC(MW)	EENS(MWh)	EDLC(hrs.)	VV
1	0.0387140	21.345284	21.35	138.70	2293.67	339.13	0.00
2	0.0387141	21.345354	21.35	124.57	2059.86	339.14	0.00
3	0.0411383	23.125307	23.12	233.79	3854.90	360.29	0.01
4	0.0384092	21.136467	21.14	95.22	1571.30	336.46	0.00
5	0.0384046	21.133558	21.13	91.12	1506.41	336.42	0.00
6	0.0397947	22.198622	22.19	175.85	2901.30	348.52	0.01
7	0.0394848	22.007000	22.01	162.14	2665.47	345.88	0.00
8	0.0412206	23.270285	23.27	233.14	3806.53	361.09	0.00
9	0.0411819	23.320099	23.32	258.26	3833.86	360.75	0.00
10	0.0411232	23.141718	23.14	253.06	4171.95	360.24	0.00
13	0.0414814	23.521732	23.52	383.73	5793.87	363.38	0.00
14	0.0411682	23.258774	23.24	256.95	4167.67	360.59	0.02
15	0.0416584	23.619484	23.62	420.91	6817.62	364.93	0.00
16	0.0387629	21.482288	21.48	133.51	2139.53	339.56	0.00
18	0.0513079	28.982418	28.98	759.01	11944.25	449.46	0.00
19	0.0411679	23.258146	23.24	239.55	3888.10	360.58	0.02
20	0.0445041	25.430681	25.41	386.51	5964.10	389.81	0.02

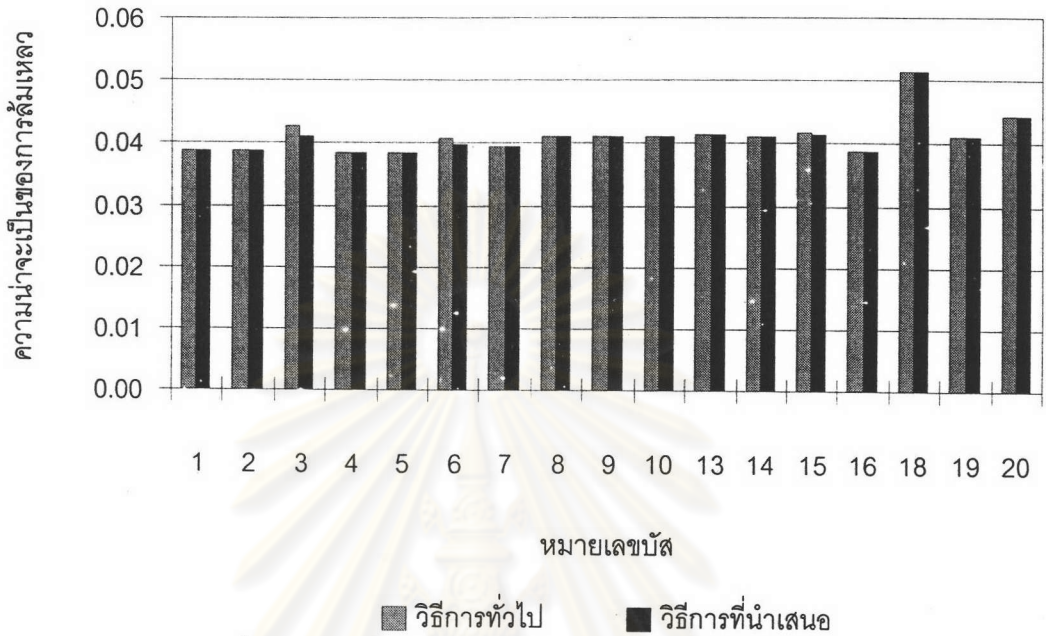
ตารางที่ 5.30 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS โดยใช้วิธี
ที่นำเสนอ (ต่อ)

Load Bus IER					
Bus	Duration (hours)	COST (Baht/kW)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
1	15.89	572.56	36.04	0.0379	1.366
2	15.89	503.69	31.70	0.0340	1.079
3	15.59	524.17	33.63	0.0632	2.124
4	15.92	631.22	39.65	0.0260	1.030
5	15.92	662.20	41.60	0.0249	1.036
6	15.71	600.64	38.23	0.0477	1.825
7	15.72	680.84	43.32	0.0439	1.900
8	15.52	463.76	29.89	0.0600	1.793
9	15.47	552.47	35.71	0.0614	2.193
10	15.57	608.67	39.10	0.0684	2.675
13	15.45	577.83	37.40	0.0930	3.478
14	15.51	575.72	37.11	0.0681	2.526
15	15.45	474.73	30.73	0.1112	3.418
16	15.81	693.25	43.86	0.0351	1.539
18	15.51	563.73	36.35	0.1168	4.247
19	15.51	553.30	35.66	0.0635	2.265
20	15.34	539.43	35.17	0.0449	1.580

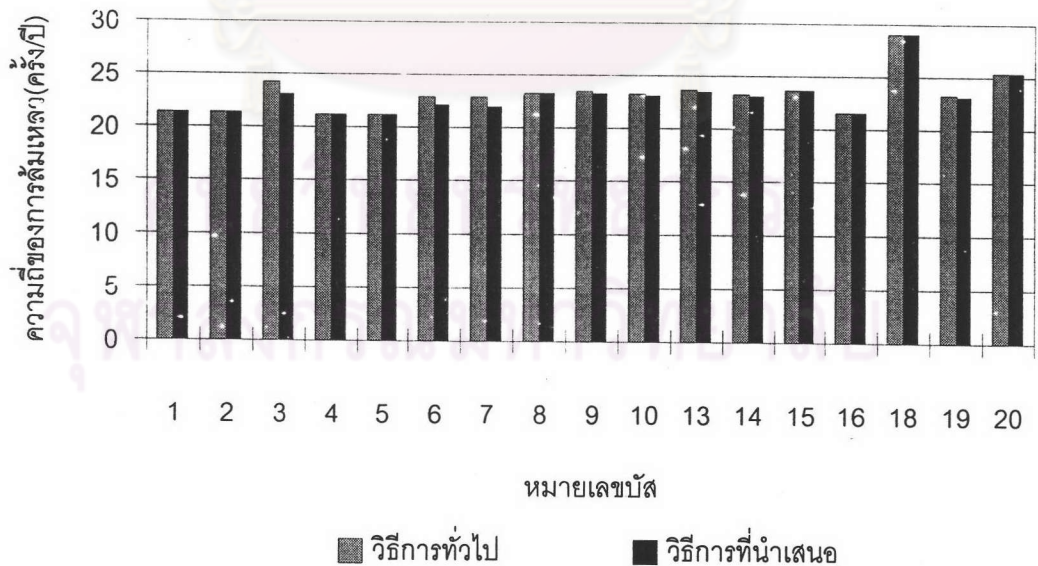
System Indices

1. Bulk Power Interruption Index : 1.52492 MW/MW-Yr
2. Bulk Power Energy Curtailment Index : 24.34399 MWh/MW-Yr
3. Bulk Power Supply Average MW Curtailment Index : 132.71855 MW/Dist.
4. Modified Bulk Power Energy Curtailment Index : 0.00278
5. Severity Index : 1460.63965 System-Min.
6. System IER : 36.073 Baht/kWh

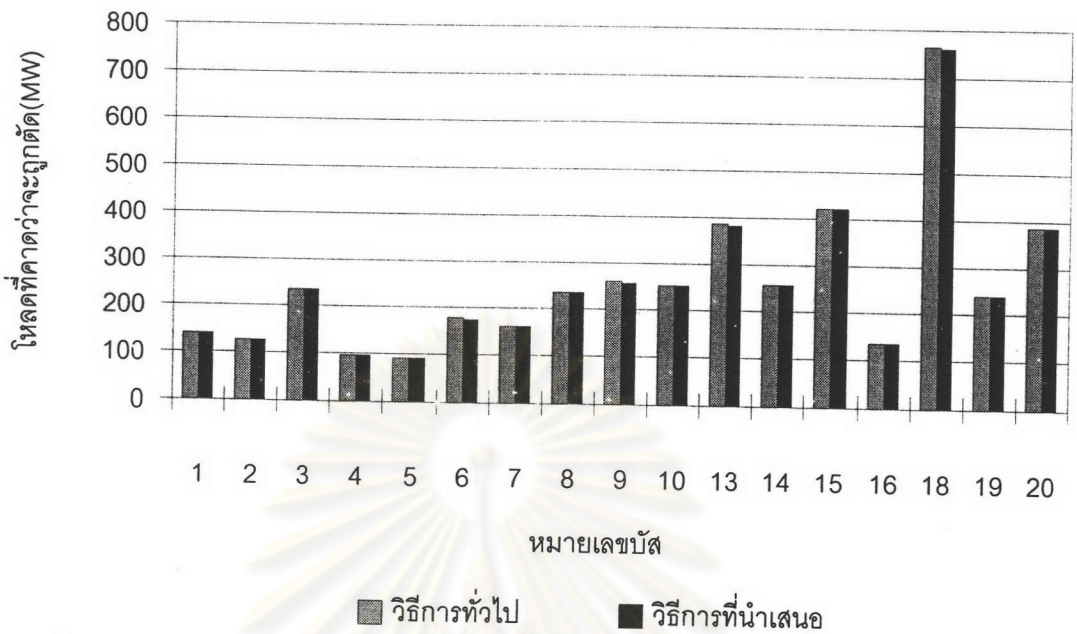
เมื่อนำค่าดัชนีต่าง ๆ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่ได้จากวิธีทั้งสองมาพล็อตกราฟ เพื่อแสดงการเปรียบเทียบจะได้ดังรูปที่ 5.8 - 5.13



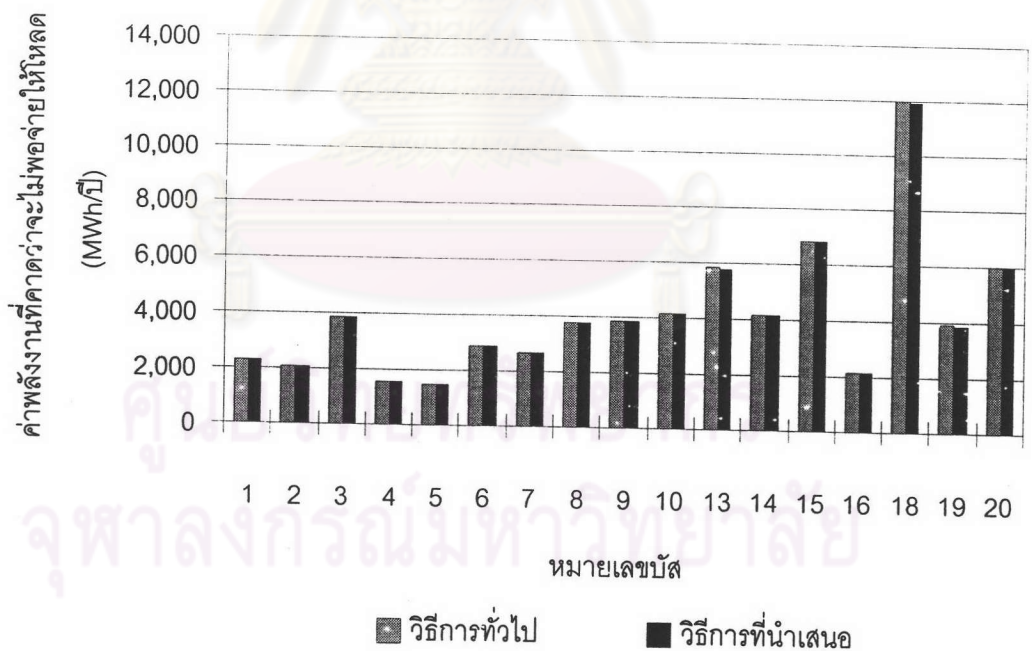
รูปที่ 5.8 เปรียบเทียบค่าดัชนีความน่าจะเป็นของการล้มเหลวระหว่างวิธีการทั่วไปกับวิธีที่นำเสนอ



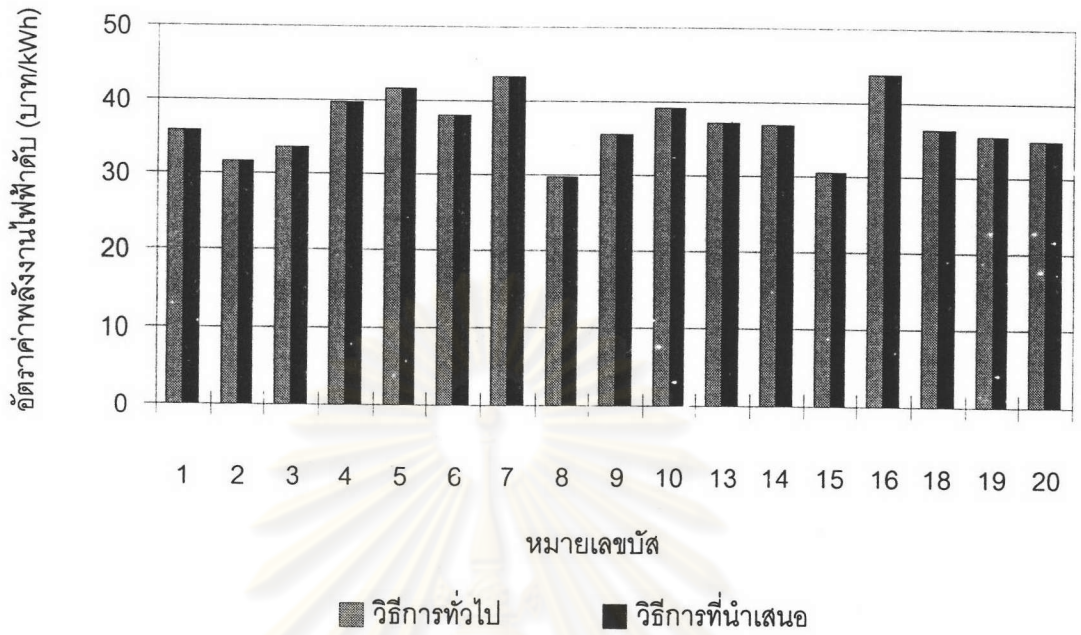
รูปที่ 5.9 เปรียบเทียบค่าดัชนีความถี่ของการล้มเหลวระหว่างวิธีการทั่วไปกับวิธีที่นำเสนอ



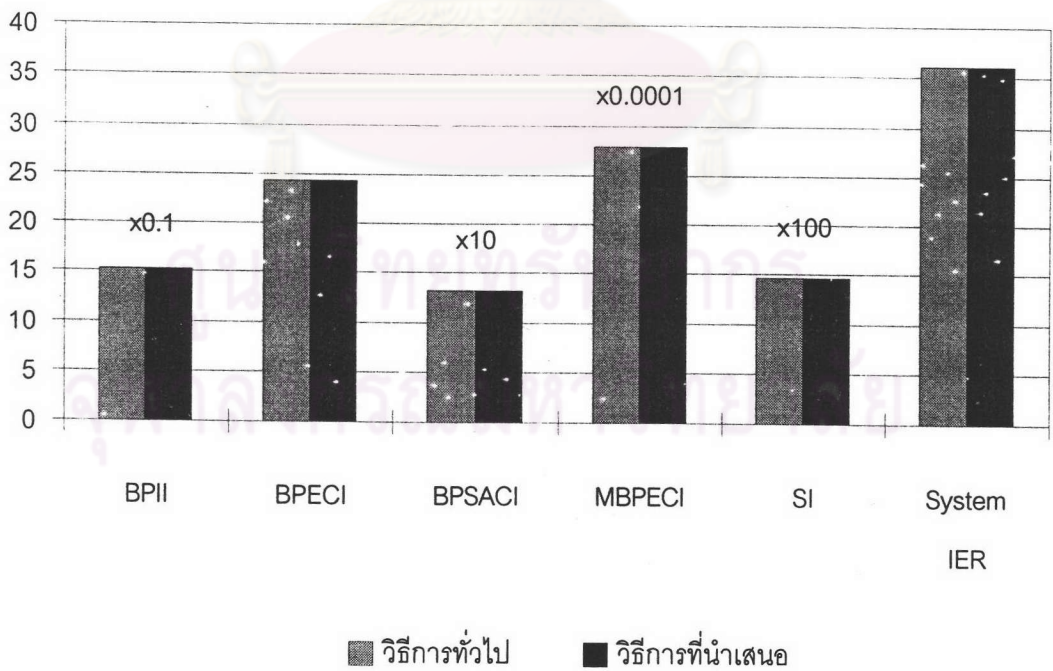
รูปที่ 5.10 เปรียบเทียบค่าดัชนีโหลดที่คาดว่าจะถูกตัดระหว่างวิธีการทั่วไปกับวิธีที่นำเสนอ



รูปที่ 5.11 เปรียบเทียบค่าดัชนีพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายให้โหลดได้ระหว่างวิธีการทั่วไปกับวิธีที่นำเสนอ



รูปที่ 5.12 เปรียบเทียบอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของบัสระหว่างวิธีगतทั่วไปกับวิธีที่นำเสนอ



รูปที่ 5.13 เปรียบเทียบค่าดัชนีของระบบระหว่างวิธีगतทั่วไปกับวิธีที่นำเสนอ

จากผลการเปรียบเทียบค่าที่คำนวณได้จากวิธีทั้งสองจะพบว่ามีค่าแตกต่างกันน้อยมาก นอกจากนี้เมื่อพิจารณาจำนวนสถานะของเหตุขัดข้องทั้งหมด 15,613 สถานะจะพบว่าเหตุขัดข้องที่จะต้องทำการทดสอบโดยการวิเคราะห์โพลดิโวลต์โดยวิธีการทั่วไปจะมีจำนวนทั้งหมด 8,803 สถานะซึ่งคิดเป็นร้อยละ 43.62 โดยเหตุขัดข้องเหล่านี้จะผ่านกฎเกณฑ์การตัดออกนั่นคือมีค่าความน่าจะเป็นแต่ละสถานะสูงกว่า 10^{-5} หรือมีค่าความถี่ในแต่ละสถานะสูงกว่า 10^{-6} ส่วนวิธีการที่นำเสนอจะมีจำนวน 1,137 สถานะซึ่งคิดเป็นร้อยละ 87.08 ของวิธีการทั่วไปและเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะลดลงไปประมาณร้อยละ 27.66 ด้วย ตารางที่ 5.31 จะแสดงการเปรียบเทียบจำนวนสถานะและเวลาที่ใช้ในการคำนวณระบบ IEEE-RTS ของวิธีการทั้งสอง

ตารางที่ 5.31 การเปรียบเทียบจำนวนสถานะของเหตุขัดข้องและเวลาที่ใช้ในการคำนวณระบบ IEEE-RTS ระหว่างวิธีที่นำเสนอกับวิธีการทั่วไป

วิธีการที่ใช้	วิธีการทั่วไป	วิธีที่นำเสนอ	เปอร์เซ็นต์ความแตกต่าง
จำนวนสถานะทั้งหมดที่พิจารณา	15,613	15,613	-
จำนวนสถานะที่ถูกทดสอบ	8,803	1,137	87.08
เวลาที่ใช้ในการคำนวณ (วินาที)	1,101.37	796.70	27.66

สำหรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่แสดงในตารางที่ 5.30 นั้นจะใช้วิธีการประมาณส่วนอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่ได้จากการคำนวณโดยตรงเป็นไปตามตารางที่ 5.32

ผลการเปรียบเทียบอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่ได้จากการคำนวณโดยตรงและวิธีการประมาณได้แสดงไว้ในตารางที่ 5.33 ซึ่งจะสังเกตเห็นว่าค่าทั้งสองมีค่าแตกต่างกันน้อยมาก ส่วนเวลาที่ใช้ในการคำนวณโดยวิธีการประมาณจะลดลงประมาณร้อยละ 4.06 ดังนั้นการใช้วิธีการประมาณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบขนาดไฟฟ้ากำลังใหญ่ก็เป็นที่ยอมรับได้

ตารางที่ 5.32 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับโดยใช้วิธีการคำนวณโดยตรงของระบบ IEEE-RTS

Number of contingencies	: 15613	states
Number of contingencies tested	: 1137	states
Total computation time	: 830.38	sec.

Load Bus IER. Using Direct Method

Bus	EENS (MWh/yr)	ECOST (MW-Baht/kW-yr)	Bus IER. (Baht/kWh)	Fraction of System load	Weight IER. (Baht/kWh)
1	2293.67	82734.71	36.07	0.0379	1.367
2	2059.86	65369.69	31.73	0.0340	1.080
3	3854.90	129834.43	33.68	0.0632	2.127
4	1571.30	62438.51	39.74	0.0260	1.032
5	1506.41	62798.45	41.69	0.0249	1.039
6	2901.30	111157.00	38.31	0.0477	1.828
7	2665.47	115834.14	43.46	0.0439	1.906
8	3806.53	113722.23	29.88	0.0600	1.793
9	3833.86	136790.94	35.68	0.0614	2.191
10	4171.95	163577.75	39.21	0.0684	2.683
13	5793.87	216673.91	37.40	0.0930	3.477
14	4167.67	155037.38	37.20	0.0681	2.532
15	6817.62	209454.95	30.72	0.1112	3.417
16	2139.53	93953.48	43.91	0.0351	1.541
18	11944.25	434087.75	36.34	0.1168	4.246
19	3888.10	138777.88	35.69	0.0635	2.267
20	5964.10	209765.95	35.17	0.0449	1.580

System IER Using Direct Method : 36.105 Baht/kWh

ตารางที่ 5.33 การเปรียบเทียบอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่ได้จากการคำนวณโดยวิธีตรงกับ
วิธีการประมาณ

บัส	วิธีตรง	วิธีการประมาณ	% ความแตกต่าง
1	36.07	36.04	0.083
2	31.73	31.70	0.095
3	33.68	33.63	0.148
4	39.74	39.65	0.226
5	41.69	41.60	0.216
6	38.31	38.23	0.209
7	43.46	43.32	0.322
8	29.88	29.89	0.033
9	35.68	35.71	0.084
10	39.21	39.10	0.281
13	37.40	37.40	0.000
14	37.20	37.11	0.242
15	30.72	30.73	0.033
16	43.91	43.86	0.114
18	36.34	36.35	0.028
19	35.69	35.66	0.084
20	35.17	35.17	0.000
ระบบ	36.105	36.073	0.089

ศูนย์วิทยุทวพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย