

แผนการปลดไหลดอย่างเหมาะสมในสภาวะผิดปกติโดยคำนึงถึงปัญหาเสถียรภาพทางแรงดัน



นายบัณฑิต เจริญพันธ์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

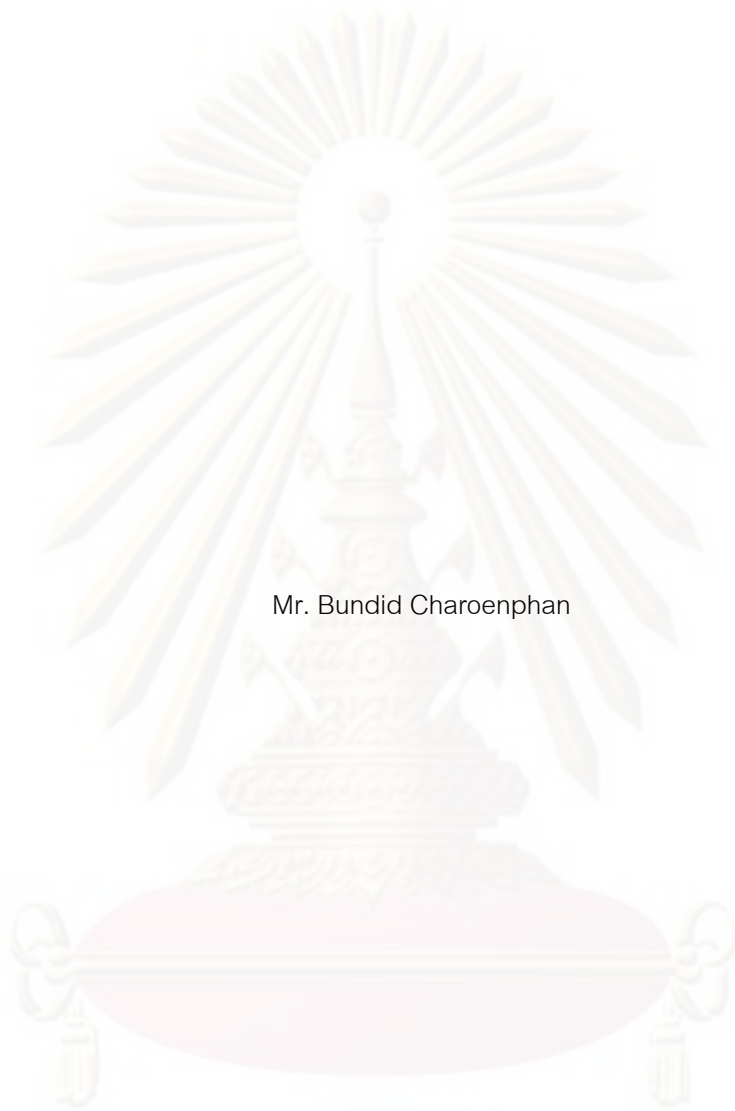
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2552

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

OPTIMAL LOAD SHEDDING SCHEME IN CONTINGENCY CONDITION CONSIDERING
VOLTAGE STABILITY PROBLEM



Mr. Bundid Charoenphan

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 2009

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

แผนการปลดโหลดอย่างเหมาะสมในสภาวะผิดปกติโดย

คำนึงถึงปัญหาเสถียรภาพทางแรงดัน

โดย

นายบัณฑิต เจริญพันธ์

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

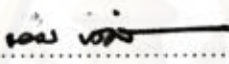
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

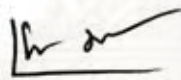
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

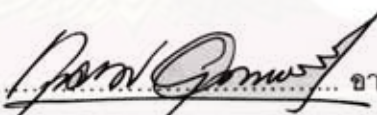
ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เชื้ออาภรณ์


คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต


..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศนिरุญวงศ์)

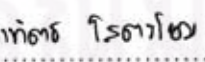
คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


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


..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)


..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เชื้ออาภรณ์)


..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์ย์)


..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อาทิตย์ โสตรโยม)

บัณฑิต เจริญพันธ์ : แผนการปลดโหลดอย่างเหมาะสมในสภาวะผิดปกติโดยคำนึงถึง
 ปัญหาเสถียรภาพทางแรงดัน. (OPTIMAL LOAD SHEDDING SCHEME IN
 CONTINGENCY CONDITION CONSIDERING VOLTAGE STABILITY
 PROBLEM) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์
 เสรี,อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, 120 หน้า.

เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในปัจจุบันทำให้อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องแบกรับภาระมากขึ้น ซึ่งอาจเสี่ยงต่อการเกิดปัญหาไฟดับเป็นบริเวณกว้างได้โดยเฉพาะในกรณีที่อุปกรณ์ไฟฟ้าบางส่วนกำลังอยู่ในสถานะซ่อมบำรุงหรือกำลังชำรุดอยู่ในขณะนั้น ดังนั้นในบางกรณีจึงอาจจำเป็นต้องมีการปลดโหลดออกบางส่วนเพื่อรักษาเสถียรภาพโดยรวมของระบบเอาไว้ เครื่องมือที่ใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดจำเป็นต้องทำงานได้อย่างเหมาะสมและรวดเร็ว วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดอย่างเหมาะสมและรวดเร็วเพื่อให้ทันต่อความต้องการของระบบไฟฟ้าในสภาวะที่เวลาถูกจำกัด โดยได้พัฒนาให้มีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติและได้ถูกนำมาทดสอบกับระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัสเพื่อทดสอบความสัมฤทธิ์ผลของวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้น นอกจากนั้นยังได้ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเพื่อศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ในทางปฏิบัติอีกด้วย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อนิสิต..... *บัณฑิต เจริญพันธ์*
 สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก..... *[Signature]*
 ปีการศึกษา2552..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม..... *[Signature]*

5170361521 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : Load Shedding / Voltage Stability Index (VSI) / Linearization / Binary Integer Programming (BIP) / Load Modeling

BUNDID CHAROENPHAN : OPTIMAL LOAD SHEDDING SCHEME IN CONTINGENCY CONDITION CONSIDERING VOLTAGE STABILITY PROBLEM. THESIS ADVISOR : ASSISTANT PROFESSOR KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., THESIS CO-ADVISOR : PROFESSOR BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D., 120 pp.

Rapidly increasing demands in power systems at present may cause overloading of power system equipment. In some situations, these overloadings lead to severe blackout unless proper load shedding scheme is performed in-time. The load shedding scheme must be efficient and optimal in order to protect the power system from voltage instability. This paper proposes a novel load shedding scheme under contingency condition considering voltage stability problem. The proposed method is based on the linearized-optimization method. Moreover, rather than considering load as a constant power demand, more accurate model is used. The proposed method has been tested with the EGAT Thailand system and the IEEE 118 bus system. Satisfactory results have been obtained.

Department :Electrical Engineering.....
Field of Study :Electrical Engineering.....
Academic Year : 2009.....

Student's Signature

Advisor's Signature

Co-Advisor's Signature

บัณฑิต วรรณพิณ
Kulyos Audomvongserree
Bundhit EUA-arporn

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อาทิตย์ ไสตรโยม และอาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์ย์ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี นอกจากนี้ผู้วิจัยต้องขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยเป็นอย่างสูง ที่ให้ทุนอุดหนุนสำหรับการวิจัยนี้ ภายใต้โครงการ “ศิษย์ก้นกุฏิ”

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดามารดา และพี่น้อง ที่คอยให้กำลังใจตลอดมา และผู้วิจัยขอขอบคุณคุณเมธี ทระกุลพันธ์ คุณสถาพร ลิมปป์ทมปาณี และคุณจิตติพัฒน์ ตรียางกูรศรี ที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ตลอดระยะเวลาทำการวิจัยนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญรูปภาพ.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์.....	3
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	4
บทที่ 2 หลักการที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 จุดประสงค์ของการปลดโหลด.....	5
2.2 ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดัน.....	5
2.3 การศึกษาแบบจำลองโหลด.....	11
2.4 วิธีการประมาณเชิงเส้น.....	15
2.4.1 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัส.....	15
2.4.2 การประมาณเชิงเส้นของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	18
2.4.3 การประมาณเชิงเส้นของกระแสไฟฟ้าในสายส่ง.....	19
2.4.4 การประมาณเชิงเส้นของดัชนีเสถียรภาพทางแรงดัน.....	20
2.5 การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมกับแบบจำลองโหลด.....	23
2.6 เครื่องมือที่ใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุด.....	24
2.6.1 การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้น.....	24
2.6.1.1 Simplex Method.....	24

2.6.1.2 Interior Point Methods.....	26
2.6.2 การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้น.....	27
2.6.3 การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเลขฐานสอง.....	29
2.6.3.1 Branch and Bound Method.....	29
2.6.3.2 Linear Programming (LP) based Branch and Bound Method.....	32
บทที่ 3 รูปแบบฟังก์ชันและขั้นตอนในการแก้ปัญหา.....	33
3.1 การแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยใช้ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาแบบ ไม่เป็นเชิงเส้น.....	33
3.2 การแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยใช้ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาแบบ เป็นเชิงเส้น.....	34
3.3 การแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการที่นำเสนอ.....	36
3.4 การกำหนดขอบเขตเพื่อใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดใน ระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่.....	39
3.5 ตัวอย่างขั้นตอนและวิธีการในการแก้ปัญหาการปลดโหลด โดยวิธีการที่นำเสนอ.....	40
บทที่ 4 ผลการทดสอบ.....	42
4.1 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากการประมาณเชิงเส้น.....	43
4.2 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากการศึกษาแบบจำลองโหลด.....	47
4.3 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากแนวทางที่ได้พัฒนาขึ้นทั้งหมด.....	50
4.4 เปรียบเทียบผลการทดสอบในสภาวะที่เกิดการรบกวนระบบที่รุนแรงมาก.....	57
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	62
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	62
5.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป.....	63
รายการอ้างอิง.....	64
ภาคผนวก.....	66
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	120

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
4.1	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ A ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8...	43
4.2	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ B ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8...	43
4.3	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ C ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8...	44
4.4	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8...	44
4.5	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร.....	45
4.6	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8...	45
4.7	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร.....	46
4.8	เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการคำนวณของระบบทดสอบ.....	47
4.9	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยพิจารณาแบบจำลองไหลดแบบกำลังไฟฟ้า คงที่.....	48
4.10	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยพิจารณาแบบจำลองไหลดแบบผสม ZP.....	49
4.11	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดไหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลอง ไหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดไหลดอย่างต่อเนื่อง (SQP).....	51
4.12	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดไหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองไหลด กำลังไฟฟ้าคงที่และปลดไหลดอย่างต่อเนื่อง (Simplex).....	52
4.13	ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดไหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองไหลด ผสม ZP และปลดไหลดแบบเป็นระดับขั้น (LP based Branch and Bound).....	52
4.14	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดไหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลอง ไหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดไหลดอย่างต่อเนื่อง (SQP).....	53
4.15	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดไหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองไหลด กำลังไฟฟ้าคงที่และปลดไหลดอย่างต่อเนื่อง (Simplex).....	54

4.16	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลด ผสม ZP และปลดโหลดแบบเป็นระดับชั้น (LP based Branch and Bound).....	55
4.17	เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการคำนวณของระบบทดสอบ.....	56
4.18	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E ปลดวงจร ที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาโดยวิธีการ SQP.....	58
4.19	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E ปลดวงจร ที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาโดยวิธีการ Simplex.....	58
4.20	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E ปลดวงจร ที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาโดยวิธีการ B&B.....	59
4.21	ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ F ปลดวงจร ที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาโดยวิธีการ Simplex.....	60
4.22	เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการคำนวณของระบบทดสอบ.....	61



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
2.1	แบบจำลองของสายส่งแบบ π 5
2.2	เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดัน..... 7
2.3	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี PQVSI เมื่อทำการเพิ่มโหลดขึ้นที่บัส4.. 9
2.4	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี PQVSI เมื่อทำการเพิ่มโหลดขึ้นที่บัส5.. 10
2.5	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี PQVSI เมื่อทำการเพิ่มโหลดขึ้นที่บัส9.. 10
2.6	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี PQVSI เมื่อทำการเพิ่มโหลดที่บัส10.... 10
2.7	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี PQVSI เมื่อทำการเพิ่มโหลดที่บัส12.... 11
2.8	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี PQVSI เมื่อทำการเพิ่มโหลดที่บัส13.... 11
2.9	แสดงความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและโหลดที่ได้จากแบบจำลองโหลด ZIP เปรียบเทียบกับแบบจำลองโหลด ZP..... 14
2.10	แสดงจุดที่มีโอกาสจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหาในตัวอย่าง..... 25
2.11	แสดงการเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบของวิธีการ Interior Point Methods..... 26
2.12	แสดงวิธีการใช้คำสั่ง <i>linprog</i> ซึ่งสามารถ Search หาได้โดยใช้คำสั่ง <i>Help</i> ของ โปรแกรม <i>MATLAB</i> 27
2.13	แสดงวิธีการใช้คำสั่ง <i>fmincon</i> ซึ่งสามารถ Search หาได้โดยใช้คำสั่ง <i>Help</i> ของ โปรแกรม <i>MATLAB</i> 28
2.14	แสดงวิธีการใช้คำสั่ง <i>bintprog</i> ซึ่งสามารถ Search หาได้โดยใช้คำสั่ง <i>Help</i> ของ โปรแกรม <i>MATLAB</i> 29
2.15	ตัวอย่างของการแก้ปัญหาการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเลขฐานสอง โดยวิธีการพิเศษ..... 30
2.16	การแตกกิ่งเพื่อหาคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมด..... 31
4.1	แสดงความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและโหลดที่ได้จากแบบจำลองโหลด ZIP เปรียบเทียบกับแบบจำลองโหลด ZP..... 50

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ส่วนในหัวข้อสุดท้ายของบทนี้เป็น การกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบันทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังเกิดการขยายตัวอย่างรวดเร็ว ระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่จำเป็นต้องมีการวางแผน และควบคุมดูแลอย่างถูกต้องเพื่อป้องกันการเกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้างและเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบโดยรวมเอาไว้ โดยทั่วไปแล้วระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ซึ่งประกอบด้วยอุปกรณ์เป็นจำนวนมากนั้นมีโอกาสที่จะมีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งในระบบเกิดปัญหาการขัดข้องได้ง่าย ซึ่งในบางสถานการณ์ความเสียหายที่เกิดขึ้นอาจมากจนกระทั่งมีความจำเป็นที่จะต้องปลดโหลดในระบบออกบางส่วนเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบโดยรวมเอาไว้ ปัญหาการปลดโหลดนั้นนอกจากจะเป็นปัญหาทางเทคนิคทางวิศวกรรมแล้วยังมีผลทางด้านการเงินเข้ามาเกี่ยวข้องด้วยเนื่องจากการจ่ายค่าชดเชยผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในระบบ ดังนั้นในการแก้ปัญหาการปลดโหลดนั้นจึงจำเป็นต้องมีวิธีการที่สามารถควบคุมการดับไฟของผู้ใช้ไฟฟ้าให้น้อยที่สุดและยังสามารถทำให้ระบบกลับมา มีเสถียรภาพดั้งเดิมได้ภายใต้ข้อจำกัดทางด้านเวลาในสถานการณ์ฉุกเฉิน

ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดนั้น เพื่อให้ระบบกลับมา มีเสถียรภาพดั้งเดิม จำเป็นจะต้องมีวิธีการที่สามารถวัดความ มีเสถียรภาพของระบบได้ เสถียรภาพของระบบนั้นสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ชนิดหลัก คือเสถียรภาพเชิงมุมและเสถียรภาพเชิงแรงดัน [1] การศึกษาเสถียรภาพเชิงมุม นั้นจะเกี่ยวข้องกับการศึกษาความสัมพันธ์ของการหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในระบบ ภายใต้การรบกวนในสภาวะชั่วคราวโดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์ในเชิงเวลา (Time-Domain Simulation) ส่วนการศึกษาเสถียรภาพเชิงแรงดันจะเกี่ยวข้องกับการศึกษาความสัมพันธ์ของการรักษาแรงดันในระบบเมื่อมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์ในสภาวะอยู่ตัว (Steady-State Simulation) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาเฉพาะการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยคำนึงถึงเสถียรภาพเชิงแรงดันเป็นหลัก

วิธีการที่ใช้ในการป้องกันและลดความเสี่ยงของปัญหาเสถียรภาพเชิงแรงดันนั้นมีด้วยกันหลากหลายแบบซึ่งล้วนมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับสภาพของระบบและการใช้งาน การศึกษา Continuation Power Flow เป็นวิธีการที่ได้รับความนิยมอย่างมากชนิดหนึ่ง [2] แต่ถูก

นำมาใช้ในทางปฏิบัติได้ยากเนื่องจากข้อจำกัดในเรื่องของเวลาโดยเฉพาะการวิเคราะห์ในสถานการณ์ฉุกเฉิน อีกวิธีหนึ่งที่สามารถหาคำตอบได้อย่างรวดเร็วและสามารถถูกนำมาใช้ในทางปฏิบัติกันก็คือดัชนีเสถียรภาพทางแรงดัน ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันมีอยู่ด้วยกันหลากหลายชนิด [3] ซึ่งดัชนีแต่ละตัวจะมีความเหมาะสมกับสภาพการใช้งานที่แตกต่างกันออกไป ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยหลักการของดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันที่เรียกว่า PQVSI ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อต่อไป

จากที่กล่าวในตอนต้น เนื่องจากในการปลดโหลดแต่ละครั้งจะต้องมีการจ่ายค่าชดเชยให้กับผู้เกี่ยวข้องในระบบ ดังนั้น การตัดโหลดที่ดีจะต้องทำให้ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้มีค่าน้อยที่สุด ซึ่งปัญหานี้จะเกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาค่าขีดสุด (Optimization problem) ในอดีตได้มีผู้คิดค้นการแก้ปัญหาการปลดโหลดอย่างเหมาะสมหลายวิธี เช่น ใช้วิธี Particle Swarm Optimization (PSO) แก้ปัญหาการปลดโหลดในรูปแบบของฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้น ร่วมกับการพิจารณา Load Margin จาก Continuation Power Flow (CPF) [4] แต่วิธีการดังกล่าวมีข้อเสียคือใช้เวลาในการคำนวณสูง ดังนั้นโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมุ่งเน้นปรับปรุงวิธีการที่ใช้ในการวัดเสถียรภาพเชิงแรงดันให้มีความรวดเร็วมากยิ่งขึ้น รวมทั้งจะประมวลผลรูปแบบของฟังก์ชันในการแก้ปัญหาให้เป็นแบบเชิงเส้นเพื่อเพิ่มความเร็วในการคำนวณให้เหมาะสมกับการนำไปใช้ในทางปฏิบัติมากยิ่งขึ้น

นอกจากปัญหาในเรื่องของความเร็วแล้ว ในทางปฏิบัติการปลดโหลดไม่สามารถที่จะปลดโหลดในลักษณะต่อเนื่องได้เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังเป็นระบบขนาดใหญ่ จึงเป็นการสิ้นเปลืองและเป็นไปได้ยากหากจะติดตั้งเครื่องมือสำหรับปลดวงจรในทุกๆ จุดของระบบไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นโดยทั่วไปแล้วการปลดโหลดในทางปฏิบัติมักจะทำได้ที่หม้อแปลงไฟฟ้าทางด้านแรงดันต่ำซึ่งมีขนาดการจ่ายโหลดที่แตกต่างกันออกไป วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ปรับปรุงวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดให้เป็นแบบระดับขั้น เพื่อให้การแก้ปัญหาการปลดโหลดสอดคล้องกับการปลดโหลดในทางปฏิบัติมากยิ่งขึ้น นอกจากนี้ เนื่องจากในทางปฏิบัตินั้นโหลดมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามแรงดันและความถี่ของระบบ เพื่อเพิ่มความแม่นยำในการศึกษา วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพัฒนาการแก้ปัญหาการปลดโหลดร่วมกับการศึกษาแบบจำลองโหลด เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการแก้ปัญหาการปลดโหลดให้ดียิ่งขึ้น โดยการพิจารณาแบบจำลองโหลดเป็นแบบผสมระหว่าง อิมพีแดนซ์คงที่และกำลังไฟฟ้าคงที่ (ZP model)

1.2 วัตถุประสงค์

1. ศึกษาและพัฒนาวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลด ให้สามารถแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็วและสามารถนำไปใช้ในทางปฏิบัติได้

2. ทดสอบวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้นโดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้งาน
3. เปรียบเทียบความเหมาะสมของวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดในอดีตกับวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้น

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาเฉพาะเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า
2. พิจารณาเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้าในระยะยาว
3. ไม่พิจารณาฮาร์โมนิกส์ในระบบ
4. ศึกษาเฉพาะการทำงานในสภาวะคงตัวของระบบ 3 เฟสสมดุลเท่านั้น
5. พิจารณาโหลดเป็นแบบผสมระหว่างอิมพีแดนซ์คงที่ และกำลังไฟฟ้าคงที่

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาหลักการเบื้องต้นและวิธีการที่ใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดในอดีต
2. ศึกษาเครื่องมือที่ใช้วัดความถี่เสถียรภาพทางแรงดันของระบบ
3. ศึกษาวิธีการประมาณเชิงเส้นของปัญหาการปลดโหลด
4. ศึกษาเครื่องมือในการแก้ปัญหาค่าซิดสุดที่เหมาะสมกับปัญหาการปลดโหลด
5. ศึกษาวิธีการหาแบบจำลองโหลดที่เหมาะสมกับปัญหาการปลดโหลดในสภาวะฉุกเฉิน
6. ปรับปรุงฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการปลดโหลดให้เป็นแบบเชิงเส้น โดยการใช้วิธีการประมาณเชิงเส้น
7. ปรับปรุงเครื่องมือที่ใช้วัดเสถียรภาพทางแรงดัน เพื่อให้สามารถแก้ปัญหาการปลดโหลดได้อย่างรวดเร็วขึ้น
8. ปรับปรุงแบบจำลองโหลดที่ใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลด เพื่อให้การปลดโหลดมีความถูกต้องมากขึ้น
9. ปรับปรุงรูปแบบการปลดโหลดให้เป็นแบบระดับขั้น เพื่อความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากขึ้น
10. ทดสอบวิธีการที่นำเสนอ โดยการออกแบบการทดสอบกับระบบทดสอบมาตรฐาน
11. ทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับข้อมูลระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. ช่วยให้แผนการแก้ปัญหาการปลดโหลดในสภาวะฉุกเฉินมีความเหมาะสมและรวดเร็วทันต่อความต้องการในการแก้ปัญหาเฉพาะหน้า

2. เพิ่มความแม่นยำในการแก้ปัญหาการปลดโหลดและช่วยให้แผนการปลดโหลดมีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากขึ้น
3. พัฒนาแผนการปลดโหลดในสถานะฉุกเฉินที่มีความเหมาะสมในการใช้งานกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงหลักการที่เกี่ยวข้องทั้งในเรื่องของจุดประสงค์ของการปลดโหลด ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันที่ใช้วัด แบบจำลองโหลดที่ใช้ศึกษา หลักการในการประมาณเชิงเส้น การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมกับแบบจำลองโหลด และเครื่องมือที่ใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของปัญหาการปลดโหลด

บทที่ 3 กล่าวถึงขั้นตอนและแผนการปลดโหลดโดยการแก้ปัญหาค่าขีดสุดทั้ง 3 รูปแบบที่ได้นำมาทดลองในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยรูปแบบแรกจะเป็นแผนการปลดโหลดที่มีความสัมพันธ์กันแบบไม่เป็นเชิงเส้นซึ่งได้ถูกคิดค้นขึ้นมาในอดีต ส่วนรูปแบบที่สองจะเป็นแผนการปลดโหลดที่ได้ทำการพัฒนาความสัมพันธ์ให้เป็นแบบเป็นเชิงเส้น และรูปแบบสุดท้ายคือวิธีการที่ถูกลำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยได้พัฒนาแผนการปลดโหลดในรูปแบบที่สองให้มีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากขึ้น ซึ่งจะมีการกล่าวถึงรายละเอียดต่อไปในบทนี้

บทที่ 4 กล่าวถึงผลการทดสอบของแผนการปลดโหลดทั้ง 3 รูปแบบ ซึ่งได้ทำการทดสอบกับระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส และระบบไฟฟ้าของประเทศไทยทั้งประเทศ

บทที่ 5 กล่าวถึงการสรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบที่ได้ในบทที่ 4 รวมทั้งยังเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดีและข้อเสียของวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้น นอกจากนั้นยังได้แนะนำข้อเสนอนี้สำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป

บทที่ 2 หลักการที่เกี่ยวข้อง

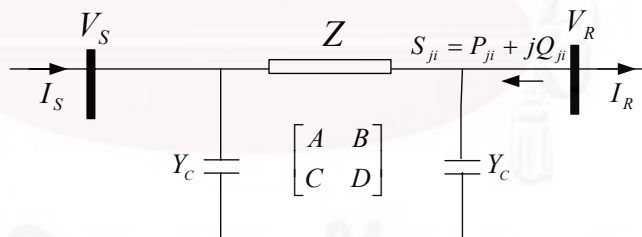
บทนี้จะกล่าวถึงหลักการที่เกี่ยวข้องทั้งในเรื่องของจุดประสงค์ของการปลดโหลด ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันที่ใช้วัด แบบจำลองโหลดที่ใช้ศึกษา หลักการในการประมาณเชิงเส้น การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าวรร่วมกับแบบจำลองโหลด และเครื่องมือที่ใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของปัญหาการปลดโหลด

2.1 จุดประสงค์ของการปลดโหลด

การแก้ปัญหการปลดโหลดนั้นมีจุดประสงค์เพื่อนำระบบที่กำลังอยู่ในสภาวะฉุกเฉินให้กลับมาทำงานในสภาวะปกติ โดยก่อให้เกิดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟให้น้อยที่สุดภายใต้ข้อจำกัดทางด้านเวลาและเงื่อนไขของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉิน

2.2 ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดัน

วิธีการที่ใช้วัดเสถียรภาพทางแรงดันในการแก้ปัญหการปลดโหลดของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ ดัชนี PQVSI [5] ซึ่งสามารถหาค่าตอบได้รวดเร็วกว่าวิธี Continuation Power Flow มาก จึงมีความเหมาะสมกับการใช้ในการแก้ปัญหการปลดโหลดมากกว่า หลักการของดัชนี PQVSI สร้างขึ้นมาจากความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งของแบบจำลองสายส่งแบบ π ที่มีค่าตัวแปรของสายส่งเป็นแบบวงจร 2 ท่า ABCD ดังรูปที่ 2.1



โดย	V_S, V_R	คือ	ขนาดและมุมของแรงดันที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามลำดับ
	I_S, I_R	คือ	ขนาดและมุมของกระแสที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามลำดับ
	S_{ji}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลจากบัสปลายทางไปสู่อบัสต้นทาง

Z	คือ	อิมพีแดนซ์ของสายส่งไฟฟ้า
Y_c	คือ	แอดมิตแตนซ์ของสายส่งไฟฟ้า

โดยที่ $A=1+ZY_c$ และ $B=Z$ โดยมีความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่ บัสใดๆโดยอาศัยความสัมพันธ์ของวงจร 2 ท่าแบบตัวแปร $ABCD$ เป็นไปดังสมการ (1)

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (1)$$

กระแสไฟฟ้าที่บัสปลายทาง (บัสที่รับกำลังไฟฟ้า) สามารถแสดงได้ดัง (2)

$$I_R = \left(\frac{-S_{ji}}{V_R} \right)^* \quad (2)$$

แทนค่า (2) ลงใน (1) จะสามารถจัดรูปสมการได้ดัง (3)-(6)

$$V_S V_R^* - A|V_R|^2 = -B(P_{ji} - jQ_{ji}) \quad (3)$$

$$B^* V_S V_R^* = AB^* |V_R|^2 - |B|^2 (P_{ji} - jQ_{ji}) \quad (4)$$

$$B^* V_S V_R^* = (|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji}) + j(|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji}) \quad (5)$$

$$|B|^2 |V_S|^2 |V_R|^2 = (|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji})^2 + (|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji})^2 \quad (6)$$

เราสามารถจัดรูป (6) ให้อยู่ในรูปแบบของสมการกำลังสอง (quadratic equation) ได้ดัง (7) ซึ่งจะมีคำตอบแสดงได้ดัง (8)

$$a(|V_R|^2)^2 + b|V_R|^2 + c = 0 \quad (7)$$

$$|V_R|^2 = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (8)$$

โดย	a	คือ	$\operatorname{Re}\{AB^*\}^2 + \operatorname{Im}\{AB^*\}^2$
	b	คือ	$2\operatorname{Im}\{AB^*\} B ^2 Q_{ji} - 2\operatorname{Re}\{AB^*\} B ^2 P_{ji} - B ^2 V_S ^2$

$$c \quad \text{คือ} \quad |B|^4 P_{ji}^2 + |B|^4 Q_{ji}^2$$

จาก (8) จะพบว่าคำตอบของขนาดแรงดันไฟฟ้าที่เป็นจำนวนจริงจะมีอยู่สองคำตอบเสมอ แต่ที่จุดพังทลายทางแรงดันนั้น คำตอบของแรงดันทั้งสองจะเป็นจุดเดียวกัน ตามเงื่อนไข (9)

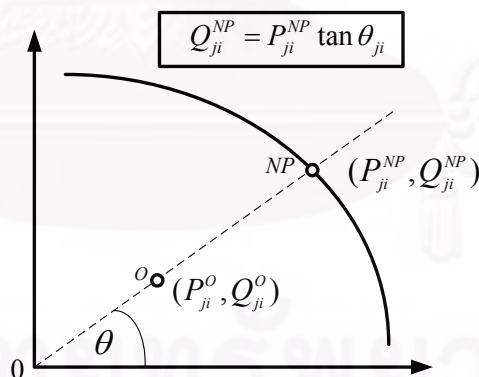
$$b^2 - 4ac = 0 \quad (9)$$

แทนค่า a, b และ c ลงในสมการ (9) จะได้ (10)

$$\begin{aligned} & |B|^4 \left(2 \operatorname{Im}\{AB^*\} Q_{ji}^{NP} - 2 \operatorname{Re}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} - |V_s|^2 \right)^2 \\ &= 4 \left(\operatorname{Re}\{AB^*\}^2 + \operatorname{Im}\{AB^*\}^2 \right) |B|^4 \left(P_{ji}^{NP^2} + Q_{ji}^{NP^2} \right) \end{aligned} \quad (10)$$

เมื่อจัดรูปสมการ (10) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} & \left(2 \operatorname{Im}\{AB^*\} Q_{ji}^{NP} - 2 \operatorname{Re}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} - |V_s|^2 \right)^2 \\ &= 4 |A|^2 |B|^2 \left(P_{ji}^{NP^2} + Q_{ji}^{NP^2} \right) \end{aligned} \quad (11)$$



รูปที่ 2.2 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดัน

ความหมายของ (11) คือ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ไหลในสายส่งที่สอดคล้องกันตามสมการนี้ จะทำให้เกิดสภาวะพังทลายของแรงดันขึ้น ความสัมพันธ์ดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.2

ในการศึกษานี้ กำหนดให้การเพิ่มของโหลดเป็นการเพิ่มแบบตัวประกอบกำลังคงที่ตามแนวเส้นประที่แสดงในรูปที่ 2.2 ดังนั้นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่จุดพังทลายของแรงดันตามเงื่อนไขดังกล่าว สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$Q_{ji}^{NP} = P_{ji}^{NP} \tan \theta_{ji} \quad (12)$$

แทนค่า (12) ลงใน (11) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} & \left(2 \operatorname{Im}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} \tan \theta_{ji} - 2 \operatorname{Re}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} - |V_s|^2 \right)^2 \\ & = 4 |A|^2 |B|^2 P_{ji}^{NP2} \sec^2 \theta_{ji} \end{aligned} \quad (13)$$

เมื่อจัดรูป (13) เราสามารถอธิบายความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดันกับพารามิเตอร์ของสายส่งและแรงดันที่จุดทำงานปัจจุบันได้ดัง (14)

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_s|^2}{2 \operatorname{Im}\{AB^*\} \tan \theta_{ji} - 2 \operatorname{Re}\{AB^*\} \pm 2 |A| |B| \sec \theta_{ji}} \quad (14)$$

เนื่องจาก เรากำหนดให้สายส่งที่พิจารณามีปลายทางเป็นบัสที่รับกำลังไฟฟ้าจริงนั้นคือ $P_{ji} < 0$ ซึ่งตามทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้างกล่าว จะทำให้ค่า $\sec \theta_{ji} < 0$ เสมอ ดังนั้น จาก (14) เราสามารถสรุปได้ว่า

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_s|^2}{2[\operatorname{Im}\{AB^*\} \tan \theta_{ji} - \operatorname{Re}\{AB^*\} + |A| |B| \sec \theta_{ji}]} \quad (15)$$

จากแนวคิดที่ว่าระบบไฟฟ้ากำลังที่แข็งแรงจะต้องมีจุดทำงานในสภาวะปัจจุบันห่างจากจุดที่เกิดการพังทลายของแรงดัน (Voltage Collapse) มาก ดังนั้นในการพิจารณาความสัมพันธ์ส่วนนี้ เราจะนิยามดัชนี $PQVSI$ จากอัตราส่วนระหว่างขนาดของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่จุดทำงานปัจจุบันกับขนาดของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่จุดพังทลายทางแรงดัน นั่นคือ

$$PQVSI = \sqrt{\frac{P_{ji}^{o2} + Q_{ji}^{o2}}{P_{ji}^{NP2} + Q_{ji}^{NP2}}} \quad (16)$$

$$PQVSI = \frac{P_{ji}^o}{P_{ji}^{NP}} \sqrt{\frac{(1 + \tan^2 \theta_{ji})}{(1 + \tan^2 \theta_{ji})}} \quad (17)$$

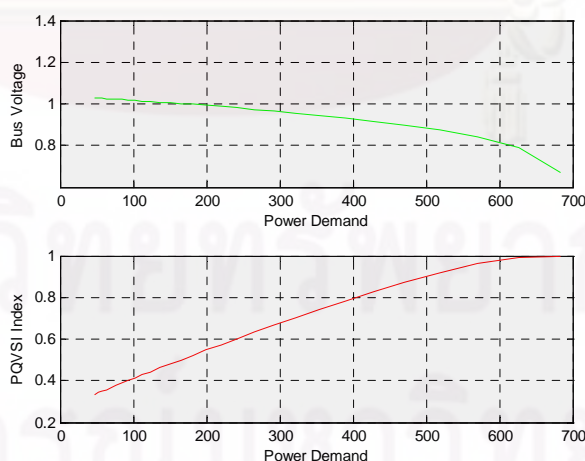
ดัชนี $PQVSI$ สามารถจัดรูปสมการให้อยู่ในรูปอย่างง่ายดังนี้

$$PQVSI = \frac{P_{ji}^o}{P_{ji}^{NP}} \quad (18)$$

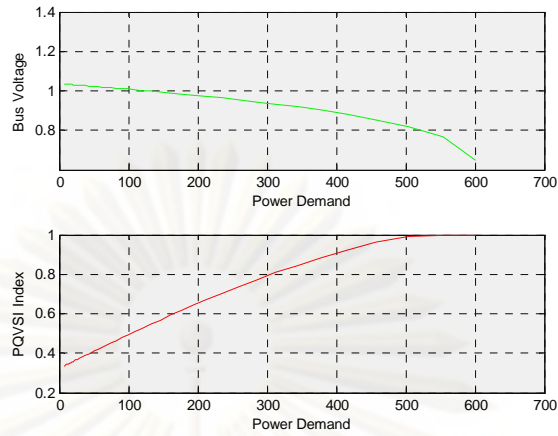
โดย P_{ji}^o คือ ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสด้านรับ
 P_{ji}^{NP} คือ ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงคาดหวังที่จุดฟังกหลายทางแรงดันที่ไหลออกจากบัสด้านรับ

หากสายส่งใดมีค่าดัชนี $PQVSI$ เข้าใกล้ 1 หมายความว่าสายส่งเส้นนั้นจะเป็นสาเหตุหลักทำให้เกิดปัญหาการฟังกหลายของแรงดันในระบบไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นสาเหตุให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างต่อไป

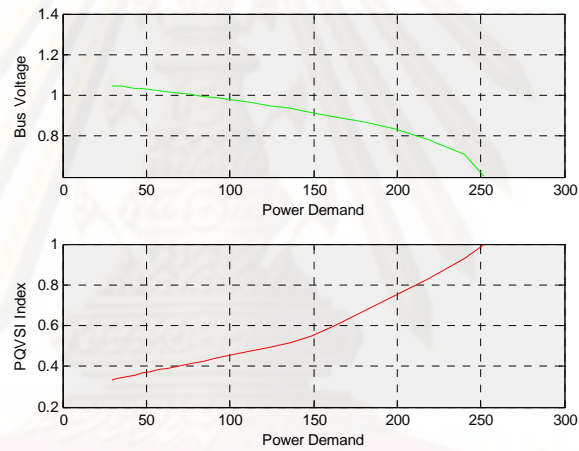
จากหลักการของดัชนี $PQVSI$ ที่ได้กล่าวถึงมาในข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการทดสอบความถูกต้องแม่นยำของดัชนี $PQVSI$ โดยได้ทำการศึกษากับระบบทดสอบมาตรฐาน 14 บัสซึ่งได้ทำการทดสอบโดยการเพิ่มโหลดในแต่ละบัสขึ้นเพื่อสังเกตการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสและการเพิ่มขึ้นของค่าดัชนี $PQVSI$ ซึ่งได้ผลการทดสอบเป็นไปดังรูปที่ 2.3-2.8



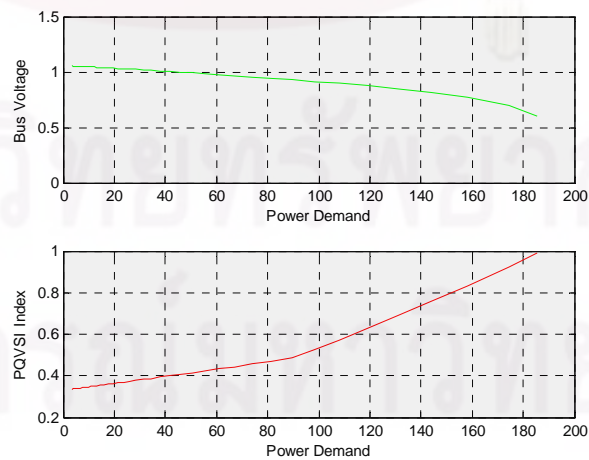
รูปที่ 2.3 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี $PQVSI$ เมื่อทำการเพิ่มโหลดขึ้นที่บัส 4



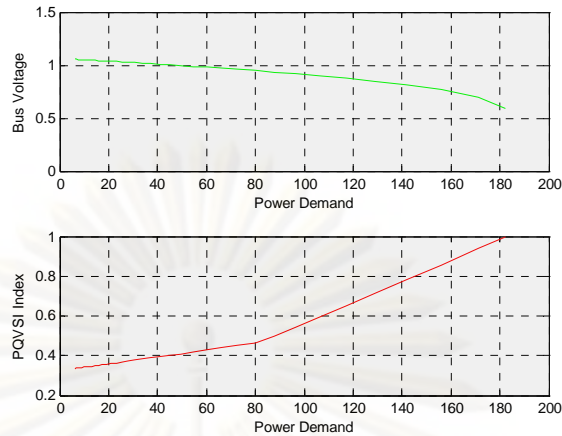
รูปที่ 2.4 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี $PQVSI$ เมื่อทำการเพิ่มโหลดชั้นที่บัส 5



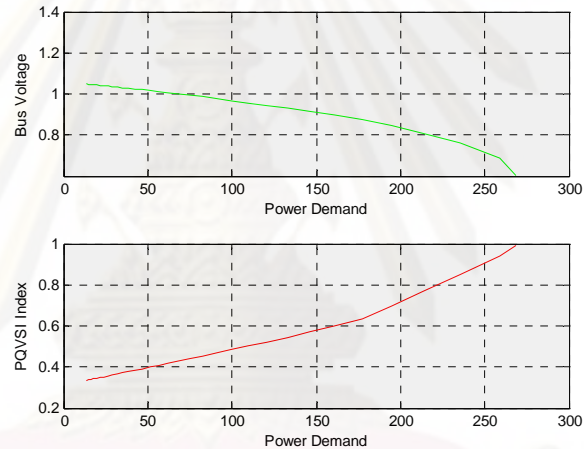
รูปที่ 2.5 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี $PQVSI$ เมื่อทำการเพิ่มโหลดชั้นที่บัส 9



รูปที่ 2.6 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี $PQVSI$ เมื่อทำการเพิ่มโหลดที่บัส 10



รูปที่ 2.7 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี $PQVSI$ เมื่อทำการเพิ่มโหลดที่บัส 12



รูปที่ 2.8 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าและดัชนี $PQVSI$ เมื่อทำการเพิ่มโหลดที่บัส 13

จากผลการทดสอบจะพบว่าเมื่อเราทำการเพิ่มโหลดขึ้นที่บัสใดบัสหนึ่งจะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสลดลงและค่าดัชนี $PQVSI$ ที่บัสจะมีค่าเพิ่มมากขึ้น ซึ่งแสดงให้เห็นถึงสถานะของระบบที่เริ่มขาดเสถียรภาพมากขึ้น และถ้าหากเราทำการเพิ่มโหลดขึ้นไปจนกระทั่งมีค่าเข้าสู่ 1 จะพบว่า ณ จุดนั้นจะเป็นจุดที่เกิดการพังทลายทางแรงดันซึ่งเป็นไปตามสมมุติฐานที่ได้กำหนดไว้ข้างต้น

2.3 การศึกษาแบบจำลองโหลด

โดยทั่วไปในการแก้ไขปัญหาต่างๆในระบบไฟฟ้านั้นจะมีพื้นฐานมาจากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งโดยปกติจะสมมุติให้แบบจำลองของโหลดเป็นแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ แต่ในทางปฏิบัตินั้นโหลดมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามแรงดันและความถี่ของระบบ ดังนั้นเพื่อเพิ่มความแม่นยำ

ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจึงได้มีการศึกษาหาแบบจำลองที่เหมาะสมของไหลดออกมา
มากมาย [6-8] ทั้งแบบ Static และ Dynamic หนึ่งในแบบจำลองที่ถูกลำนำมาใช้กันอย่างแพร่หลาย
คือแบบจำลอง ZIP ซึ่งมีการแบ่งไหลดออกเป็น 3 ส่วนคือ Constant Impedance (Z) Constant
Current (I) และ Constant Power (P) โดยมีความสัมพันธ์เป็นไปตามสมการ (19) และ (20)

$$P = P_0 \left[a|V|^2 + b|V| + c \right] \quad (19)$$

$$Q = Q_0 \left[d|V|^2 + e|V| + f \right] \quad (20)$$

โดย	P	คือ กำลังไฟฟ้าจริง ณ แรงดันของระบบในขณะนั้น
	Q	คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพ ณ แรงดันของระบบในขณะนั้น
	P_0	คือ กำลังไฟฟ้าจริง ณ แรงดันฐานของระบบ
	Q_0	คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพ ณ แรงดันฐานของระบบ
	a	คือ สัดส่วนของ Constant Impedance ต่อกำลังไฟฟ้าจริง
	b	คือ สัดส่วนของ Constant Current ต่อกำลังไฟฟ้าจริง
	c	คือ สัดส่วนของ Constant Power ต่อกำลังไฟฟ้าจริง
	d	คือ สัดส่วนของ Constant Impedance ต่อกำลังไฟฟ้าจินตภาพ
	e	คือ สัดส่วนของ Constant Current ต่อกำลังไฟฟ้าจินตภาพ
	f	คือ สัดส่วนของ Constant Power ต่อกำลังไฟฟ้าจินตภาพ

เนื่องจากขนาดของไหลดนั้นมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามเวลาดังนั้นเพื่อความถูกต้องและ
แม่นยำในการแก้ปัญหาการปลดไหลดร่วมกับการพิจารณาแบบจำลองไหลด จึงจำเป็นต้องหา
แบบจำลองของไหลด ณ เวลานั้นๆ และเนื่องจากโดยทั่วไปแล้วการแก้ปัญหาการปลดไหลดมักจะ
เกิดขึ้นในสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่น มีสายส่งบางเส้นถูกปลดออกจากระบบ หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
บางตัวเกิดการชำรุดเสียหาย ซึ่งในสถานการณ์ดังกล่าวระบบจะมีการเปลี่ยนแปลงทางแรงดัน
อย่างมาก ดังนั้นจึงเป็นช่วงเวลาที่เหมาะสมในการหาแบบจำลองไหลด แต่เนื่องจากจำนวนข้อมูล
ในขณะนั้นที่อาจมีอยู่เพียงแค่ 2 จุดทำงาน จึงจำเป็นต้องลดขนาดของแบบจำลองลงมาเพื่อให้
สามารถหาแบบจำลองของไหลดได้อย่างรวดเร็วและสามารถนำไปใช้ในการแก้ปัญหาการปลด
ไหลดได้ทันเวลา นอกจากนี้แล้วเนื่องจากสัดส่วนของไหลดแบบ Constant Current ในทางปฏิบัติ
นั้นมีค่าค่อนข้างน้อย ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยแบบจำลองไหลดที่ถูกลดรูปลงมาคือ
แบบจำลอง ZP ซึ่งมีความสัมพันธ์เป็นไปตามสมการ (21) และ (22)

$$P = P_0 \left[a|V|^2 + c \right] \quad (21)$$

$$Q = Q_0 \left[d|V|^2 + f \right] \quad (22)$$

จากความสัมพันธ์ดังกล่าว เราสามารถหาพารามิเตอร์ของแบบจำลองโหลดในสถานการณ์ฉุกเฉินได้ โดยอาศัยความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังเกิดการรบกวนระบบ ซึ่งมีความสัมพันธ์เป็นไปตามสมการ (23) - (28)

$$\begin{bmatrix} P_{pre} \\ P_{post} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |V_{pre}|^2 & 1 \\ |V_{post}|^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ c_0 \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{bmatrix} Q_{pre} \\ Q_{post} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |V_{pre}|^2 & 1 \\ |V_{post}|^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_0 \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$P_0 = \left[a_0|V_0|^2 + c_0 \right] \quad (25)$$

$$Q_0 = \left[d_0|V_0|^2 + f_0 \right] \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} P_{pre} \\ P_{post} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_0 \cdot |V_{pre}|^2 & P_0 \\ P_0 \cdot |V_{post}|^2 & P_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ c \end{bmatrix} \quad (27)$$

$$\begin{bmatrix} Q_{pre} \\ Q_{post} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_0 \cdot |V_{pre}|^2 & Q_0 \\ Q_0 \cdot |V_{post}|^2 & Q_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ f \end{bmatrix} \quad (28)$$

โดย P_{pre} คือ กำลังไฟฟ้าจริงก่อนเกิดการรบกวนระบบ

P_{post} คือ กำลังไฟฟ้าจริงหลังเกิดการรบกวนระบบ

Q_{pre} คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพก่อนเกิดการรบกวนระบบ

Q_{post} คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพหลังเกิดการรบกวนระบบ

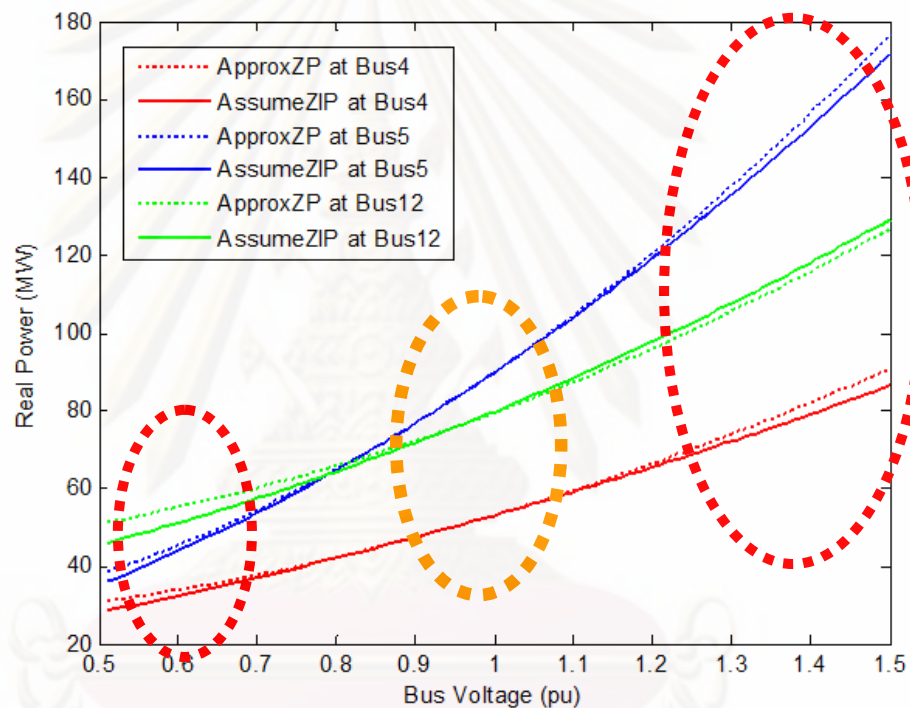
V_{pre} คือ แรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดการรบกวนระบบ

V_{post} คือ แรงดันไฟฟ้าหลังเกิดการรบกวนระบบ

V_0 คือ แรงดันไฟฟ้าฐานของระบบ (1 pu)

จากหลักการของแบบจำลอง ZP ตามที่ได้กล่าวมาในข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการทดสอบความถูกต้องแม่นยำของแบบจำลองโหลด ZP โดยได้ทำการศึกษากับระบบทดสอบ

มาตรฐาน 14 บัสซึ่งได้ทำการทดสอบโดยการสมมุติให้ระบบศึกษามีแบบจำลองโหลดเป็นแบบจำลองโหลด ZIP ตามสมการ (19)-(20) และมีสัดส่วนของโหลดแต่ละชนิด (a-f) ในแต่ละบัส เกิดจากการสุ่มโดยใช้คำสั่ง *rand* ของโปรแกรม *MATLAB* ในการศึกษาได้หาแบบจำลองโหลด ZP ตามสมการ (21)-(22) โดยสมมุติว่ายังไม่ทราบแบบจำลองโหลดที่แท้จริงของระบบ ซึ่งสามารถหาสัดส่วน *acdf* ได้ตามสมการ (23)-(28) โดยกำหนดให้มีการปลดสายส่งออก 1 วงจรและใช้จุดทำงานของระบบจาก 2 สถานะคือก่อนและหลังเกิดการรบกวนระบบ ซึ่งทำให้ได้ผลการทดสอบเป็นไปดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 แสดงความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและโหลด

ที่ได้จากแบบจำลองโหลด ZIP เปรียบเทียบกับแบบจำลองโหลด ZP

จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าความถูกต้องของแบบจำลองโหลด ZP มีค่าสูงมากเมื่อระบบอยู่ในช่วงแรงดันของพื้นที่ศึกษาในวงกลมตรงกลาง (ช่วงแรงดันที่ระบบเกิดการเปลี่ยนแปลงหลังการปลดสายส่ง) แต่ถ้าจุดทำงานของระบบหลุดออกไปอยู่นอกพื้นที่ศึกษา ค่าความถูกต้องของแบบจำลองก็จะมีค่าลดน้อยลงดังเช่นตัวอย่างในวงกลมด้านซ้ายและขวา

การแก้ปัญหาการปลดโหลดก็คือการนำระบบที่กำลังอยู่ในสภาวะฉุกเฉินให้กลับมาทำงานในสภาวะปกติได้อย่างพอดี นั่นหมายความว่าช่วงการเปลี่ยนแปลงทางแรงดันของระบบก่อนและหลังเกิดการรบกวนระบบมักจะครอบคลุมช่วงการเปลี่ยนแปลงในการตั้งระบบกลับเข้ามา

สู่สภาวะปกติเสมอ ดังนั้นการศึกษาแบบจำลองโหลดในสภาวะฉุกเฉินด้วยวิธีการที่นำเสนอนี้จะให้ความถูกต้องของแบบจำลองโหลดที่สูงมากเมื่อนำแบบจำลองดังกล่าวมาใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดซึ่งจะได้แสดงให้เห็นต่อไปในบทที่ 4

2.4 วิธีการประมาณเชิงเส้น

การประมาณเชิงเส้นคือ การประมาณระบบที่มีความสัมพันธ์กันแบบไม่เป็นเชิงเส้นให้เป็นระบบที่มีความสัมพันธ์แบบเป็นเชิงเส้น หลักการของการประมาณเชิงเส้นมาจากการประยุกต์ใช้ออนุกรมเทเลอร์ ซึ่งเป็นการหาค่าการเปลี่ยนแปลงรอบจุดทำงานโดยมีความสัมพันธ์เป็นไปตามสมการ (29)

$$f(x) = f(x_0 + \Delta x) = f(x_0) + \frac{\partial f(x_0)}{\partial x} \Delta x + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 f(x_0)}{\partial x^2} \Delta x^2 + \dots \quad (29)$$

เมื่อทำการประมาณเชิงเส้นโดยสมมติว่าการเปลี่ยนแปลงรอบจุดทำงาน (Δx) มีค่าไม่มากนัก เราจะสามารถจัดรูปสมการ (29) ได้ใหม่โดยตัดเทอมที่ไม่เป็นเชิงเส้นออกไปได้ดังสมการ (30)

$$\Delta f = f(x_0 + \Delta x) - f(x_0) = \frac{\partial f(x_0)}{\partial x} \Delta x \quad (30)$$

จากหลักการประมาณเชิงเส้นดังกล่าว เราสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุดได้ โดยการหาความสัมพันธ์ที่เป็นเชิงเส้นของพารามิเตอร์ต่างๆในระบบไฟฟ้า ซึ่งการหาปริมาณที่เปลี่ยนแปลงไปของพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดการรบกวนระบบสามารถทำได้ดังนี้

2.4.1 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัส

แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบไฟฟ้านั้นมีความสัมพันธ์กับกำลังไฟฟ้าที่บัสเป็นแบบไม่เป็นเชิงเส้น [9] ตามสมการ (31) - (32) และเมื่อพิจารณาถึงแบบจำลองโหลดจะสามารถเขียนความสัมพันธ์ของโหลดที่มีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามแรงดันได้ดังสมการ (33) - (34)

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (31)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (32)$$

$$P_i^L = P_{0i}^L [a_i |V_i|^2 + c_i] \quad (33)$$

$$Q_i^L = Q_{0i}^L [d_i |V_i|^2 + f_i] \quad (34)$$

โดย	P_i	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าบัส i
	Q_i	คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพที่ไหลเข้าบัส i
	V_i	คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i
	δ_i	คือ มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i
	Y_{ij}	คือ พารามิเตอร์ของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกแถวที่ i หลักที่ j
	θ_{ij}	คือ มุมของพารามิเตอร์ของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกแถวที่ i หลักที่ j
	n	คือ จำนวนบัสทั้งหมดที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้า
	P_i^L	คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลด ณ แรงดันไฟฟ้าของระบบที่บัส i
	Q_i^L	คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพของโหลด ณ แรงดันไฟฟ้าของระบบที่บัส i
	P_{0i}^L	คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลด ณ แรงดันฐานของระบบ (1 pu) ที่บัส i
	Q_{0i}^L	คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพของโหลด ณ แรงดันฐานของระบบ (1 pu) ที่บัส i
	a_i	คือ สัดส่วนของ Constant Impedance ต่อกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส i
	c_i	คือ สัดส่วนของ Constant Power ต่อกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส i
	d_i	คือ สัดส่วน Constant Impedance ต่อกำลังไฟฟ้าจินตภาพของโหลดที่บัส i
	f_i	คือ สัดส่วนของ Constant Power ต่อกำลังไฟฟ้าจินตภาพของโหลดที่บัส i

จากความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้ากับกำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าบัสและความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้ากับโหลดที่บัสตามสมการ (31) – (34) สามารถทำการประมาณเชิงเส้นรอบจุดทำงานซึ่งจะได้ความสัมพันธ์เป็นไปดังสมการ (35) – (36)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (35)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP_L}{d\delta} & \frac{dP_L}{d|V|} \\ \frac{dQ_L}{d\delta} & \frac{dQ_L}{d|V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{dP_L}{dP_0} & \frac{dP_L}{dQ_0} \\ \frac{dQ_L}{dP_0} & \frac{dQ_L}{dQ_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_0 \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} \quad (36)$$

โดย

$$J1 = \left[\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \right] = \begin{cases} \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i = j \\ -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i \neq j \end{cases}$$

$$J2 = \left[\frac{\partial P_i}{\partial V_j} \right] = \begin{cases} 2|V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij}) + \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i = j \\ |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i \neq j \end{cases}$$

$$J3 = \left[\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \right] = \begin{cases} \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i = j \\ -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i \neq j \end{cases}$$

$$J4 = \left[\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \right] = \begin{cases} -2|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij}) - \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i = j \\ -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & , i \neq j \end{cases}$$

$$\left[\frac{dP_i^L}{d|V_j|} \right] = \begin{cases} 2a_i |V_i| P_{0i}^L & , i = j \\ 0 & , i \neq j \end{cases}$$

$$\left[\frac{dQ_i^L}{d|V_j|} \right] = \begin{cases} 2d_i |V_i| Q_{0i}^L & , i = j \\ 0 & , i \neq j \end{cases}$$

$$\left[\frac{dP_i^L}{dP_j^0} \right] = \begin{cases} a_i |V_i|^2 + c_i & , i = j \\ 0 & , i \neq j \end{cases}$$

$$\left[\frac{dQ_i^L}{dQ_j^0} \right] = \begin{cases} d_i |V_i|^2 + f_i & , i = j \\ 0 & , i \neq j \end{cases}$$

$$\left[\frac{dP_L}{d\delta} \right] = 0, \quad \left[\frac{dQ_L}{d\delta} \right] = 0, \quad \left[\frac{dP_L}{dP_0} \right] = 0, \quad \left[\frac{dQ_L}{dP_0} \right] = 0$$

และเนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าบัสที่เปลี่ยนแปลงไปเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการเปลี่ยนแปลงของโหลด ณ บัสนั้นๆ ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (37)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_G - \Delta P_L \\ \Delta Q_G - \Delta Q_L \end{bmatrix} \quad (37)$$

กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างคงที่ ดังนั้นจึงสามารถหาความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้ดังสมการที่ (38)

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_0 \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} \quad (38)$$

$$\text{โดย} \quad \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} = - \left(\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{dPL}{d\delta} & \frac{dPL}{d|V|} \\ \frac{dQL}{d\delta} & \frac{dQL}{d|V|} \end{bmatrix} \right)^{-1} \begin{bmatrix} \frac{dPL}{dP_o} & \frac{dPL}{dQ_o} \\ \frac{dQL}{dP_o} & \frac{dQL}{dQ_o} \end{bmatrix}$$

ในการพิจารณาการปลดโหลดนั้น เราจะสมมติว่าค่ากำลังไฟฟ้าของโหลดที่ปลดนั้นมีค่าตัวประกอบกำลังคงที่ ดังนั้นเราสามารถเขียนความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่บัสได้ดังสมการที่ (40)

$$\frac{\Delta Q_{load}}{\Delta P_{load}} = \alpha \quad (39)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta|V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_c \end{bmatrix} + \alpha \begin{bmatrix} J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_0 \end{bmatrix} \quad (40)$$

2.4.2 การประมาณเชิงเส้นของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ความสัมพันธ์ของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่บัสสามารถคำนวณหาได้จากการแทนค่าสมการที่ (35) และ (36) ลงในสมการที่ (37) ซึ่งจะได้ความสัมพันธ์เป็นไปตามสมการดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_a & G_b \\ G_c & G_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_0 \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} \quad (41)$$

$$\text{โดย} \quad \begin{bmatrix} G_a & G_b \\ G_c & G_d \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{dPL}{d\delta} & \frac{dPL}{d|V|} \\ \frac{dQL}{d\delta} & \frac{dQL}{d|V|} \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{dPL}{dP_o} & \frac{dPL}{dQ_o} \\ \frac{dQL}{dP_o} & \frac{dQL}{dQ_o} \end{bmatrix}$$

กำหนดให้การพิจารณาการปลดโหลดเป็นแบบค่าตัวประกอบกำลังคั้งที่ตั้งสมการที่ (39) จะสามารถเขียนความสัมพันธ์ของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส ณ แรงดันฐานของระบบได้ตั้งสมการที่ (42)

$$[\Delta Q_G] = [[Gc] + \alpha[Gd]][\Delta P_0] \quad (42)$$

2.4.3 การประมาณเชิงเส้นของกระแสไฟฟ้าในสายส่ง

กระแสไฟฟ้าในสายส่งนั้นมีความสัมพันธ์กับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามสมการดังนี้

$$I_{ij} = (V_j - V_i)Y_{ij} + V_i Y_{sh} \quad (43)$$

$$I_{ij}^{real} = |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j) - |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_i) + |V_i| |Y_{sh}| \cos(\delta_i + 90) \quad (44)$$

$$I_{ij}^{imag} = |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j) - |V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_i) + |V_i| |Y_{sh}| \sin(\delta_i + 90) \quad (45)$$

$$|I_{ij}| = \sqrt{I_{ij}^{real^2} + I_{ij}^{imag^2}} \quad (46)$$

โดย	I_{ij}	คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลจากบัส i ไปหาบัส j
	I_{ij}^{real}	คือ กระแสไฟฟ้าส่วนจริงที่ไหลจากบัส i ไปหาบัส j
	I_{ij}^{imag}	คือ กระแสไฟฟ้าส่วนจินตภาพที่ไหลจากบัส i ไปหาบัส j
	Y_{sh}	คือ ความต้านทานขนานด้านต้นทางของสายส่ง
	V_i	คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i
	δ_i	คือ มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i
	Y_{ij}	คือ พารามิเตอร์ของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกแถวที่ i หลักที่ j
	θ_{ij}	คือ มุมของพารามิเตอร์ของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกแถวที่ i หลักที่ j
	$ I_{ij} $	คือ ขนาดของกระแสไฟฟ้าที่ไหลจากบัส i ไปหาบัส j

เราสามารถหาความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าในสายส่งที่เปลี่ยนแปลงไปจากการประมาณเชิงเส้นรอบจุดทำงานของระบบได้ดังนี้

$$[\Delta |I_{ij}|] = \begin{bmatrix} \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} & \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (47)$$

โดย

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

แทนค่า (38) ลงใน (47) จะได้ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าของบัสที่เปลี่ยนแปลงไปและกระแสไฟฟ้าในสายส่งที่เปลี่ยนแปลงไปดังนี้

$$\left[\Delta |I_{ij}| \right] = \left[\frac{\partial |I_{ij}|}{\partial \delta} \quad \frac{\partial |I_{ij}|}{\partial V} \right] \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_0 \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} = [J_a \quad J_b] \begin{bmatrix} \Delta P_0 \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} \quad (48)$$

จากความสัมพันธ์ของสมการ (39) สามารถจัดรูปสมการ (48) ได้ในลักษณะเดียวกันกับสมการ (40) และ (42) ดังนี้

$$\left[\Delta |I_{ij}| \right] = [J_a] + \alpha [J_b] \begin{bmatrix} \Delta P_0 \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} \quad (49)$$

2.4.4 การประมาณเชิงเส้นของดัชนีเสถียรภาพทางแรงดัน

ปัจจุบันดัชนีที่ใช้ในการประเมินเสถียรภาพทางแรงดันของระบบไฟฟ้ามีด้วยกันหลายชนิด ซึ่งมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับโครงสร้างของระบบและการใช้งาน หนึ่งในดัชนีที่มีความแม่นยำสูงและสามารถหาคำตอบได้อย่างรวดเร็วคือดัชนี PQVSI [5] ซึ่งใช้แนวคิดในการหาเสถียรภาพทางแรงดันของระบบจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในสายส่งแบบ π โดยเราสามารถหาค่าของดัชนี PQVSI ได้จากสมการ (50) และ (51) โดยที่ $A = 1 + ZY_C$ และ $B = Z$

$$\lambda = PQVSI = \frac{P_{ji}^0}{P_{ji}^{NP}} \quad (50)$$

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_i|^2}{2[\text{Im}\{AB^*\} \tan \beta_{ji} - \text{Re}\{AB^*\} + |A||B|\sec \beta_{ji}]} \quad (51)$$

โดย	P_{ji}^0	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสด้านรับ
	P_{ji}^{NP}	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงคาดหวังที่จุดพักทลายที่ไหลออกจากบัสด้านรับ
	$ V_i $	คือ	ขนาดแรงดันไฟฟ้าของบัสต้นทาง
	β_{ji}	คือ	มุมกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลออกจากบัสด้านรับ
	Z	คือ	ความต้านทานอนุกรมของสายส่ง
	Y_C	คือ	ความต้านทานขนานของสายส่ง

เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันมีความสัมพันธ์กับการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง ดังนั้นจากความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าในสายส่งและแรงดันไฟฟ้าที่บัสในสมการ (53) (54) และ (55) เราสามารถทำการประมาณเชิงเส้นได้ดังสมการ (56) และ (57)

$$S_{ij}^* = P_{ij} - jQ_{ij} = V_i^* I_{ij} = V_i^* (V_j - V_i) Y_{ij} + V_i Y_{sh} \quad (52)$$

$$P_{ij} = |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - |V_i|^2 |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij}) \quad (53)$$

$$Q_{ij} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) + |V_i|^2 |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij}) - |V_i|^2 |Y_{sh}| \quad (54)$$

$$\tan(\beta_{ij}) = Q_{ij} / P_{ij} \quad (55)$$

$$[\Delta P_{ij}] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (56)$$

$$\sec^2(\beta_{ij}) [\Delta \beta_{ij}] = \begin{bmatrix} \frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial \delta} & \frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (57)$$

โดย

$$\left[\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} \right] = |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\left[\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} \right] = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\begin{aligned} \left[\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} \right] &= |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - 2|V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij}) \\ \left[\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} \right] &= |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ \left[\frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial \delta_i} \right] &= \frac{P_{ij} (|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)) - Q_{ij} (|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i))}{P_{ij}^2} \\ \left[\frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial \delta_j} \right] &= \frac{P_{ij} (-|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)) + Q_{ij} (|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i))}{P_{ij}^2} \\ \left[\frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial V_i} \right] &= \frac{P_{ij} (-|V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) + 2|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij}) - 2|V_i| |Y_{sh}|) - Q_{ij} (|V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - 2|V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij}))}{P_{ij}^2} \\ \left[\frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial V_j} \right] &= \frac{P_{ij} (-|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)) - Q_{ij} (|V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i))}{P_{ij}^2} \end{aligned}$$

จัดรูปสมการ (56) และ (57) จากความสัมพันธ์ของสมการที่ (38) และ (39) จะได้

$$\left[\Delta P_{ij} \right] = \left[JPa \right] + \alpha \left[JPb \right] \left[\Delta P_0 \right] \quad (58)$$

$$\left[\Delta \beta_{ij} \right] = \left[J\beta a \right] + \alpha \left[J\beta b \right] \left[\Delta P_0 \right] \quad (59)$$

โดย

$$\begin{aligned} \left[JP \right] &= \left[JPa \quad JPb \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ja & Jb \\ Jc & Jd \end{bmatrix} \\ \left[J\beta \right] &= \left[J\beta a \quad J\beta b \right] = \frac{1}{\sec^2(\beta_{ij})} \begin{bmatrix} \frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial \delta} & \frac{\partial(Q_{ij} / P_{ij})}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ja & Jb \\ Jc & Jd \end{bmatrix} \end{aligned}$$

จากสมการ (50) ทำการประมาณเชิงเส้นจะได้

$$\left[\Delta \lambda \right] = \left[\frac{\partial \lambda}{\partial P_{ji}} \right] \left[\Delta P_{ji} \right] + \left[\frac{\partial \lambda}{\partial \beta_{ji}} \right] \left[\Delta \beta_{ji} \right] + \left[\frac{\partial \lambda}{\partial |V_i|} \right] \left[\Delta |V_i| \right] \quad (60)$$

โดย

$$\begin{aligned} \left[\frac{\partial \lambda}{\partial P_{ji}} \right] &= \frac{2 \left[\text{Im} \{ AB^* \} \tan \beta_{ji} - \text{Re} \{ AB^* \} + |A| |B| \sec \beta_{ji} \right]}{|V_i|^2} \\ \left[\frac{\partial \lambda}{\partial \beta_{ji}} \right] &= \frac{2P_{ji} \left[\text{Im} \{ AB^* \} \sec^2 \beta_{ji} + |A| |B| \frac{\sin \beta_{ji}}{\cos^2 \beta_{ji}} \right]}{|V_i|^2} \end{aligned}$$

$$\left[\frac{\partial \lambda}{\partial |V_i|} \right] = \frac{-4P_{ji} [\text{Im}\{AB^*\} \tan \beta_{ji} - \text{Re}\{AB^*\} + |A||B| \sec \beta_{ji}]}{|V_i|^3}$$

แทนค่าสมการ (40) (58) และ (59) ลงใน (60) จะได้

$$[\Delta \lambda] = [J \lambda] [\Delta P_0] \quad (61)$$

$$\text{โดย } [J \lambda] = \left[\left[\frac{\partial \lambda}{\partial P_{ji}} \right] [[JPa] + \alpha [JPb]] + \left[\frac{\partial \lambda}{\partial \beta_{ji}} \right] [[J\beta a] + \alpha [J\beta b]] + \left[\frac{\partial \lambda}{\partial |V_i|} \right] [[Jc] + \alpha [Jd]] \right]$$

2.5 การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมกับแบบจำลองโหลด

ในการทดลองภายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จำเป็นต้องมีการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละรอบก่อนการแก้ปัญหาค่าขีดสุด การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแตกต่างจากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยทั่วไป เนื่องจากมีการพิจารณาแบบจำลองโหลดเข้ามาเกี่ยวข้อง การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมกับแบบจำลองโหลดนั้นจำเป็นต้องศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่มีผลต่อโหลด จากความสัมพันธ์ของสมการที่ (38) เราสามารถนำมาใช้ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมกับแบบจำลองโหลดโดยวิธีการของนิวตัน-ราฟสันได้ดังนี้

1. หาค่าอินเวอร์สจาโคเบียนเมทริกซ์ของสมการที่ (38) ได้โดยใช้ความสัมพันธ์ของสมการ (35) – (36)
2. หาค่าผลต่างของกำลังไฟฟ้าได้ดังสมการ (62) และ (63)

$$\Delta P_0^i = -P_{load_0}^i - \frac{\left(\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - P_{gen}^i \right)}{\left(a|V_i|^2 + b|V_i| + c \right)} \quad (62)$$

$$\Delta Q_0^i = -Q_{load_0}^i - \frac{\left(-\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - Q_{gen}^i \right)}{\left(d|V_i|^2 + e|V_i| + f \right)} \quad (63)$$

3. หาค่า $\Delta \delta$ และ $\Delta |V|$ ได้จากการแทนค่า ΔP_0 และ ΔQ_0 ลงในสมการที่ (38) แล้วนำค่าไปบวกกับแรงดันไฟฟ้าเริ่มต้น

ทำการศึกษาเป็นรอบๆ ไปเรื่อยๆ เหมือนกับวิธีการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยปกติก็จะได้จุดทำงานที่มีความสมดุลกันระหว่างแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าในระบบ โดยที่แรงดันไฟฟ้าที่ปัดกับโหลดมีความสัมพันธ์กันเป็นไปตามแบบจำลองโหลด

2.6 เครื่องมือที่ใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุด (Optimization Tools)

การทดลองภายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้เครื่องมือในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันทั้งหมด 3 ชนิด โดยแต่ละชนิดถูกนำมาใช้ในรูปแบบการใช้งานที่แตกต่างกัน ซึ่งสามารถสรุปออกมาได้ดังนี้

2.6.1 การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้น (Linear Programming)

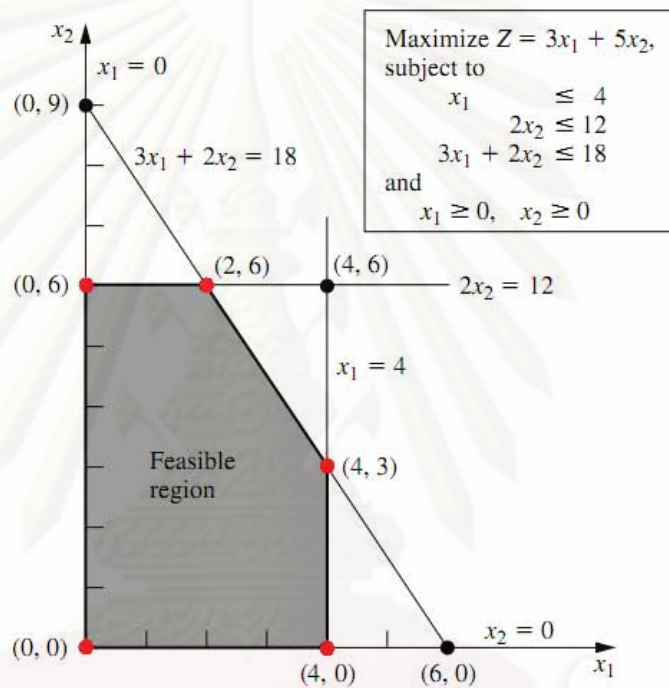
การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้น เป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันโดยที่ทั้งฟังก์ชันจุดประสงค์และฟังก์ชันเงื่อนไขมีความสัมพันธ์แบบเป็นเชิงเส้น วิธีการทางคณิตศาสตร์ที่นิยมใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นในปัจจุบันมีอยู่ด้วยกัน 2 วิธีคือ Simplex Method และ Interior Point Method ซึ่งมีหลักการเบื้องต้นในการแก้ปัญหาสรุปออกมาได้ดังนี้

2.6.1.1 Simplex Method

วิธีการ Simplex Method ถูกนำเสนอครั้งแรกโดย George Dantzig เมื่อปี 1947 โดยใช้หลักการในการหาค่าต่ำสุดจากคุณสมบัติของสมการที่มีความเป็นเชิงเส้น คุณสมบัติที่สำคัญของระบบสมการแบบเป็นเชิงเส้น [10] สามารถสรุปออกมาได้ดังนี้

1. จุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหา (อาจเป็นจุดต่ำสุดหรือจุดสูงสุด) จะอยู่ที่จุดที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาและเป็นจุดมุมจากการตัดกันของสมการเสมอ (รูปที่ 2.10 แสดงจุดที่มีโอกาสจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหาในตัวอย่าง)
2. จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาและมีค่าน้อยกว่า (หรือมากกว่า) หรือเท่ากับจุดแบบเดียวกันที่อยู่ใกล้เคียงกันทุกๆ จุดจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหา
3. จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาจะมีจำนวนที่จำกัด

จากคุณสมบัติของสมการที่มีความเป็นเชิงเส้นดังกล่าวได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการ Simplex Method โดยมีขั้นตอนในการหาค่าต่ำสุดแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือส่วนของการหาจุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาเพื่อใช้เป็นจุดเริ่มต้นและส่วนที่สองคือการนำจุดเริ่มต้นดังกล่าวมาเปรียบเทียบกับจุดแบบเดียวกันที่อยู่ใกล้เคียงกันแล้วทำการเคลื่อนย้ายไปหาจุดแบบเดียวกันที่มีค่าเหมาะสมมากกว่าจนกระทั่งไม่มีจุดแบบเดียวกันอื่นที่อยู่ใกล้เคียงกันและมีความเหมาะสมมากกว่า ก็จะได้จุดนั้นเป็นคำตอบของปัญหา



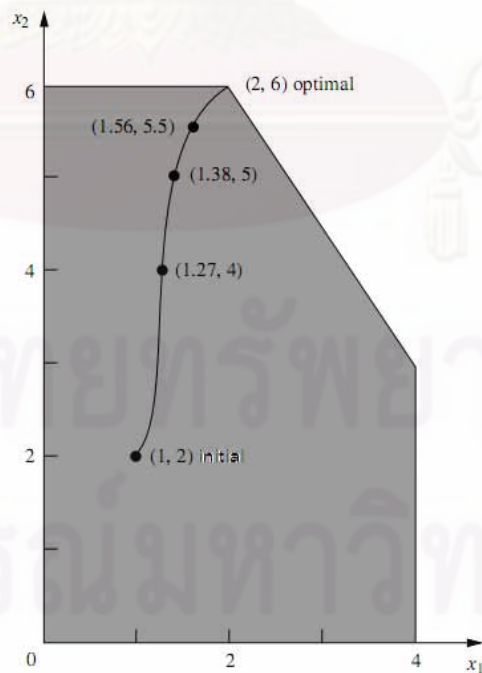
รูปที่ 2.10 แสดงจุดที่มีโอกาสจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหาในตัวอย่าง

จากหลักการเบื้องต้นของวิธีการ Simplex Method ตามที่ได้กล่าวมาแสดงให้เห็นว่าวิธีการนี้ไม่จำเป็นต้องเข้าหาคำตอบทุกจุดของปัญหาซึ่งมีอยู่อย่างไม่จำกัด แต่หาเพียงแค่จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาซึ่งมีอยู่จำนวนไม่มากนักและมีอยู่อย่างจำกัด จึงทำให้การแก้ปัญหาด้วยวิธี Simplex Method สามารถการันตีการเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดได้ นอกจากนั้นจากคุณสมบัติของสมการที่มีความเป็นเชิงเส้นในข้อสองยังช่วยให้การใช้ Simplex Method ไม่จำเป็นต้องเข้าหาจุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาทุกจุด จึงช่วยให้การแก้ปัญหาด้วยวิธี Simplex Method สามารถเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดได้อย่างรวดเร็ว สำหรับขั้นตอนในการหาค่าต่ำสุดด้วยวิธี Simplex Method โดย

ละเอียดและการพิสูจน์คุณสมบัติของระบบสมการที่เป็นเชิงเส้นสามารถศึกษาเพิ่มเติมได้จากเอกสารอ้างอิง [10-13]

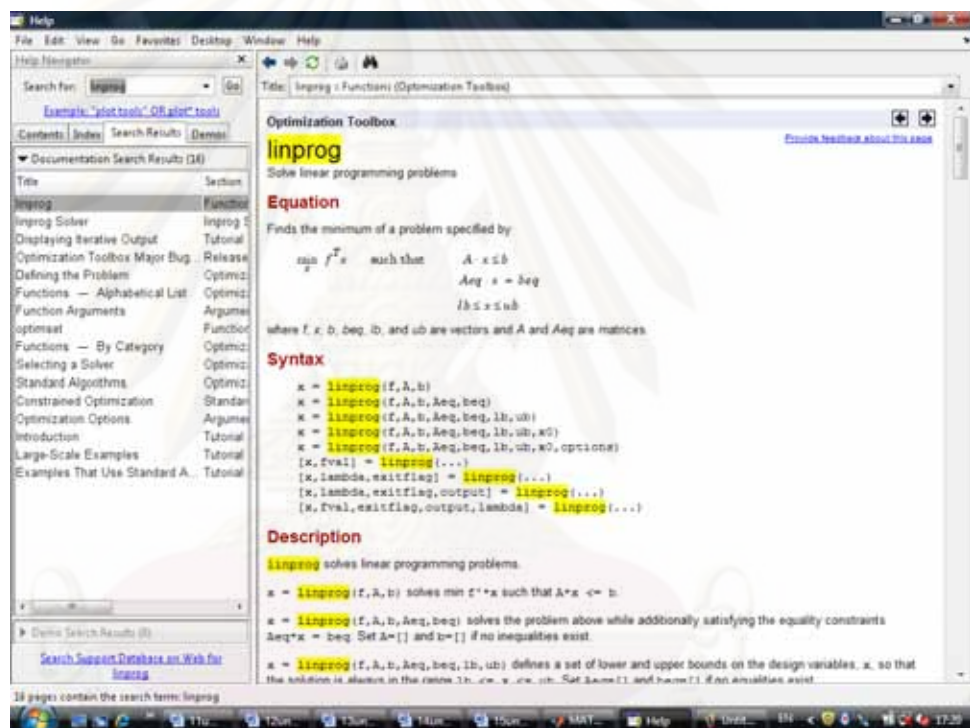
2.6.1.2 Interior Point Methods

วิธีการ Interior Point Methods [13-14] ได้ถูกพัฒนาขึ้นมาในภายหลังวิธีการ Simplex Method โดยได้นำเสนอจุดเด่นคือสามารถแก้ปัญหาการหาค่าต่ำสุดของระบบสมการขนาดใหญ่ได้เร็วกว่าวิธีการ Simplex Method หลักการเบื้องต้นของวิธีการ Interior Point Methods ใช้การเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบโดยมีจุดเริ่มต้นอยู่ภายในขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไข แล้วเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบโดยการเคลื่อนที่ไปยังจุดที่มีคำตอบที่เหมาะสมกว่าและอยู่ในขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไข และพยายามเข้าหาขอบของฟังก์ชันเงื่อนไขไปด้วย (รูปที่ 2.11 แสดงการเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบของวิธีการ Interior Point Methods) สาเหตุที่วิธีการ Interior Point Methods สามารถแก้ปัญหาในระบบขนาดใหญ่ได้ดีกว่าวิธีการ Simplex Method เพราะการเคลื่อนที่ภายในขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไขมีระยะทางที่ใกล้กว่าการเคลื่อนที่ที่ขอบของขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไขโดยเฉพาะในปัญหาขนาดใหญ่ที่มีจุดมุมจากการตัดกันของสมการอยู่จำนวนมากจึงทำให้การใช้วิธีการ Simplex Method สามารถเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบได้ช้ากว่า แต่ในปัญหาขนาดเล็กถึงปัญหาขนาดปานกลางวิธีการ Simplex Method ยังคงเข้าหาคำตอบได้เร็วกว่าวิธีการ Interior Point Methods อยู่มากเนื่องจากใช้เวลาในการคำนวณต่อรอบน้อยกว่า ดังนั้นในการแก้ปัญหาโดยทั่วไปวิธีการ Simplex Method จึงยังคงเป็นที่นิยมใช้อยู่จนถึงปัจจุบัน



รูปที่ 2.11 แสดงการเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบของวิธีการ Interior Point Methods

จากวิธีการที่ใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันที่เป็นเชิงเส้นทั้ง 2 วิธีจะพบว่าต่างก็มีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน การจะเลือกใช้วิธีการใดวิธีการหนึ่งนั้นสามารถพิจารณาได้จากขนาดของปัญหาที่ต้องการแก้ไข โครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้คำสั่ง *linprog* ของโปรแกรม *MATLAB* ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นซึ่งสามารถเลือกใช้วิธีการแก้ปัญหาได้ทั้งวิธีการ Simplex Method และวิธีการ Interior Point Methods ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของปัญหาที่ต้องการแก้ไข จากการทดลองแก้ปัญหาด้วยระบบมาตรฐาน 14 บัสดและ 118 บัสดพบว่าวิธีการ Simplex Method สามารถแก้ปัญหาได้รวดเร็วกว่าวิธีการ Interior Point Methods เนื่องจากระบบที่ใช้ในการแก้ปัญหายังคงมีขนาดค่อนข้างเล็ก



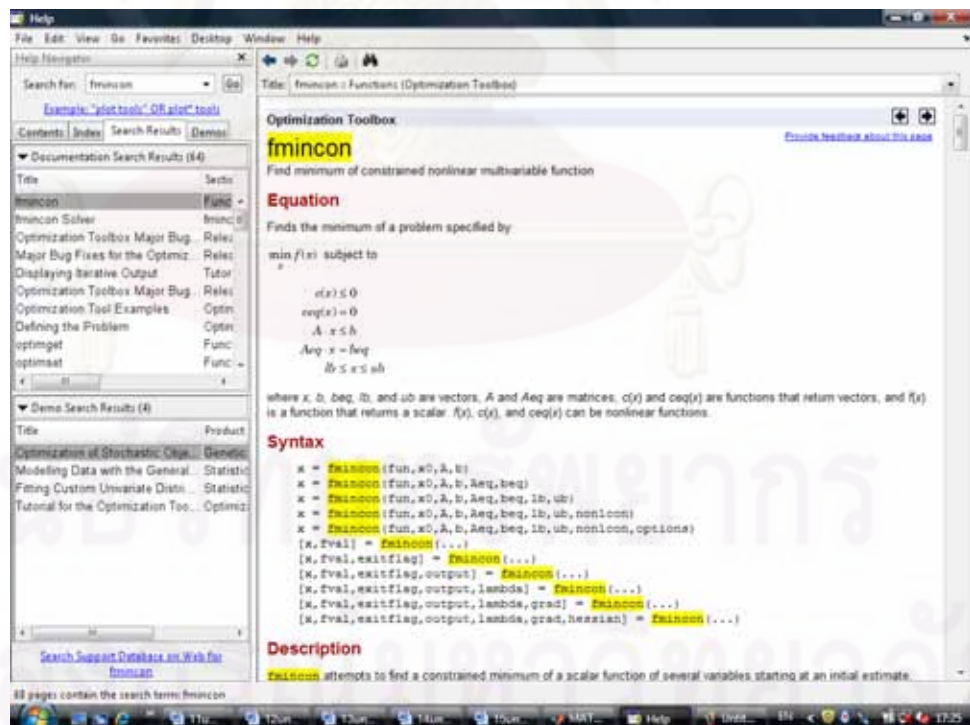
รูปที่ 2.12 แสดงวิธีการใช้คำสั่ง *linprog* ซึ่งสามารถ Search หาได้โดยใช้คำสั่ง Help ของโปรแกรม *MATLAB*

2.6.2 การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear Programming)

การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้น เป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันโดยมีฟังก์ชันจุดประสงค์หรือฟังก์ชันเงื่อนไขอย่างใดอย่างหนึ่งที่มีความสัมพันธ์เป็นแบบไม่เป็นเชิงเส้น สำหรับวิธีการในการแก้ปัญหารูปแบบนี้สามารถทำได้หลากหลายวิธีซึ่งแต่ละวิธีก็จะมี ความเหมาะสมกับปัญหาในรูปแบบต่างๆกันไป สำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการ Sequential Quadratic Programming (SQP) ซึ่งมีความเหมาะสมกับรูปแบบของปัญหา

โดยทั่วไปและมักจะถูกนำมาใช้อ้างอิงในหนังสือและวารสารหลายฉบับ โดยเราสามารถหาคำสั่ง *fmincon* ของโปรแกรม *MATLAB* ในการแก้ปัญหาในรูปแบบนี้ได้

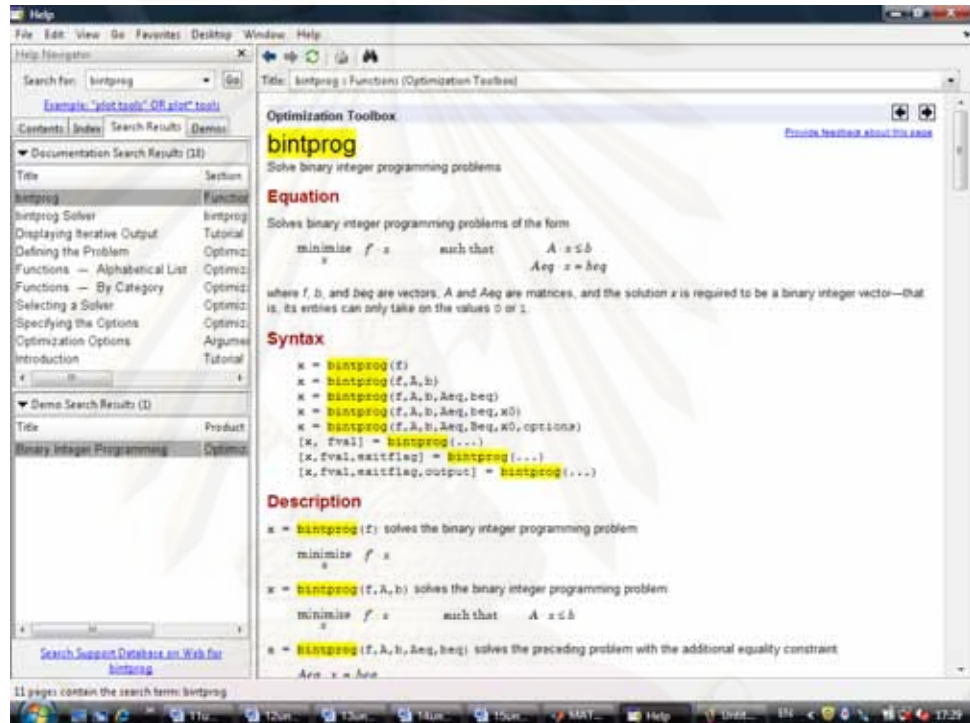
การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยใช้คำสั่ง *fmincon* ของโปรแกรม *MATLAB* นั้นเป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยใช้วิธีการ Sequential Quadratic Programming (SQP) [12] วิธีการ SQP นั้นเป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบมีเงื่อนไขโดยการแปลงรูปแบบของสมการเป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบไม่มีเงื่อนไขโดยใช้ Lagrangian function แล้วแก้ปัญหาค่าต่ำสุดโดยการคำนวณเป็นรอบๆโดยใช้วิธีการของ Newton แก้ปัญหาในแต่ละรอบ ในการแก้ปัญหาค่าต่ำสุดในแต่ละรอบจะทำให้เกิดปัญหา Quadratic Programming Subproblem ขึ้น ซึ่งสามารถแก้ได้โดยใช้วิธีการ quasi-Newton (BFGS updating the hessian matrix subproblem) ซึ่งจะได้ผลลัพธ์เป็น search direction เพื่อใช้ในการปรับค่าการทำงานในรอบถัดไป วิธีการ SQP นั้นเป็นวิธีการที่ได้รับความนิยมอย่างมากเนื่องจากสามารถหาค่าตอบได้อย่างรวดเร็วเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีอื่นๆในกลุ่ม feasible-point methods แต่เนื่องจากความจำเป็นในการแก้ปัญหาค่าต่ำสุดของ Quadratic Programming Subproblem ในทุกๆรอบจึงทำให้วิธีการ SQP จะหาค่าตอบได้ช้าลงอย่างมากเมื่อจำนวนของตัวแปรมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ



รูปที่ 2.13 แสดงวิธีการหาคำสั่ง *fmincon* ซึ่งสามารถ Search หาได้โดยใช้คำสั่ง *Help* ของโปรแกรม *MATLAB*

2.6.3 การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเลขฐานสอง (Binary Integer Programming)

การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเลขฐานสอง เป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันที่มีสถานะของอินพุตแต่ละตัวเป็นได้เพียงแค่ 0 กับ 1 ซึ่งวิธีการดังกล่าวจะอาศัยวิธีการ Branch and bound ร่วมกับโปรแกรมเชิงเส้น อย่างไรก็ตาม เราสามารถใช้คำสั่ง *bintprog* ของโปรแกรม *MATLAB* ในการแก้ปัญหารูปแบบนี้ได้

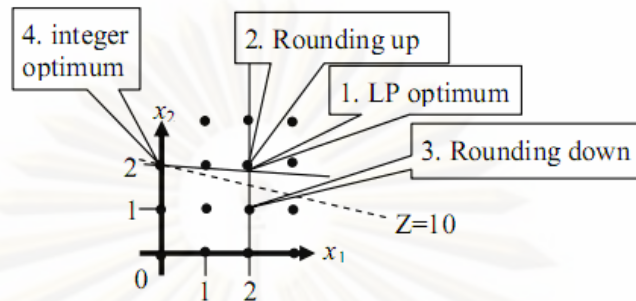


รูปที่ 2.14 แสดงวิธีการใช้คำสั่ง *bintprog* ซึ่งสามารถ Search หาได้โดยใช้คำสั่ง Help ของโปรแกรม *MATLAB*

2.6.3.1 Branch and Bound Method

โดยทั่วไปในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันไม่ว่าจะเป็นในรูปแบบของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นหรือไม่เป็นเชิงเส้น ตัวแปรของสมการสามารถเป็นค่าใดๆโดยไม่จำเป็นต้องเป็นจำนวนเต็มหรือเลขฐานสอง แต่ในทางปฏิบัติปัญหานั้นปัญหาที่พบโดยส่วนมากมักจะอยู่ในรูปแบบของฟังก์ชันแบบจำนวนเต็มหรือฟังก์ชันแบบเลขฐานสอง เช่นเดียวกับปัญหาในการลดโหลดที่ใช้ศึกษาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ การแก้ปัญหาโดยวิธีการปกติไม่สามารถใช้กับปัญหาในรูปแบบนี้ได้ดังแสดงในตัวอย่างของรูปที่ 2.15 (ตัวอย่างจากหนังสือ Practical Optimization: a Gentle Introduction [10])

$$\begin{aligned} \text{Maximize } Z &= x_1 + 5x_2 \\ \text{Subject to: } & x_1 + 10x_2 \leq 20 \\ & x_1 \leq 2 \\ & x_1, x_2 \geq 0 \text{ and integer.} \end{aligned}$$



รูปที่ 2.15 ตัวอย่างของการแก้ปัญหาการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชัน
แบบเลขฐานสองโดยวิธีการตัดเศษ

จากปัญหาในตัวอย่างของรูปที่ 2.15 การแก้ปัญหาโดยวิธีเชิงเส้นโดยทั่วไปนั้นจะได้คำตอบที่ให้ค่าสูงสุดคือ $z = 11$ ที่จุด $(2, 1.8)$ โดยสัญญาตมการตัดเศษจะทำให้ได้คำตอบเป็น $z = 12$ ที่จุด $(2, 2)$ แต่จุดดังกล่าวละเมิดฟังก์ชันเงื่อนไขที่ 1 และหากพยายามตัดเศษลงจะได้ $z = 7$ ที่จุด $(2, 1)$ ซึ่งไม่ใช่คำตอบที่เป็นค่าสูงสุด คำตอบที่เป็นค่าสูงสุดของปัญหานี้คือ $z = 10$ ที่จุด $(0, 2)$ ซึ่งไม่ได้ใกล้เคียงกับคำตอบที่ได้จากการประมาณเชิงเส้นโดยวิธีปกติเลย ดังนั้นการแก้ปัญหาโดยการตัดเศษจึงไม่ใช่วิธีการที่ดีนัก

จากปัญหาในตัวอย่างของรูปที่ 2.15 ทำให้ทราบว่า การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบจำนวนเต็มนั้นไม่สามารถทำโดยวิธีการหาค่าต่ำสุดโดยทั่วไปได้ วิธีการที่นิยมใช้ในการหาค่าต่ำสุดของปัญหาในรูปแบบนี้คือวิธี Branch and Bound Method ซึ่งใช้หลักการของการกระจายคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมดออกเป็นกิ่งก้านดังแสดงในรูปที่ 2.16 แล้วทำการตัดกิ่งที่ไม่สามารถจะนำไปสู่คำตอบที่มีค่าต่ำสุดและเป็นไปตามฟังก์ชันเงื่อนไขได้ออก (รูปภาพจากหนังสือ Practical Optimization: a Gentle Introduction [10])



รูปที่ 2.16 การแตกกิ่งเพื่อหาคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมด

ขั้นตอนในการแก้ปัญหาโดยวิธี Branch and Bound Method สามารถสรุปได้ดังนี้

1. กำหนดจุดทำงานเริ่มต้นใดๆที่จุดต้นทางแล้วแทนค่าลงในฟังก์ชันว่ามีการละเมิดเงื่อนไขของฟังก์ชันหรือไม่ ถ้าไม่ละเมิดให้เก็บค่าดังกล่าวไว้เป็นค่าต่ำสุด (การกำหนดจุดทำงานเริ่มต้นที่ดีและไม่ละเมิดฟังก์ชันเงื่อนไขจะช่วยให้การตัดกิ่งสามารถทำได้อย่างรวดเร็วที่ต้นทาง)
2. แตกกิ่งออกมาที่ตัวแปรแรกโดยเลือกตัวแปรที่มีโอกาสละเมิดเงื่อนไขและมีค่าไม่เหมาะสมมากที่สุดมาอยู่ข้างหน้า เพื่อเพิ่มโอกาสในการตัดกิ่งตั้งแต่ต้นทาง
3. เลือกตัดกิ่งที่มีค่าสูงกว่าค่าต่ำสุดที่ถูกเก็บไว้ (ค่าต่ำสุดที่ถูกเก็บไว้ต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขของฟังก์ชัน)
4. เลือกแตกกิ่งที่กิ่งที่มีโอกาสทำให้เกิดค่าต่ำสุดมากที่สุด นำค่าที่ได้จากการแตกกิ่งมาหากิ่งที่สมควรถูกตัดและแตกกิ่งออกไปเรื่อยๆจนกว่าจะได้คำตอบที่เหมาะสมที่สุด

การแก้ปัญหาโดยวิธี Branch and Bound Method จะมีประสิทธิภาพมากขึ้นถ้าหากการเข้าหาคำตอบตัวแรกที่ไม่ละเมิดฟังก์ชันเงื่อนไขสามารถทำได้อย่างรวดเร็ว ดังนั้นการกำหนดจุดทำงานเริ่มต้นที่ดีจะช่วยให้การเข้าหาคำตอบสามารถทำได้อย่างรวดเร็วยิ่งขึ้น นอกจากนั้นการแก้ปัญหาด้วยวิธี Branch and Bound Method ยังการันตีการเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดเนื่องจากเป็นวิธีที่มีการกระจายถึงคำตอบที่เป็นไปได้ทุกคำตอบ

2.6.3.2 Linear Programming (LP) based Branch and Bound Method

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้วิธีการ Branch and bound ร่วมกับโปรแกรมเชิงเส้นในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเลขฐานสอง หลักการในการแก้ปัญหาโดยวิธีการ Branch and Bound ร่วมกับโปรแกรมเชิงเส้นคือการใช้วิธีการ Branch and Bound Method โดยมี Bounding Function ในแต่ละจุดของการทำงานเป็นฟังก์ชันในการแก้ปัญหาแบบเป็นเชิงเส้น (LP) ซึ่งก็คือการหาค่าต่ำสุดแบบเป็นเชิงเส้นโดยปกติที่ละเว้น Integer Constraint เอาไว้ หลังจากนั้นค่อยเพิ่ม Integer Constraint เข้าไปในการแตกกิ่งแต่ละครั้งเพื่อบีบให้คำตอบกลายเป็นจำนวน 0 หรือ 1 การแก้ปัญหาโดยวิธีการนี้จะต่างกับตัวอย่างการปิดเศษของรูปที่ 2.15 เนื่องจากการปิดเศษโดยปกติจะไม่สามารถการันตีได้ว่าจะไม่นำไปสู่คำตอบที่ไม่ละเมิดฟังก์ชันเงื่อนไขอื่น ๆ และถึงแม้ว่าบางครั้งการปิดเศษจะไม่นำไปสู่การละเมิดฟังก์ชันเงื่อนไขอื่น ๆ แต่คำตอบที่ได้ก็ไม่สามารถการันตีได้ว่าจะเป็นคำตอบที่เหมาะสมที่สุดเหมือนอย่าง que การแก้ปัญหาโดยวิธีการนี้สามารถทำได้ การแก้ปัญหาโดยวิธีการ Branch and bound ร่วมกับโปรแกรมเชิงเส้น จะใช้เวลาในการคำนวณสูงกว่าการแก้ปัญหาแบบเป็นเชิงเส้นอยู่หลายเท่าตัวเนื่องจากจำเป็นต้องแก้ปัญหาแบบเป็นเชิงเส้นหลายครั้ง แต่เนื่องจากความสามารถของการแก้ปัญหาแบบเป็นเชิงเส้นที่รวดเร็วทำให้การแก้ปัญหาโดยวิธีการนี้ยังคงให้ประสิทธิภาพที่ดีและถูกนำมาใช้แก้ปัญหาในรูปแบบนี้กันอย่างแพร่หลาย

บทที่ 3

รูปแบบฟังก์ชันและขั้นตอนในการแก้ปัญหา

บทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนและแผนการปลดโหลดโดยการแก้ปัญหาค่าขีดสุดทั้ง 3 รูปแบบที่ได้นำมาทดลองในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยรูปแบบแรกจะเป็นแผนการปลดโหลดที่มีความสัมพันธ์กันแบบไม่เป็นเชิงเส้นซึ่งได้ถูกพัฒนาขึ้นมาในอดีต [4] ส่วนรูปแบบที่สองจะเป็นแผนการปลดโหลดที่ได้ทำการพัฒนาความสัมพันธ์ให้เป็นแบบเป็นเชิงเส้น และรูปแบบสุดท้ายคือวิธีการที่ถูกนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยได้พัฒนาแผนการปลดโหลดในรูปแบบที่สองให้มีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากขึ้น ซึ่งจะมีการกล่าวถึงรายละเอียดต่อไป

3.1 การแก้ปัญหการปลดโหลดโดยใช้ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น

เนื่องจากความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังที่เป็นแบบไม่เป็นเชิงเส้น จึงทำให้การแก้ปัญหการปลดโหลดโดยใช้วิธีการหาค่าต่ำสุดมีรูปแบบของฟังก์ชันเป็นแบบไม่เป็นเชิงเส้นตามที่ได้มีการนำเสนอในเอกสารอ้างอิง [4] สำหรับรูปแบบของฟังก์ชันในการแก้ปัญหสามารถเขียนออกมาเป็นสมการได้ดังนี้

$$\text{Min} \left(\sum_{i=1}^N C_i \Delta P_{Li} \right) \quad (64)$$

Subject to

$$P_{Gi} - P_{Li} + \Delta P_{Li} = \sum_{j=1}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (65)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} + \Delta Q_{Li} = -\sum_{j=1}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (66)$$

$$V_{i_{\min}} \leq V_i \leq V_{i_{\max}} \quad (67)$$

$$Q_{Gi_{\min}} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_{\max}} \quad (68)$$

$$I_l \leq I_{l_{\max}} \quad (69)$$

$$\lambda_l \leq \lambda_{l_{\max}} \quad (70)$$

$$\Delta P_{Li}^{\min} \leq \Delta P_{Li} \leq \Delta P_{Li}^{\max} \quad (71)$$

$$\frac{\Delta Q_{Li}}{\Delta P_{Li}} = \frac{Q_{Li}}{P_{Li}} = \alpha_i \quad (72)$$

โดยที่	C_i	คือ ผลกระทบของการปลดโหลดที่บัส i
	ΔP_{Li}	คือ ปริมาณโหลดของระบบที่ถูกปลดที่บัส i
	P_{Gi}	คือ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
	P_{Li}	คือ ปริมาณโหลดของระบบที่บัส i
	V_i	คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i
	δ_i	คือ มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i
	Y_{ij}	คือ พารามิเตอร์ของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกแถวที่ i หลักที่ j
	θ_{ij}	คือ มุมของพารามิเตอร์ของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกแถวที่ i หลักที่ j
	I_l	คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง l
	λ_l	คือ ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันของสายส่ง l
	α_i	คือ สัดส่วนของกำลังไฟฟ้าจินตภาพต่อกำลังไฟฟ้าจริง
	N	คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบ
	M	คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ
	i	คือ หมายเลขของบัสแต่ละบัสมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง N
	l	คือ หมายเลขของสายส่งแต่ละเส้นมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง M

การแก้ปัญหการปลดโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นสามารถทำได้โดยใช้วิธีการหาค่าต่ำสุดแบบไม่เป็นเชิงเส้น ซึ่งสามารถใช้คำสั่ง *fmincon* ของโปรแกรม *MATLAB* ในการแก้ปัญหานี้ได้ โดยมีขั้นตอนในการแก้ปัญหาดังนี้

1. คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (ในทางปฏิบัติอาจแค่ดึงข้อมูลที่มีอยู่แล้วของระบบไฟฟ้าออกมา)
2. พิจารณาว่ามีการละเมิดเงื่อนไขหรือไม่ (ถ้าไม่ละเมิดเงื่อนไขให้หยุดการทำงาน)
3. ถ้ามีการละเมิดเงื่อนไขให้แก้ปัญหการปลดโหลดตามสมการ (64) – (72) โดยใช้คำสั่ง *fmincon* ของโปรแกรม *MATLAB* แล้วกลับไปขั้นตอนที่ 2

3.2 การแก้ปัญหการปลดโหลดโดยใช้ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาแบบเป็นเชิงเส้น

โดยทั่วไปปัญหการปลดโหลดนั้นมักจะถูกนำมาพิจารณาในสถานการณ์ฉุกเฉินเนื่องจากการเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบและไม่สามารถแก้ไขด้วยวิธีการอื่นได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการปลดโหลดบางส่วนในระบบออกไปเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบโดยรวมเอาไว้ เครื่องมือที่ใช้ในการปลดโหลดนั้นจำเป็นต้องมีประสิทธิภาพในการหาจำนวนโหลดที่ควรจะปลดให้น้อยที่สุดโดยที่

ยังสามารถทำให้ระบบกลับมามีเสถียรภาพดังเดิมได้และต้องไม่ใช้เวลาในการคำนวณมากจนเกินไป การแปลงฟังก์ชันจากแบบไม่เป็นเชิงเส้นให้มาเป็นฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นโดยวิธีการประมาณเชิงเส้นจะช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดโหลดสามารถทำได้อย่างรวดเร็วยิ่งขึ้น ฟังก์ชันรูปแบบในการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นสามารถเขียนได้ตามสมการดังนี้

$$\text{Min} \left(\sum_{i=1}^N C_i \Delta P_{Li}^0 \right) \quad (73)$$

Subject to

$$V_{k_{\min}} \leq V_{k_0} + \sum_{i=1}^N [Jc_{ki}] + \alpha_i [Jd_{ki}] [\Delta P_{Li}^0] \leq V_{k_{\max}} \quad (74)$$

$$Q_{g_{\min}} \leq Q_{g_0} + \sum_{i=1}^N [Gc_{gi}] + \alpha_i [Gd_{gi}] [\Delta P_{Li}^0] \leq Q_{g_{\max}} \quad (75)$$

$$I_{l_0} + \sum_{i=1}^N [Jla_{li}] + \alpha_i [Jlb_{li}] [\Delta P_{Li}^0] \leq I_{l_{\max}} \quad (76)$$

$$\lambda_{l_0} + \sum_{i=1}^N [J\lambda_{li}] [\Delta P_{Li}^0] \leq \lambda_{l_{\max}} \quad (77)$$

$$\Delta P_{Lk}^{\min} \leq \Delta P_{Lk}^0 \leq \Delta P_{Lk}^{\max} \quad (78)$$

โดยที่ C_i คือ ผลกระทบของการปลดโหลดที่บัส i

ΔP_{Li}^0 คือ ปริมาณโหลด ณ แรงดันฐานของระบบ (1 pu) ที่ถูกปลดที่บัส i

V_k คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส k

Q_g คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า g

I_l คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง l

λ_l คือ ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันของสายส่ง l

g คือ หมายเลขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง

N คือ จำนวนโหลดบัสทั้งหมดในระบบ

M คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ

k คือ หมายเลขของบัสแต่ละบัสมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง N

l คือ หมายเลขของสายส่งแต่ละเส้นมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง M

การประมาณเชิงเส้นในระบบไฟฟ้านั้นจะมีความถูกต้องแม่นยำมากก็ต่อเมื่อการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในระบบมีค่าไม่มากจนเกินไปนัก การแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยการ

ประมาณเชิงเส้นอาจส่งผลให้ความแม่นยำของการแก้ปัญหาการปลดโหลดลดน้อยลง ถ้าหากระบบต้องการการเปลี่ยนแปลงเป็นอย่างมากเพื่อทำให้ระบบกลับมามีเสถียรภาพดั้งเดิม ดังนั้นเพื่อเพิ่มความแม่นยำในการแก้ปัญหาการปลดโหลดจึงอาจใช้การประมาณเชิงเส้นหลายครั้งเพื่อลดขนาดการเปลี่ยนแปลงของระบบที่เกิดขึ้นในแต่ละรอบให้น้อยลง แม้ว่าการประมาณเชิงเส้นหลายครั้งจะช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดโหลดมีความแม่นยำเพิ่มมากขึ้นแต่ก็มีข้อเสียคือทำให้เวลาในการคำนวณเพิ่มมากขึ้นเช่นกัน ดังนั้นการใช้จำนวนรอบในการประมาณเชิงเส้นที่เหมาะสมจะช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดโหลดมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

การแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นสามารถทำได้โดยใช้วิธีการหาค่าต่ำสุดแบบเป็นเชิงเส้น ซึ่งมีขั้นตอนในการแก้ปัญหาดังนี้

1. กำหนดจำนวนรอบของการทำงานเริ่มต้น ($k = 1$) และจำนวนครั้งในการประมาณเชิงเส้น (m)
2. พิจารณาเงื่อนไข $k > m$ หรือไม่ ถ้าไม่ใช่ให้ไปยังขั้นตอนที่ 3 (ถ้าใช่ให้หยุดการทำงาน)
3. คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (ถ้าเป็นการทำงานในรอบแรกในทางปฏิบัติอาจแค่ตั้งข้อมูลที่มีอยู่แล้วของระบบไฟฟ้าออกมา)
4. พิจารณาว่ามีการละเมิดเงื่อนไขหรือไม่ ถ้ามีการละเมิดเงื่อนไขให้คำนวณค่าที่ต้องการเปลี่ยนแปลงน้อยที่สุดเพื่อให้พารามิเตอร์ต่างๆกลับไปอยู่ในเงื่อนไข (ถ้าไม่ละเมิดเงื่อนไขให้หยุดการทำงาน)
5. คำนวณค่าความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงโหลดเทียบกับพารามิเตอร์อื่นๆ ($\alpha, Jc, Jd, Gc, Gd, JIa, JIb, JI$) ณ จุดทำงานของระบบในรอบนั้น
6. แก้ปัญหาการปลดโหลดตามสมการ (73) – (78) และเก็บค่าผลลัพธ์ที่ได้ไปรวมกับผลลัพธ์ที่ได้ในรอบก่อน
7. ปลดโหลดจากผลลัพธ์ที่ได้ของรอบการคำนวณล่าสุด เพิ่มจำนวนรอบการทำงาน ($k = k + 1$) แล้วกลับไปยังขั้นตอนที่ 2

3.3 การแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการที่นำเสนอ

วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดในหัวข้อก่อนหน้านี้ได้มีการปรับปรุงรูปแบบของฟังก์ชันให้สามารถแก้ปัญหาการปลดโหลดได้อย่างรวดเร็วขึ้นเพื่อให้ทันต่อเงื่อนไขของเวลาในสถานการณ์ฉุกเฉิน แต่ในทางปฏิบัตินั้นนอกจากปัญหาในเรื่องของข้อจำกัดทางเวลาแล้ว ยังจำเป็นต้องคำนึงถึงปัจจัยต่างๆที่อาจจะเกิดขึ้นได้กับการทำงานในทางปฏิบัติ ปัจจัยในเรื่องของข้อจำกัดทางปริมาณในการปลดโหลดและการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่มีผลต่อโหลดได้ถูกนำมาร่วมพิจารณา

กับการแก้ปัญหาการปลดโหลด เพื่อให้แผนการปลดโหลดมีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากยิ่งขึ้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พัฒนาฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการปลดโหลดให้เป็นแบบระดับขั้นตามจำนวนหม้อแปลงจ่ายโหลดที่มีในแต่ละบัสเพื่อแก้ปัญหาการปลดโหลดในทางปฏิบัติซึ่งไม่สามารถปลดโหลดอย่างต่อเนื่องได้ รวมทั้งยังได้ศึกษาวิธีการหาแบบจำลองโหลดในสถานะฉุกเฉินเพื่อให้การแก้ปัญหาการปลดโหลดในสถานะฉุกเฉินมีความถูกต้องแม่นยำมากยิ่งขึ้น

ฟังก์ชันในการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการที่นำเสนอได้ถูกพัฒนาขึ้นในรูปแบบของการแก้ปัญหาค่าขีดสุดซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\text{Min} \left(\sum_{i=1}^N C_i P_{Li}^0 X_i \right) \quad (79)$$

Subject to

$$V_{k_{\min}} \leq V_{k_0} + \sum_{i=1}^N [Jc_{ki}] + \alpha_i [Jd_{ki}] [P_{Li}^0 X_i] \leq V_{k_{\max}} \quad (80)$$

$$Q_{g_{\min}} \leq Q_{g_0} + \sum_{i=1}^N [Gc_{gi}] + \alpha_i [Gd_{gi}] [P_{Li}^0 X_i] \leq Q_{g_{\max}} \quad (81)$$

$$I_{l_0} + \sum_{i=1}^N [Ja_{li}] + \alpha_i [Jb_{li}] [P_{Li}^0 X_i] \leq I_{l_{\max}} \quad (82)$$

$$\lambda_{l_0} + \sum_{i=1}^N [J\lambda_{li}] [P_{Li}^0 X_i] \leq \lambda_{l_{\max}} \quad (83)$$

$$X_i \in \{0,1\} \quad (84)$$

โดยที่ X_i คือ สถานะ ON/OFF (0 หรือ 1) ของหม้อแปลงจ่ายโหลดลูกที่ i

P_{Li}^0 คือ โหลดฐานของบัส i (หม้อแปลงลูกที่ i)

C_i คือ ผลกระทบของการปลดหม้อแปลงจ่ายโหลดลูกที่ i

V_k คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส k

Q_g คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า g

I_l คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง l

λ_l คือ ดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันของสายส่ง l

g คือ หมายเลขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง

N คือ จำนวนหม้อแปลงจ่ายโหลดทั้งหมดในระบบ

M คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ

k คือ หมายเลขของหม้อแปลงจ่ายโหลดแต่ละลูกมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง N

l คือ หมายเลขของสายส่งแต่ละเส้นมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง M

การแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการที่นำเสนอสามารถทำได้โดยใช้วิธีการแก้ปัญหาซิดสุดของฟังก์ชันแบบเลขฐานสอง (Binary Programming) ซึ่งมีขั้นตอนในการแก้ปัญหาดังนี้

1. คำนวณสัดส่วน a, c, d, f ของแบบจำลองโหลดจากสมการ (23) – (28) โดยคำนวณทั้งแบบจำลองโหลดรวมที่บัสและแบบจำลองโหลดของหม้อแปลงแต่ละลูก
2. กำหนดจำนวนรอบของการทำงานเริ่มต้น ($k = 1$) และจำนวนครั้งในการประมาณเชิงเส้น (m)
3. พิจารณาเงื่อนไข $k > m$ หรือไม่ ถ้าไม่ใช่ให้ไปยังขั้นตอนที่ 4 (ถ้าใช่ให้หยุดการทำงาน)
4. คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมกับการศึกษาแบบจำลองโหลดตามขั้นตอนในบทที่ 2 หัวข้อ 2.5 (ถ้าเป็นการทำงานในรอบแรกในทางปฏิบัติอาจเคาะข้อมูลที่มีอยู่แล้วของระบบไฟฟ้าออกมา)
5. พิจารณาว่ามีการละเมิดเงื่อนไขหรือไม่ ถ้ามีการละเมิดเงื่อนไขให้คำนวณค่าที่ต้องการเปลี่ยนแปลงน้อยที่สุดเพื่อให้พารามิเตอร์ต่างๆกลับไปอยู่ในเงื่อนไข (ถ้าไม่ละเมิดเงื่อนไขให้หยุดการทำงาน)
6. แบ่งโหลดในแต่ละบัสออกเป็นหลายๆบัสตามจำนวนหม้อแปลงจ่ายโหลดที่มีโดยมีสัดส่วนของโหลดแต่ละบัสเป็นไปตามสัดส่วนของโหลดในหม้อแปลงจ่ายโหลดแต่ละลูก
7. คำนวณค่าความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงโหลดเทียบกับพารามิเตอร์อื่นๆ ($\alpha, Jc, Jd, Gc, Gd, JIa, JIb, JI$) ณ จุดทำงานของระบบในรอบนั้น โดยคำนวณแยกแบบจำลองโหลดของหม้อแปลงแต่ละลูก
8. แก้ปัญหาการปลดโหลดตามสมการ (79) – (84) และเก็บค่าผลลัพธ์ที่ได้ไปรวมกับผลลัพธ์ที่ได้ในรอบก่อน
9. ปลดโหลดจากผลลัพธ์ที่ได้ของรอบการคำนวณล่าสุด ปรับปรุงแบบจำลองโหลดให้ เป็นไปตามสถานะของโหลดที่บัสล่าสุด (ถ้ามีการปลดหม้อแปลงจ่ายโหลดลูกใดลูกหนึ่งออกให้ใช้แบบจำลองโหลดรวมของหม้อแปลงจ่ายโหลดที่เหลืออยู่ที่บัสตามสมการ (85) - (86) และเพิ่มจำนวนรอบการทำงาน ($k = k + 1$) แล้วกลับไปยังขั้นตอนที่ 3)

เนื่องจากในระหว่างการคำนวณหากมีการปลดหม้อแปลงจ่ายโหลดลูกใดลูกหนึ่งของบัสออกไปจะทำให้แบบจำลองของโหลดที่บัสนั้นเปลี่ยนแปลงไปเป็นผลรวมของแบบจำลองโหลดจากหม้อแปลงจ่ายโหลดที่เหลืออยู่ที่บัส ซึ่งสามารถคิดเป็นแบบจำลองโหลดรวมได้ตามสมการดังนี้

$$a_{bus} = \frac{\sum_{i=1}^T a_i P_i^0}{\sum_{i=1}^T P_i^0} \quad (85)$$

$$c_{bus} = \frac{\sum_{i=1}^T c_i P_i^0}{\sum_{i=1}^T P_i^0} \quad (86)$$

- โดย a_{bus} คือ สัดส่วน Constant Impedance ของบัสหลังการคำนวณ
 c_{bus} คือ สัดส่วน Constant Power ของบัสหลังการคำนวณ
 T คือ จำนวนหม้อแปลงจ่ายโหลดทั้งหมดที่เหลืออยู่ของบัส
 a_i คือ สัดส่วน Constant Impedance ของหม้อแปลงจ่ายโหลดลูกที่ i
 c_i คือ สัดส่วน Constant Power ของหม้อแปลงจ่ายโหลดลูกที่ i
 P_i^0 คือ โหลด ณ แรงดันฐานของระบบของหม้อแปลงจ่ายโหลดลูกที่ i

วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดตามที่ได้นำเสนอขึ้นเป็นวิธีการปลดโหลดที่เหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากกว่าวิธีการในหัวข้อก่อนหน้านี้ เนื่องจากโดยทั่วไปแล้วการปลดโหลดในทางปฏิบัตินั้นไม่สามารถที่จะปลดโหลดออกได้ในสเกลที่เล็กมากๆ เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังเป็นระบบขนาดใหญ่จึงเป็นการสิ้นเปลืองและเป็นไปได้ยากหากจะติดตั้งเครื่องมือสำหรับปลดวงจรในทุกๆจุดของระบบไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นโดยทั่วไปแล้วการปลดโหลดในทางปฏิบัติมักจะทำได้ที่หม้อแปลงไฟฟ้าทางด้านแรงดันต่ำซึ่งมีขนาดการจ่ายโหลดที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้นการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นระดับขั้นตามจำนวนและขนาดของหม้อแปลงจ่ายโหลดแต่ละบัสจึงมีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากกว่าการปลดโหลดแบบต่อเนื่อง นอกจากนี้ การศึกษาแบบจำลองโหลดโดยวิธีการที่นำเสนอยังช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดโหลดมีความถูกต้องแม่นยำเพิ่มมากขึ้นอีกด้วย

3.4 การกำหนดขอบเขตเพื่อใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดในระบบขนาดใหญ่

เนื่องจากการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการที่นำเสนอขึ้นเป็นการแก้ปัญหาในสถานะฉุกเฉิน ดังนั้นเครื่องมือที่ใช้ในการแก้ปัญหาจำเป็นต้องแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็วและแม่นยำที่สุดภายใต้ข้อจำกัดทางด้านเวลาในสถานการณ์ฉุกเฉิน การแก้ปัญหาโดยวิธีการค่าขีดสุดนั้นจะมีผลของขนาดของระบบเข้ามามีผลต่อเวลาในการคำนวณค่อนข้างมาก ดังนั้นเพื่อให้ผลของขนาดของระบบเข้ามามีผลต่อเวลาในการคำนวณน้อยลงโดยที่ยังคงไว้ซึ่งผลลัพธ์ที่มีความแม่นยำ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ทำการปรับปรุงวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดในหัวข้อก่อนหน้านี้โดยการกำหนดให้จำนวนตัวแปรที่จะถูกนำเข้ามาคำนวณในกระบวนการหาค่าขีดสุดมีจำนวนน้อยลง โดยเลือกศึกษาเฉพาะบัสที่มีความเชื่อมโยงและอยู่ใกล้กับบริเวณที่มีการขัดข้องของระบบเกิดขึ้น ซึ่งสามารถเขียนสมการในการกำหนดและคัดเลือกจำนวนบัสที่ต้องการคำนวณออกมาได้ดังนี้

$$\mathfrak{R}_i = \sum_{k=1}^K ([Jc_{ki}] + \alpha_i [Jd_{ki}]) + \sum_{l=1}^L ([Gc_{li}] + \alpha_i [Gd_{li}]) + \sum_{m=1}^M ([Ja_{mi}] + \alpha_i [Jb_{mi}]) + \sum_{n=1}^N [J\lambda_{ni}] \quad (87)$$

$$Z\mathfrak{R} = \max_{i=1}^Z (\mathfrak{R}_i) \quad (88)$$

โดย	\mathfrak{R}_i	คือ	แฟกเตอร์ซึ่งแสดงถึงความเชื่อมโยงและการส่งผลกระทบต่อบริเวณที่มีการขัดข้องของระบบเกิดขึ้นเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงที่บัส i
	$Z\mathfrak{R}$	คือ	ลำดับของบัสที่มีค่า \mathfrak{R}_i สูงสุด Z ลำดับแรก
	Z	คือ	จำนวนตัวแปรที่ต้องการจำกัดในการแก้ปัญหาค่าขีดสุด
	K	คือ	จำนวนบัสทั้งหมดที่ละเมิดเงื่อนไขทางแรงดัน
	L	คือ	จำนวนบัสทั้งหมดที่ละเมิดเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
	M	คือ	จำนวนบัสทั้งหมดที่ละเมิดเงื่อนไขทางกระแส
	N	คือ	จำนวนบัสทั้งหมดที่ละเมิดเงื่อนไขดัชนีเสถียรภาพทางแรงดัน

วิธีการตามที่ได้กล่าวมานี้จะช่วยให้เวลาในการคำนวณของการแก้ปัญหาการปลดโหลดมีความมั่นคงมากขึ้นโดยที่จะไม่ขึ้นอยู่กับขนาดของระบบมากจนเกินไป แต่ทั้งนี้ก็ยังขึ้นอยู่กับ การกำหนดจำนวนตัวแปรในการคัดออกที่เหมาะสม การคัดตัวแปรออกไปมากเกินไปก็อาจจะส่งผลให้ผลลัพธ์มีความคลาดเคลื่อนไปจากเดิมได้ แต่ในขณะเดียวกันจำนวนตัวแปรที่มากขึ้นก็จะส่งผลให้เวลาในการคำนวณมีค่ามากขึ้นเช่นกัน

3.5 ตัวอย่างขั้นตอนและวิธีการในการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีที่นำเสนอ

ในหัวข้อนี้จะเป็นการนำเสนอขั้นตอนและวิธีการที่ได้นำเสนออย่างละเอียด ซึ่งจะแสดงตัวอย่างการแก้ปัญหาการปลดโหลดของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อมีการปลดสายส่งจากท่าตะโกถึงชัยภูมิ (TTK-CYP) ออก 1 วงจร ซึ่งจะทำให้เกิดการละเมิดเงื่อนไขของพารามิเตอร์ต่างๆในระบบเกิดขึ้นซึ่งอาจเสี่ยงต่อการเกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้างได้ สำหรับขั้นตอนในการแก้ปัญหาการปลดโหลดสามารถทำได้ดังนี้

1. คำนวณสัดส่วน a, c, d, f ของแบบจำลองไหลดจากสมการ (23) – (28) โดยคำนวณทั้งแบบจำลองไหลดรวมที่บัสและแบบจำลองไหลดของหม้อแปลงแต่ละลูก
2. กำหนดจำนวนรอบของการทำงานเริ่มต้น ($k = 1$) และจำนวนครั้งในการประมาณเชิงเส้น (m)
3. พิจารณาเงื่อนไข $k > m$ หรือไม่ ถ้าไม่ใช่ให้ไปยังขั้นตอนที่ 4 (ถ้าใช่ให้หยุดการทำงาน)
4. คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมกับการศึกษาแบบจำลองไหลดตามขั้นตอนในบทที่ 2 หัวข้อ 2.5 (ถ้าเป็นการทำงานในรอบแรกในทางปฏิบัติอาจแค่ดึงข้อมูลที่มีอยู่แล้วของระบบไฟฟ้าออกมา)
5. พิจารณาว่ามีการละเมิดเงื่อนไขหรือไม่ ถ้ามีการละเมิดเงื่อนไขให้คำนวณค่าที่ต้องการเปลี่ยนแปลงน้อยที่สุดเพื่อให้พารามิเตอร์ต่างๆกลับไปอยู่ในเงื่อนไข (ถ้าไม่ละเมิดเงื่อนไขให้หยุดการทำงาน)
6. แบ่งไหลดในแต่ละบัสออกเป็นหลายๆบัสตามจำนวนหม้อแปลงจ่ายไหลดที่มีโดยมีสัดส่วนของไหลดแต่ละบัสเป็นไปตามสัดส่วนของไหลดในหม้อแปลงจ่ายไหลดแต่ละลูก
7. คำนวณค่าความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงไหลดเทียบกับพารามิเตอร์อื่นๆ ($\alpha, Jc, Jd, Gc, Gd, JIa, JIb, JI\lambda$) ณ จุดทำงานของระบบในรอบนั้น โดยคำนวณแยกแบบจำลองไหลดของหม้อแปลงแต่ละลูก
8. คัดเลือกเฉพาะบัสที่การเปลี่ยนแปลงของไหลดมีผลให้พารามิเตอร์ของระบบมีแนวโน้มที่จะกลับเข้ามาสู่สภาวะปกติตามสมการ (87) – (88) เพื่อลดเวลาในการแก้ปัญหาค่าขีดสุด (วิธีนี้จะใช้เมื่อต้องการให้เวลาในการคำนวณไม่แปรผันมากจนเกินไปหรือใช้กับการคำนวณในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่เท่านั้น)
9. แก้ปัญหาการปลดไหลดตามสมการ (79) – (84) และเก็บค่าผลลัพธ์ที่ได้ไปรวมกับผลลัพธ์ที่ได้ในรอบก่อน
10. ปลดไหลดจากผลลัพธ์ที่ได้ของรอบการคำนวณล่าสุด ปรับปรุงแบบจำลองไหลดให้เป็นไปตามสถานะของไหลดที่บัสล่าสุด (ถ้ามีการปลดหม้อแปลงจ่ายไหลดลูกใดลูกหนึ่งออกให้ใช้แบบจำลองไหลดรวมของหม้อแปลงจ่ายไหลดที่เหลืออยู่ที่บัสตามสมการ (85) - (86) และเพิ่มจำนวนรอบการทำงาน ($k = k + 1$) แล้วกลับไปยังขั้นตอนที่ 3)

บทที่ 4

ผลการทดสอบ

จากแนวทางการแก้ปัญหาการปลดโหลดตามที่ได้กล่าวมาแล้วนั้นจะพบว่าฟังก์ชันเงื่อนไขที่ใช้ในการแก้ปัญหาถูกแปลงจากรูปแบบไม่เป็นเชิงเส้นมาเป็นรูปแบบที่เป็นเชิงเส้น โดยใช้วิธีการประมาณเชิงเส้นเพื่อให้สามารถแก้ปัญหาการปลดโหลดได้เร็วยิ่งขึ้น รวมทั้งได้มีการปรับปรุงวิธีการปลดโหลดเพื่อใช้ในทางปฏิบัติทั้งในเรื่องของการศึกษาแบบจำลองโหลดและการปลดโหลดแบบเป็นระดับขึ้น

เพื่อทดสอบความสัมฤทธิ์ผลของวิธีการที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โปรแกรมการแก้ปัญหาการปลดโหลดทั้งแบบเป็นเชิงเส้นและไม่เป็นเชิงเส้นตามวิธีการดังกล่าวได้ถูกพัฒนาขึ้นบนโปรแกรม *MATLAB* เพื่อใช้เปรียบเทียบผลการทดสอบ โดยได้แบ่งการทดสอบออกเป็น 3 ส่วน เพื่อทดสอบความสัมฤทธิ์ผลของวิธีการที่ได้นำเสนอในแต่ละจุด โดยส่วนแรกจะเป็นการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบให้เห็นถึงความถูกต้องแม่นยำของวิธีการประมาณเชิงเส้นของพารามิเตอร์แต่ละชนิด ส่วนที่สองจะเป็นการเปรียบเทียบให้เห็นถึงความถูกต้องแม่นยำของการศึกษาแบบจำลองโหลดแบบผสมระหว่างอิมพีแดนซ์คงที่และกำลังไฟฟ้าคงที่เมื่อเทียบกับการใช้แบบจำลองโหลดเป็นแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ทั้งหมด และส่วนสุดท้ายจะเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดีข้อเสียของวิธีการที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เมื่อเทียบกับวิธีการที่ได้ถูกคิดค้นขึ้นมาในอดีต

ระบบทดสอบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีอยู่ด้วยกันทั้งสิ้น 2 ระบบคือระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส และระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยระบบไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นจะพิจารณาเฉพาะในส่วนที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นผู้ดูแลรับผิดชอบอยู่เท่านั้น

ในส่วนของพารามิเตอร์ของฟังก์ชันเงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบของระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัสสามารถกำหนดได้ดังนี้

$$\text{แบบ A } [V_{k \min} = 0.95 \quad V_{k \max} = 1.1 \quad I_{l \max} = 10 \quad \lambda_{l \max} = 1]$$

$$\text{แบบ B } [V_{k \min} = 0.85 \quad V_{k \max} = 1.1 \quad I_{l \max} = 10 \quad \lambda_{l \max} = 0.7]$$

$$\text{แบบ C } [V_{k \min} = 0.85 \quad V_{k \max} = 1.1 \quad I_{l \max} = 5 \quad \lambda_{l \max} = 1]$$

$$\text{แบบ D } [V_{k \min} = 0.95 \quad V_{k \max} = 1.1 \quad I_{l \max} = 5 \quad \lambda_{l \max} = 0.7]$$

ส่วนพารามิเตอร์ของฟังก์ชันเงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น จะใช้มาตรฐานเดียวกันกับระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัสแบบ D ยกเว้นในส่วนของการลิมิตกระแสซึ่งจะใช้ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นข้อมูลอ้างอิง โดยในส่วนของการลิมิตกระแสนั้นในการทดสอบจะมีเพียงแค่กระแสของสายส่ง CYP-TTK เท่านั้นที่เกิดการละเมิด

เงื่อนไข ซึ่งมีการลิมิตกระแสไว้ที่ 3.1PU ส่วนข้อมูลในการลิมิตกระแสของสายส่งเส้นอื่น ๆ นั้นได้ถูกยกไปไว้ในส่วนภาคผนวกของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

4.1 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากการประมาณเชิงเส้น

ระบบที่ใช้ในการทดสอบคือระบบมาตรฐาน 118 บัส และระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่อ้างอิงข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยสมมุติว่าสายส่งในระบบเกิดการชำรุดเสียหายและถูกเปิดวงจรออกจากระบบละ 1 เส้น ผลลัพธ์ที่ได้จากการทดสอบโดยใช้ฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้นของระบบทดสอบทั้ง 2 ระบบสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.6 และตารางที่ 4.7 ตามลำดับ โดยจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์ที่ได้จากการทดสอบโดยใช้ฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.1-4.5 (การทดลองในตอนนี้จะสมมุติว่าโหลดทุกบัสมีแบบจำลองโหลดแบบกำลังไฟฟ้าคงที่)

ตารางที่ 4.1 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ A ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
13	0.9432	0.9500
20	0.9449	0.9504
21	0.9403	0.9500
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)
13	34	10.51
21	14	8.50

ตารางที่ 4.2 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ B ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8

สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
21	0.7070	0.3988
65	0.7097	0.6065
66	0.7097	0.6065
95	0.8762	0.7001
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)
1	51	45.9
2	120	108
3	39	28.82
4	39	22.60

ตารางที่ 4.3 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ C ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8

สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
35	6.4981	4.9996
95	5.6029	3.9054
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)
1	51	45.9
2	120	108
3	39	1.05
4	39	39
6	52	8.71

ตารางที่ 4.4 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
13	0.9432	0.9621
20	0.9449	0.9519
21	0.9403	0.9504
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
35	6.4981	4.9825
95	5.6029	3.8873
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
21	0.7070	0.3988
65	0.7097	0.6065
66	0.7097	0.6065
95	0.8762	0.7001
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)
1	51	45.9
2	120	108
3	39	28.82
4	39	22.60
	ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม	205.32

ตารางที่ 4.5 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
PKC	0.9408	0.9528
CBD	0.9470	0.9501
DBN	0.9488	0.9519
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
CYP-TTK	3.6575	3.1000
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
CYP-TTK	0.7982	0.7000
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)
TL3	17.76	-2.67
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)
CYP-115	62.05	28.29
LE	47.34	6.13
CYP-230	150	138.89
	ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม	173.31

ตารางที่ 4.6 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
13	0.9432	0.9622
20	0.9449	0.9519
21	0.9403	0.9504
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
35	6.4981	4.9821
95	5.6029	3.8867
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
21	0.7070	0.3990
65	0.7097	0.6065
66	0.7097	0.6065
95	0.8762	0.7000

บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)
1	51	35.46
2	120	89.69
3	39	31.76
4	39	25.40
6	52	18.94
117	20	4
	ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม	205.26

ตารางที่ 4.7 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
PKC	0.9408	0.9528
CBD	0.9470	0.9501
DBN	0.9488	0.9519
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
CYP-TTK	3.6575	3.1000
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
CYP-TTK	0.7982	0.7000
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)
TL3	17.76	-2.65
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)
CYP-115	62.05	16.31
LE	47.34	6.67
CYP-230	150	150
	ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม	172.97

ตารางที่ 4.8 เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการคำนวณของระบบทดสอบ

เวลาที่ใช้ในการคำนวณ	ระบบทดสอบ 118 บัส	ระบบไฟฟ้าของประเทศไทย
สมการแบบเป็นเชิงเส้น	1-2 วินาที	10 วินาที
สมการแบบไม่เป็นเชิงเส้น	24 นาที	2 ชั่วโมง 50 นาที

ผลการทดลองในตารางที่ 4.1-4.3 เป็นผลการทดลองของระบบมาตรฐาน 118 บัสที่แสดงให้เห็นถึงการควบคุมพารามิเตอร์แต่ละชนิดของฟังก์ชันเงื่อนไขเพื่อให้ระบบกลับมาสู่สภาวะการทำงานปกติ ส่วนผลการทดลองในตารางที่ 4.4 ได้รวบรวมเอาการควบคุมพารามิเตอร์ทุกชนิดมารวมไว้ในครั้งเดียว ซึ่งจากผลการทดลองจะพบว่าฟังก์ชันเงื่อนไขที่มาจากการประมาณเชิงเส้นนั้นสามารถควบคุมพารามิเตอร์แต่ละชนิดของฟังก์ชันเงื่อนไขได้อย่างค่อนข้างแม่นยำมากทั้งการควบคุมแบบชนิดเดียวและการควบคุมแบบพารามิเตอร์หลายชนิด

ผลการทดลองในตารางที่ 4.4 และ 4.5 เป็นผลการทดลองจากการประมาณเชิงเส้นของระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส และระบบไฟฟ้าของประเทศไทยตามลำดับ ซึ่งสามารถนำมาเปรียบเทียบกับผลการทดลองในตารางที่ 4.6 และ 4.7 ซึ่งเป็นผลการทดลองจากการใช้สมการแบบไม่เป็นเชิงเส้นของระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส และระบบไฟฟ้าของประเทศไทยตามลำดับ จากผลการทดลองจะสังเกตเห็นว่าผลลัพธ์ที่ได้จากการประมาณเชิงเส้นมีความแม่นยำใกล้เคียงกันกับผลลัพธ์ที่ได้จากสมการแบบไม่เป็นเชิงเส้นมาก รวมทั้งยังได้ผลลัพธ์ที่ไม่กระจายตัวมากซึ่งทำให้สามารถนำไปใช้ในทางปฏิบัติได้ง่ายกว่า ขณะที่เวลาที่ใช้ในการคำนวณก็น้อยกว่าสมการแบบไม่เป็นเชิงเส้นอยู่หลายเท่าตัว นอกจากนี้เรายังสามารถเพิ่มความแม่นยำให้ผลลัพธ์จากการประมาณเชิงเส้นได้อีกโดยการเพิ่มจำนวนรอบของการประมาณเชิงเส้นให้มากขึ้น แต่ทั้งนี้ก็อาจจะส่งผลให้เวลาในการคำนวณเพิ่มมากขึ้นเช่นกัน

ผลลัพธ์ที่ได้จากตารางที่ 4.8 แสดงให้เห็นว่าการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยใช้สมการแบบไม่เป็นเชิงเส้นนั้นนำไปใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ในทางปฏิบัติได้ยากเนื่องจากใช้เวลาในการคำนวณสูงมาก ดังนั้นวิธีการประมาณเชิงเส้นจึงเป็นวิธีที่เหมาะสมกว่าในทางปฏิบัติ เนื่องจากใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่ามาก แต่ยังคงให้ผลลัพธ์ที่มีประสิทธิภาพสูงใกล้เคียงกัน

4.2 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากการศึกษาแบบจำลองโหลด

ในส่วนของ การแก้ปัญหาการปลดโหลด ร่วมกับการพิจารณาแบบจำลองโหลด ได้ใช้ระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส เป็นระบบศึกษา โดยใช้จุดทำงานหลังเกิดการรบกวนระบบเป็นจุดเดียวกันกับในหัวข้อ 4.1 เพื่อเปรียบเทียบให้เห็นถึงผลของการพิจารณาแบบจำลองโหลด

ในการทดลองสมมติให้ระบบศึกษามีแบบจำลองโหลดเป็นไปตามสมการ (19)-(20) และมีสัดส่วนของโหลดแต่ละชนิด (a-f) ในแต่ละบัสเกิดจากการสุ่ม ในการศึกษาได้หาแบบจำลองโหลด

ตามสมการ (21)-(22) จะสมมุติว่ายังไม่ทราบแบบจำลองโหลดของระบบ ซึ่งสามารถหาสัดส่วน $acdf$ ได้ตามสมการ (23)-(28) โดยใช้จุดทำงานของระบบจาก 2 สถานะคือก่อนและหลังเกิดการรบกวนระบบ ซึ่งจะยังคงพิจารณาการปลดโหลดเป็นแบบต่อเนื่อง โดยจากการทดสอบได้ผลการทดลองเมื่อพิจารณาแบบจำลองโหลดแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ดังแสดงในตารางที่ 4.9 และได้ผลการทดลองเมื่อพิจารณาแบบจำลองโหลดแบบผสม ZP ดังแสดงในตารางที่ 4.10 ตามลำดับ (ปริมาณโหลดที่ปลดที่ได้จากการทดลองจะถูกแสดงออกได้เป็น 2 ลักษณะคือโหลดที่ปรากฏและโหลดฐาน โดยโหลดที่ปรากฏจะหมายถึงโหลดที่ได้ทำการปลดเมื่อมองจากโหลด ณ แรงดันใดๆ ของระบบ ในขณะที่โหลดฐานจะหมายถึงโหลดที่ได้ทำการปลดเมื่อมองจากโหลด ณ แรงดันฐานของระบบ 1 pu)

ตารางที่ 4.9 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส พังค์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยพิจารณาแบบจำลองโหลดแบบกำลังไฟฟ้าคงที่

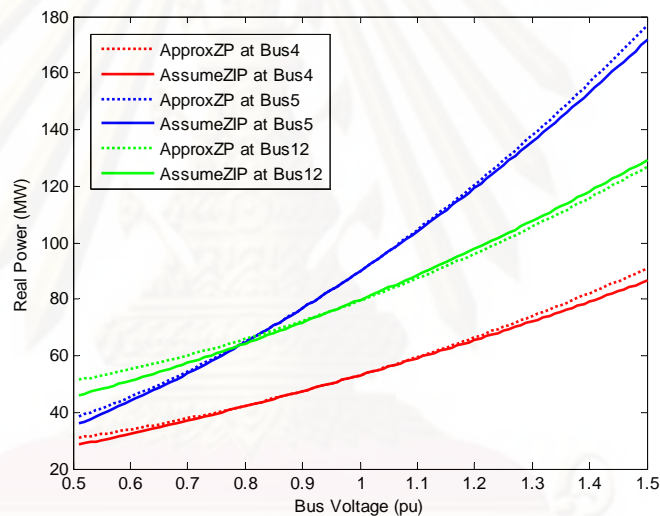
บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)		
13	0.9432	0.9617		
20	0.9449	0.9517		
21	0.9403	0.9500		
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)		
35	6.4981	5.0036		
95	5.6029	3.9473		
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด		
21	0.7070	0.4027		
65	0.7097	0.6101		
66	0.7097	0.6101		
95	0.8762	0.7073		
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด
1	53.17	51	47.85	45.9
2	123.01	120	110.85	108
3	40.57	39	30.03	28.82
4	39.12	39	22.67	22.60
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			211.40	205.32

ตารางที่ 4.10 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยพิจารณาแบบจำลองโหลดแบบผสม ZP

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
13	0.9432	0.9622
20	0.9449	0.9519
21	0.9403	0.9504
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
35	6.4981	4.9448
95	5.6029	3.8846
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
21	0.7070	0.3891
65	0.7097	0.6062
66	0.7097	0.6062
95	0.8762	0.6998
บัส	โหลดฐานที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลด (MW)
2	123.01	123.01
4	39.12	39.08
6	52.10	37.24
7	19.13	19.13
ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลดรวม		218.46

จากผลการทดลองจะพบว่าปริมาณโหลดที่ถูกปลดจากการศึกษาแบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าง (ตารางที่ 4.9) ที่มีค่าเท่ากับโหลดที่ถูกปลดจากตารางที่ 4.4 เนื่องจากเป็นการศึกษาที่จุดทำงานเดียวกัน แต่กระแสไฟฟ้าและดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันที่ปรากฏหลังปลดโหลดของตารางที่ 4.9 มีค่าเกินกว่าค่าที่กำหนด ทั้งนี้เป็นเพราะผลกระทบของการเพิ่มขึ้นของแรงดันไฟฟ้าในระบบเนื่องจากการปลดโหลดทำให้โหลดในระบบมีค่าเพิ่มสูงขึ้น จากผลการตอบสนองนี้จึงทำให้พารามิเตอร์ต่างๆในระบบมีค่าคลาดเคลื่อนไปจากที่คำนวณไว้ในตอนต้น ขณะเดียวกันหากศึกษาแบบจำลองโหลด ZP ผลตอบสนองของโหลดเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของแรงดันจะถูกนำมาพิจารณาด้วย ทำให้ได้ผลการทดสอบที่มีความแม่นยำมากกว่า แต่จะยังคงมีความผิดพลาดอยู่บ้างในบางกรณีเนื่องมาจากผลจากการประมาณแบบจำลองโหลด

สาเหตุที่การทดลองให้ผลลัพธ์ที่แม่นยำมากขึ้นทั้งที่แบบจำลองโหลดที่ใช้ในการคำนวณแตกต่างจากแบบจำลองโหลดจริงของระบบ นั้นเป็นเพราะแบบจำลองโหลด ZIP ที่ได้มาจากการคำนวณนั้นมาจากสมภาวะการเปลี่ยนแปลงของการทำงานของระบบที่ค่อนข้างกว้างครอบคลุมช่วงการเปลี่ยนแปลงที่ต้องการศึกษา ทำให้การใช้แบบจำลองโหลด ZIP นำระบบกลับมาสู่สภาวะปกติทำได้อย่างแม่นยำ แต่ความแม่นยำของแบบจำลองจะน้อยลงถ้าหากจุดทำงานของระบบหลุดออกไปอยู่นอกพื้นที่ศึกษาของแบบจำลองโหลด ZIP รูปที่ 4.1 แสดงความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและโหลดที่ได้จากแบบจำลอง ZIP ที่สมมุติขึ้นเปรียบเทียบกับแบบจำลอง ZIP ที่มาจากการคำนวณ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าความถูกต้องของแบบจำลองโหลด ZIP มีค่าสูงมากเมื่อระบบอยู่ในช่วงแรงดันของพื้นที่ศึกษา (ช่วงแรงดันประมาณ 0.9-1.1 pu) แต่ถ้าจุดทำงานของระบบหลุดออกไปอยู่นอกพื้นที่ศึกษา ค่าความถูกต้องของแบบจำลองโหลดก็จะมีค่าน้อยลง



รูปที่ 4.1 แสดงความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและโหลดที่ได้จากแบบจำลองโหลด ZIP เปรียบเทียบกับแบบจำลองโหลด ZIP

4.3 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากแนวทางที่ได้พัฒนาขึ้นทั้งหมด

การทดสอบในส่วนนี้ได้ใช้ระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส และระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยแยกการทดสอบในแต่ละระบบออกเป็น 3 วิธี วิธีแรกจะทำการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดโหลดอย่างต่อเนื่อง วิธีที่สองใช้การปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดโหลดอย่างต่อเนื่อง และวิธีสุดท้ายจะใช้การปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดผสม ZIP และปลดโหลดแบบเป็นระดับขั้น ในการทดลองด้วยวิธีสุดท้ายนี้ได้ทำการแยกโหลดในแต่ละบัสออกเป็น 2 ส่วนเท่าๆกันเพื่อกำหนดให้การปลดโหลดเป็นแบบระดับขั้น (สมมุติว่าแต่ละบัสมีหม้อ

แปลง 2 ลูกซึ่งจ่ายโหลดฐานเท่ากันแต่จ่ายโหลดที่ปรากฏจริงไม่เท่ากัน เนื่องจากได้กำหนดให้หม้อแปลงแต่ละลูกมีแบบจำลองโหลดที่ต่างกัน) แล้วทำการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยใช้วิธีการหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันแบบเลขฐานสองเพื่อจำลองสถานการณ์การปลดโหลดของหม้อแปลงแต่ละลูก ส่วนการศึกษาแบบจำลองโหลดยังคงใช้วิธีเดียวกันกับวิธีการในหัวข้อ 4.2 ซึ่งจะได้ผลการทดลองของระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส และระบบไฟฟ้าของประเทศไทยดังแสดงในตารางที่ 4.11-4.13 และตารางที่ 4.14-4.16 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.11 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดโหลดอย่างต่อเนื่อง (SQP)

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)		แรงดันหลังปลดโหลด (PU)	
13	0.9432		0.9617	
20	0.9449		0.9517	
21	0.9403		0.9500	
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)		กระแสหลังปลดโหลด (PU)	
35	6.4981		5.0032	
95	5.6029		3.9468	
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด		ดัชนีหลังปลดโหลด	
21	0.7070		0.4028	
65	0.7097		0.6101	
66	0.7097		0.6101	
95	0.8762		0.7072	
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด
1	53.17	51	36.97	35.46
2	123.01	120	92.25	89.69
3	40.57	39	33.08	31.76
4	39.12	39	25.48	25.40
6	52.10	52	18.98	18.94
117	20.62	20	4.20	4
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			210.95	205.26

ตารางที่ 4.12 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดโหลดอย่างต่อเนื่อง (Simplex)

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)		แรงดันหลังปลดโหลด (PU)	
13	0.9432		0.9617	
20	0.9449		0.9517	
21	0.9403		0.9500	
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)		กระแสหลังปลดโหลด (PU)	
35	6.4981		5.0036	
95	5.6029		3.9473	
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด		ดัชนีหลังปลดโหลด	
21	0.7070		0.4027	
65	0.7097		0.6101	
66	0.7097		0.6101	
95	0.8762		0.7073	
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด
1	53.17	51	47.85	45.9
2	123.01	120	110.85	108
3	40.57	39	30.03	28.82
4	39.12	39	22.67	22.60
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			211.40	205.32

ตารางที่ 4.13 ทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ D ปลดวงจรที่สายส่ง 5-8 กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดผสม ZP และปลดโหลดแบบเป็นระดับขั้น (LP based Branch and Bound)

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
13	0.9432	0.9622
20	0.9449	0.9519
21	0.9403	0.9503

สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
35	6.4981	4.9493
95	5.6029	3.8892
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
21	0.7070	0.3908
65	0.7097	0.6065
66	0.7097	0.6065
95	0.8762	0.7003
บัส	โหลดฐานที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลด (MW)
1	53.17	26.59
2	123.01	61.50
3	40.57	20.28
4	39.12	39.12
6	52.10	52.10
7	19.13	19.13
	ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลดรวม	218.72

ตารางที่ 4.14 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดโหลดอย่างต่อเนื่อง (SQP)

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
PKC	0.9408	0.9510
CBD	0.9470	0.9497
DBN	0.9488	0.9515
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
CYP-TTK	3.6575	3.1309
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
CYP-TTK	0.7982	0.7052
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)
TL3	17.76	-0.87

บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด
CYP-115	62.90	62.05	17.35	16.31
LE	47.76	47.34	7	6.67
CYP-230	151.86	150	151.86	150
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			176.20	172.97

ตารางที่ 4.15 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดโหลดอย่างต่อเนื่อง (Simplex)

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)		
PKC	0.9408	0.9510		
CBD	0.9470	0.9497		
DBN	0.9488	0.9515		
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)		
CYP-TTK	3.6575	3.1309		
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด		
CYP-TTK	0.7982	0.7052		
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)		
TL3	17.76	-0.89		
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด
CYP-115	62.90	62.05	29.31	28.29
LE	47.76	47.34	6.43	6.13
CYP-230	151.86	150	140.80	138.89
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			176.55	173.31

ตารางที่ 4.16 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ปลดวงจรสายส่ง CYP-TTK 1 วงจร กำหนดให้ใช้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดผสม ZP และปลดโหลดแบบเป็นระดับขั้น (LP based Branch and Bound)

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
PKC	0.9408	0.9522
CBD	0.9470	0.9500
DBN	0.9488	0.9518
สายส่ง	กระแสก่อนปลดโหลด (PU)	กระแสหลังปลดโหลด (PU)
CYP-TTK	3.6575	3.0928
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
CYP-TTK	0.7982	0.6999
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)
TL3	17.76	-3.01
บัส	โหลดฐานที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลด (MW)
BKN	15.94	7.97
PO	21.78	10.89
SU	42.99	21.49
CYP-230	151.86	151.86
ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลดรวม		192.21

จากผลการทดลองจะพบว่าคำตอบที่ได้จากวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบเป็นเชิงเส้นในตารางที่ 4.12 และ 4.15 มีความใกล้เคียงกันกับคำตอบที่ได้จากวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นในตารางที่ 4.11 และ 4.14 มาก นั่นแสดงให้เห็นว่าวิธีการประมาณเชิงเส้นหลายครั้งนั้นให้ผลการทดลองที่น่าเชื่อถือมากในระดับหนึ่ง โดยที่สามารถลดเวลาในการคำนวณลงได้มากตามที่ได้ทำการทดลองมาแล้วในหัวข้อ 4.1 แต่ถ้าหากเปรียบเทียบผลการทดลองของทั้งสองวิธีนี้กับวิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยใช้แบบจำลองโหลดผสม ZP และปลดโหลดแบบเป็นระดับขั้นจะพบว่าผลการทดลองในตารางที่ 4.11-4.12 และ 4.14-4.15 นั้นยังคงมีการละเมิดเงื่อนไขของปัญหา เนื่องจากแบบจำลองโหลดที่ไม่มีความถูกต้องแม่นยำมากเพียงพอ ในขณะที่ถ้าสังเกตผลการทดลองในตารางที่ 4.13 และ 4.16 จะพบว่าวิธีการแก้ปัญหา

การปลดโหลดโดยใช้แบบจำลองโหลดผสม ZP นั้นให้ผลการทดลองที่มีความถูกต้องแม่นยำมากกว่า

นอกจากนี้วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีการที่นำเสนอยังมีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากกว่า เนื่องจากกำหนดให้การปลดโหลดเป็นแบบระดับขั้นแทนที่จะเป็นการปลดโหลดแบบต่อเนื่องเหมือนกับวิธีอื่นๆ เพราะในทางปฏิบัติแล้วเราไม่สามารถที่จะปลดโหลดอย่างต่อเนื่องได้เพราะระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปนั้นไม่ได้มีอุปกรณ์สำหรับปลดวงจรในทุกๆจุดย่อยๆของระบบ ดังนั้นการปลดโหลดแบบเป็นระดับขั้นจึงมีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติซึ่งมักจะปลดโหลดที่หม้อแปลงไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำมากกว่า

วิธีการแก้ปัญหาการปลดโหลดโดยวิธีที่นำเสนอนั้นจะใช้เวลาในการคำนวณสูงกว่าวิธีการแก้ปัญหาแบบเป็นเชิงเส้นโดยทั่วไปอยู่หลายเท่าตัว เนื่องจากจำเป็นต้องแก้ปัญหาค่าขีดสุดแบบเป็นเชิงเส้นทุกครั้งที่เกิดการแตกกิ่งโดยวิธี Branch and Bound ตามที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 2.6 ซึ่งปัญหาในเรื่องของเวลาดังกล่าวอาจจะส่งผลให้การแก้ปัญหาการปลดโหลดทำได้ไม่ทันการ โดยเฉพาะเมื่อทำการศึกษากับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ทำการปรับปรุงปัญหาในส่วนนี้ตามที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 3.4 ซึ่งจากผลการทดลองปรากฏว่าวิธีการดังกล่าวสามารถลดเวลาในการคำนวณลงได้มากโดยที่ยังคงไว้ซึ่งคำตอบที่เหมือนกันทุกประการ ดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.13 และ 4.16 สำหรับเวลาในการคำนวณของการทดลองในส่วนนี้สามารถสรุปออกมาได้ดังตารางที่ 4.17 ซึ่งจะเห็นว่าวิธีการที่นำเสนอนั้นมีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติและสามารถนำไปใช้งานได้จริงดังที่ได้ทดลองแล้วกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งได้ผลการทดลองเป็นที่น่าพอใจ

ตารางที่ 4.17 เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการคำนวณของระบบทดสอบ

เวลาที่ใช้ในการคำนวณ	ระบบทดสอบ 118 บัส	ระบบไฟฟ้าของประเทศไทย
สมการแบบเป็นเชิงเส้น (Simplex)	1-2 วินาที	10 วินาที
สมการแบบไม่เป็นเชิงเส้น (SQP)	24 นาที	2 ชั่วโมง 50 นาที
วิธีการที่ได้นำเสนอ (LP based Branch and Bound)	16 วินาที	22 วินาที

4.4 เปรียบเทียบผลการทดสอบในสภาวะที่เกิดการรบกวนระบบที่รุนแรงมาก

การทดสอบในหัวข้อนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่ได้นำเสนอนั้นสามารถนำไปใช้ได้กับการศึกษาระบบไฟฟ้าในทุกๆ จุดการทำงานของระบบ ถึงแม้ระบบจะเข้าใกล้จุดทำงานที่ใกล้กับจุดพังทลายทางแรงดันมากเพียงใดก็ตาม การทดสอบในส่วนนี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในการทดสอบ โดยได้ทำการปรับเพิ่มโหลดจากสภาวะในการทดลองในหัวข้อก่อนหน้าขึ้น 15 เปอร์เซ็นต์ของโหลดที่มีอยู่เดิมทั้งระบบเพื่อให้สภาวะการทำงานของระบบเข้าใกล้จุดพังทลายทางแรงดันไฟฟ้าของระบบมากขึ้น โดยการทดลองในหัวข้อนี้จะถูกแยกออกเป็น 4 การทดลอง การทดลองแรกและการทดลองที่สองจะใช้วิธีการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้นและเป็นเชิงเส้นตามลำดับ โดยทั้งสองการทดลองแรกจะใช้แบบจำลองโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่และปลดโหลดอย่างต่อเนื่องโดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E ส่วนการทดลองที่สามจะใช้วิธีการแก้ปัญหาแบบเป็นเชิงเส้นโดยใช้แบบจำลองโหลดแบบผสม ZP และปลดโหลดแบบเป็นระดับขึ้นโดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E เช่นกัน และวิธีการสุดท้ายจะเหมือนกับวิธีการที่สองแต่เปลี่ยนมาใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ F ซึ่งผลการทดลองที่ได้สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.18-4.21 ตามลำดับ (ปริมาณโหลดที่ปลดที่ได้จากการทดลองจะถูกแสดงออกได้เป็น 2 ลักษณะคือโหลดที่ปรากฏและโหลดฐาน โดยโหลดที่ปรากฏจะหมายถึงโหลดที่ได้ทำการปลดเมื่อมองจากโหลด ณ แรงดันใดๆ ของระบบ ในขณะที่โหลดฐานจะหมายถึงโหลดที่ได้ทำการปลดเมื่อมองจากโหลด ณ แรงดันฐานของระบบ 1 pu)

แบบ E [$V_k \min = 0.9$, $V_k \max = 1.1$, $I_l \max =$ เป็นไปตามข้อมูลในภาคผนวก, $\lambda_l \max = 0.9$]

แบบ F [$V_k \min = 0.9$, $V_k \max = 1.1$, $I_l \max =$ เป็นไปตามข้อมูลในภาคผนวก, $\lambda_l \max = 0.89$]

ตารางที่ 4.18 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E ปลดวงจร
ที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยวิธีการ SQP

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)		แรงดันหลังปลดโหลด (PU)	
PKC	0.8594		0.8991	
SKA	0.8809		0.9527	
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด		ดัชนีหลังปลดโหลด	
CYP-TTK	0.9665		0.9121	
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย เกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)		กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย เกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)	
LTK	83.88		-36.73	
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด
LE	57.81	55.86	11.92	10.89
SKA	23.30	21.37	17.32	15.59
SS	113.12	110.31	25.66	23.39
CYP	185.83	177	149.90	141.95
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			204.80	191.82

ตารางที่ 4.19 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E ปลดวงจร
ที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยวิธีการ Simplex

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)		แรงดันหลังปลดโหลด (PU)	
PKC	0.8594		0.9096	
SKA	0.8809		0.9481	
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด		ดัชนีหลังปลดโหลด	
CYP-TTK	0.9665		0.9133	
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย เกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)		กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย เกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)	
LTK	83.88		-36.86	
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด

KTL	17.91	17.55	9.07	8.60
LE	57.81	55.86	29.15	27.37
PKC	59.48	48.84	6.95	2.47
SKA	23.30	21.37	11.99	10.47
SS	113.12	110.31	57.70	54.05
UB1	69.88	69.08	8.18	7.13
CYP	185.83	177	89.97	83.76
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			213.01	193.85

ตารางที่ 4.20 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ E ปลดวงจรที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยวิธีการ LP based B&B

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)	แรงดันหลังปลดโหลด (PU)
PKC	0.8594	0.9068
SKA	0.8809	0.9703
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด	ดัชนีหลังปลดโหลด
CYP-TTK	0.9665	0.8999
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)
LTK	83.88	-57.28
บัส	โหลดฐานที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)	ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลด (MW)
AN	31.29	15.65
BNN	28.47	14.24
SKA	23.30	23.30
CYP	185.83	185.83
ปริมาณโหลดฐานที่ถูกปลดรวม		239.02

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.21 ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ฟังก์ชันเงื่อนไขแบบ F ปลอดภัย
ที่สายส่ง CYP-TTK ออก 1 วงจร กำหนดให้ใช้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยวิธีการ Simplex

บัส	แรงดันก่อนปลดโหลด (PU)		แรงดันหลังปลดโหลด (PU)	
PKC	0.8594		0.9524	
SKA	0.8809		0.9661	
สายส่ง	ดัชนีก่อนปลดโหลด		ดัชนีหลังปลดโหลด	
CYP-TTK	0.9665		0.9062	
บัส	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย เกินกำลังก่อนปลดโหลด (MW)		กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย เกินกำลังหลังปลดโหลด (MW)	
LTK	83.88		-58.94	
บัส	โหลดที่บัสก่อนปลดโหลด (MW)		ปริมาณโหลดที่ถูกปลด (MW)	
	โหลดฐาน	โหลด	โหลดฐาน	โหลด
KTL	17.91	17.55	9.07	8.60
LE	57.81	55.86	29.16	27.37
PKC	59.48	48.84	30.72	21.89
SKA	23.30	21.37	12.14	10.47
SS	113.12	110.31	57.74	54.05
UB1	69.88	69.08	5.93	4.89
CYP	185.83	177	98.91	92.22
ปริมาณโหลดที่ถูกปลดรวม			243.67	219.49

จากผลการทดลองในตารางที่ 4.18-4.19 แสดงให้เห็นว่าผลลัพธ์ที่ได้ยังคงเป็นไปในแนวทางเดียวกันกับผลการทดลองในหัวข้อ 4.3 คือผลลัพธ์ที่ได้จากการแก้ปัญหาโดยใช้สมการแบบเป็นเชิงเส้นนั้นมีความใกล้เคียงกันกับผลลัพธ์ที่ได้จากการแก้ปัญหาโดยใช้สมการแบบไม่เป็นเชิงเส้นมาก ถึงแม้ว่าจะมีการขยับจุดทำงานเข้าใกล้สภาวะการพังทลายทางแรงดันมากขึ้นแล้วก็ตาม ซึ่งแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่ได้นำเสนอนั้นสามารถใช้ได้กับระบบในสภาวะที่เกิดการรบกวนระบบอย่างรุนแรงมากๆ ได้ นอกจากนั้นหากสังเกตผลการทดลองในตารางที่ 4.19 เปรียบเทียบกับผลการทดลองในตารางที่ 4.20 จะพบว่าผลการทดลองในตารางที่ 4.20 มีผลลัพธ์จากการควบคุมเงื่อนไขของระบบที่ดีกว่าเนื่องมาจากแบบจำลองโหลดที่ใช้มีความแม่นยำมากกว่า ถึงแม้ว่าจะจำเป็นต้องปลดโหลดมากกว่าผลการทดลองในตารางที่ 4.19 ก็ตาม สาเหตุที่ผลการทดลองในตารางที่ 4.20 จำเป็นต้องปลดโหลดมากกว่าเกิดจาก 2 สาเหตุใหญ่ๆ คือในเรื่องของการกำหนดให้

มีการปลดโหลดแบบเป็นระดับขั้นซึ่งทำให้การปลดโหลดในบางบัสอาจจะไม่สามารถยืดหยุ่นได้ เหมือนกับผลลัพธ์ที่ได้จากตารางที่ 4.19 ที่มีการปลดโหลดอย่างต่อเนื่อง นอกจากนั้นอีกสาเหตุหนึ่งก็คือการที่ผลลัพธ์ในตารางที่ 4.19 ยังคงมีการละเมิดเงื่อนไขอยู่ในบางส่วนจึงอาจจะส่งผลให้ปริมาณในการปลดโหลดรวมยังคงน้อยกว่าในตารางที่ 4.20 อยู่

จากสาเหตุที่ได้กล่าวมานี้ จึงได้มีการทำการทดลองในตารางที่ 4.21 โดยกำหนดเงื่อนไขของดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันให้มีค่าต่ำลงมาเพื่อบีบให้ค่าดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันในตารางที่ 4.19 มีค่าลดลงมาเข้าใกล้ 0.9 มากขึ้น ซึ่งจากผลการทดลองในตารางที่ 4.21 จะพบว่าปริมาณการปลดโหลดรวมที่ใช้มีค่าสูงกว่าปริมาณการปลดโหลดรวมในตารางที่ 4.20 โดยที่ค่าดัชนีเสถียรภาพทางแรงดันยังคงมีค่าสูงกว่าผลลัพธ์ที่ได้ในตารางที่ 4.20 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าผลกระทบของการใช้แบบจำลองโหลดที่ไม่แม่นยำมากพอ นอกจากจะส่งผลให้การควบคุมพารามิเตอร์ไม่ให้เกิดละเมิดเงื่อนไขทำได้ไม่ดีนักแล้ว ยังมีผลให้ตำแหน่งที่เหมาะสมในการปลดโหลดมีความคลาดเคลื่อนไปด้วย ทำให้ผลการทดลองของตารางที่ 4.21 มีค่าผิดพลาดมากกว่าผลการทดลองในตารางที่ 4.20 ทั้งที่ใช้ปริมาณในการปลดโหลดออกจากระบบรวมมากกว่า

สำหรับเวลาที่ใช้ในการคำนวณของการทดลองในหัวข้อนี้สามารถแสดงได้ดังในตารางที่ 4.22 ซึ่งก็มีความใกล้เคียงกันกับเวลาในการคำนวณของหัวข้อก่อนหน้านี้ในตารางที่ 4.17 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าผลกระทบของการที่จุดทำงานเข้าใกล้สภาวะพังทลายทางแรงดันมากขึ้นนั้นไม่ได้ส่งผลให้เวลาในการคำนวณโดยใช้วิธีการที่นำเสนอมีค่าแตกต่างไปจากเดิมมากนัก

ตารางที่ 4.22 เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการคำนวณของระบบทดสอบ

เวลาที่ใช้ในการคำนวณ	ระบบไฟฟ้าของประเทศไทย
สมการแบบเป็นเชิงเส้น (Simplex)	10 วินาที
สมการแบบไม่เป็นเชิงเส้น (SQP)	3 ชั่วโมง
วิธีการที่ได้นำเสนอ (LP based Branch and Bound)	20 วินาที

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการพัฒนาวิธีการแก้ปัญหาการปลดไหลดโดยการใช้วิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุดจากที่ได้มีการศึกษามาในอดีต[4] โดยได้ทำการปรับปรุงใน 3 ส่วนหลักๆดังนี้

1. ปรับปรุงรูปแบบของปัญหาค่าขีดสุดแบบไม่เป็นเชิงเส้นให้กลายเป็นปัญหาแบบเชิงเส้นโดยวิธีการประมาณเชิงเส้นเพื่อลดเวลาในการแก้ปัญหาเพื่อให้ทันต่อความต้องการในสถานการณ์ฉุกเฉิน
2. ศึกษาและพัฒนาแบบจำลองไหลดที่มีความเหมาะสมกับการใช้งานในการแก้ปัญหาการปลดไหลดในสถานการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งมีความแม่นยำและถูกต้องมากกว่าแบบจำลองไหลดชนิดเดิม
3. ปรับปรุงรูปแบบของปัญหาค่าขีดสุดให้เป็นแบบไม่ต่อเนื่องเพื่อให้มีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากขึ้น รวมทั้งยังศึกษาเครื่องมือชนิดพิเศษที่สามารถนำมาแก้ปัญหารูปแบบนี้ได้โดยเฉพาะ

จากผลการทดลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการประมาณเชิงเส้นช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดไหลดสามารถทำได้อย่างรวดเร็วขึ้นมาก นอกจากนั้นการศึกษาแบบจำลองไหลดและการปลดไหลดแบบเป็นระดับขั้นก็ช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดไหลดมีความถูกต้องมากขึ้นรวมทั้งยังมีความเหมาะสมกับการใช้งานในทางปฏิบัติมากขึ้นด้วย การแก้ปัญหาการปลดไหลดด้วยวิธีการที่นำเสนอในทางปฏิบัตินั้นจะมีประสิทธิภาพเพิ่มมากยิ่งขึ้นถ้าหากผู้ใช้สามารถวิเคราะห์ปัญหาเบื้องต้นได้ว่าระบบต้องการการเปลี่ยนแปลงมากน้อยเพียงใดเพื่อกลับไปสู่สภาวะการทำงานปกติ การวิเคราะห์ปัญหาเบื้องต้นที่ดีจะช่วยให้ผู้ควบคุมระบบสามารถเลือกจำนวนครั้งในการประมาณเชิงเส้นได้อย่างถูกต้องและเหมาะสมซึ่งจะช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดไหลดทำได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้น นอกจากนั้นการเลือกใช้วิธีการตัดตัวแปรที่มีผลต่อจุดที่เกิดสถานการณ์ฉุกเฉินน้อยๆอย่างเหมาะสมก็จะช่วยให้การแก้ปัญหาการปลดไหลดสามารถทำได้อย่างรวดเร็วยิ่งขึ้นโดยที่ยังคงไว้ซึ่งคำตอบที่มีความถูกต้องแม่นยำสูง

5.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป

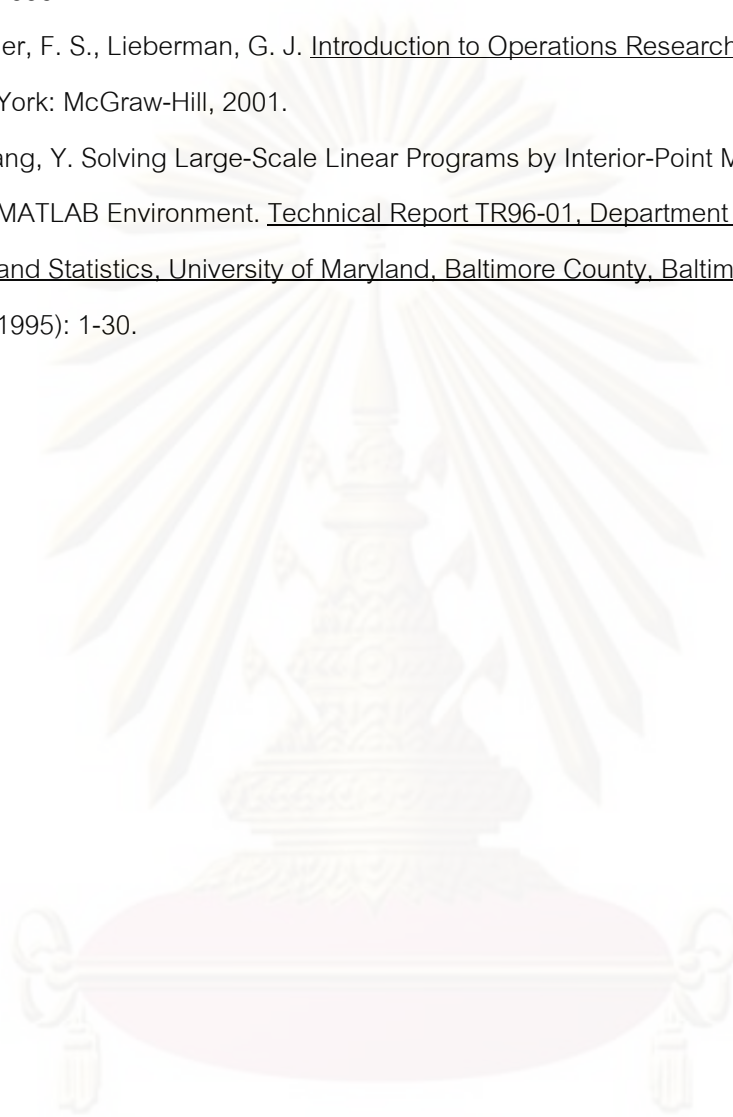
1. ในการนำไปใช้งานจริง หากผู้ปฏิบัติต้องการพัฒนาความเร็วในการแก้ปัญหา ก็อาจจะทำได้ใน 2 ส่วนใหญ่ๆคือ การปรับปรุงวิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุดแบบเลขฐานสองให้สามารถแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็วยิ่งขึ้นซึ่งสามารถทำได้ไม่ยากเย็นนักเนื่องจากในปัจจุบันได้มีผู้คิดค้นวิธีการในการแก้ปัญหารูปแบบนี้ออกมาเป็นจำนวนมาก นอกจากนั้นการเลือกใช้วิธีการตัดตัวแปรที่มีผลต่อจุดที่เกิดสถานการณ์ฉุกเฉินน้อยๆอย่างเหมาะสมก็จะช่วยให้การแก้ปัญหาคารพัดไหลสามารถทำได้อย่างรวดเร็วขึ้นโดยที่ยังคงไว้ซึ่งคำตอบที่มีความถูกต้องแม่นยำสูง
2. ในทางปฏิบัติผู้ใช้งานสามารถนำหลักการไปพัฒนาโปรแกรมคำนวณแผนการพัดไหลอย่างอัตโนมัติเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นได้ แต่ทั้งนี้ระบบไฟฟ้าที่ต้องการนำไปใช้งาน ก็ควรจะมีการเก็บค่าต่างๆในระบบไว้อย่างต่อเนื่องด้วยเช่นกัน
3. ในทางปฏิบัติผู้ใช้งานสามารถทดลองปรับปรุงแบบจำลองไหลเป็นแบบจำลองไหลในรูปแบบอื่นๆได้ เช่นแบบจำลองไหลแบบ Exponential เป็นต้น การปรับปรุงแบบจำลองไหลเป็นแบบจำลองไหลในรูปแบบอื่นๆอาจช่วยเพิ่มความแม่นยำในการแก้ปัญหาคารพัดไหลได้ในบางระบบ แต่ทั้งนี้ก็ต้องคำนึงถึงด้วยว่าข้อมูลที่สามารถหาได้ในสถานะฉุกเฉินนั้นอาจมีอยู่เพียงแค่ 2 จุดทำงานคือก่อนและหลังเกิดการบกพร่องระบบ เพราะฉะนั้นแบบจำลองไหลที่ต้องการนำมาศึกษาก็ควรมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่าอยู่ไม่เกิน 2 ตัวแปรด้วยเช่นกัน
4. หลักการในส่วนต่างๆของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้งานในการแก้ปัญหาคารพัดไหลของระบบไฟฟ้ากำลังในด้านอื่นๆได้

รายการอ้างอิง

- [1] Kundur, P. Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] Ajarapu, V., Christy, C. The Continuation Power Flow: A Tool For Steady State Voltage Stability Analysis. IEEE Transactions on Power Systems 7(1) (February 1992): 416-423.
- [3] Sukanvadevi, M. V., Babulal, C. K. Estimating of Loadability Margin of a Power System by comparing Voltage Stability Indices. International Conference on Control Automation Communication and Energy Conservation 2009 1 (Jun 2009): 1-4.
- [4] Amraee, T., Mozafari, B., and Ranjbar, A. M. An Improved Model for Optimal Under Voltage Load Shedding: Particle Swarm Approach. Power India Conference 2006 IEEE 1 (2006): 265-270.
- [5] พรเทพ เทียบรัตน์, วัชรินทร์ ชกย่อง และ กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. PQ Voltage Stability Index (PQVSI) for Voltage Stability Analysis. Electrical Engineering Conference-31 1 (Oct 2008): 355-358.
- [6] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Load Representation for dynamic performance analysis. IEEE Transactions on Power Systems 8 (May 1993): 472-482.
- [7] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation. IEEE Transactions on Power Systems 10(3) (Aug 1995): 1302-1313.
- [8] Li, Y., Chiang, H. D., Choi, B. K., Chen, Y. T., Huang, D. H., Lauby, M. G. Representative static load models for transient stability analysis : development and examination. IET Gener. Transm. Distrib 1(3) (2007): 422-431.
- [9] Hadi, Saadat. Power System Analysis. 2nd Edition (International Edition). New York: McGraw-Hill, 1982.
- [10] Chinneck, J. W. Practical Optimization: a Gentle Introduction [online]. Available from: <http://www.sce.carleton.ca/faculty/chinneck/po.html> [2009, October 20]
- [11] Dantzig, G. B., Orden, A., and Wolfe, P. Generalized Simplex Method for Minimizing a Linear from Under Linear Inequality Constraints. Pacific Journal Math 5 (1955):

183-195.

- [12] Nash, S. G., Sofer, A. Linear and Nonlinear Programming. New York: McGraw-Hill, 1996.
- [13] Hillier, F. S., Lieberman, G. J. Introduction to Operations Research. 7th Edition. New York: McGraw-Hill, 2001.
- [14] Zhang, Y. Solving Large-Scale Linear Programs by Interior-Point Methods Under the MATLAB Environment. Technical Report TR96-01, Department of Mathematics and Statistics, University of Maryland, Baltimore County, Baltimore, MD 1 (July 1995): 1-30.



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก

ก.1 แสดงข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบของระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัส และระบบทดสอบของประเทศไทย

ตารางที่ ก.1.1-ก.1.3 แสดงข้อมูลของระบบทดสอบมาตรฐาน 118 บัสในรูปแบบของ Program Matpower

ตารางที่ ก.1.1 bus data ของระบบ 118 bus

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	Vmax	Vmin
1	2	51	27	0	0	1	0.955	10.67	138	1.06	0.94
2	1	120	19	0	0	1	0.971	11.22	138	1.06	0.94
3	1	39	10	0	0	1	0.968	11.56	138	1.06	0.94
4	2	39	12	0	0	1	0.998	15.28	138	1.06	0.94
5	1	0	0	0	-40	1	1.002	15.73	138	1.06	0.94
6	2	52	22	0	0	1	0.99	13	138	1.06	0.94
7	1	19	2	0	0	1	0.989	12.56	138	1.06	0.94
8	2	28	0	0	0	1	1.015	20.77	345	1.06	0.94
9	1	0	0	0	0	1	1.043	28.02	345	1.06	0.94
10	2	0	0	0	0	1	1.05	35.61	345	1.06	0.94
11	1	70	23	0	0	1	0.985	12.72	138	1.06	0.94
12	2	47	10	0	0	1	0.99	12.2	138	1.06	0.94
13	1	34	16	0	0	1	0.968	11.35	138	1.06	0.94
14	1	14	1	0	0	1	0.984	11.5	138	1.06	0.94
15	2	90	30	0	0	1	0.97	11.23	138	1.06	0.94
16	1	25	10	0	70	1	0.984	11.91	138	1.06	0.94
17	1	111	3	0	120	1	0.995	13.74	138	1.06	0.94
18	2	60	34	0	70	1	0.973	11.53	138	1.06	0.94
19	2	45	25	0	0	1	0.963	11.05	138	1.06	0.94
20	1	18	3	0	0	1	0.958	11.93	138	1.06	0.94

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	Vmax	Vmin
21	1	14	8	0	0	1	0.959	13.52	138	1.06	0.94
22	1	10	5	0	0	1	0.97	16.08	138	1.06	0.94
23	1	7	3	0	0	1	1	21	138	1.06	0.94
24	2	13	0	0	0	1	0.992	20.89	138	1.06	0.94
25	2	0	0	0	0	1	1.05	27.93	138	1.06	0.94
26	2	0	0	0	0	1	1.015	29.71	345	1.06	0.94
27	2	71	13	0	0	1	0.968	15.35	138	1.06	0.94
28	1	17	7	0	0	1	0.962	13.62	138	1.06	0.94
29	1	24	4	0	0	1	0.963	12.63	138	1.06	0.94
30	1	90	0	0	90	1	0.968	18.79	345	1.06	0.94
31	2	43	27	0	0	1	0.967	12.75	138	1.06	0.94
32	2	59	23	0	0	1	0.964	14.8	138	1.06	0.94
33	1	23	9	0	0	1	0.972	10.63	138	1.06	0.94
34	2	59	26	0	14	1	0.986	11.3	138	1.06	0.94
35	1	33	9	0	0	1	0.981	10.87	138	1.06	0.94
36	2	31	17	0	0	1	0.98	10.87	138	1.06	0.94
37	1	160	0	0	-25	1	0.992	11.77	138	1.06	0.94
38	1	90	0	0	0	1	0.962	16.91	345	1.06	0.94
39	1	27	11	0	0	1	0.97	8.41	138	1.06	0.94
40	2	66	23	0	0	1	0.97	7.35	138	1.06	0.94
41	1	37	10	0	0	1	0.967	6.92	138	1.06	0.94
42	2	96	23	0	0	1	0.985	8.53	138	1.06	0.94
43	1	18	7	0	0	1	0.978	11.28	138	1.06	0.94
44	1	16	8	0	10	1	0.985	13.82	138	1.06	0.94
45	1	53	22	0	10	1	0.987	15.67	138	1.06	0.94
46	2	28	10	0	10	1	1.005	18.49	138	1.06	0.94
47	1	34	0	0	0	1	1.017	20.73	138	1.06	0.94

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	Vmax	Vmin
48	1	20	11	0	15	1	1.021	19.93	138	1.06	0.94
49	2	87	30	0	0	1	1.025	20.94	138	1.06	0.94
50	1	17	4	0	0	1	1.001	18.9	138	1.06	0.94
51	1	17	8	0	0	1	0.967	16.28	138	1.06	0.94
52	1	18	5	0	0	1	0.957	15.32	138	1.06	0.94
53	1	20	5	0	0	1	0.946	14.35	138	1.06	0.94
54	2	113	32	0	0	1	0.955	15.26	138	1.06	0.94
55	2	63	22	0	0	1	0.952	14.97	138	1.06	0.94
56	2	84	18	0	0	1	0.954	15.16	138	1.06	0.94
57	1	12	3	0	0	1	0.971	16.36	138	1.06	0.94
58	1	12	3	0	0	1	0.959	15.51	138	1.06	0.94
59	2	277	113	0	0	1	0.985	19.37	138	1.06	0.94
60	1	78	3	0	0	1	0.993	23.15	138	1.06	0.94
61	2	0	0	0	0	1	0.995	24.04	138	1.06	0.94
62	2	77	14	0	0	1	0.998	23.43	138	1.06	0.94
63	1	0	0	0	0	1	0.969	22.75	345	1.06	0.94
64	1	0	0	0	0	1	0.984	24.52	345	1.06	0.94
65	2	0	0	0	0	1	1.005	27.65	345	1.06	0.94
66	2	39	18	0	0	1	1.05	27.48	138	1.06	0.94
67	1	28	7	0	0	1	1.02	24.84	138	1.06	0.94
68	1	0	0	0	0	1	1.003	27.55	345	1.06	0.94
69	3	0	0	0	0	1	1.035	30	138	1.06	0.94
70	2	66	20	0	0	1	0.984	22.58	138	1.06	0.94
71	1	0	0	0	0	1	0.987	22.15	138	1.06	0.94
72	2	12	0	0	0	1	0.98	20.98	138	1.06	0.94
73	2	6	0	0	0	1	0.991	21.94	138	1.06	0.94
74	2	68	27	0	12	1	0.958	21.64	138	1.06	0.94

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	Vmax	Vmin
75	1	47	11	0	0	1	0.967	22.91	138	1.06	0.94
76	2	68	36	0	0	1	0.943	21.77	138	1.06	0.94
77	2	61	28	0	0	1	1.006	26.72	138	1.06	0.94
78	1	71	26	0	0	1	1.003	26.42	138	1.06	0.94
79	1	39	32	0	20	1	1.009	26.72	138	1.06	0.94
80	2	130	26	0	0	1	1.04	28.96	138	1.06	0.94
81	1	0	0	0	0	1	0.997	28.1	345	1.06	0.94
82	1	54	27	0	20	1	0.989	27.24	138	1.06	0.94
83	1	20	10	0	10	1	0.985	28.42	138	1.06	0.94
84	1	11	7	0	0	1	0.98	30.95	138	1.06	0.94
85	2	24	15	0	0	1	0.985	32.51	138	1.06	0.94
86	1	21	10	0	0	1	0.987	31.14	138	1.06	0.94
87	2	0	0	0	0	1	1.015	31.4	161	1.06	0.94
88	1	48	10	0	0	1	0.987	35.64	138	1.06	0.94
89	2	0	0	0	0	1	1.005	39.69	138	1.06	0.94
90	2	163	42	0	0	1	0.985	33.29	138	1.06	0.94
91	2	10	0	0	0	1	0.98	33.31	138	1.06	0.94
92	2	65	10	0	0	1	0.993	33.8	138	1.06	0.94
93	1	12	7	0	0	1	0.987	30.79	138	1.06	0.94
94	1	30	16	0	0	1	0.991	28.64	138	1.06	0.94
95	1	42	31	0	0	1	0.981	27.67	138	1.06	0.94
96	1	38	15	0	0	1	0.993	27.51	138	1.06	0.94
97	1	15	9	0	0	1	1.011	27.88	138	1.06	0.94
98	1	34	8	0	0	1	1.024	27.4	138	1.06	0.94
99	2	42	0	0	0	1	1.01	27.04	138	1.06	0.94
100	2	37	18	0	0	1	1.017	28.03	138	1.06	0.94
101	1	22	15	0	0	1	0.993	29.61	138	1.06	0.94

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	Vmax	Vmin
102	1	5	3	0	0	1	0.991	32.3	138	1.06	0.94
103	2	23	16	0	0	1	1.001	24.44	138	1.06	0.94
104	2	38	25	0	0	1	0.971	21.69	138	1.06	0.94
105	2	31	26	0	20	1	0.965	20.57	138	1.06	0.94
106	1	43	16	0	0	1	0.962	20.32	138	1.06	0.94
107	2	50	12	0	6	1	0.952	17.53	138	1.06	0.94
108	1	2	1	0	0	1	0.967	19.38	138	1.06	0.94
109	1	8	3	0	0	1	0.967	18.93	138	1.06	0.94
110	2	39	30	0	6	1	0.973	18.09	138	1.06	0.94
111	2	0	0	0	0	1	0.98	19.74	138	1.06	0.94
112	2	68	13	0	0	1	0.975	14.99	138	1.06	0.94
113	2	6	0	0	0	1	0.993	13.74	138	1.06	0.94
114	1	8	3	0	0	1	0.96	14.46	138	1.06	0.94
115	1	22	7	0	0	1	0.96	14.46	138	1.06	0.94
116	2	184	0	0	0	1	1.005	27.12	138	1.06	0.94
117	1	20	8	0	0	1	0.974	10.67	138	1.06	0.94
118	1	33	15	0	0	1	0.949	21.92	138	1.06	0.94

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก.1.2 gen data ของระบบ 118 bus

Bus Number	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
1	0	0	15	-5	0.955	100	1	100	0
4	0	0	300	-300	0.998	100	1	100	0
6	0	0	50	-13	0.99	100	1	100	0
8	0	0	300	-300	1.015	100	1	100	0
10	450	0	200	-147	1.05	100	1	550	0
12	85	0	120	-35	0.99	100	1	185	0
15	0	0	30	-10	0.97	100	1	100	0
18	0	0	50	-16	0.973	100	1	100	0
19	0	0	24	-8	0.962	100	1	100	0
24	0	0	300	-300	0.992	100	1	100	0
25	220	0	140	-47	1.05	100	1	320	0
26	314	0	1000	-1000	1.015	100	1	414	0
27	0	0	300	-300	0.968	100	1	100	0
31	7	0	300	-300	0.967	100	1	107	0
32	0	0	42	-14	0.963	100	1	100	0
34	0	0	24	-8	0.984	100	1	100	0
36	0	0	24	-8	0.98	100	1	100	0
40	0	0	300	-300	0.97	100	1	100	0
42	0	0	300	-300	0.985	100	1	100	0
46	19	0	100	-100	1.005	100	1	119	0
49	204	0	210	-85	1.025	100	1	304	0
54	48	0	300	-300	0.955	100	1	148	0
55	0	0	23	-8	0.952	100	1	100	0
56	0	0	15	-8	0.954	100	1	100	0
59	155	0	180	-60	0.985	100	1	255	0
61	160	0	300	-100	0.995	100	1	260	0

Bus Number	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
62	0	0	20	-20	0.998	100	1	100	0
65	391	0	200	-67	1.005	100	1	491	0
66	392	0	200	-67	1.05	100	1	492	0
69	516.4	0	300	-300	1.035	100	1	805.2	0
70	0	0	32	-10	0.984	100	1	100	0
72	0	0	100	-100	0.98	100	1	100	0
73	0	0	100	-100	0.991	100	1	100	0
74	0	0	9	-6	0.958	100	1	100	0
76	0	0	23	-8	0.953	100	1	100	0
77	0	0	70	-20	1.006	100	1	100	0
80	477	0	280	-165	1.04	100	1	577	0
85	0	0	23	-8	0.985	100	1	100	0
87	4	0	1000	-100	1.015	100	1	104	0
89	607	0	300	-210	1.005	100	1	707	0
90	0	0	300	-300	0.985	100	1	100	0
91	0	0	100	-100	0.98	100	1	100	0
92	0	0	9	-3	0.99	100	1	100	0
99	0	0	100	-100	1.01	100	1	100	0
100	252	0	155	-50	1.017	100	1	352	0
103	40	0	40	-15	1.01	100	1	140	0
104	0	0	23	-8	0.971	100	1	100	0
105	0	0	23	-8	0.965	100	1	100	0
107	0	0	200	-200	0.952	100	1	100	0
110	0	0	23	-8	0.973	100	1	100	0
111	36	0	1000	-100	0.98	100	1	136	0
112	0	0	1000	-100	0.975	100	1	100	0
113	0	0	200	-100	0.993	100	1	100	0
116	0	0	1000	-1000	1.005	100	1	100	0

ตารางที่ ก.1.3 branch data ของระบบ 118 bus

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle
1	2	0.0303	0.0999	0.0254	9900	0	0	0	0
1	3	0.0129	0.0424	0.01082	9900	0	0	0	0
4	5	0.00176	0.00798	0.0021	9900	0	0	0	0
3	5	0.0241	0.108	0.0284	9900	0	0	0	0
5	6	0.0119	0.054	0.01426	9900	0	0	0	0
6	7	0.00459	0.0208	0.0055	9900	0	0	0	0
8	9	0.00244	0.0305	1.162	9900	0	0	0	0
8	5	0	0.0267	0	9900	0	0	0.985	0
9	10	0.00258	0.0322	1.23	9900	0	0	0	0
4	11	0.0209	0.0688	0.01748	9900	0	0	0	0
5	11	0.0203	0.0682	0.01738	9900	0	0	0	0
11	12	0.00595	0.0196	0.00502	9900	0	0	0	0
2	12	0.0187	0.0616	0.01572	9900	0	0	0	0
3	12	0.0484	0.16	0.0406	9900	0	0	0	0
7	12	0.00862	0.034	0.00874	9900	0	0	0	0
11	13	0.02225	0.0731	0.01876	9900	0	0	0	0
12	14	0.0215	0.0707	0.01816	9900	0	0	0	0
13	15	0.0744	0.2444	0.06268	9900	0	0	0	0
14	15	0.0595	0.195	0.0502	9900	0	0	0	0
12	16	0.0212	0.0834	0.0214	9900	0	0	0	0
15	17	0.0132	0.0437	0.0444	9900	0	0	0	0
16	17	0.0634	0.1801	0.0466	9900	0	0	0	0
17	18	0.0123	0.0505	0.01298	9900	0	0	0	0
18	19	0.01119	0.0493	0.01142	9900	0	0	0	0
19	20	0.0252	0.117	0.0298	9900	0	0	0	0
15	19	0.012	0.0394	0.0101	9900	0	0	0	0

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle
20	21	0.0183	0.0849	0.0216	9900	0	0	0	0
21	22	0.0209	0.097	0.0246	9900	0	0	0	0
22	23	0.0342	0.159	0.0404	9900	0	0	0	0
23	24	0.0135	0.0492	0.0498	9900	0	0	0	0
23	25	0.0156	0.08	0.0864	9900	0	0	0	0
26	25	0	0.0382	0	9900	0	0	0.96	0
25	27	0.0318	0.163	0.1764	9900	0	0	0	0
27	28	0.01913	0.0855	0.0216	9900	0	0	0	0
28	29	0.0237	0.0943	0.0238	9900	0	0	0	0
30	17	0	0.0278	0.2	9900	0	0	0.96	0
8	30	0.00431	0.0504	0.514	9900	0	0	0	0
26	30	0.00799	0.086	0.908	9900	0	0	0	0
17	31	0.0474	0.1563	0.0399	9900	0	0	0	0
29	31	0.0108	0.0331	0.0083	9900	0	0	0	0
23	32	0.0317	0.1153	0.1173	9900	0	0	0	0
31	32	0.0298	0.0985	0.0251	9900	0	0	0	0
27	32	0.0229	0.0755	0.01926	9900	0	0	0	0
15	33	0.038	0.1244	0.03194	9900	0	0	0	0
19	34	0.0752	0.247	0.0632	9900	0	0	0	0
35	36	0.00224	0.0102	0.00268	9900	0	0	0	0
35	37	0.011	0.0497	0.01318	9900	0	0	0	0
33	37	0.0415	0.142	0.0366	9900	0	0	0	0
34	36	0.00871	0.0268	0.00568	9900	0	0	0	0
34	37	0.00256	0.0094	0.00984	9900	0	0	0	0
38	37	0	0.0375	0	9900	0	0	0.935	0
37	39	0.0321	0.106	0.027	9900	0	0	0	0
37	40	0.0593	0.168	0.042	9900	0	0	0	0

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle
30	38	0.00464	0.054	0.422	9900	0	0	0	0
39	40	0.0184	0.0605	0.01552	9900	0	0	0	0
40	41	0.0145	0.0487	0.01222	9900	0	0	0	0
40	42	0.0555	0.183	0.0466	9900	0	0	0	0
41	42	0.041	0.135	0.0344	9900	0	0	0	0
43	44	0.0608	0.2454	0.06068	9900	0	0	0	0
34	43	0.0413	0.1681	0.04226	9900	0	0	0	0
44	45	0.0224	0.0901	0.0224	9900	0	0	0	0
45	46	0.04	0.1356	0.0332	9900	0	0	0	0
46	47	0.038	0.127	0.0316	9900	0	0	0	0
46	48	0.0601	0.189	0.0472	9900	0	0	0	0
47	49	0.0191	0.0625	0.01604	9900	0	0	0	0
42	49	0.0715	0.323	0.086	9900	0	0	0	0
42	49	0.0715	0.323	0.086	9900	0	0	0	0
45	49	0.0684	0.186	0.0444	9900	0	0	0	0
48	49	0.0179	0.0505	0.01258	9900	0	0	0	0
49	50	0.0267	0.0752	0.01874	9900	0	0	0	0
49	51	0.0486	0.137	0.0342	9900	0	0	0	0
51	52	0.0203	0.0588	0.01396	9900	0	0	0	0
52	53	0.0405	0.1635	0.04058	9900	0	0	0	0
53	54	0.0263	0.122	0.031	9900	0	0	0	0
49	54	0.073	0.289	0.0738	9900	0	0	0	0
49	54	0.0869	0.291	0.073	9900	0	0	0	0
54	55	0.0169	0.0707	0.0202	9900	0	0	0	0
54	56	0.00275	0.00955	0.00732	9900	0	0	0	0
55	56	0.00488	0.0151	0.00374	9900	0	0	0	0
56	57	0.0343	0.0966	0.0242	9900	0	0	0	0

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle
50	57	0.0474	0.134	0.0332	9900	0	0	0	0
56	58	0.0343	0.0966	0.0242	9900	0	0	0	0
51	58	0.0255	0.0719	0.01788	9900	0	0	0	0
54	59	0.0503	0.2293	0.0598	9900	0	0	0	0
56	59	0.0825	0.251	0.0569	9900	0	0	0	0
56	59	0.0803	0.239	0.0536	9900	0	0	0	0
55	59	0.04739	0.2158	0.05646	9900	0	0	0	0
59	60	0.0317	0.145	0.0376	9900	0	0	0	0
59	61	0.0328	0.15	0.0388	9900	0	0	0	0
60	61	0.00264	0.0135	0.01456	9900	0	0	0	0
60	62	0.0123	0.0561	0.01468	9900	0	0	0	0
61	62	0.00824	0.0376	0.0098	9900	0	0	0	0
63	59	0	0.0386	0	9900	0	0	0.96	0
63	64	0.00172	0.02	0.216	9900	0	0	0	0
64	61	0	0.0268	0	9900	0	0	0.985	0
38	65	0.00901	0.0986	1.046	9900	0	0	0	0
64	65	0.00269	0.0302	0.38	9900	0	0	0	0
49	66	0.018	0.0919	0.0248	9900	0	0	0	0
49	66	0.018	0.0919	0.0248	9900	0	0	0	0
62	66	0.0482	0.218	0.0578	9900	0	0	0	0
62	67	0.0258	0.117	0.031	9900	0	0	0	0
65	66	0	0.037	0	9900	0	0	0.935	0
66	67	0.0224	0.1015	0.02682	9900	0	0	0	0
65	68	0.00138	0.016	0.638	9900	0	0	0	0
47	69	0.0844	0.2778	0.07092	9900	0	0	0	0
49	69	0.0985	0.324	0.0828	9900	0	0	0	0
68	69	0	0.037	0	9900	0	0	0.935	0

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle
69	70	0.03	0.127	0.122	9900	0	0	0	0
24	70	0.00221	0.4115	0.10198	9900	0	0	0	0
70	71	0.00882	0.0355	0.00878	9900	0	0	0	0
24	72	0.0488	0.196	0.0488	9900	0	0	0	0
71	72	0.0446	0.18	0.04444	9900	0	0	0	0
71	73	0.00866	0.0454	0.01178	9900	0	0	0	0
70	74	0.0401	0.1323	0.03368	9900	0	0	0	0
70	75	0.0428	0.141	0.036	9900	0	0	0	0
69	75	0.0405	0.122	0.124	9900	0	0	0	0
74	75	0.0123	0.0406	0.01034	9900	0	0	0	0
76	77	0.0444	0.148	0.0368	9900	0	0	0	0
69	77	0.0309	0.101	0.1038	9900	0	0	0	0
75	77	0.0601	0.1999	0.04978	9900	0	0	0	0
77	78	0.00376	0.0124	0.01264	9900	0	0	0	0
78	79	0.00546	0.0244	0.00648	9900	0	0	0	0
77	80	0.017	0.0485	0.0472	9900	0	0	0	0
77	80	0.0294	0.105	0.0228	9900	0	0	0	0
79	80	0.0156	0.0704	0.0187	9900	0	0	0	0
68	81	0.00175	0.0202	0.808	9900	0	0	0	0
81	80	0	0.037	0	9900	0	0	0.935	0
77	82	0.0298	0.0853	0.08174	9900	0	0	0	0
82	83	0.0112	0.03665	0.03796	9900	0	0	0	0
83	84	0.0625	0.132	0.0258	9900	0	0	0	0
83	85	0.043	0.148	0.0348	9900	0	0	0	0
84	85	0.0302	0.0641	0.01234	9900	0	0	0	0
85	86	0.035	0.123	0.0276	9900	0	0	0	0
86	87	0.02828	0.2074	0.0445	9900	0	0	0	0

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle
85	88	0.02	0.102	0.0276	9900	0	0	0	0
85	89	0.0239	0.173	0.047	9900	0	0	0	0
88	89	0.0139	0.0712	0.01934	9900	0	0	0	0
89	90	0.0518	0.188	0.0528	9900	0	0	0	0
89	90	0.0238	0.0997	0.106	9900	0	0	0	0
90	91	0.0254	0.0836	0.0214	9900	0	0	0	0
89	92	0.0099	0.0505	0.0548	9900	0	0	0	0
89	92	0.0393	0.1581	0.0414	9900	0	0	0	0
91	92	0.0387	0.1272	0.03268	9900	0	0	0	0
92	93	0.0258	0.0848	0.0218	9900	0	0	0	0
92	94	0.0481	0.158	0.0406	9900	0	0	0	0
93	94	0.0223	0.0732	0.01876	9900	0	0	0	0
94	95	0.0132	0.0434	0.0111	9900	0	0	0	0
80	96	0.0356	0.182	0.0494	9900	0	0	0	0
82	96	0.0162	0.053	0.0544	9900	0	0	0	0
94	96	0.0269	0.0869	0.023	9900	0	0	0	0
80	97	0.0183	0.0934	0.0254	9900	0	0	0	0
80	98	0.0238	0.108	0.0286	9900	0	0	0	0
80	99	0.0454	0.206	0.0546	9900	0	0	0	0
92	100	0.0648	0.295	0.0472	9900	0	0	0	0
94	100	0.0178	0.058	0.0604	9900	0	0	0	0
95	96	0.0171	0.0547	0.01474	9900	0	0	0	0
96	97	0.0173	0.0885	0.024	9900	0	0	0	0
98	100	0.0397	0.179	0.0476	9900	0	0	0	0
99	100	0.018	0.0813	0.0216	9900	0	0	0	0
100	101	0.0277	0.1262	0.0328	9900	0	0	0	0
92	102	0.0123	0.0559	0.01464	9900	0	0	0	0

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle
101	102	0.0246	0.112	0.0294	9900	0	0	0	0
100	103	0.016	0.0525	0.0536	9900	0	0	0	0
100	104	0.0451	0.204	0.0541	9900	0	0	0	0
103	104	0.0466	0.1584	0.0407	9900	0	0	0	0
103	105	0.0535	0.1625	0.0408	9900	0	0	0	0
100	106	0.0605	0.229	0.062	9900	0	0	0	0
104	105	0.00994	0.0378	0.00986	9900	0	0	0	0
105	106	0.014	0.0547	0.01434	9900	0	0	0	0
105	107	0.053	0.183	0.0472	9900	0	0	0	0
105	108	0.0261	0.0703	0.01844	9900	0	0	0	0
106	107	0.053	0.183	0.0472	9900	0	0	0	0
108	109	0.0105	0.0288	0.0076	9900	0	0	0	0
103	110	0.03906	0.1813	0.0461	9900	0	0	0	0
109	110	0.0278	0.0762	0.0202	9900	0	0	0	0
110	111	0.022	0.0755	0.02	9900	0	0	0	0
110	112	0.0247	0.064	0.062	9900	0	0	0	0
17	113	0.00913	0.0301	0.00768	9900	0	0	0	0
32	113	0.0615	0.203	0.0518	9900	0	0	0	0
32	114	0.0135	0.0612	0.01628	9900	0	0	0	0
27	115	0.0164	0.0741	0.01972	9900	0	0	0	0
114	115	0.0023	0.0104	0.00276	9900	0	0	0	0
68	116	0.00034	0.00405	0.164	9900	0	0	0	0
12	117	0.0329	0.14	0.0358	9900	0	0	0	0
75	118	0.0145	0.0481	0.01198	9900	0	0	0	0
76	118	0.0164	0.0544	0.01356	9900	0	0	0	0

ตารางที่ ก.1.4-ก.1.6 แสดงข้อมูลของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในรูปแบบของ Program
Matpower

ตารางที่ ก.1.4 bus data ของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
1	1	294.1439	-21.996	0	0	1	1	0	69	11601
2	2	250.9507	-11.8142	0	0	1	1	0	69	11602
3	1	191.4413	-3.154	0	0	1	1	0	69	11603
4	1	266.1159	14.2818	0	0	1	1	0	69	11606
5	1	232.6324	2.5904	0	0	1	1	0	69	11608
6	1	401.2609	17.4792	0	0	1	1	0	69	11610
7	1	232.6324	128.58	0	0	1	1	0	69	11611
8	1	273.9737	27.1914	0	0	1	1	0	69	11613
9	1	195.8957	6.1246	0	0	1	1	0	69	11614
10	1	202.3021	29.3994	0	0	1	1	0	69	11615
11	1	294.1439	-7.679	0	0	1	1	0	69	11631
12	1	191.4413	3.6646	0	0	1	1	0	69	11633
13	1	266.1159	16.5993	0	0	1	1	0	69	11636
14	1	232.6324	10.6656	0	0	1	1	0	69	11638
15	1	273.9737	15.2228	0	0	1	1	0	69	11643
16	1	195.8957	-35.0857	0	0	1	1	0	69	11644
17	1	358.5582	-17.4714	0	0	1	1	0	115	11702
18	1	132.8327	5.3174	0	0	1	1	0	115	11703
19	1	318.4181	38.6495	0	0	1	1	0	115	11704
20	1	189.8597	-6.712	0	0	1	1	0	115	11707
21	1	189.3892	13.113	0	0	1	1	0	115	11709
22	1	122.122	-0.6026	0	0	1	1	0	115	11710
23	1	319.4692	68.9965	0	0	1	1	0	115	11712
24	1	164.2641	-8.2096	0	0	1	1	0	115	11713

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
25	1	271.271	24.0328	0	0	1	1	0	115	11715
26	1	219.4492	53.1964	0	0	1	1	0	115	11737
27	2	160.9808	-18.6045	0	0	1	1	0	115	11740
28	1	346.4461	57.5076	0	0	1	1	0	230	11801
29	1	61.1611	-33.1852	0	0	1	1	0	230	11802
30	1	0	-133.982	0	0	1	1	0	230	11803
31	1	0	0	0	0	1	1	0	230	11804
32	1	297.0968	-21.19	0	0	1	1	0	230	11806
33	1	0	-123.6	0	0	1	1	0	230	11807
34	1	0	-66.9912	0	0	1	1	0	230	11808
35	1	0	0	0	0	1	1	0	230	11809
36	1	0	0	0	0	1	1	0	230	11810
37	1	0	0	0	0	1	1	0	230	11811
38	1	0	0	0	0	1	1	0	230	11812
39	2	0	-133.982	0	0	1	1	0	230	11813
40	1	396.6963	157.47	0	0	1	1	0	230	11814
41	1	0	0	0	0	1	1	0	230	11815
42	1	0	-61.8	0	0	1	1	0	230	11837
43	1	0	0	0	0	1	1	0	500	11907
44	1	0	0	0	0	1	1	0	500	11912
45	2	0	0	0	0	2	1	0	69	21637
46	1	26.23421	-8.2012	0	0	2	1	0	115	21701
47	1	22.66664	3.1045	0	0	2	1	0	115	21702
48	1	4.5045	2.49	0	0	2	1	0	115	21703
49	1	29.98195	4.006	0	0	2	1	0	115	21704
50	1	15.8198	-0.6393	0	0	2	1	0	115	21705

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
51	1	61.97291	-41.5231	0	0	2	1	0	115	21706
52	1	62.05399	19.159	0	0	2	1	0	115	21707
53	2	0	0	0	0	2	1	0	115	21711
54	1	34.50447	15.9511	0	0	2	1	0	115	21712
55	1	48.45941	11.1805	0	0	2	1	0	115	21716
56	1	14.87386	8.221	0	0	2	1	0	115	21717
57	1	89.85577	30.5904	0	0	2	1	0	115	21718
58	1	41.45942	22.916	0	0	2	1	0	115	21719
59	1	65.24318	-6.1783	0	0	2	1	0	115	21721
60	1	47.3423	-10.8502	0	0	2	1	0	115	21723
61	1	60.82877	-7.7119	0	0	2	1	0	115	21724
62	1	50.89184	-6.6953	0	0	2	1	0	115	21725
63	1	20.08106	11.1	0	0	2	1	0	115	21728
64	1	74.42335	-47.0732	0	0	2	1	0	115	21729
65	1	155.8757	33.0286	0	0	2	1	0	115	21730
66	1	75.66659	12.6431	0	0	2	1	0	115	21735
67	1	0	0	0	0	2	1	0	115	21736
68	1	4.666662	2.579	0	0	2	1	0	115	21737
69	1	33.81078	-13.3759	0	0	2	1	0	115	21740
70	1	31.45943	-4.6015	0	0	2	1	0	115	21741
71	1	58.96391	20.7254	0	0	2	1	0	115	21742
72	1	48.73869	-2.2409	0	0	2	1	0	115	21744
73	2	0	0	0	0	2	1	0	115	21745
74	1	76.66659	1.2378	0	0	2	1	0	115	21746
75	1	75.72965	-10.1776	0	0	2	1	0	115	21747
76	1	21.64863	2.6033	0	0	2	1	0	115	21748

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
77	1	23.99097	0.695	0	0	2	1	0	115	21749
78	1	41.39385	7.4151	0	0	2	1	0	115	21751
79	1	53.31526	1.5354	0	0	2	1	0	115	21752
80	1	19.83782	10.965	0	0	2	1	0	115	21753
81	1	0	0	0	0	2	1	0	115	21754
82	1	18.10809	10.009	0	0	2	1	0	115	21755
83	1	93.48639	-15.2667	0	0	2	1	0	115	21756
84	1	54.54049	0.9661	0	0	2	1	0	115	21757
85	2	27.90988	15.426	0	0	2	1	0	115	21758
86	1	36.31528	7.5482	0	0	2	1	0	115	21759
87	1	42.26122	-26.6578	0	0	2	1	0	115	21760
88	1	19.12611	1.2093	0	0	2	1	0	115	21761
89	2	0	0	0	0	2	1	0	115	21762
90	1	58.54048	32.357	0	0	2	1	0	115	21763
91	1	73.59452	17.9768	0	0	2	1	0	115	21764
92	1	53.09004	-13.9881	0	0	2	1	0	115	21765
93	1	50.2522	-15.3604	0	0	2	1	0	115	21766
94	1	43.29725	-36.7659	0	0	2	1	0	115	21767
95	1	150	60	0	0	2	1	0	230	21807
96	1	0	0	0	0	2	1	0	230	21818
97	1	100.1	40	0	0	2	1	0	230	21820
98	2	0	0	0	0	2	1	0	230	21822
99	1	0	0	0	0	2	1	0	230	21828
100	1	100.1	40	0	0	2	1	0	230	21830
101	2	0	0	0	0	2	1	0	230	21836
102	1	0	0	0	0	2	1	0	230	21852

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
103	1	0	0	0	0	2	1	0	230	21854
104	1	0	0	0	0	2	1	0	230	21864
105	2	0	0	0	0	2	1	0	115	26707
106	1	0	0	0	0	2	1	0	115	26712
107	1	0	0	0	0	2	1	0	115	26716
108	2	0	0	0	0	2	1	0	115	26720
109	2	0	20.6	0	0	2	1	0	230	26803
110	1	0	0	0	0	2	1	0	230	26814
111	2	0	20.6	0	0	2	1	0	230	26815
112	1	44.46842	24.579	0	0	3	1	0	115	31702
113	2	10.1061	5.586	0	0	3	1	0	115	31705
114	1	41.40136	-1.8978	0	0	3	1	0	115	31707
115	1	59.70765	7.0048	0	0	3	1	0	115	31708
116	1	150.3902	16.1338	0	0	3	1	0	115	31709
117	2	65.7617	36.349	0	0	3	1	0	115	31713
118	1	50.91486	28.142	0	0	3	1	0	115	31716
119	1	84.54046	6.6713	0	0	3	1	0	115	31717
120	1	19.39538	1.2955	0	0	3	1	0	115	31718
121	1	89.96187	21.1528	0	0	3	1	0	115	31719
122	1	29.67765	1.572	0	0	3	1	0	115	31720
123	1	67.19513	-0.5467	0	0	3	1	0	115	31721
124	1	27.65162	-7.0464	0	0	3	1	0	115	31722
125	1	39.58354	21.879	0	0	3	1	0	115	31724
126	1	35.24321	-25.9224	0	0	3	1	0	115	31725
127	1	96.20811	30.4758	0	0	3	1	0	115	31726
128	1	35.9319	19.861	0	0	3	1	0	115	31727

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
129	1	6.222216	3.439	0	0	3	1	0	115	31728
130	1	38.31027	-23.9493	0	0	3	1	0	115	31729
131	1	29.26123	9.9322	0	0	3	1	0	115	31730
132	1	28.94091	0.4646	0	0	3	1	0	115	31732
133	1	39.23119	-13.1918	0	0	3	1	0	115	31734
134	1	71.1671	-3.4605	0	0	3	1	0	115	31736
135	1	20.56454	0.243	0	0	3	1	0	115	31737
136	1	17.63362	9.747	0	0	3	1	0	115	31738
137	1	22.09407	-6.637	0	0	3	1	0	115	31739
138	1	141.3512	55.7976	0	0	3	1	0	115	31740
139	1	48.53649	26.827	0	0	3	1	0	115	31742
140	1	0	0	0	0	3	1	0	115	31743
141	1	0	0	0	0	3	1	0	230	31809
142	2	0	0	0	0	3	1	0	230	31813
143	1	0	0	0	0	3	1	0	230	31814
144	2	0	0	0	0	3	1	0	230	31816
145	1	0	0	0	0	3	1	0	230	31819
146	1	0	0	0	0	3	1	0	230	31824
147	2	0	0	0	0	3	1	0	230	31828
148	2	0	0	0	0	3	1	0	230	31838
149	1	0	0	0	0	3	1	0	230	31840
150	1	0	0	0	0	3	1	0	230	31843
151	1	44.28624	11.913	0	0	4	1	0	115	41703
152	1	3.871868	2.14	0	0	4	1	0	115	41704
153	1	21.77375	5.752	0	0	4	1	0	115	41705
154	1	51.07703	-6.9528	0	0	4	1	0	115	41706

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
155	1	70.40834	-16.188	0	0	4	1	0	115	41707
156	1	156.3962	30.9167	0	0	4	1	0	115	41708
157	1	73.51344	19.8682	0	0	4	1	0	115	41709
158	1	37.40437	-7.4347	0	0	4	1	0	115	41710
159	1	38.30527	-12.9097	0	0	4	1	0	115	41713
160	1	43.81878	24.22	0	0	4	1	0	115	41715
161	1	65.37031	26.7693	0	0	4	1	0	115	41716
162	1	19.46745	10.76	0	0	4	1	0	115	41717
163	1	46.7457	-26.8259	0	0	4	1	0	115	41718
164	2	16.26825	8.992	0	0	4	1	0	115	41719
165	1	31.2272	17.259	0	0	4	1	0	115	41721
166	1	41.09606	13.3111	0	0	4	1	0	115	41724
167	1	12.16716	6.725	0	0	4	1	0	115	41732
168	1	0	0	0	0	4	1	0	115	41733
169	1	44.8398	24.784	0	0	4	1	0	115	41734
170	1	21.97696	-0.3356	0	0	4	1	0	115	41738
171	1	61.89183	5.266	0	0	4	1	0	115	41740
172	1	77.63155	42.91	0	0	4	1	0	115	41741
173	1	36.99596	-13.8819	0	0	4	1	0	115	41746
174	1	33.5325	-2.6634	0	0	4	1	0	115	41747
175	1	28.97995	-6.0755	0	0	4	1	0	115	41748
176	1	27.27825	-7.6232	0	0	4	1	0	115	41749
177	1	50.2512	27.775	0	0	4	1	0	115	41750
178	1	62.12106	34.336	0	0	4	1	0	115	41751
179	1	46.70366	19.532	0	0	4	1	0	115	41753
180	1	22.43742	12.402	0	0	4	1	0	115	41754

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
181	1	27.00598	2.361	0	0	4	1	0	115	41757
182	1	13.29028	7.346	0	0	4	1	0	115	41758
183	1	5.938933	3.283	0	0	4	1	0	115	41759
184	1	30.54552	10.6	0	0	4	1	0	115	41760
185	1	19.48447	10.77	0	0	4	1	0	115	41761
186	1	33.94892	12.6777	0	0	4	1	0	115	41764
187	1	12.95895	7.163	0	0	4	1	0	115	41765
188	1	9.614605	5.314	0	0	4	1	0	115	41767
189	1	27.95993	9.1906	0	0	4	1	0	115	41768
190	1	33.49847	12.232	0	0	4	1	0	115	41771
191	2	0	0	0	0	4	1	0	230	41804
192	1	0	0	0	0	4	1	0	230	41808
193	1	0	0	0	0	4	1	0	230	41809
194	1	0	0	0	0	4	1	0	230	41821
195	2	0	0	0	0	4	1	0	230	41833
196	1	0	0	0	0	4	1	0	230	41841
197	1	0	0	0	0	4	1	0	230	41851
198	2	0	0	0	0	4	1	0	230	41858
199	1	45.09505	24.925	0	0	4	1	0	230	41862
200	2	0	0	0	0	4	1	0	230	41865
201	2	0	0	0	0	4	1	0	500	41933
202	1	0	0	0	0	4	1	0	500	41965
203	1	29.34932	16.222	0	0	5	1	0	69	51601
204	1	0	0	0	0	5	1	0	69	51604
205	1	0.8008	0.443	0	0	5	1	0	69	51613
206	1	26.39437	14.589	0	0	5	1	0	115	51701

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
207	1	110.6405	15.3592	0	0	5	1	0	115	51702
208	1	45.5415	9.5675	0	0	5	1	0	115	51703
209	1	35.89986	7.3594	0	0	5	1	0	115	51704
210	1	58.98693	25.3209	0	0	5	1	0	115	51705
211	2	344.304	42.7522	0	0	5	1	0	115	51706
212	1	35.84921	-6.4642	0	0	5	1	0	115	51707
213	1	31.59316	15.5462	0	0	5	1	0	115	51708
214	1	30.5345	-13.405	0	0	5	1	0	115	51709
215	1	43.88384	1.5548	0	0	5	1	0	115	51710
216	1	46.28134	12.3515	0	0	5	1	0	115	51711
217	1	35.035	-9.578	0	0	5	1	0	115	51714
218	1	18.73071	-6.3021	0	0	5	1	0	115	51715
219	1	412.5521	45.2565	0	0	5	1	0	115	51716
220	1	86.63855	2.4856	0	0	5	1	0	115	51718
221	1	45.17313	-7.0949	0	0	5	1	0	115	51719
222	1	18.45844	-5.4015	0	0	5	1	0	115	51720
223	1	74.48241	41.169	0	0	5	1	0	115	51722
224	1	60.06	4.0171	0	0	5	1	0	115	51723
225	2	208.3081	47.0364	0	0	5	1	0	115	51724
226	1	0	0	0	0	5	1	0	230	51801
227	1	0	-66.9912	0	0	5	1	0	230	51802
228	1	0	0	0	0	5	1	0	230	51806
229	1	0	0	0	0	5	1	0	230	51816
230	1	0	0	0	0	5	1	0	230	51824
231	2	0	0	0	0	5	1	0	230	51826
232	2	0	0	0	0	5	1	0	230	51856

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
233	1	0	0	0	0	5	1	0	500	51926
234	2	246.1559	45.2552	0	0	6	1	0	115	61701
235	1	73.72966	-4.1663	0	0	6	1	0	115	61704
236	1	81.5855	45.095	0	0	6	1	0	115	61705
237	1	104.0339	24.3154	0	0	6	1	0	115	61706
238	1	0	0	0	0	6	1	0	115	61708
239	2	266.296	101.7876	0	0	6	1	0	115	61709
240	1	34.32229	-3.7302	0	0	6	1	0	115	61710
241	1	95.58349	-6.3518	0	0	6	1	0	115	61711
242	1	27.08306	14.97	0	0	6	1	0	115	61712
243	1	45.10906	17.517	0	0	6	1	0	115	61713
244	2	398.8084	153.4388	0	0	6	1	0	115	61716
245	2	0	0	0	0	6	1	0	115	61717
246	1	41.08905	-11.3408	0	0	6	1	0	115	61718
247	1	41.17714	1.2227	0	0	6	1	0	115	61722
248	2	131.4313	38.5922	0	0	6	1	0	115	61723
249	2	121.9018	25.6826	0	0	6	1	0	115	61724
250	1	0	0	0	0	6	1	0	115	61725
251	2	67.13106	3.0532	0	0	6	1	0	115	61726
252	1	9.6096	5.312	0	0	6	1	0	115	61728
253	1	28.50848	8.342	0	0	6	1	0	115	61729
254	2	0	0	0	0	6	1	0	115	61730
255	1	48.66462	-1.4785	0	0	6	1	0	115	61731
256	1	38.95892	-9.9222	0	0	6	1	0	115	61733
257	1	18.9149	-5.1495	0	0	6	1	0	115	61734
258	2	0	0	0	0	6	1	0	115	61735

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
259	2	267.5473	40.6776	0	0	6	1	0	115	61755
260	1	0	-66.9912	0	0	6	1	0	230	61801
261	2	120.12	66.394	0	0	6	1	0	230	61805
262	2	0	0	0	0	6	1	0	230	61807
263	2	0	0	0	0	6	1	0	230	61808
264	1	0	0	0	0	6	1	0	230	61809
265	1	0	0	0	0	6	1	0	230	61816
266	2	0	0	0	0	6	1	0	230	61819
267	1	0	0	0	0	6	1	0	230	61823
268	2	0	0	0	0	6	1	0	230	61825
269	1	0	0	0	0	6	1	0	230	61827
270	1	0	0	0	0	6	1	0	500	61927
271	2	0	0	0	0	6	1	0	230	64802
272	2	0	0	0	0	6	1	0	230	64803
273	2	0	0	0	0	6	1	0	230	64804
274	2	0	0	0	0	6	1	0	115	65704
275	1	0	0	0	0	6	1	0	230	65804
276	1	58.4584	27.78	0	0	7	1	0	115	71701
277	1	171.5714	49.0392	0	0	7	1	0	115	71702
278	1	92.6926	51.234	0	0	7	1	0	115	71703
279	1	36.66863	20.268	0	0	7	1	0	115	71705
280	1	29.70968	-5.9094	0	0	7	1	0	115	71707
281	2	8.024016	4.435	0	0	7	1	0	115	71708
282	1	23.36734	6.6742	0	0	7	1	0	115	71709
283	1	70.23817	-25.3048	0	0	7	1	0	115	71710
284	1	7.743736	4.28	0	0	7	1	0	115	71711

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
285	1	116.8768	-11.4542	0	0	7	1	0	115	71713
286	1	42.9469	11.2544	0	0	7	1	0	115	71716
287	1	30.07004	16.62	0	0	7	1	0	115	71717
288	1	26.33831	10.3144	0	0	7	1	0	115	71718
289	1	30.3263	7.4405	0	0	7	1	0	115	71720
290	1	164.8347	35.284	0	0	7	1	0	115	71721
291	1	430.9605	-15.0873	0	0	7	1	0	115	71724
292	1	64.81675	-9.5764	0	0	7	1	0	115	71725
293	1	62.10204	0.8716	0	0	7	1	0	115	71726
294	1	79.74366	-42.3822	0	0	7	1	0	115	71727
295	1	54.44639	-14.9376	0	0	7	1	0	115	71728
296	1	137.5975	53.1601	0	0	7	1	0	115	71729
297	1	44.19615	5.7036	0	0	7	1	0	115	71730
298	1	0.776776	0.429	0	0	7	1	0	115	71731
299	1	33.05702	18.272	0	0	7	1	0	115	71732
300	2	2.338336	1.292	0	0	7	1	0	115	71734
301	1	0	0	0	0	7	1	0	230	71802
302	2	0	0	0	0	7	1	0	230	71803
303	1	0	0	0	0	7	1	0	230	71807
304	2	0	0	0	0	7	1	0	230	71811
305	1	0	0	0	0	7	1	0	230	71817
306	1	0	0	0	0	7	1	0	230	71821
307	2	0	0	0	0	7	1	0	230	71823
308	1	0	0	0	0	7	1	0	230	71824
309	1	0	0	0	0	7	1	0	230	71829
310	2	0	0	0	0	7	1	0	230	71831

Bus Number	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	bus code
311	1	0	0	0	0	7	1	0	500	71906
312	3	0	0	0	0	7	1	0	500	71923
313	2	0	0	0	0	7	1	0	230	74802

ตารางที่ ก.1.5 gen data ของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

Bus Number	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg
2	90	5.095822	55	-27	1.028
27	10	4.586623	6.2	-3	1.032
39	1756	219.7184	1310	-660	1.02
45	5.5	1.108847	3.6	-2	1.015
53	39.5	6.258284	19.4	-8	1.049
73	59	-0.74373	64	-44	1.045
85	29.5	7.178485	18.6	-9	1.02
89	15.5	0.632027	12.9	-9	1.035
98	249.5	72.32299	242	-120	1.02
101	509	97.46311	372	-240	1.04
105	79	0.627447	93	-44	1.049
108	24	-4.34281	32.09	-14	1.05
109	125	-11.6906	60	-30	1.048
111	209	0.779396	130	-64	1.048
113	59	24.38623	44.7	-31	1.03
117	71.5	8.366469	46.5	-23	1.02
142	718.5	-29.722	464.1	-229	1.037
144	225	20.9675	180	-90	1.04
147	159	-2.12717	141	-222	1.04
148	346	18.60216	186	-120	1.04
164	128.5	-4.60266	96.1	-47	1.045

Bus Number	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg
191	419	-14.2188	257.4	-125	1.045
195	440	-53.534	372	-200	1.04
198	314	-31.9435	166.4	-80	1.03
200	0	-300	160	-300	1.04
201	1140	-549.03	1116	-700	1.052
211	180	21.42892	110	-54	1.02
225	90	55	120	-57	1.01
231	984	-81.0241	806	-402	1.03
232	552	-24.2735	451	-225	1.03
234	150	2.139237	92	-45	1.033
239	90	-3.05298	55	-27	1.03
244	180	4.327039	110	-54	1.018
245	11.5	-0.67097	7.6	-6	1.025
248	25	2.741658	22	-11	1.032
249	45	0.158178	27	-13	1.0205
251	180	-5.47892	110	-54	1.028
254	221.87	-5.85543	135	-66.5	1.036
258	70	-1.80576	43	-21	1.046
259	302	3.283003	186.4	-91	1.032
261	60	-18	37	-23	1.03
262	850	183.2562	1128.4	-558	1.04
263	1052	165.3976	1114	-612	1.04
266	300	1.767919	184	-90	1.036
268	1164	142.3477	744	-480	1.035
271	712	29.50333	520	-260	1.038
272	350	50.30246	260	-130	1.045

Bus Number	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg
273	700	3.634893	516	-255	1.04
274	41	1.884592	25	-12	1.04
281	12.8	8.040307	9	-4	1
300	37.5	2.24894	12.6	-6	1.02
302	0	-2.71565	300	-50	1.03
304	199	-6.82063	114	-57	1.047
307	1123.6	-100.482	896	-448	1.03
310	349	54.2098	342	-171	1.04
312	881.251	-299.285	1358	-678	1.033
313	700	11.33931	495	-242	1.025

ตารางที่ ก.1.6 branch data ของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
28	1	0	0.055	0	300	300	300
28	1	0	0.055	0	300	300	300
29	2	0	0.065	0	200	200	200
29	2	0	0.065	0	200	200	200
29	2	0	0.065	0	200	200	200
29	2	0	0.065	0	200	200	200
30	3	0	0.064	0	200	200	200
30	3	0	0.065	0	200	200	200
32	4	0	0.04635	0	200	200	200
32	4	0	0.04685	0	200	200	200
34	5	0	0.0625	0	200	200	200
34	5	0	0.06583	0	200	200	200
36	6	0	0.0655	0	200	200	200
36	6	0	0.065	0	200	200	200
36	6	0	0.065	0	200	200	200

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
36	6	0	0.065	0	200	200	200
37	7	0	0.055	0	300	300	300
37	7	0	0.055	0	300	300	300
39	8	0	0.055	0	300	300	300
39	8	0	0.055	0	300	300	300
40	9	0	0.065	0	200	200	200
40	9	0	0.065	0	200	200	200
41	10	0	0.055	0	300	300	300
41	10	0	0.055	0	300	300	300
28	11	0	0.06465	0	200	200	200
28	11	0	0.06465	0	200	200	200
30	12	0	0.06625	0	200	200	200
30	12	0	0.065	0	200	200	200
32	13	0	0.06635	0	200	200	200
32	13	0	0.06758	0	200	200	200
34	14	0	0.0705	0	200	200	200
34	14	0	0.069	0	200	200	200
39	15	0	0.055	0	300	300	300
39	15	0	0.055	0	300	300	300
40	16	0	0.065	0	200	200	200
40	16	0	0.06525	0	200	200	200
29	17	0	0.06225	0	200	200	200
29	17	0	0.065	0	200	200	200
29	17	0	0.065	0	200	200	200
30	18	0	0.06	0	200	200	200
30	18	0	0.06	0	200	200	200
31	19	0	0.055	0	300	300	300
31	19	0	0.055	0	300	300	300

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
31	19	0	0.055	0	300	300	300
33	20	0	0.061	0	200	200	200
33	20	0	0.061	0	200	200	200
35	21	0	0.055	0	300	300	300
35	21	0	0.055	0	300	300	300
36	22	0	0.065	0	200	200	200
36	22	0	0.065	0	200	200	200
38	23	0	0.055	0	300	300	300
38	23	0	0.055	0	300	300	300
39	24	0	0.055	0	300	300	300
39	24	0	0.055	0	300	300	300
41	25	0	0.055	0	300	300	300
41	25	0	0.055	0	300	300	300
42	26	0	0.06045	0	200	200	200
42	26	0	0.06045	0	200	200	200
36	27	0	0.055	0	300	300	300
36	27	0	0.055	0	300	300	300
28	35	0.00045	0.00478	0.01949	858	954	954
28	35	0.00045	0.00478	0.01949	858	954	954
28	35	0.00045	0.00478	0.01949	858	954	954
28	35	0.00045	0.00478	0.01949	858	954	954
28	37	0.00022	0.00232	0.00981	858	954	954
28	37	0.00022	0.00232	0.00981	858	954	954
29	35	0.00115	0.00826	0.01824	429	477	477
29	35	0.00115	0.00826	0.01824	429	477	477
29	41	0.00022	0.00227	0.0096	858	954	954
29	41	0.00022	0.00227	0.0096	858	954	954
29	262	0.0022	0.02316	0.09447	858	954	954

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
29	262	0.0022	0.02316	0.09447	858	954	954
30	34	0.00092	0.01073	0.0354	858	954	954
30	34	0.00092	0.01073	0.0354	858	954	954
30	38	0.00074	0.01381	0.07009	1716	1908	1908
30	38	0.00074	0.01381	0.07009	1716	1908	1908
30	40	0.00038	0.0039	0.01712	858	954	954
30	40	0.00038	0.0039	0.01712	858	954	954
30	308	0.00058	0.00599	0.02528	858	954	954
31	32	0.00024	0.00402	0.02611	1716	1908	1908
31	32	0.00024	0.00402	0.02611	1716	1908	1908
31	32	0.00024	0.00402	0.02611	1716	1908	1908
31	34	0.00028	0.00472	0.03069	1716	1908	1908
31	38	0.00081	0.01526	0.07746	1716	1908	1908
31	38	0.00081	0.01526	0.07746	1716	1908	1908
32	34	0.00017	0.0029	0.01884	1716	1908	1908
33	35	0.00046	0.00861	0.04372	1716	1908	1908
43	33	0	0.02348	0	600	600	600
33	263	0.0021	0.02203	0.0905	858	954	954
35	42	0.00046	0.00861	0.04372	1716	1908	1908
35	263	0.00289	0.02995	0.12637	858	954	954
35	263	0.00289	0.02995	0.12637	858	954	954
36	231	0.00249	0.02625	0.10711	858	954	954
36	231	0.00249	0.02625	0.10711	858	954	954
36	232	0.00249	0.02625	0.10711	858	954	954
36	232	0.00249	0.02625	0.10711	858	954	954
36	265	0.0037	0.03899	0.15921	858	954	954
36	265	0.0037	0.03899	0.15921	858	954	954
44	38	0	0.024	0	750	750	750

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
44	38	0	0.024	0	750	750	750
44	38	0	0.024	0	750	750	750
38	227	0.00706	0.05079	0.11233	429	477	477
38	227	0.00706	0.05079	0.11233	429	477	477
38	301	0.00134	0.02218	0.14432	1716	1908	1908
38	301	0.00134	0.02218	0.14432	1716	1908	1908
39	40	0.00079	0.00762	0.03693	858	954	954
39	40	0.00079	0.008	0.03514	858	954	954
39	40	0.00079	0.008	0.03514	858	954	954
40	308	0.00089	0.00919	0.03879	858	954	954
43	42	0	0.02355	0	600	600	600
42	263	0.0021	0.02203	0.0905	858	954	954
43	202	0.0018	0.02341	2.2139	2832	3116	3116
43	233	0.00044	0.00521	0.57658	2832	3116	3116
43	233	0.00044	0.00521	0.57658	2832	3116	3116
43	233	0.00048	0.00571	0.63205	2832	3116	3116
43	270	0.00076	0.01337	1.5146	3736	4148	4148
44	233	0.00051	0.00617	0.67934	2832	3116	3116
44	233	0.00051	0.00617	0.67934	2832	3116	3116
44	311	0.00055	0.01038	1.1801	3736	4148	4148
44	311	0.00055	0.01038	1.1801	3736	4148	4148
68	45	0	0.26583	0	40	40	40
46	62	0.2399	0.30186	0.03228	67	72	72
46	90	0.04208	0.18498	0.02773	163	179	179
46	94	0.04948	0.13894	0.01947	120	130	130
46	94	0.04948	0.13894	0.01947	120	130	130
47	52	0.03644	0.16016	0.024	163	179	179
48	70	0.04118	0.12123	0.01542	120	130	130

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
49	57	0.03986	0.11191	0.01568	120	130	130
49	59	0.09749	0.27416	0.03849	120	130	130
50	74	0.11062	0.32597	0.04169	120	130	130
51	64	0.15785	0.33573	0.04104	96	104	104
51	65	0.13994	0.39437	0.05551	120	130	130
51	65	0.13994	0.39437	0.05551	120	130	130
51	78	0.04675	0.1312	0.0184	120	130	130
51	87	0.06623	0.14053	0.01714	96	104	104
52	76	0.05494	0.16165	0.02061	120	130	130
95	52	0	0.06255	0	200	200	200
95	52	0	0.065	0	200	200	200
53	54	0.0515	0.15233	0.01921	120	130	130
54	57	0.08824	0.26126	0.03299	120	130	130
55	58	0.07535	0.21139	0.02974	120	130	130
55	58	0.07535	0.21139	0.02974	120	130	130
55	61	0.11921	0.1497	0.01599	67	72	72
55	79	0.03814	0.10702	0.01501	120	130	130
55	79	0.03814	0.10702	0.01501	120	130	130
55	80	0.07749	0.34157	0.05131	163	179	179
55	86	0.02634	0.11579	0.01733	163	179	179
56	91	0.03456	0.15189	0.02276	163	179	179
57	58	0.0071	0.01991	0.0028	120	130	130
57	58	0.0071	0.01991	0.0028	120	130	130
57	59	0.13646	0.38449	0.05411	120	130	130
57	61	0.22217	0.27944	0.02988	67	72	72
57	66	0.02983	0.08373	0.01173	120	130	130
57	66	0.02983	0.08373	0.01173	120	130	130
57	76	0.18895	0.23751	0.02538	67	72	72

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
57	89	0.14093	0.17702	0.01891	67	72	72
96	57	0	0.06	0	200	200	200
96	57	0	0.05858	0	200	200	200
96	57	0	0.05858	0	200	200	200
59	64	0.04624	0.12984	0.01819	120	130	130
59	65	0.05009	0.14065	0.01971	120	130	130
60	69	0.07868	0.23161	0.02956	120	130	130
61	79	0.0985	0.12308	0.01327	67	72	72
62	88	0.02818	0.12376	0.01854	163	179	179
63	81	0.18817	0.20989	0.02861	67	72	72
63	88	0.03707	0.16292	0.02442	163	179	179
99	63	0	0.065	0	200	200	200
64	65	0.00629	0.02764	0.00413	163	179	179
64	65	0.00629	0.02764	0.00413	163	179	179
64	76	0.28604	0.36032	0.03855	67	72	72
65	72	0.07414	0.21354	0.02873	118	127	127
65	84	0.03028	0.08712	0.01171	118	127	127
100	65	0	0.06265	0	200	200	200
100	65	0	0.06065	0	200	200	200
100	65	0	0.0625	0	200	200	200
66	67	0.00186	0.01236	0.00317	326	358	358
66	67	0.00186	0.01236	0.00317	326	358	358
66	89	0.06223	0.07811	0.00834	67	72	72
66	92	0.0991	0.28137	0.03875	120	130	130
66	92	0.0991	0.28137	0.03875	120	130	130
66	93	0.08321	0.23387	0.03281	120	130	130
66	93	0.08321	0.23387	0.03281	120	130	130
101	67	0	0.065	0	200	200	200

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
101	67	0	0.06205	0	200	200	200
68	80	0.01824	0.08016	0.01199	163	179	179
68	86	0.03306	0.14534	0.02176	163	179	179
69	92	0.05211	0.1533	0.01955	120	130	130
69	93	0.03832	0.16843	0.02525	163	179	179
70	74	0.05575	0.16577	0.02069	120	130	130
70	93	0.03905	0.11607	0.01448	120	130	130
71	92	0.04543	0.1275	0.01788	120	130	130
71	92	0.1161	0.14579	0.01557	67	72	72
71	107	0.02608	0.07316	0.01026	120	130	130
71	107	0.06664	0.08364	0.00893	67	72	72
72	219	0.05816	0.16744	0.02251	118	127	127
73	91	0.07162	0.20112	0.02823	120	130	130
73	91	0.07162	0.20112	0.02823	120	130	130
74	80	0.05211	0.15345	0.01953	120	130	130
74	80	0.08514	0.18359	0.02169	96	104	104
74	93	0.14593	0.31516	0.0373	96	104	104
75	79	0.0527	0.2318	0.03478	163	179	179
75	79	0.0527	0.2318	0.03478	163	179	179
75	87	0.05021	0.22079	0.03312	163	179	179
77	79	0.02829	0.12429	0.01862	163	179	179
79	94	0.0701	0.19686	0.02763	120	130	130
79	94	0.0701	0.19686	0.02763	120	130	130
79	94	0.17734	0.22181	0.02394	67	72	72
102	79	0	0.065	0	200	200	200
102	79	0	0.06185	0	200	200	200
102	79	0	0.065	0	200	200	200
80	81	0.00503	0.03143	0.00919	326	358	358

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
80	81	0.00503	0.03143	0.00919	326	358	358
80	88	0.27801	0.24842	0.02458	81	86	86
103	81	0	0.065	0	200	200	200
103	81	0	0.065	0	200	200	200
103	81	0	0.065	0	200	200	200
82	87	0.02954	0.12981	0.01945	163	179	179
83	91	0.06586	0.18493	0.02595	120	130	130
83	91	0.06586	0.18493	0.02595	120	130	130
83	94	0.08965	0.25164	0.03543	120	130	130
83	94	0.08965	0.25164	0.03543	120	130	130
84	219	0.10265	0.29597	0.03987	118	127	127
85	90	0.16392	0.19049	0.02386	67	72	72
85	90	0.16392	0.19049	0.02386	67	72	72
85	106	0.06081	0.17892	0.02282	120	130	130
90	91	0.02537	0.07117	0.00998	120	130	130
90	91	0.02537	0.07117	0.00998	120	130	130
90	94	0.09649	0.28487	0.03622	120	130	130
104	91	0	0.065	0	200	200	200
104	91	0	0.065	0	200	200	200
92	93	0.01108	0.03194	0.00427	118	127	127
93	107	0.07898	0.22195	0.03113	120	130	130
95	97	0.00972	0.07024	0.15458	429	477	477
95	97	0.00972	0.07024	0.15458	429	477	477
95	100	0.01009	0.07296	0.16061	429	477	477
95	100	0.01009	0.07296	0.16061	429	477	477
95	200	0.01852	0.13457	0.29807	429	477	477
95	200	0.01852	0.13457	0.29807	310	477	477
96	97	0.0007	0.00504	0.01106	429	477	477

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
96	97	0.0007	0.00504	0.01106	429	477	477
97	101	0.00146	0.01539	0.06276	858	954	954
97	101	0.00146	0.01539	0.06276	858	954	954
97	102	0.01115	0.08062	0.17758	429	477	477
97	102	0.01115	0.08062	0.17758	429	477	477
97	194	0.01765	0.12813	0.28355	429	477	477
97	194	0.01765	0.12813	0.28355	429	477	477
98	100	0.00649	0.04685	0.10295	429	477	477
98	100	0.00649	0.04685	0.10295	429	477	477
98	229	0.00641	0.04627	0.10168	429	477	477
98	229	0.00641	0.04627	0.10168	429	477	477
99	103	0.00876	0.06318	0.13947	429	477	477
99	110	0.00175	0.01258	0.02772	429	477	477
103	110	0.00831	0.05995	0.13233	429	477	477
104	109	0.0225	0.16373	0.36609	429	477	477
104	109	0.0225	0.16373	0.36609	429	477	477
105	107	0.07404	0.20803	0.02918	120	130	130
105	107	0.07404	0.20803	0.02918	120	130	130
105	107	0.18921	0.23784	0.02542	67	72	72
106	108	0.07091	0.2087	0.02663	120	130	130
110	111	0.00995	0.07176	0.15852	429	477	477
110	111	0.00995	0.07176	0.15852	429	477	477
112	136	0.0136	0.03937	0.00518	120	130	130
112	136	0.0136	0.03937	0.00518	120	130	130
113	140	0.05389	0.10905	0.01464	96	104	104
113	140	0.05389	0.10905	0.01464	96	104	104
114	120	0.05879	0.16502	0.02316	120	130	130
114	136	0.17662	0.49874	0.0705	120	130	130

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
114	278	0.11783	0.35912	0.04293	120	130	130
114	278	0.11783	0.35912	0.04293	120	130	130
115	116	0.01136	0.02421	0.00292	96	104	104
115	116	0.00893	0.02625	0.00335	120	130	130
115	125	0.15526	0.26493	0.0288	82	89	89
115	133	0.07434	0.21874	0.02793	120	130	130
116	123	0.09608	0.26999	0.03796	120	130	130
116	123	0.09608	0.26999	0.03796	120	130	130
116	132	0.04452	0.13091	0.0167	120	130	130
116	134	0.0209	0.05863	0.00822	120	130	130
116	134	0.0209	0.05863	0.00822	120	130	130
141	116	0	0.065	0	200	200	200
141	116	0	0.06692	0	200	200	200
141	116	0	0.06658	0	200	200	200
142	117	0	0.13	0	100	100	100
142	117	0	0.11833	0	100	100	100
118	119	0.16073	0.27696	0.02953	82	89	89
118	124	0.18486	0.31872	0.034	82	89	89
144	118	0	0.065	0	200	200	200
144	118	0	0.065	0	200	200	200
119	125	0.12065	0.20573	0.02235	82	89	89
119	138	0.03105	0.13644	0.02044	163	179	179
120	136	0.1278	0.35972	0.05065	120	130	130
121	131	0.05146	0.22641	0.03393	163	179	179
121	131	0.05146	0.22641	0.03393	163	179	179
145	121	0	0.0647	0	200	200	200
145	121	0	0.06495	0	200	200	200
122	135	0.04695	0.13183	0.01847	120	130	130

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
122	139	0.08729	0.18627	0.02248	96	104	104
122	140	0.03983	0.17505	0.02624	163	179	179
123	139	0.03996	0.11749	0.01499	120	130	130
124	126	0.07686	0.21799	0.03001	120	130	130
124	126	0.07686	0.21799	0.03001	120	130	130
124	127	0.03407	0.23506	0.03257	215	238	238
124	127	0.03407	0.23506	0.03257	215	238	238
124	129	0.07363	0.20696	0.02901	120	130	130
124	129	0.07363	0.20696	0.02901	120	130	130
124	129	0.04958	0.21804	0.0327	163	179	179
124	129	0.04958	0.21804	0.0327	163	179	179
124	137	0.08537	0.14551	0.0158	82	89	89
146	125	0	0.065	0	200	200	200
146	125	0	0.065	0	200	200	200
126	127	0.01806	0.05117	0.00703	120	130	130
128	136	0.00629	0.01822	0.0024	120	130	130
128	136	0.00629	0.01822	0.0024	120	130	130
147	129	0	0.06965	0	200	200	200
147	129	0	0.065	0	200	200	200
130	137	0.16706	0.35834	0.0431	96	104	104
136	137	0.21604	0.36926	0.0402	82	89	89
148	136	0	0.11817	0	100	100	100
148	136	0	0.125	0	100	100	100
148	136	0	0.125	0	100	100	100
149	138	0	0.065	0	200	200	200
149	138	0	0.065	0	200	200	200
139	140	0.00075	0.00472	0.00138	326	358	358
139	140	0.00075	0.00472	0.00138	326	358	358

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
150	140	0	0.065	0	200	200	200
150	140	0	0.065	0	200	200	200
141	143	0.0015	0.01168	0.0875	858	954	954
141	143	0.0015	0.01168	0.0875	858	954	954
141	146	0.00877	0.06327	0.13957	429	477	477
141	146	0.00877	0.06327	0.13957	429	477	477
142	145	0.00971	0.07048	0.15372	429	477	477
142	145	0.00971	0.07048	0.15372	429	477	477
142	148	0.00762	0.05519	0.12066	429	477	477
142	148	0.00762	0.05519	0.12066	429	477	477
143	149	0.01031	0.10941	0.45164	858	954	954
143	149	0.01031	0.10941	0.45164	858	954	954
143	150	0.01215	0.08775	0.19412	429	477	477
143	150	0.01215	0.08775	0.19412	429	477	477
144	149	0.00965	0.06962	0.15376	429	477	477
144	149	0.00965	0.06962	0.15376	429	477	477
145	146	0.00892	0.06472	0.1411	429	477	477
145	146	0.00892	0.06472	0.1411	429	477	477
145	149	0.00539	0.0388	0.08554	429	477	477
145	149	0.00539	0.0388	0.08554	429	477	477
147	148	0.00512	0.03688	0.08123	429	477	477
147	148	0.00512	0.03688	0.08123	429	477	477
148	149	0.00606	0.06391	0.26166	858	954	954
148	149	0.00606	0.06391	0.26166	858	954	954
148	302	0.02782	0.20472	0.45648	429	477	477
148	302	0.02782	0.20472	0.45648	429	477	477
151	187	0.03055	0.13423	0.02011	163	179	179
152	185	0.04742	0.13958	0.01792	118	127	127

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
152	188	0.06292	0.18458	0.02389	118	127	127
191	152	0	0.11883	0	100	100	100
191	152	0	0.1185	0	100	100	100
153	187	0.06808	0.19117	0.02683	120	130	130
154	155	0.01157	0.03245	0.00455	120	130	130
154	155	0.01157	0.03245	0.00455	120	130	130
154	156	0.00503	0.03352	0.00861	326	358	358
154	156	0.00503	0.03352	0.00861	326	358	358
155	163	0.02648	0.07433	0.01041	120	130	130
155	163	0.02648	0.07433	0.01041	120	130	130
192	156	0	0.065	0	200	200	200
192	156	0	0.061	0	200	200	200
192	156	0	0.065	0	200	200	200
157	166	0.02766	0.12153	0.01821	163	179	179
157	174	0.08119	0.23905	0.03051	120	130	130
157	189	0.04271	0.18773	0.02814	163	179	179
193	157	0	0.065	0	200	200	200
193	157	0	0.065	0	200	200	200
158	163	0.05505	0.16189	0.02066	120	130	130
159	164	0.02954	0.12981	0.01945	163	179	179
159	164	0.02954	0.12981	0.01945	163	179	179
159	185	0.06211	0.18664	0.02299	118	127	127
160	162	0.09902	0.21113	0.02584	95	102	102
160	168	0.04184	0.12204	0.01594	118	127	127
160	183	0.05361	0.15722	0.02034	118	127	127
161	163	0.07454	0.20945	0.02938	120	130	130
161	163	0.07454	0.20945	0.02938	120	130	130
161	167	0.02161	0.06066	0.0085	120	130	130

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
161	167	0.02161	0.06066	0.0085	120	130	130
161	168	0.00849	0.05304	0.01552	326	358	358
161	168	0.00849	0.05304	0.01552	326	358	358
162	163	0.01634	0.04586	0.00642	120	130	130
164	177	0.04793	0.1411	0.01811	118	127	127
164	178	0.05272	0.15509	0.01977	120	130	130
165	175	0.05464	0.1607	0.0205	120	130	130
194	165	0	0.125	0	100	100	100
194	165	0	0.125	0	100	100	100
168	169	0.00799	0.03509	0.00525	163	179	179
168	169	0.00799	0.03509	0.00525	163	179	179
168	174	0.12152	0.34195	0.04812	120	130	130
168	174	0.12152	0.34195	0.04812	120	130	130
168	179	0.05585	0.15664	0.02202	120	130	130
168	179	0.05585	0.15664	0.02202	120	130	130
195	168	0	0.065	0	200	200	200
195	168	0	0.0627	0	200	200	200
195	168	0	0.06235	0	200	200	200
170	185	0.05832	0.25656	0.03851	163	179	179
171	172	0.03005	0.13209	0.01977	163	179	179
171	186	0.0546	0.072	0.00747	72	77	77
172	180	0.04918	0.14461	0.01845	120	130	130
196	172	0	0.06495	0	200	200	200
196	172	0	0.0651	0	200	200	200
173	179	0.10912	0.32152	0.04112	120	130	130
175	176	0.09448	0.27881	0.03547	120	130	130
176	177	0.04776	0.14075	0.01788	120	130	130
177	178	0.01748	0.05143	0.0066	118	127	127

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
178	184	0.04083	0.12016	0.01543	118	127	127
197	178	0	0.0625	0	200	200	200
197	178	0	0.065	0	200	200	200
179	190	0.06323	0.17737	0.02494	120	130	130
179	190	0.06323	0.17737	0.02494	120	130	130
181	184	0.04246	0.12494	0.01604	118	127	127
181	190	0.04955	0.14585	0.01873	118	127	127
182	190	0.0613	0.17592	0.02381	118	127	127
182	190	0.0613	0.17592	0.02381	118	127	127
198	182	0	0.065	0	200	200	200
198	182	0	0.065	0	200	200	200
183	188	0.04063	0.11913	0.01541	118	127	127
184	185	0.07768	0.22881	0.02941	118	127	127
186	187	0.04746	0.13319	0.01868	120	130	130
186	187	0.04746	0.13319	0.01868	120	130	130
186	221	0.04513	0.13269	0.01693	120	130	130
200	187	0	0.0604	0	200	200	200
200	187	0	0.065	0	200	200	200
191	196	0.02153	0.15627	0.34985	429	477	477
191	196	0.02153	0.15627	0.34985	429	477	477
191	199	0.00545	0.04175	0.0811	429	477	477
192	195	0.01373	0.09943	0.21925	429	477	477
192	195	0.01373	0.09943	0.21925	429	477	477
193	195	0.01967	0.14297	0.31736	429	477	477
193	195	0.01967	0.14297	0.31736	429	477	477
194	197	0.01231	0.08909	0.19622	429	477	477
194	197	0.01231	0.08909	0.19622	429	477	477
195	197	0.01608	0.11664	0.25775	429	477	477

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
195	197	0.01608	0.11664	0.25775	429	477	477
201	195	0	0.02167	0	600	600	600
201	195	0	0.02167	0	600	600	600
196	197	0.02176	0.10422	0.21206	326	358	358
196	197	0.02176	0.10422	0.21206	326	358	358
196	199	0.01617	0.12454	0.24355	429	477	477
196	200	0.00484	0.03481	0.07693	429	477	477
196	200	0.00484	0.03481	0.07693	429	477	477
196	227	0.01255	0.09034	0.20142	429	477	477
196	227	0.01255	0.09034	0.20142	429	477	477
197	198	0.01832	0.08764	0.17804	326	358	358
197	198	0.01832	0.08764	0.17804	326	358	358
202	200	0	0.02223	0	600	600	600
202	200	0	0.02244	0	600	600	600
202	200	0	0.02239	0	600	600	600
200	226	0.01462	0.10555	0.23455	429	477	477
200	226	0.01462	0.10555	0.23455	429	477	477
200	230	0.00724	0.07654	0.31397	858	954	954
200	230	0.00724	0.07654	0.31397	858	954	954
201	202	0.00264	0.03482	3.348	2832	3116	3116
201	202	0.0027	0.03566	3.434	2832	3116	3116
201	202	0.0027	0.03566	3.434	2832	3116	3116
202	233	0.00138	0.01646	1.8337	2832	3116	3116
202	233	0.00138	0.01646	1.8337	2832	3116	3116
226	203	0	0.106	0	100	100	100
204	205	0.14206	0.19104	0.00246	43	46	46
209	204	0	0.2996	0	25	25	25
206	208	0.07324	0.09492	0.01023	72	77	77

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
206	223	0.03332	0.09588	0.01288	118	127	127
206	223	0.03332	0.09588	0.01288	118	127	127
206	223	0.03393	0.09948	0.01287	118	127	127
226	206	0	0.061	0	200	200	200
226	206	0	0.065	0	200	200	200
226	206	0	0.065	0	200	200	200
207	208	0.03854	0.10813	0.01517	120	130	130
207	208	0.03854	0.10813	0.01517	120	130	130
207	213	0.03753	0.11034	0.01407	120	130	130
207	215	0.0432	0.12121	0.01701	120	130	130
207	215	0.0432	0.12121	0.01701	120	130	130
207	222	0.07989	0.10782	0.01064	72	77	77
207	223	0.1304	0.17208	0.01786	72	77	77
227	207	0	0.06205	0	200	200	200
227	207	0	0.06065	0	200	200	200
208	209	0.00346	0.0152	0.00228	163	179	179
208	209	0.00346	0.0152	0.00228	163	179	179
208	210	0.021	0.05893	0.00826	120	130	130
208	210	0.021	0.05893	0.00826	120	130	130
210	211	0.00107	0.00712	0.00183	326	358	358
210	211	0.00107	0.00712	0.00183	326	358	358
228	211	0	0.0605	0	200	200	200
228	211	0	0.0605	0	200	200	200
228	211	0	0.0625	0	200	200	200
228	211	0	0.0625	0	200	200	200
212	215	0.0826	0.24313	0.03105	120	130	130
214	221	0.07004	0.09718	0.00904	72	77	77
216	220	0.02577	0.07576	0.00966	120	130	130

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
217	223	0.0207	0.06085	0.00776	120	130	130
218	223	0.04795	0.06651	0.00618	72	77	77
219	225	0.03287	0.09244	0.0129	118	127	127
219	225	0.03287	0.09244	0.0129	118	127	127
229	219	0	0.0585	0	200	200	200
229	219	0	0.06108	0	200	200	200
229	219	0	0.06042	0	200	200	200
220	225	0.01447	0.06358	0.00951	163	179	179
220	225	0.01447	0.06358	0.00951	163	179	179
220	225	0.02689	0.07885	0.0101	120	130	130
224	225	0.00547	0.01753	0.00244	118	127	127
230	225	0	0.065	0	200	200	200
230	225	0	0.065	0	200	200	200
230	225	0	0.0625	0	200	200	200
230	225	0	0.065	0	200	200	200
226	228	0.00493	0.03545	0.07836	429	477	477
226	228	0.00493	0.03545	0.07836	429	477	477
227	230	0.00518	0.03736	0.08206	429	477	477
227	230	0.00518	0.03736	0.08206	429	477	477
228	231	0.00112	0.01177	0.04798	858	954	954
228	231	0.00112	0.01177	0.04798	858	954	954
229	230	0.00309	0.02232	0.04901	429	477	477
229	230	0.00309	0.02232	0.04901	429	477	477
233	231	0	0.024	0	750	750	750
233	232	0	0.024	0	750	750	750
233	270	0.00095	0.01568	1.7691	3736	4148	4148
233	311	0.00096	0.01812	2.0724	3736	4148	4148
233	311	0.0011	0.02083	2.3903	3736	4148	4148

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
234	237	0.00676	0.04504	0.01156	326	358	358
234	237	0.00676	0.04504	0.01156	326	358	358
234	255	0.00315	0.01382	0.00207	163	179	179
234	255	0.00315	0.01382	0.00207	163	179	179
260	234	0	0.065	0	200	200	200
260	234	0	0.0601	0	200	200	200
260	234	0	0.0595	0	200	200	200
235	239	0.00849	0.05304	0.01552	326	358	358
235	239	0.00849	0.05304	0.01552	326	358	358
235	255	0.03368	0.09878	0.01266	120	130	130
261	236	0	0.065	0	200	200	200
261	236	0	0.065	0	200	200	200
237	242	0.01067	0.03201	0.00395	118	127	127
238	240	0.01634	0.04583	0.00643	120	130	130
238	240	0.01634	0.04583	0.00643	120	130	130
238	243	0.01598	0.07017	0.01051	163	179	179
238	243	0.01598	0.07017	0.01051	163	179	179
263	238	0	0.0464	0	200	200	200
263	238	0	0.04625	0	200	200	200
264	239	0	0.0625	0	200	200	200
264	239	0	0.0625	0	200	200	200
264	239	0	0.065	0	200	200	200
264	239	0	0.065	0	200	200	200
240	258	0.03048	0.09145	0.01128	118	127	127
241	245	0.04789	0.07487	0.00857	78	84	84
241	246	0.05687	0.16714	0.02136	120	130	130
241	256	0.06243	0.18363	0.02344	120	130	130
241	259	0.04609	0.33245	0.04603	215	238	238

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
241	259	0.04609	0.33245	0.04603	215	238	238
242	252	0.01057	0.03171	0.00391	118	127	127
243	255	0.01346	0.05912	0.00885	163	179	179
265	244	0	0.065	0	200	200	200
265	244	0	0.065	0	200	200	200
265	244	0	0.065	0	200	200	200
246	249	0.04806	0.14124	0.01804	120	130	130
246	259	0.05747	0.16143	0.02262	120	130	130
246	259	0.05747	0.16143	0.02262	120	130	130
247	254	0.05737	0.16874	0.02153	120	130	130
247	258	0.04266	0.12801	0.01579	118	127	127
248	254	0.00377	0.02358	0.0069	326	358	358
248	254	0.00377	0.02358	0.0069	326	358	358
248	257	0.02479	0.15503	0.04542	326	358	358
267	248	0	0.065	0	200	200	200
267	248	0	0.065	0	200	200	200
249	251	0.00936	0.04113	0.00659	163	179	179
249	251	0.00936	0.04113	0.00659	163	179	179
250	251	0.00098	0.00964	0.00281	430	476	476
250	251	0.00098	0.00964	0.00281	430	476	476
268	250	0	0.0652	0	200	200	200
251	252	0.0166	0.07294	0.01092	163	179	179
252	253	0.01118	0.03354	0.00414	118	127	127
254	257	0.08975	0.26423	0.03376	120	130	130
268	259	0	0.06	0	200	200	200
268	259	0	0.06167	0	200	200	200
268	259	0	0.06558	0	200	200	200
260	263	0.00524	0.03769	0.08325	429	477	477

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
260	263	0.00524	0.03769	0.08325	429	477	477
260	263	0.00509	0.03665	0.08079	429	477	477
260	263	0.00509	0.03665	0.08079	429	477	477
260	264	0.0029	0.0209	0.04613	429	477	477
260	264	0.0029	0.0209	0.04613	429	477	477
260	273	0.00016	0.00166	0.00695	858	954	954
260	273	0.00016	0.00166	0.00695	858	954	954
260	275	0.00016	0.00166	0.00695	858	954	954
260	275	0.00016	0.00166	0.00695	858	954	954
261	268	0.00065	0.00683	0.02784	858	954	954
261	268	0.00065	0.00683	0.02784	858	954	954
261	269	0.00077	0.01283	0.08345	1716	1908	1908
261	269	0.00077	0.01283	0.08345	1716	1908	1908
262	265	0.00044	0.00462	0.01885	858	954	954
262	265	0.00044	0.00462	0.01885	858	954	954
263	267	0.00379	0.03993	0.16308	858	954	954
263	267	0.00379	0.03993	0.16308	858	954	954
264	271	9.00E-05	0.001	0.00407	858	954	954
264	271	9.00E-05	0.001	0.00407	858	954	954
265	272	0.0022	0.01582	0.03484	429	477	477
265	272	0.0022	0.01582	0.03484	429	477	477
266	268	0.00062	0.00651	0.02656	858	954	954
266	268	0.00062	0.00651	0.02656	858	954	954
270	269	0	0.018	0	1000	1000	1000
270	269	0	0.018	0	1000	1000	1000
275	274	0	0.065	0	200	200	200
275	274	0	0.065	0	200	200	200
276	277	0.01184	0.03476	0.00428	179	194	194

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
276	277	0.0024	0.02521	0.00643	430	476	476
276	285	0.00519	0.05115	0.01489	430	476	476
276	289	0.03647	0.10943	0.0135	118	127	127
277	282	0.02212	0.06511	0.00828	120	130	130
277	285	0.00758	0.07982	0.02035	430	476	476
277	299	0.03327	0.09768	0.01249	120	130	130
301	277	0	0.06285	0	200	200	200
301	277	0	0.062	0	200	200	200
301	277	0	0.06183	0	200	200	200
278	287	0.0597	0.16757	0.02352	120	130	130
278	287	0.0597	0.16757	0.02352	120	130	130
302	278	0	0.065	0	200	200	200
302	278	0	0.065	0	200	200	200
279	280	0.02912	0.08554	0.01092	120	130	130
279	281	0.05805	0.1247	0.01483	96	104	104
279	286	0.032	0.09602	0.01184	118	127	127
280	288	0.02587	0.076	0.00971	120	130	130
303	280	0	0.065	0	200	200	200
303	280	0	0.065	0	200	200	200
283	299	0.01279	0.03753	0.0048	120	130	130
283	300	0.04624	0.13565	0.01739	120	130	130
304	284	0	0.1949	0	66.7	66.7	66.7
304	284	0	0.1949	0	66.7	66.7	66.7
285	292	0.001	0.01051	0.00268	430	476	476
285	292	0.001	0.01051	0.00268	430	476	476
286	290	0.01697	0.10603	0.03104	326	358	358
286	290	0.01697	0.10603	0.03104	326	358	358
287	288	0.06334	0.17956	0.0247	120	130	130

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
305	287	0	0.123	0	100	100	100
305	287	0	0.123	0	100	100	100
289	290	0.00333	0.01465	0.00219	163	179	179
289	290	0.00333	0.01465	0.00219	163	179	179
289	297	0.0388	0.11828	0.01413	118	127	127
306	290	0	0.065	0	200	200	200
306	290	0	0.0625	0	200	200	200
291	295	0.00491	0.03268	0.00839	326	358	358
291	295	0.00491	0.03268	0.00839	326	358	358
308	291	0	0.0595	0	200	200	200
308	291	0	0.058	0	200	200	200
308	291	0	0.0595	0	200	200	200
308	291	0	0.0585	0	200	200	200
293	296	0.00762	0.0381	0.00795	163	179	179
293	296	0.00762	0.0381	0.00795	163	179	179
294	296	0.00347	0.01987	0.00522	326	358	358
294	296	0.00347	0.01987	0.00522	326	358	358
296	297	0.01626	0.04955	0.00592	118	127	127
309	296	0	0.065	0	200	200	200
309	296	0	0.065	0	200	200	200
309	296	0	0.065	0	200	200	200
298	300	0.03094	0.09075	0.01163	120	130	130
310	298	0	0.11967	0	100	100	100
301	306	0.00104	0.01726	0.11226	1716	1908	1908
301	306	0.00104	0.01726	0.11226	1716	1908	1908
301	310	0.01085	0.07847	0.17282	429	477	477
301	310	0.01085	0.07847	0.17282	429	477	477
301	310	0.01085	0.07847	0.17282	429	477	477

from bus	to bus	r	x	b	rateA	rateB	rateC
301	310	0.01085	0.07847	0.17282	429	477	477
302	305	0.00587	0.04255	0.09278	429	477	477
302	305	0.00587	0.04255	0.09278	429	477	477
303	305	0.00975	0.07046	0.15506	429	477	477
303	305	0.00975	0.07046	0.15506	429	477	477
303	306	0.01207	0.08734	0.19249	429	477	477
303	306	0.01207	0.08734	0.19249	429	477	477
304	310	0.00827	0.06016	0.13024	429	477	477
304	310	0.00827	0.06016	0.13024	429	477	477
306	307	0.0005	0.00828	0.05384	1716	1908	1908
306	307	0.0005	0.00828	0.05384	1716	1908	1908
306	313	0.00035	0.00368	0.01499	858	954	954
306	313	0.00035	0.00368	0.01499	858	954	954
307	309	0.0018	0.01891	0.07711	858	954	954
307	309	0.0018	0.01891	0.07711	858	954	954
312	307	0	0.024	0	750	750	750
312	307	0	0.024	0	750	750	750
311	312	0.00012	0.00218	0.24702	3736	4148	4148
311	312	0.00012	0.00218	0.24702	3736	4148	4148

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายบัณฑิต เจริญพันธ์ เกิดวันที่ 18 กรกฎาคม พ.ศ. 2528 ที่จังหวัดขอนแก่น สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิตเกียรตินิยมอันดับสอง สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น เมื่อปี พ.ศ. 2550 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้าที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2551



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย