

การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีทางฮิวริสติก



นายสมภพ อึ้งมวงคณ

สถาบันวิทยบริการ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2550

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

TRANSMISSION SYSTEM EXPANSION PLANNING  
USING HEURISTIC BASED APPROACH

Mr. Somphop Asadamongkol

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2007

Copyright of Chulalongkorn University

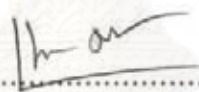
หัวข้อวิทยานิพนธ์  
โดย  
สาขาวิชา  
อาจารย์ที่ปรึกษา

การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีทางฮิวริสติก  
นายสมภพ อัมภมมงคล  
วิศวกรรมไฟฟ้า  
รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์


คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้  
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทมหาบัณฑิต

  
..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(ศาสตราจารย์ ดร.ติเรก ลาวัณย์ศิริ)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

  
..... ประธานกรรมการ  
(อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

  
..... อาจารย์ที่ปรึกษา  
(รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

  
..... กรรมการ  
(ดร.ทรงศักดิ์ ชุณหะวัณพัฒน์)

  
..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

สมภพ อัฐมมงคล : การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีทางฮิวริสติก.  
(TRANSMISSION SYSTEM EXPANSION PLANNING USING HEURISTIC  
BASED APPROACH) อ. ที่ปรึกษา : รศ. ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ , 141 หน้า.

วิทยานิพนธ์นี้ นำเสนอวิธีฮิวริสติกในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยสองขั้นตอน คือ ขั้นตอนแรกเป็นการหาแผนงานเริ่มต้น ด้วยการคัดเลือกสายส่งเพื่อก่อสร้าง โดยอาศัยดัชนีที่ได้กำหนดขึ้นจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกแต่ละรายการ ส่วนขั้นตอนที่สองเป็นการค้นหาแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด โดยใช้แผนงานที่ได้จากขั้นตอนแรกเป็นแผนงานเริ่มต้น ซึ่งในวิทยานิพนธ์ได้นำขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นของวิธีฮิวริสติกที่เคยมีการนำเสนอมาในงานวิจัยด้านการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ามาปรับปรุงให้มีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้น นอกจากนี้ ยังมีการปรับปรุงกระบวนการเพื่อให้สามารถหาแผนงานที่มีคุณภาพดีขึ้น ด้วยการแบ่งเขตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกออกเป็นเขตย่อยในระดับต่างๆ ก่อนนำมาใช้ในการคัดเลือกสายส่ง เพื่อคำนวณแผนงานที่มีความเหมาะสมสูงจำนวนหนึ่ง แล้วจึงเลือกแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด โดยแผนงานที่คำนวณได้จากวิธีการที่นำเสนอ ได้พิจารณาถึงการก่อสร้างสายส่งใหม่ที่ต้องทำการรื้อสายส่งที่มีอยู่เดิมในระบบไฟฟ้าออกก่อน แล้วจึงก่อสร้างใหม่ในเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิม จากผลการทดสอบกับระบบทดสอบ 6 บัส ระบบ IEEE-RTS และระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ได้ผลลัพธ์อยู่ในระดับที่น่าพอใจ

## สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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

ลายมือชื่อนิสิต.....สมภพ อัฐมมงคล.....  
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....  
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม.....

# # 4870711921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD: TRANSMISSION SYSTEM EXPANSION PLANNING / HEURISTIC METHOD

SOMPPOP ASADAMONGKOL : TRANSMISSION SYSTEM EXPANSION  
PLANNING USING HEURISTIC BASED APPROACH. THESIS ADVISOR :  
ASSOC. PROF. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D., 141 pp.

This thesis proposes a heuristic method to solve a Transmission System Expansion Planning (TSEP) problem. The method is divided into two phases. An initial plan is established in the first phase, comprising transmission line candidates, selected based on performance indices which reflect the ability of each candidate in alleviating thermal limit problem in the system. In the second phase, the minimum feasible investment plan is obtained based on a search process, developed from the modification of the eliminating tasks which were developed by other researchers. Moreover, to improve the solution quality, the candidates are divided into several subsets before the searching process. With this developed method, the candidates which replace the existing lines are also taken into account. The proposed method has been tested with six-bus, IEEE-RTS and Thailand Northeastern region systems with satisfactory results.

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Department ..... ELECTRICAL ENGINEERING .....

Field of study ... ELECTRICAL ENGINEERING .....

Academic year ..... 2007 .....

Student's signature *Somp Pop Asadamongkol*

Advisor's signature *B. Eua-arporn*

Co-advisor's signature .....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความช่วยเหลือเป็นอย่างดีของ รongศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้ให้ความรู้ คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ อันเป็นประโยชน์ในการวิจัยมาโดยตลอด ผู้วิจัยจึงขอกราบ ขอบพระคุณไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบคุณ กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ได้แก่ อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ ดร.ทรงศักดิ์ ชุชนพิพัฒน์ และ อาจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำเพิ่มเติม ที่เป็นประโยชน์ในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบคุณ ผู้บังคับบัญชาทุกท่านในสายงานนโยบายและแผน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ให้การสนับสนุนผู้วิจัยในการศึกษาต่อครั้งนี้ ซึ่งทำให้ผู้วิจัยมีโอกาสที่จะได้รับความรู้ เพื่อกลับไปพัฒนาหน่วยงานให้ดียิ่งขึ้น



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	จ
กิตติกรรมประกาศ .....	ฉ
สารบัญ .....	ช
สารบัญตาราง .....	ฅ
สารบัญภาพ .....	ฎ
บทที่	
1 บทนำ .....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ .....	2
1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์ .....	2
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน .....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ .....	3
2 การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า .....	4
2.1 ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า .....	4
2.2 ประเภทของการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า .....	12
2.3 วิธีการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า .....	13
3 การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีทางฮิวริสติก .....	16
3.1 หลักการพื้นฐาน .....	16
3.2 วิธีฮิวริสติกที่นำเสนอ .....	18
3.2.1 ดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งทางเลือก .....	20
3.2.2 การกำหนดเขตสายส่งของทางเลือกโดยใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า .....	23
3.2.3 การกำหนดเขตของสายส่งทางเลือกจากความสามารถในการแก้ปัญหาที่ติดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น .....	27
3.2.4 การปรับปรุงขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน....	30
3.2.5 การปรับปรุงเขตของสายส่งทางเลือก .....	32
3.2.6 การพิจารณาราคาก่อสร้างของสายส่งทางเลือก .....	33
3.2.7 สรุปวิธีฮิวริสติกที่นำเสนอ .....	34

บทที่	หน้า
4 การทดสอบและวิเคราะห์ผล .....	39
4.1 การทดสอบวิธีการอุปติไมต์ไม่เชิงเส้นทางคณิตศาสตร์ .....	39
4.1.1 การทดสอบแบบจำลองกระแสสลับ .....	40
4.1.2 การทดสอบแบบจำลองกระแสตรง .....	43
4.2 การทดสอบวิธีอีวิริสติกที่นำเสนอกับระบบทดสอบ 6 บัส .....	45
4.3 การทดสอบวิธีอีวิริสติกที่นำเสนอกับระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	60
4.4 กรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS ....	67
4.5 กรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาค ตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	74
5 สรุปและข้อเสนอแนะ .....	88
5.1 สรุปผลการวิจัย .....	88
5.2 ข้อเสนอแนะ .....	89
รายการอ้างอิง .....	90
ภาคผนวก .....	93
ภาคผนวก ก การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า .....	94
ก.1 การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบต้นน้ำ .....	95
ก.2 การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบปลายน้ำ .....	96
ภาคผนวก ข ข้อมูลระบบทดสอบ .....	99
ข.1. ระบบทดสอบ 6 บัส .....	99
ข.2. ระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	105
ข.3. ระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	130
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ .....	141



## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
4.1 แผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าของการทดสอบกระแสลับ .....	41
4.2 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 6 บัส ในแบบจำลองกระแสลับ .....	42
4.3 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งของระบบทดสอบ 6 บัส ในแบบจำลอง กระแสลับ.....	42
4.4 แผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าของการทดสอบกระแสตรง.....	44
4.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 6 บัส ที่ใช้ในการทดสอบวิธี อีวิริสติกที่น่าเสนอ.....	47
4.6 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 1, 2 และ 3 โดยเปรียบเทียบกับวิธีออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์.....	51
4.7 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 4, 5 และ 6 โดยเปรียบเทียบกับวิธีออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์.....	55
4.8 ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่าแผนงานอ้างอิง จำนวนกรณีที่ผลตอบต่างจากแผนงาน อ้างอิงและเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบเฉลี่ยของวิธีการที่น่าเสนอ เมื่อ เปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ในการทดสอบกับระบบ ทดสอบ 6 บัส.....	59
4.9 ความต้องการไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ IEEE-RTS ในการทดสอบวิธี อีวิริสติกที่น่าเสนอ.....	63
4.10 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 1, 2 และ 3 โดยเปรียบเทียบกับวิธีออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์.....	64
4.11 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 4, 5 และ 6 โดยเปรียบเทียบกับวิธีออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์.....	65
4.12 ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่าแผนงานอ้างอิง จำนวนกรณีที่ผลตอบต่างจากแผนงาน อ้างอิงและเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบเฉลี่ยของวิธีการที่น่าเสนอ เมื่อ เปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ในการทดสอบกับระบบ ทดสอบ IEEE-RTS .....	65
4.13 แผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่ง ไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS.....	68
4.14 สายส่งหรือหม้อแปลงที่เกิดปัญหาขัดจำกัดทางความร้อนในกรณีศึกษาการ วางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS.....	68

ตารางที่	หน้า
4.15 แผนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าของชั้นตอนที่ 1 ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	69
4.16 ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟชดเชยที่บัสต่างๆ ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	70
4.17 แร่งดันไฟฟ้า กำลังการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	70
4.18 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งของระบบทดสอบ IEEE-RTS ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS.....	72
4.19 แผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	75
4.20 สายส่งหรือหม้อแปลงที่เกิดปัญหาขัดจำกัดทางความร้อนในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	76
4.21 แผนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าของชั้นตอนที่ 1 ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ....	77
4.22 ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟชดเชยที่บัสต่างๆ ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	78
4.23 แร่งดันไฟฟ้า กำลังการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบไฟฟ้าในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	80
4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้าของสายส่งในระบบไฟฟ้า ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ....	82
ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 6 บัส .....	99
ข.1.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ของระบบทดสอบ 6 บัส .....	100
ข.1.3 ข้อมูลสายส่งในระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบ 6 บัส.....	100
ข.1.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ 6 บัส.....	100
ข.2.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	105
ข.2.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	106
ข.2.3 ข้อมูลสายส่งในระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	108
ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	110
ข.3.1 ข้อมูลบัสของระบบสมมุติภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	131

ตารางที่	หน้า
ข.3.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ของประเทศไทย.....	133
ข.3.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของ ประเทศไทย .....	134
ข.3.4 ค่าพารามิเตอร์และราคาก่อสร้างของสายส่งแต่ละชนิดที่ใช้เป็นทางเลือก .....	139
ข.3.5 ค่าพารามิเตอร์และราคาติดตั้งของหม้อแปลงแต่ละชนิดที่ใช้เป็นทางเลือก .....	140
ข.3.6 ราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดต่อทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง.....	140
ข.3.7 ราคาของเขตเดินสายส่งไฟฟ้า .....	140



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## สารบัญญภาพ

รูปที่	หน้า	
3.1	ขั้นตอนโดยรวมของวิธีการฮิวริสติก .....	17
3.2	ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นโดยทั่วไป .....	18
3.3	ระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัส .....	23
3.4	ตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและตัวแทนของโหลดที่บัสต่างๆ .....	24
3.5	ขั้นตอนของการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า .....	29
3.6	การค้นหาผลตอบของขั้นตอนการลดสายส่งออกจากแผนงานแบบดั้งเดิม .....	31
3.7	การค้นหาผลตอบของขั้นตอนการลดสายส่งออกจากแผนงานที่นำเสนอ .....	31
3.8	ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานที่นำเสนอ .....	32
3.9	แผนผังโดยรวมของวิธีการฮิวริสติกที่นำเสนอ .....	35
3.10	ขั้นตอนการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า .....	36
3.11	ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานที่นำเสนอ .....	38
4.1	ระบบทดสอบ 6 บัส .....	40
4.2	ระบบทดสอบ IEEE-RTS .....	62
4.3	แผนที่ระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย .....	75
ก.1	หลักการแบ่งตามสัดส่วน .....	94

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า คือการพิจารณาเลือกแผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต แผนงานที่ได้รับเลือกก่อสร้างจะต้องมีผลรวมของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างและค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้าภายหลังการก่อสร้างต่ำที่สุด [1] วิธีการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่ยังคงใช้ในทางปฏิบัติอยู่ในปัจจุบันคือ การเปรียบเทียบแผนทางเลือก (Comparing alternatives) วิธีการนี้มีพื้นฐานมาจากการวิเคราะห์โครงการในทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม ซึ่งจะเลือกแผนงานที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value) ของค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดจากแผนทางเลือกทั้งหมด [2] ข้อเสียของวิธีการดังกล่าวเมื่อนำมาประยุกต์ใช้กับปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าคือ แผนทางเลือกที่สามารถเป็นไปได้ในระบบไฟฟ้านั้นอาจจะมีจำนวนมาก ซึ่งแตกต่างจากแผนการลงทุนของโครงการในสาขาอื่นๆที่มีจำนวนทางเลือกจำกัดอยู่ไม่มากนัก ดังนั้นการพิจารณากำหนดแผนทางเลือกในปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าก่อนที่จะนำมาวิเคราะห์ด้วยวิธีการเปรียบเทียบแผนทางเลือกนั้น จึงมักจะขึ้นกับประสบการณ์ของผู้ที่ทำหน้าที่วางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าเป็นหลัก ซึ่งอาจจะทำให้แผนงานที่ถูกเลือกในขั้นสุดท้ายมีโอกาสดลาดเคลื่อนไปจากแผนงานที่มีมูลค่าการลงทุนต่ำที่สุดได้มาก

ในทางทฤษฎีแล้ว ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจัดเป็นปัญหาทางด้านออปติไมเซชันประเภท Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP) เนื่องจากมีตัวแปรจำนวนเต็มที่ใช้แทนการตัดสินใจก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าอยู่ในปัญหา ซึ่งการหาคำตอบของปัญหาดังกล่าวสามารถแบ่งได้เป็น 3 วิธี [3] ได้แก่ วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ วิธีการฮิวริสติก (Heuristic) และวิธีการกึ่งฮิวริสติก (Metaheuristic) จากการพิจารณาในด้านระยะเวลาที่ใช้ในการประมวลผลพบว่า วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์และวิธีการกึ่งฮิวริสติกนั้น ใช้ระยะเวลาในการประมวลผลค่อนข้างมาก ทำให้มีความเป็นไปได้น้อยที่จะนำวิธีการเหล่านั้นมาใช้ในทางปฏิบัติกับระบบไฟฟ้าจริงที่มีขนาดใหญ่ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีที่จะต้องมีการพัฒนาต่อไปเป็นการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น (Multistage planning)

ในวิทยานิพนธ์นี้ จะใช้วิธีการฮิวริสติกแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งจะนำเสนอ ดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งไฟฟ้าเพื่อก่อสร้าง โดยพิจารณาถึงความสามารถในการแก้ปัญหาขัดจำกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้าในระบบ จากนั้นจะนำดัชนีดังกล่าวไปใช้

คัดเลือกสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการต่างๆ ซึ่งจะทำให้การทดสอบ เพื่อเปรียบเทียบให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีการเหล่านั้น ตลอดจนทดลองนำไปใช้ในกรณีศึกษากับระบบไฟฟ้าจริง

นอกจากนี้ในวิทยานิพนธ์ ยังได้ปรับปรุงกระบวนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็น (Eliminating task) ออกจากแผนงานเริ่มต้น ตามวิธีการฮิวริสติกแบบเดิม [12, 13 และ 16] ให้มีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้น และได้นำเสนอวิธีการกำหนดชุดสายส่งทางเลือกแบบใหม่เพื่อแก้ปัญหาเรื่องความไม่เชิงเส้นระหว่างราคาก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากับจำนวนวงจรหรือขนาดสาย พร้อมทั้งให้สามารถรองรับกับการรื้อสายส่งเส้นเก่าออกแล้วก่อสร้างใหม่ ซึ่งเป็นวิธีการก่อสร้างที่มีความเป็นไปได้มากในปัจจุบัน เนื่องจากการจัดหาเขตเดินสายส่งไฟฟ้าใหม่นั้นทำได้ยาก

## 1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์

1. เพื่อศึกษาและพัฒนาวิธีการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยอาศัยวิธีการฮิวริสติก
2. เพื่อนำวิธีการที่พัฒนาขึ้นไปใช้ในการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า เพื่อพิจารณาเลือกแผนงานก่อสร้างที่เหมาะสม

## 1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์

1. เนื่องจากปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบขั้นเดียว (Single stage planning) เป็นวิธีการที่มักนำมาใช้ในทางปฏิบัติ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเป้าหมาย ซึ่งละเลยการพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าเหล่านั้นตามระยะเวลาในอนาคต ดังนั้นปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้จะอาศัยหลักการแบบขั้นเดียว ซึ่งเป็นพื้นฐานของการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายขั้น
2. วิธีการทางฮิวริสติกที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้มุ่งเน้นที่จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่พิจารณาปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้าเป็นหลัก โดยจะไม่พิจารณาปัญหาทางด้านเสถียรภาพและปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าในระบบ อย่างไรก็ตาม เพื่อให้ผลลัพธ์ที่ได้ในขั้นสุดท้ายมีความสอดคล้องกับการแก้ปัญหาจริงในทางปฏิบัติ ในวิทยานิพนธ์นี้ จะทำการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าในขั้นสุดท้ายภายหลังจากการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้า โดยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้านำเข้าที่ฟีดในตำแหน่งที่เหมาะสมด้วยวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ และจะพิจารณาให้ค่ากำลังไฟฟ้านำเข้าที่ชดเชยนั้นเป็นค่าต่อเนื่อง
3. เนื่องจากการศึกษาระบบไฟฟ้าในงานวางแผนขยายระบบไฟฟ้าในทางปฏิบัติจริง มักจะจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้าในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่

ในระบบจึงเดินเครื่องใกล้เคียงกับค่าพิกัด อาจมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองเหลืออยู่บ้าง แต่ก็มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ในกรณีเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบไฟฟ้า ดังนั้นปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้จึงไม่พิจารณาการจัดสรรกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่ (Redispatch) เพื่อแก้ปัญหาขัดจำกัดทางด้านความร้อนของสายส่งไฟฟ้า

#### 1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน

1. ศึกษาปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าและแนวทางการแก้ปัญหาทั้งทางภาคปฏิบัติและทางทฤษฎี
2. พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์
3. นำเสนอดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งไฟฟ้าพร้อมทั้งขั้นตอนการนำไปใช้ในกระบวนการวิธีทางฮิวริสติกเพื่อหาแผนงานที่เหมาะสม
4. ปรับปรุงวิธีการที่นำเสนอให้สอดคล้องกับลักษณะการปฏิบัติงานจริง
5. พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าตามวิธีการที่นำเสนอ
6. ทดสอบวิธีการที่นำเสนอโดยเปรียบเทียบผลลัพธ์กับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์โดยใช้ระบบทดสอบ Garver [4] และ IEEE-RTS [24]
7. ทดลองนำวิธีการที่เสนอไปใช้ในกรณีศึกษาจริงกับระบบ IEEE-RTS และระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย
8. วิเคราะห์ สรุปผล และเขียนวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

#### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. สามารถนำวิธีการที่พัฒนาขึ้นไปใช้ในการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า เพื่อพิจารณาเลือกแผนงานก่อสร้างที่เหมาะสม
2. วิธีการที่นำเสนอสามารถนำไปพัฒนาต่อในระดับการประยุกต์ใช้งานจริง เช่น การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น ต่อไปในอนาคต

## บทที่ 2

### การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า

ในบทนี้จะกล่าวถึงการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า โดยจะเริ่มจากการแสดงปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าในรูปของปัญหา Optimal Power Flow (OPF) ตามแบบจำลองชนิดต่างๆ จากนั้นจะกล่าวถึงการแบ่งประเภทของการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า และวิธีการแก้ปัญหา

#### 2.1 ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย การผลิตไฟฟ้าเริ่มต้นจากโรงไฟฟ้าซึ่งหากเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ตำแหน่งที่ตั้งมักจะอยู่ห่างไกลจากศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกส่งผ่านระบบส่งไฟฟ้ามาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง ก่อนส่งผ่านต่อไปในระบบจำหน่ายเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าต่อไป ระบบส่งไฟฟ้าจึงเปรียบเสมือนเป็นตัวกลางทำหน้าที่เชื่อมโยงระหว่างโรงไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า

เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้ามีปริมาณเพิ่มมากขึ้น สิ่งหนึ่งที่เราจะต้องพิจารณาคือ การปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเพียงพอและมั่นคงเพื่อรองรับกับการใช้ไฟฟ้าดังกล่าว นั่นคือจะต้องดำเนินการวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ ซึ่งจะต้องทำพร้อมกับการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วย

การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าเป็นการพิจารณาเลือกแผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต ซึ่งอาจมีระยะเวลาหลายปี ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาการวางแผน (Planning horizon) โดยสายส่งไฟฟ้าที่ถูกเลือกก่อสร้าง ควรส่งผลให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างและค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้าภายหลังการก่อสร้างต่ำที่สุด ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจัดเป็นปัญหา OPF ซึ่งในกรณีการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่พิจารณาระบบไฟฟ้าในสภาวะอยู่ตัว (Steady state) จะมีต้องมีการคำนึงถึงปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งและปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส การแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งนั้น สามารถทำได้โดยการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่ ส่วนการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัสนั้น สามารถทำได้โดยการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้าและการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันไฟฟ้ารีแอกทีฟในตำแหน่งที่เหมาะสม ในทางทฤษฎีวงจรไฟฟ้าแล้ว การแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งและปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัสจะมีความเชื่อมโยงระหว่างกันจนไม่สามารถแยกได้ และการแก้ปัญหาเพื่อหามูลค่าการลงทุนรวมของแผนงานที่ต่ำที่สุดนั้น จะต้องทำโดยการแก้ปัญหา OPF โดยใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งเป็นวิธีการที่คำนึงถึงกฎแรงดัน



และกฎกระแส ตามกฎของเคอร์ชอฟท์ อย่างไรก็ตาม การสร้างชุดสมการของปัญหาดังกล่าว มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น และมีความซับซ้อน จำเป็นต้องใช้เวลาในการคำนวณเพื่อแก้ปัญหาเป็นระยะเวลานานมาก ด้วยเหตุนี้ จึงได้มีการพัฒนาวิธีการอื่นๆ เช่น การใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อลดความซับซ้อน และสามารถแก้ปัญหาได้สะดวกขึ้น

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอ แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบต่างๆ ได้แก่ แบบจำลองกระแสสลับ แบบจำลองกระแสตรง แบบจำลอง transportation แบบจำลอง hybrid และ แบบจำลอง disjunctive

### 1. แบบจำลองกระแสสลับ (AC model)

ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับแสดงได้ดังสมการ (2.1)

$$\text{Min} \left( \sum_{ij \in \mathcal{C}} f_{ij}(n_{ij}) + \sum_{i \in \mathcal{N}} (g_i(c_i) + h_i(r_i)) \right) \quad (2.1)$$

โดยที่

$$\text{Re}\{S_i\} + P_i^L - P_i^G = 0, \quad \forall i \in \mathcal{N}: i \neq \text{slack} \quad (2.1.1)$$

$$Q_i^{\min} \leq \text{Im}\{S_i\} + Q_i^L + v_i^2 \cdot (r_i - c_i + B_i^0) \leq Q_i^{\max}, \quad \forall i \in \mathcal{N} \quad (2.1.2)$$

$$S_i = v_i \angle \delta_i \sum_{ij \in \mathcal{A}_i} I_{ij}^* \quad (2.1.3)$$

ในกรณีสายส่งไฟฟ้า

$$I_{ij} = \left( (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot y_{ij} + \frac{(n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot b_{ij}}{2} \angle 90^\circ \right) \cdot v_i \angle \delta_i - (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot y_{ij} \cdot v_j \angle \delta_j \quad (2.1.4a)$$

ในกรณีหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีแท็ปอยู่ด้านบัส  $i$  ( $v_i : v_j = 1 : t_{ij}$ )

$$I_{ij} = t_{ij}^2 \cdot (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot y_{ij} \cdot v_i \angle \delta_i - t_{ij} \cdot (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot y_{ij} \cdot v_j \angle \delta_j \quad (2.1.4b)$$

ในกรณีหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีแท็ปอยู่ด้านบัส  $j$

$$I_{ij} = (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot y_{ij} \cdot v_i \angle \delta_i - t_{ij} \cdot (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot y_{ij} \cdot v_j \angle \delta_j \quad (2.1.4c)$$

$$|I_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot I_{ij}^{\max} \quad (2.1.5)$$

$$v_i^{\min} \leq v_i \leq v_i^{\max} \quad (2.1.6)$$

$$\delta_{\text{slack}} = 0 \quad (2.1.7)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (2.1.8)$$

$$t_{ij}^{\min} \leq t_{ij} \leq t_{ij}^{\max} \quad (2.1.9)$$

$$n_{ij} \in \mathbb{Z}^+$$

$$t_{ij}, v_i, \delta_i \in \mathbb{R} ; c_i, r_i \in \mathbb{R}^+$$

$$ij \in \mathcal{E} \cup \mathcal{C} ; i \in \mathcal{N}$$

ซึ่ง

$f_{ij}(\cdot)$  คือ ฟังก์ชันของราคาก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$g_i(\cdot)$  คือ ฟังก์ชันของราคาติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันไฟฟ้ารีแอกทีฟประเภทคาปาซิเตอร์ที่บัส  $i$

$h_i(\cdot)$  คือ ฟังก์ชันของราคาติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันไฟฟ้ารีแอกทีฟประเภทรีแอกเตอร์ที่บัส  $i$

$S_i$  คือ ตัวแปรเชิงซ้อนแทนกำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลออกจากบัส  $i$  ผ่านทางสายส่งหรือหม้อแปลง

$I_{ij}$  คือ ตัวแปรเชิงซ้อนแทนกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหรือหม้อแปลงจากบัส  $i$  ไปสู่อบัส  $j$

$v_i$  คือ ตัวแปรจำนวนจริงแทนขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$

$\delta_i$  คือ ตัวแปรจำนวนจริงแทนมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$

$n_{ij}$  คือ ตัวแปรจำนวนเต็มบวกแทนจำนวนวงจรของสายส่งหรือหม้อแปลงที่จะก่อสร้างระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$c_i$  คือ ตัวแปรจำนวนจริงบวกแทนค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากอุปกรณ์ประเภทคาปาซิเตอร์ที่จะชดเชยที่บัส  $i$  (ค่ากำลังไฟฟ้าที่ 1.0 p.u.)

$r_i$  คือ ตัวแปรจำนวนจริงบวกแทนค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากอุปกรณ์ประเภทรีแอกเตอร์ที่จะชดเชยที่บัส  $i$  (ค่ากำลังไฟฟ้าที่ 1.0 p.u.)

$t_{ij}$  คือ ตัวแปรจำนวนจริงแทนค่าเก็บของหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$n_{ij}^0$  คือ จำนวนวงจรของสายส่งหรือหม้อแปลงที่มีอยู่เดิมในระบบระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$n_{ij}^{\max}$  คือ จำนวนวงจรของสายส่งหรือหม้อแปลงที่สามารถก่อสร้างได้สูงสุดระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$y_{ij}$  คือ ค่าเชิงซ้อนของแอดมิตแตนซ์อนุกรมต่อหนึ่งวงจรของสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$b_{ij}$  คือ ค่าตัวอัดประจุสายส่ง (Line charging) ต่อหนึ่งวงจรของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$I_{ij}^{\max}$  คือ ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดในสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  เมื่อพิจารณาตามขีดจำกัดทางความร้อนสูงสุด

$t_{ij}^{\min}$  คือ ค่าที่ต่ำสุดของหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$t_{ij}^{\max}$  คือ ค่าที่สูงสุดของหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

$B_i^0$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอุปกรณ์ชดเชยที่ติดตั้งอยู่แล้วในระบบที่บัส  $i$  (ค่ากำลังไฟฟ้าที่ 1.0 p.u. ในทิศทางฉีดออกจากบัส)

$P_i^L$  คือ ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส  $i$

$P_i^G$  คือ กำลังการผลิตไฟฟ้าจริงที่บัส  $i$

$Q_i^L$  คือ ค่าความต้องการกำลังรีแอกทีฟจริงที่บัส  $i$

$Q_i^{\min}$  คือ กำลังการผลิตไฟฟ้ารีแอกทีฟต่ำที่สุดที่บัส  $i$

$Q_i^{\max}$  คือ กำลังการผลิตไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงที่สุดที่บัส  $i$

$\mathcal{E}$  คือ เซตของเส้นทาง  $ij$  ที่มีสายส่งหรือหม้อแปลงติดตั้งอยู่แล้วในระบบ

$\mathcal{C}$  คือ เซตของเส้นทาง  $ij$  ที่ใช้เป็นทางเลือกในการก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลง

$\mathcal{N}$  คือ เซตของบัสในระบบไฟฟ้า

$\mathcal{A}_i$  คือ เซตของเส้นทางที่มีสายส่งหรือหม้อแปลงเชื่อมโยงกับบัส  $i$  โดย

$$\mathcal{A}_i \subset \mathcal{E} \cup \mathcal{C}$$

ปัญหา OPF ตามสมการ (2.1) ประกอบด้วยตัวแปรจำนวนเต็มบวกที่ใช้แทนจำนวนวงจรที่จะก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า ตัวแปรจำนวนจริงที่แสดงถึงค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จะชดเชยที่บัส และตัวแปรจำนวนจริงที่ใช้แทนตำแหน่งของแท่งหม้อแปลง นอกจากนี้ข้อจำกัดและฟังก์ชันวัตถุประสงค์ยังมีลักษณะไม่เชิงเส้นที่ non-convex จึงจัดเป็นปัญหาประเภท MINLP ที่มีความซับซ้อนมาก ถึงแม้ว่าจะมีการผ่อนปรนจากหลักปฏิบัติทั่วไปบ้างแล้ว เช่น การพิจารณาให้สายส่งที่จะก่อสร้างระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  นั้นเป็นประเภทเดียวกันกับสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  ที่มีอยู่เดิมในระบบ ตัวแปรที่แทนค่าแท่งของหม้อแปลงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จะชดเชยนั้นเป็นค่าต่อเนื่อง (ในทางปฏิบัติจริงค่าแท่งของหม้อแปลงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จะชดเชยนั้นมักจะเป็นขั้น แต่ก็พอที่จะอนุโลมได้ เนื่องจากขั้นของค่าเหล่านั้นค่อนข้างถี่) ด้วยเหตุนี้การแก้ปัญหาดังกล่าวจึงต้องใช้เวลานานมาก แม้ว่าจะใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดเล็กก็ตาม ดังนั้นในงานวิจัยด้านการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าส่วนใหญ่ จึงใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบกระแสตรงแทน พร้อมทั้งมีการผ่อนปรนให้ฟังก์ชันของราคาก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลงเป็นความสัมพันธ์เชิงเส้นระหว่างจำนวนวงจรกับราคาก่อสร้าง รายละเอียดของวิธีการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบกระแสตรง ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อถัดไป

## 2. แบบจำลองกระแสตรง (DC model)

ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง [4 และ 5] แสดงได้ดังสมการ (2.2)

$$\text{Min} \left( \sum_{ij \in \mathcal{C}} c_{ij} \cdot n_{ij} \right) \quad (2.2)$$

โดยที่

$$\sum_{ij \in \mathcal{A}_i} P_{ij} + P_i^L - P_i^G = 0, \quad \forall i \in \mathcal{N} : i \neq \text{slack} \quad (2.2.1)$$

$$P_{ij} = (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot \gamma_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (2.2.2)$$

$$|P_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) P_{ij}^{\max} \quad (2.2.3)$$

$$\delta_{\text{slack}} = 0 \quad (2.2.4)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (2.2.5)$$

$$n_{ij} \in \mathbb{Z}^+, \quad ij \in \mathcal{E} \cup \mathcal{C}; \quad i \in \mathcal{N}$$

ซึ่ง

$c_{ij}$  คือ ราคาก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  ต่อหนึ่งวงจร

$P_{ij}$  คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหรือหม้อแปลงจากบัส  $i$  ไปสู่อบัส  $j$

$P_{ij}^{\max}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดในสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  เมื่อพิจารณาตามขีดจำกัดทางความร้อนสูงสุด

$\gamma_{ij}$  คือ ค่า susceptance ต่อหนึ่งวงจรของสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$

ปัญหา OPF ที่ใช้แบบจำลองแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง ดังสมการ (2.2) จะมุ่งเน้นการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งหรือหม้อแปลงเป็นหลัก ซึ่งนับว่าเพียงพอสำหรับการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าในระยะยาว (Long-term transmission system expansion planning) โดยทั่วไปแล้วผลตอบที่ได้จากปัญหา OPF ที่ใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรงนั้น จะต้องนำไปศึกษาและวิเคราะห์ผลในรายละเอียดอีกครั้งก่อนที่จะนำไปดำเนินการก่อสร้างจริง ซึ่งการศึกษาดังกล่าวได้แก่ การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ (AC power flow) การศึกษากระแสลัดวงจร การศึกษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า การประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม ปัญหา OPF ตามสมการ (2.2) นั้น ยังมีความซับซ้อนอยู่ เนื่องจากมีการคูณกันระหว่างตัวแปรจำนวนเต็มที่ใช้แทนการตัดสินใจก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากับตัวแปรที่ใช้แทนมุมเฟส จึงยังคงเป็นปัญหาแบบ MINLP ที่ non-convex และเมื่อนำไปใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ การหาคำตอบยังนับว่าทำได้ยากด้วยเทคนิควิธีทางออปติไมเซชันที่มีอยู่ในปัจจุบัน ด้วยเหตุนี้จึงมีการปรับปรุงปัญหา OPF ดังกล่าวให้มีความง่ายขึ้น ซึ่งโดยส่วนใหญ่แล้วมีวัตถุประสงค์เพื่อทำการแปลงปัญหาที่ไม่เชิงเส้นให้เป็นปัญหาที่เชิงเส้น

การปรับปรุงปัญหา OPF ที่ใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรงให้มีความง่ายขึ้นในงานวิจัยด้านการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ามี 3 วิธี คือ แบบจำลอง transportation [4] แบบจำลอง hybrid [4] และแบบจำลอง disjunctive [4 และ 6] ซึ่งรายละเอียดของแต่ละวิธีการจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

### 3. แบบจำลอง transportation

ในแบบจำลอง transportation จะไม่พิจารณาสมการแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าตามสมการ (2.2.2) กล่าวคือ การไหลของกำลังไฟฟ้าในปัญหา OPF จะเป็นไปตามหลักการสมดุลของการไหลของกำลังไฟฟ้าเข้าสู่บัสตามสมการ (2.2.1) เพียงอย่างเดียวเท่านั้น ทั้งนี้เพื่อกำจัดความไม่เชิงเส้นออกจากปัญหาและทำให้ได้ปัญหา OPF เป็น Mixed Integer Linear Programming (MILP) แม้ว่าปัญหา OPF ในลักษณะนี้จะสามารถหาผลตอบได้ไม่ยากด้วยเทคนิควิธีทางออปติไมเซชันที่มีอยู่ในปัจจุบัน แต่ผลตอบที่ได้ก็มักมีความคลาดเคลื่อนค่อนข้างสูง และมีแนวโน้มที่ทำให้ได้แผนการลงทุนที่ต่ำกว่าความเป็นจริง (Under investment)

### 4. แบบจำลอง hybrid

จากการพิจารณาสมการ (2.2.2) พบว่าสาเหตุหลักที่แท้จริงที่ทำให้เกิดความไม่เชิงเส้นในปัญหา OPF ก็คือสายส่งหรือหม้อแปลงใหม่ที่ใช้เป็นทางเลือกในการหาผลตอบ ดังนั้นในแบบจำลอง hybrid จึงพิจารณาข้อจำกัดเกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้าตามสมการที่ (2.2.2) เฉพาะสายส่งหรือหม้อแปลงที่มีอยู่เดิมในระบบเท่านั้น ดังนั้นเราจะได้ข้อจำกัดเกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้าในปัญหาเป็นดังนี้

$$\sum_{ij \in \mathcal{E}_i} P_{ij} + \sum_{ij \in \mathcal{C}_i} P_{ij} + P_i^L - P_i^G = 0, \quad \forall i \in \mathcal{N}: i \neq \text{slack} \quad (2.3)$$

$$P_{ij} = \gamma_{ij} n_{ij}^0 (\delta_i - \delta_j), \quad \forall ij \in \mathcal{E} \quad (2.4)$$

$$|P_{ij}| \leq n_{ij}^0 P_{ij}^{\max}, \quad \forall ij \in \mathcal{E} \quad (2.5)$$

$$|P_{ij}| \leq n_{ij} P_{ij}^{\max}, \quad n_{ij} \in \mathbb{Z}^+, \quad \forall ij \in \mathcal{C} \quad (2.6)$$

ซึ่ง

$\mathcal{E}_i$  คือ เซตของเส้นทางที่มีสายส่งหรือหม้อแปลงซึ่งติดตั้งอยู่แล้วในระบบที่เชื่อมโยงกับ บัส  $i$  โดย  $\mathcal{E}_i \subset \mathcal{E}$

$\mathcal{C}_i$  คือ เซตของเส้นทางที่ใช้เป็นทางเลือกในการก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลงที่เชื่อมโยงกับบัส  $i$  โดย  $\mathcal{C}_i \subset \mathcal{C}$

สังเกตว่าข้อจำกัดตามสมการ (2.4) พิจารณาเพียงสายส่งหรือหม้อแปลงที่มีอยู่เดิมในระบบเท่านั้น ปัญหา OPF ที่ได้จัดเป็นปัญหาประเภท MILP เช่นเดียวกับในแบบจำลอง transportation แต่มีความคลาดเคลื่อนต่ำกว่า

### 5. แบบจำลอง disjunctive

ในแบบจำลองนี้ได้พยายามแปลงข้อจำกัดแบบไม่เชิงเส้นที่เกิดจากสมการแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่เป็นทางเลือกให้เป็นข้อจำกัดแบบเชิงเส้น ดังนี้

สมการ (2.2.1) สามารถเขียนได้ในอีกรูปแบบหนึ่ง โดยแยกพิจารณากำลังไฟฟ้าในสายส่งหรือหม้อแปลงที่ใช้เป็นทางเลือกแต่ละวงจร ดังนี้

$$\sum_{ij \in \mathcal{E}_i} P_{ij} + \sum_{(ij,p) \in \mathcal{C}_i} P_{ij}^p + P_i^L - P_i^G = 0, \quad \forall i \in \mathcal{N}: i \neq \text{slack} \quad (2.7)$$

โดย  $p$  แทนลำดับที่ของวงจรของสายส่งในเส้นทาง  $ij$

สำหรับสมการแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งหรือหม้อแปลงที่มีอยู่เดิมในระบบสามารถเขียนได้เป็น

$$P_{ij} = \gamma_{ij} n_{ij}^0 (\delta_i - \delta_j) \quad (2.8)$$

$$|P_{ij}| \leq n_{ij}^0 P_{ij}^{\max} \quad (2.9)$$

$$\forall ij \in \mathcal{E}$$

ส่วนสมการแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งหรือหม้อแปลงที่เป็นทางเลือกสามารถเขียนได้เป็น

$$P_{ij}^p = \gamma_{ij} x_{ij}^p (\delta_i - \delta_j) \quad (2.10)$$

$$|P_{ij}^p| \leq x_{ij}^p P_{ij}^{\max} \quad (2.11)$$

$$\forall (ij, p) \in \mathcal{C}$$

ซึ่ง

$x_{ij}^p \in \{0,1\}$  คือตัวแปรแทนการตัดสินใจว่าจะก่อสร้างหรือไม่ก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  วงจรที่  $p$

ข้อจำกัดตามสมการ (2.10) เป็นสมการไม่เชิงเส้น อย่างไรก็ตาม เราสามารถแปลงข้อจำกัดดังกล่าวให้เป็นสมการที่เชิงเส้นได้โดยใช้ค่าคงตัวที่มีค่ามากๆ มาช่วย ดังนี้

$$|P_{ij}^p - \gamma_{ij}(\delta_i - \delta_j)| \leq M(1 - x_{ij}^p) \quad (2.12)$$

โดย  $M$  คือ ค่าคงตัวที่มีค่ามากๆ

เมื่อ  $x_{ij}^p = 1$  หมายถึงการตัดสินใจก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  สมการ (2.12) จะกลายเป็นสมการ (2.13) ดังนี้

$$P_{ij}^p - \gamma_{ij}(\delta_i - \delta_j) = 0 \quad (2.13)$$

สมการ (2.13) คือสมการแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งหรือหม้อแปลงที่ได้รับพิจารณาเลือกก่อสร้าง และจากสมการ (2.11) จะได้ข้อจำกัดทางด้านความร้อนในสายส่งเป็น

$$|P_{ij}^p| \leq P_{ij}^{\max} \quad (2.14)$$

ในทางกลับกัน ถ้า  $x_{ij}^p = 0$  หมายถึงการตัดสินใจไม่ก่อสร้างสายส่งหรือหม้อแปลงระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  สมการที่ (2.12) จะกลายเป็นสมการที่ (2.15) ดังนี้

$$|P_{ij}^p - \gamma_{ij}(\delta_i - \delta_j)| \leq M \quad (2.15)$$

เมื่อพิจารณาข้อจำกัดทางด้านความร้อนในสายส่งตามสมการที่ (2.11) ซึ่งในกรณีนี้  $x_{ij}^p = 0$  (ตัดสินใจไม่ก่อสร้าง) จะได้  $P_{ij}^p = 0$  และเมื่อพิจารณาสมการที่ (2.15) เราพบว่าเนื่องจาก  $M \gg 0$  ดังนั้น  $\delta_i$  และ  $\delta_j$  จึงเสมือนว่าไม่ได้ถูกจำกัดด้วยสมการดังกล่าวนี้เลย ซึ่งก็ตรงกับความเป็นจริงในกรณีที่สายส่งระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  ไม่ได้ถูกเลือกให้ก่อสร้าง

ด้วยวิธีการดังกล่าวทำให้เราได้ปัญหา OPF เป็นแบบ MILP และในทางทฤษฎีถ้าเราเลือกตัวแปร  $M$  ให้มีค่ามากพอ ผลตอบที่ได้จากการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วยแบบจำลองนี้จะเข้าสู่ global optimum อย่างไรก็ดี เราจะเห็นได้ว่าตัวแปรจำนวนเต็มที่แทนการตัดสินใจในปัญหาสามารถมีค่าได้เพียง 0 หรือ 1 เท่านั้น ซึ่งหมายความว่าตัวแปรแต่ละตัวจะแทนสายส่งแต่ละวงจร ซึ่งแตกต่างจากในกรณีของแบบจำลองกระแสตรง ที่ตัวแปรจำนวนเต็มดังกล่าวแทนจำนวนวงจรที่จะก่อสร้างสายส่งในเส้นทางนั้น ดังนั้นสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกในแบบจำลอง disjunctive แต่ละรายการจึงแทนด้วยสายส่งแต่ละวงจร ซึ่งส่งผลให้ปัญหา OPF ที่ได้มีจำนวนตัวแปรและสมการข้อจำกัดในปัญหามากกว่าปัญหาที่ใช้แบบจำลองกระแสตรง แต่ก็ได้ไม่ได้หมายความว่าแบบจำลองแบบ disjunctive จะใช้เวลาแก้ปัญหา มากกว่าแบบจำลองกระแสตรง เสมอไป เนื่องจากแบบจำลอง disjunctive เป็นปัญหาแบบ MILP ในขณะที่แบบจำลองกระแสตรง เป็นปัญหาแบบ MINLP

นอกจากนี้การกำหนดค่า  $M$  ที่เหมาะสมก็ส่งผลกระทบต่อผลตอบที่จะได้รับ เนื่องจากการกำหนดค่า  $M$  ที่ต่ำเกินไปจะทำให้ค่า  $\delta_i$  และ  $\delta_j$  ของสายส่งหรือหม้อแปลงที่ไม่ได้รับการเลือกให้ก่อสร้างเกิดความไม่เป็นอิสระ และหากกำหนดค่ามากเกินไป อาจจะทำให้เกิดปัญหาเสถียรภาพของการคำนวณเชิงตัวเลข ซึ่งได้มีผู้เสนอวิธีการกำหนดค่า  $M$  ที่เหมาะสมไว้หลายแนวทาง เช่น กำหนดจากผลรวมของขีดจำกัดทางด้านความร้อนของสายส่งในระบบไฟฟ้าทั้งหมด [10] เป็นต้น

## 2.2 ประเภทของการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า

การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท [1 และ 3] ตามการพิจารณาแบ่งชั้นของช่วงเวลาการวางแผน (Planning horizon) คือ

### 1. การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว

ในการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว ช่วงเวลาของการวางแผนทั้งหมดจะถูกพิจารณารวมกัน โดยไม่มีการแบ่งออกเป็นชั้นย่อย นั่นคือจะไม่มีการพิจารณาลำดับก่อนหลังของสายส่งที่ถูกเลือกให้ก่อสร้าง ตัวอย่างเช่น การวางแผนที่มีช่วงเวลาการวางแผน 9 ปี ผลตอบที่ได้จากการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว คือ สายส่งที่ได้รับเลือกก่อสร้างเพื่อรองรับกับความต้องการใช้ไฟฟ้าอีก 9 ปีข้างหน้า ซึ่งไม่ได้มีการบ่งบอกว่าสายส่งแต่ละเส้น ควรจะดำเนินการก่อสร้างในปีใด เนื่องจากความเป็นจริงเราอาจไม่จำเป็นที่จะต้องก่อสร้างสายส่งทุกเส้นให้เสร็จพร้อมกันตั้งแต่แรก แต่อาจจะสร้างเพิ่มขึ้นตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นใน 9 ปี ดังนั้น การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว จึงไม่เหมาะสมที่จะใช้กับการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่มีช่วงเวลาการวางแผนที่ยาวเกินไป ซึ่งวิธีการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น จะมีความเหมาะสมกว่า อย่างไรก็ตามในงานวิจัยด้านการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าส่วนใหญ่มักจะเลือกใช้การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว เนื่องจากเป็นพื้นฐานที่สำคัญในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้นเช่นกัน

### 2. การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น

ในการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น ช่วงเวลาของการวางแผนจะแบ่งออกเป็นชั้นย่อย [7] เช่น การวางแผนที่มีช่วงเวลาการวางแผน 9 ปี เราอาจแบ่งช่วงเวลาการวางแผนออกเป็นชั้นย่อย 3 ชั้น โดยแต่ละชั้นมีระยะเวลา 3 ปี ดังนั้นในปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น จึงเปรียบเสมือนมีปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียวอยู่ภายใน ซึ่งแต่ละปัญหามีความเชื่อมโยงกัน กล่าวคือ ผลตอบของชั้นย่อยก่อนหน้าจะมีผลต่อผลตอบของชั้นย่อยปัจจุบัน มูลค่าเงินลงทุนของแผนงานที่ได้จากการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น จะคำนวณจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิของแผนงานย่อย ตลอดช่วงเวลาการวางแผนโดยมีการคิดมูลค่าของเงินตามเวลาด้วย (Time value of money) วิธีการแก้ปัญหาการ



วางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น วิธีหนึ่งที่ยอมรับกันก็คือ pseudodynamic procedures [3] โดยวิธีการดังกล่าวมีพื้นฐานอยู่บนการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว

## 2.3 วิธีการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า

การแก้ปัญหาในงานวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ

### 1. วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ใช้เทคนิควิธีทางออปติไมเซชันเพื่อแก้ปัญหา OPF ตามสมการ (2.1) ถึงแม้ว่าผลตอบที่หาได้ด้วยวิธีการนี้จะสามารถยืนยันได้ในทางคณิตศาสตร์ว่ามีค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำที่สุด แต่ก็อาจจะเป็น local optimum แทนที่จะเป็น global optimum เนื่องด้วยธรรมชาติของปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองกระแสตรงนั้นมีลักษณะ non-convex จึงมีผู้เสนอแนวทางการแก้ปัญหาดังกล่าวไว้ได้แก่ การแบ่งการแก้ปัญหาออกเป็นขั้นตอนย่อย [8] โดยคำตอบที่ได้จากการแก้ปัญหาในขั้นตอนย่อยปัจจุบันจะถูกใช้เป็นตัวเริ่มต้น (Initial value) ของการแก้ปัญหาในขั้นตอนย่อยถัดไป และแต่ละขั้นตอนย่อยจะมีการเพิ่มความซับซ้อนของแบบจำลองในปัญหา OPF ขึ้นเรื่อยๆ จากแบบจำลอง transportation ที่ผ่อนปรนตัวแปรจำนวนเต็มให้เป็นจำนวนจริง แล้วเพิ่มความซับซ้อนเป็นแบบจำลอง hybrid ที่ผ่อนปรนตัวแปรจำนวนเต็มให้เป็นจำนวนจริง และสุดท้ายเป็นแบบจำลองกระแสตรงที่ไม่มีการผ่อนปรนตัวแปรจำนวนเต็ม

อย่างไรก็ตาม การหลีกเลี่ยงที่จะใช้แบบจำลองกระแสตรงไปใช้แบบจำลอง disjunctive นั้น ทำให้ปัญหาที่ได้กลายเป็น MILP การกำหนดค่าของพารามิเตอร์  $M$  ที่เหมาะสมจะสามารถแก้ปัญหาความเป็น non-convex ที่เกิดจากแบบจำลองแบบกระแสตรงได้

ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจัดเป็นปัญหาประเภทการจัดหมู่ (Combinatorial problem) ดังนั้นข้อเสียอย่างหนึ่งที่ไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ของวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ก็คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการประมวลผลค่อนข้างสูง เนื่องจากกระบวนการวิธี (Algorithm) ในการแก้ปัญหา MINLP และ MILP จัดเป็นกระบวนการวิธีแบบ NP (Non-deterministic Polynomial time) โดยมีวิธีการแก้ปัญหาที่ยอมรับกันได้แก่ เทคนิค branch and bound [9] และ Benders decomposition [10] เป็นต้น ซึ่งเมื่อระบบไฟฟ้ามีขนาดใหญ่จะทำให้ใช้ระยะเวลาในการแก้ปัญหามาก

### 2. วิธีการฮิวริสติก

การหาผลตอบด้วยวิธีการฮิวริสติก [11, 12, 13, 14, 15 และ 16] ใช้หลักการเพิ่มสายส่งเข้าไปในระบบไฟฟ้าครั้งละหนึ่งเส้นจากชุดสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก (Transmission line candidates) สายส่งจะได้รับการคัดเลือกโดยพิจารณาจากค่าดัชนีที่สะท้อนถึงความสามารถใน

การแก้ปัญหาชี้ดจำกัดทางความร้อนของสายส่งในระบบ มีการนำเสนอวิธีการคำนวณค่าดัชนีดังกล่าวไว้แบ่งได้เป็น 2 ประเภท ประเภทแรกคือการคำนวณดัชนีความไว (Sensitivity index) ของระบบไฟฟ้าที่มีผลจากการเพิ่มสายส่งแต่ละเส้นเข้าไปในระบบ เช่น ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับการปลดโหลดในระบบ [15] ดัชนีที่วัดการกระจายการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ [16] เป็นต้น สายส่งที่มีดัชนีความไวมากที่สุดจะได้รับการพิจารณาเลือกก่อสร้างก่อน ส่วนประเภทที่สองใช้หลักการคำนวณดัชนีจากการแก้ปัญหา OPF [12 และ 13] โดยการผ่อนปรนตัวแปรที่ใช้แทนการตัดสินใจก่อสร้างสายส่ง ซึ่งเป็นจำนวนเต็มให้เป็นจำนวนจริง สายส่งที่มีค่าคำตอบของตัวแปรดังกล่าวมากที่สุด จะถูกพิจารณาเลือกก่อสร้างก่อน ขั้นตอนการแก้ปัญหการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าวิธีการฮิวริสติก สามารถสรุปได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 ทำการคำนวณ power flow ถ้าไม่มีปัญหาชี้ดจำกัดทางความร้อน ให้ข้ามไปทำในขั้นตอนที่ 3 แต่ถ้ามีปัญหาดังกล่าวให้คำนวณค่าดัชนีของสายส่งในรายการสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกแต่ละเส้น

ขั้นตอนที่ 2 เลือกสายส่งเส้นที่มีค่าดัชนีที่คำนวณจากขั้นตอนที่ 1 มากที่สุด เพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้าแล้วกลับไปทำขั้นตอนที่ 1

ขั้นตอนที่ 3 ทำการเรียงลำดับสายส่งที่ถูกเลือกในขั้นตอนที่ 2 ทั้งหมดตามราคาค่าก่อสร้างจากมากไปน้อย

ขั้นตอนที่ 4 ทำการปลดสายส่งตามลำดับที่เรียงในขั้นตอนที่ 3 ออกจากระบบไฟฟ้าครั้งละหนึ่งเส้น ถ้าระบบไฟฟ้ามีปัญหาชี้ดจำกัดทางความร้อนอันเนื่องมาจากการปลดสายส่งเส้นนั้น ให้คงสายส่งเส้นนั้นไว้ในระบบเช่นเดิม แต่ถ้าระบบไฟฟ้าไม่มีปัญหาให้ปลดสายส่งเส้นดังกล่าวออกจากระบบไฟฟ้า ทำเช่นนี้กับสายส่งทุกเส้นในรายการที่ได้เรียงลำดับไว้ในขั้นตอนที่ 3 สายส่งที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้าคือผลตอบที่ได้จากวิธีการฮิวริสติก

โดยทั่วไปผลตอบที่ได้จากการแก้ปัญหด้วยวิธีการฮิวริสติก จะไม่ใช่ global optimum แต่การเลือกใช้ดัชนีที่คำนวณตามขั้นตอนที่ 1 อย่างเหมาะสมตลอดจนการปรับปรุงวิธีการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นนอกจากแผนงานเริ่มต้นในขั้นตอนที่ 4 ก็อาจมีส่วนช่วยให้ผลตอบที่ได้มีความใกล้เคียงกับ global optimum มากขึ้น วิธีการนี้มีข้อดีคือความเร็วในการประมวลผล ทำให้มีความเป็นไปได้ที่จะนำไปประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ และมีศักยภาพพอที่จะได้รับการพัฒนาต่อไปในการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น ซึ่งจะต้องใช้ระยะเวลาในการประมวลผลเพิ่มขึ้นจากการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว มากขึ้นถึงหลายเท่าตัว

### 3. วิธีการกึ่งฮิวริสติก

วิธีการกึ่งฮิวริสติก จัดเป็นวิธีการใหม่ที่เกิดขึ้นจากการประมวลผลของคอมพิวเตอร์ในยุคปัจจุบันที่สูงขึ้น กระบวนวิธีการค้นหาผลตอบของวิธีการกึ่งฮิวริสติกจะมีลักษณะที่แตกต่าง

กันออกไปในแต่ละวิธี โดยจะไม่ใช้หลักการอุปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ดังนั้นผลตอบที่ได้จึงไม่ได้เป็น global optimum เช่นเดียวกับวิธีการฮิวริสติก อย่างไรก็ตามในวิธีการกึ่งฮิวริสติกแต่ละวิธีมักจะมีหลักเกณฑ์บางอย่างที่พยายามหลีกเลี่ยงการวิ่งเข้าสู่คำตอบที่เป็น local optimum ซึ่งหลักเกณฑ์ดังกล่าวส่วนใหญ่จะใช้วิธีการหาคำตอบในลักษณะหลายๆเส้นทางพร้อมๆกัน และจะมีการประเมินศักยภาพของแต่ละเส้นทางว่า จะสามารถนำไปสู่ค่า global optimum ได้หรือไม่ โดยเส้นทางที่ไม่ได้เป็นเส้นทางที่มีศักยภาพสูงสุด อาจยังมีโอกาสได้รับเลือกเป็นเส้นทางในการค้นหาคำตอบได้ เมื่อค้นหาคำตอบไปตามเส้นทางดังกล่าวแล้ว เส้นทางนั้นอาจกลายมาเป็นเส้นทางที่มีศักยภาพสูงสุดได้ ตัวอย่างของวิธีการกึ่งฮิวริสติก ได้แก่ Genetic Algorithm (GA) [17], Simulated Annealing (SA) [18], Tabu Search (TS) [19] และ Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP) [20] เป็นต้น โดยทั่วไปแล้ว ระยะเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการกึ่งฮิวริสติกยังอยู่ในเกณฑ์สูง

ในวิทยานิพนธ์นี้ ใช้วิธีการฮิวริสติก ในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งจะนำเสนอวิธีการคำนวณดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งเส้นใหม่เพื่อก่อสร้าง รวมทั้งปรับปรุงขั้นตอนการหาผลตอบให้มีประสิทธิภาพและสอดคล้องกับหลักการในทางปฏิบัติมากขึ้น โดยจะทำการเปรียบเทียบกับวิธีการอุปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ทั้งในด้านผลตอบที่ได้และระยะเวลาที่ใช้ในการประมวลผล สำหรับรายละเอียดของวิธีการดังกล่าวจะนำเสนอไว้ในบทที่ 3

## บทที่ 3

### การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีทางฮิวริสติก

ในบทนี้จะกล่าวถึงการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีทางฮิวริสติก ซึ่งในช่วงแรกจะกล่าวถึง หลักการพื้นฐานทางฮิวริสติกที่เคยมีการนำมาประยุกต์ใช้ในการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า จากนั้นจะกล่าวถึงวิธีฮิวริสติกที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ ซึ่งประกอบด้วย ดัชนีที่ใช้วัดศักยภาพของสายส่งทางเลือก เทคนิคการกำหนดเซตของสายส่งทางเลือก เพื่อใช้ในการแก้ปัญหา ซึ่งจะช่วยให้คำตอบที่ได้มีคุณภาพดีขึ้น นอกจากนี้ยังทำการปรับปรุงกระบวนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น และการปรับปรุงเซตของสายส่งทางเลือกให้สามารถรองรับกับการเลือกก่อสร้างสายส่งได้หลายประเภทในเขตเดินสายส่งไฟฟ้า รวมทั้งรองรับการก่อสร้างสายส่งเส้นเก่าออกแล้วก่อสร้างใหม่ ซึ่งเป็นการก่อสร้างที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้มากในยุคปัจจุบัน ที่การจัดหาเขตเดินสายส่งไฟฟ้า (Right of way) นั้น ทำได้ยาก รายละเอียดของเนื้อหาแต่ละส่วน มีดังต่อไปนี้

#### 3.1 หลักการพื้นฐาน

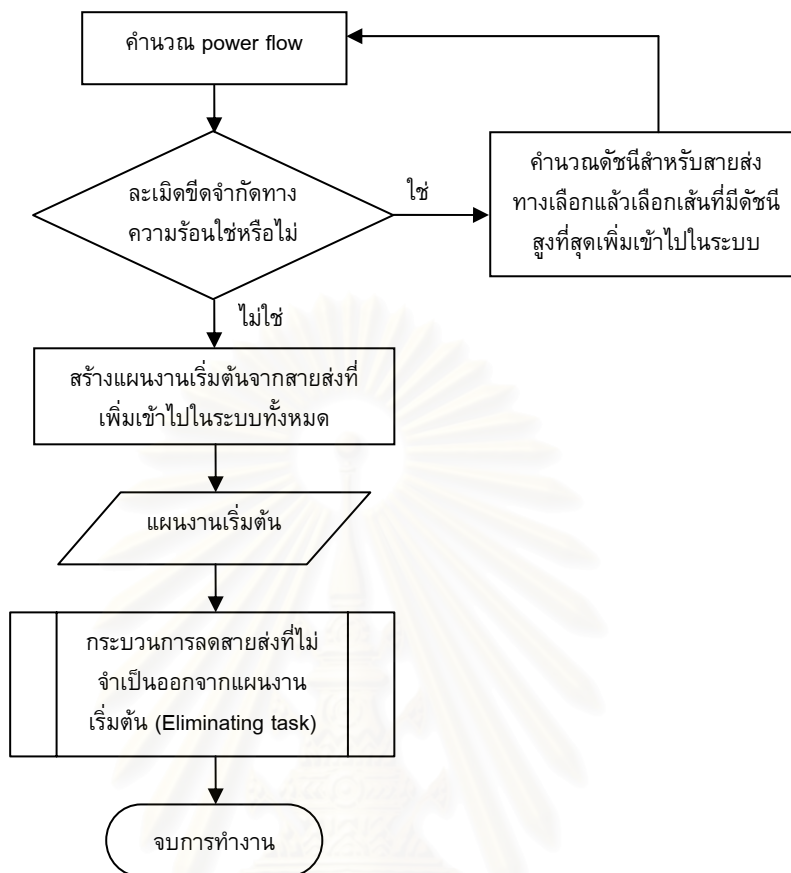
การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีทางฮิวริสติก [12, 13 และ 16] ใช้หลักการเพิ่มสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกเข้าไปในระบบไฟฟ้าครั้งละหนึ่งวงจร โดยการคัดเลือกสายส่งจะอาศัยดัชนีที่สะท้อนถึงความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของระบบไฟฟ้า สำหรับขั้นตอนโดยรวมของวิธีการฮิวริสติก สามารถแสดงได้ดังแผนผังลำดับงานในรูปที่ 3.1 ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 ทำการคำนวณ power flow ถ้าไม่มีปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนให้ข้ามไปทำในขั้นตอนที่ 3 แต่ถ้ามีปัญหาดังกล่าว ให้คำนวณค่าดัชนีของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกแต่ละเส้น

ขั้นตอนที่ 2 เลือกสายส่งที่มีค่าดัชนีที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 1 มากที่สุด เพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้าแล้วกลับไปทำขั้นตอนที่ 1

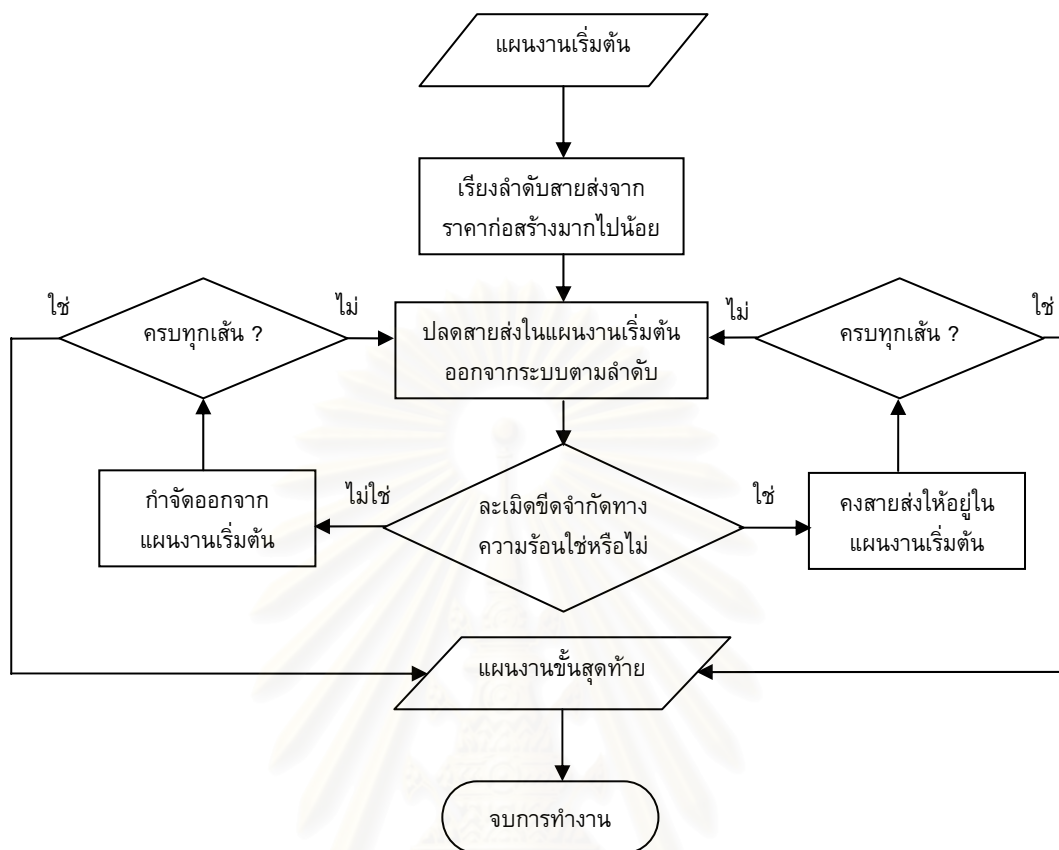
ขั้นตอนที่ 3 ทำการสร้างแผนงานเริ่มต้นจากสายส่งที่ถูกเลือกทั้งหมดในขั้นตอนที่ 2

ขั้นตอนที่ 4 ทำการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น



รูปที่ 3.1 ขั้นตอนโดยรวมของวิธีการฮิวริสติก

ขั้นตอนของกระบวนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นโดยทั่วไป แสดงได้ดังแผนผังลำดับงานในรูปที่ 3.2 กล่าวคือ ทำการเรียงลำดับสายส่งในแผนงานเริ่มต้นจากราคาก่อสร้างมากไปหาน้อย จากนั้นปลดสายส่งตามลำดับที่เรียงไว้ ออกจากแผนงานครั้งละหนึ่งเส้น หากระบบไฟฟ้าเกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนอันเนื่องมาจากการปลดสายส่งเส้นนั้น ให้คงสายส่งเส้นนั้นไว้ในแผนงานตามเดิม แต่หากไม่เกิดปัญหา ให้กำจัดสายส่งเส้นดังกล่าวออกจากแผนงาน ทำเช่นนี้กับสายส่งทุกเส้นในรายการที่เรียงลำดับไว้จนครบ สายส่งที่เหลืออยู่ในขั้นสุดท้ายคือผลตอบที่ได้จากวิธีการฮิวริสติก



รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นโดยทั่วไป

จากการพิจารณาขั้นตอนของการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีการฮิวริสติกที่กล่าวมานั้น จะเห็นได้ว่า คุณภาพของแผนงานขั้นสุดท้าย (ความใกล้เคียงกับ global optimum) จะขึ้นกับปัจจัยที่สำคัญสองประการ คือ

- 1) ดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งทางเลือก
- 2) กระบวนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น

ซึ่งปัจจัยทั้งสองข้อนี้ เป็นส่วนหนึ่งที่จะได้รับการพิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้

### 3.2 วิธีฮิวริสติกที่น่าเสนอ

ในหัวข้อนี้ จะนำเสนอขั้นตอนการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีการฮิวริสติก วิธีการที่น่าเสนอนี้ มีจุดมุ่งหมายเพื่อให้สามารถนำไปใช้ในการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า ที่ใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับได้ แผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด ซึ่งเป็นผลตอบที่ได้รับจากการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองดังกล่าว จะประกอบด้วยแผนงานหลักสองประเภท ได้แก่ แผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า(หรือติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า) และ แผนงานติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าร์เอกที่ฟ้ีสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดย

แผนงานทั้งสองมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่ง และปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส

ในทางปฏิบัติจริง เรามักจะแก้ปัญหาขีดจำกัดทางด้านความร้อนของสายส่งด้วยการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่ และแก้ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัสด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในตำแหน่งที่เหมาะสม แม้ว่าในทางทฤษฎี การแก้ปัญหาทั้งสองจะมีความสัมพันธ์ระหว่างกัน จนไม่สามารถแยกได้ แต่ก็พอจะอนุมานได้ เนื่องจากราคาติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัสนั้น ต่ำกว่าราคาของการก่อสร้างสายส่งมาก ดังนั้น การก่อสร้างสายส่งซึ่งมุ่งเน้นแต่เพียงแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งก่อนในขั้นตอนแรก แล้วจึงติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัสในขั้นตอนต่อมา จึงมีโอกาที่จะได้แผนงานโดยรวมที่ใกล้เคียงกับแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด

วิทยานิพนธ์นี้ จึงใช้หลักการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 แก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า โดยใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง ด้วยการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่ที่เหมาะสม ทั้งนี้เพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งอันเนื่องจากการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง

ขั้นตอนที่ 2 แก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ ด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในตำแหน่งที่เหมาะสม ร่วมกับการปรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัสและขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งที่ยังเหลืออยู่ เนื่องจากการไหลของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ

อนึ่ง ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งที่เกิดขึ้นภายหลังจากการนำแผนงานที่ได้จากขั้นตอนที่ 1 มาวิเคราะห์โดยใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับนั้น นอกจากจะเกิดจากการไหลของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟแล้ว ยังอาจมีสาเหตุมาจากความคลาดเคลื่อนของการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง ที่เกิดจากการใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง อย่างไรก็ตาม สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีการวิเคราะห์ ตรวจสอบ และแก้ไขปัญหาย่างสม่ำเสมอ นั้น การไหลของกำลังไฟฟ้าจริงที่เป็นผลตอบจากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองกระแสสลับ จะมีความใกล้เคียงกับผลตอบที่ได้จากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองกระแสตรง

วิธีการอิวริสติกที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ พิจารณาแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่ง โดยใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง ตามขั้นตอนที่ 1 เท่านั้น

อย่างไรก็ตามเพื่อให้สอดคล้องกับหลักความเป็นจริงในทางปฏิบัติ ภายหลังจากแก้ปัญหาในขั้นตอนที่ 1 แล้ว วิทยานิพนธ์นี้จะแก้ปัญหาข้อจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัสและปัญหาข้อจำกัดทางความร้อนของสายส่งที่ยังคงเหลืออยู่ จากการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในตำแหน่งที่เหมาะสมร่วมกับการปรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

### 3.2.1 ดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งทางเลือก

ดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ สะท้อนถึงความสามารถในการแก้ปัญหาข้อจำกัดทางความร้อนโดยรวมของสายส่งในระบบไฟฟ้า โดยการคำนวณค่าดัชนี current shift distribution factor [23] ซึ่งจะหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าในแบบจำลองกระแสตรงที่เปลี่ยนแปลงไปของสายส่งที่เกิดปัญหาเมื่อมีการเพิ่มสายส่งเส้นใหม่เข้ามาในระบบไฟฟ้า โดยจะพิจารณากรณีการรื้อสายส่งที่มีอยู่เดิมออกแล้วก่อสร้างใหม่ด้วย สายส่งทางเลือกเส้นใดที่สามารถบรรเทาปัญหาข้อจำกัดทางความร้อนของสายส่งในระบบได้มากที่สุด จะได้รับการพิจารณาคัดเลือกก่อสร้างก่อน

ในวิทยานิพนธ์นี้ เราจะอาศัยสมมติฐานว่า สายส่งทุกวงจรที่อยู่บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดียวกัน หมายถึง ก่อสร้างอยู่บนเสาไฟฟ้าแรงสูงต้นเดียวกัน และจะมีค่าอิมพีแดนซ์เท่ากัน โดยในแบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง กำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับ บัส  $j$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้า  $k$  จะเปลี่ยนแปลงไป เมื่อมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$  กับ บัส  $j$  เปลี่ยนแปลงไป ดังสมการ 3.1

$$\Delta P_{ij,k} = \gamma_{ij,k} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad (3.1)$$

โดย

$\gamma_{ij,k}$  คือ ค่า susceptance ของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับ บัส  $j$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้า  $k$

เมื่อมีการก่อสร้างสายส่งระหว่างบัส  $m$  กับบัส  $n$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิม  $p$  โดยรื้อสายส่งที่มีอยู่แล้วออก แล้วก่อสร้างสายส่งใหม่ที่มีค่า susceptance ขนาด  $\gamma_c$  กำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีดเข้าสู่บัส  $m$  จะมีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งหาได้จาก

$$P_m = -\frac{\delta_m - \delta_n}{x_{th,mn} + 1/(\gamma_c - \gamma_{mn,p})} = -\frac{\delta_m - \delta_n}{(x_{mm} + x_{nn} - 2x_{mn}) + 1/(\gamma_c - \gamma_{mn,p})} \quad (3.2)$$

โดย

$x_{mn}$  คือสมาชิกแถวที่  $m$  คอลัมน์ที่  $n$  ของเมตริกซ์  $\mathbf{X}$  และ



$$\mathbf{X} = \mathbf{B}^{-1}$$

$$[\mathbf{B}]_{ij} = \begin{cases} -\gamma_{ij} & , i \neq j \\ \sum_{j=1}^n \gamma_{ij} & , i = j \end{cases}$$

$\gamma_{ij}$  คือ ค่า susceptance รวมของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับ บัส  $j$

ในทำนองเดียวกัน ที่บัส  $n$  จะมีกำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีดเข้าเพิ่มขึ้น

$$P_n = -P_m = \frac{\delta_m - \delta_n}{(x_{mm} + x_{nn} - 2x_{mn}) + 1/(\gamma_c - \gamma_{mn,p})} \quad (3.3)$$

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่งที่ก่อสร้างใหม่ ระหว่างบัส  $m$  กับบัส  $n$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิม  $p$  จึงมีค่าเท่ากับ

$$P_{mn,p} = \left( \frac{\gamma_c}{\gamma_c - \gamma_{mn,p}} \right) \frac{\delta_m - \delta_n}{(x_{mm} + x_{nn} - 2x_{mn}) + 1/(\gamma_c - \gamma_{mn,p})} \quad (3.4)$$

เนื่องจาก

$$\Delta\delta_i = (x_{im} - x_{in})P_m \quad (3.5)$$

และ

$$\Delta\delta_j = (x_{jm} - x_{jn})P_m \quad (3.6)$$

จากสมการ (3.1), (3.2), (3.5) และ (3.6) เราสามารถหากำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลงไป ของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับ บัส  $j$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้า  $k$  เมื่อมีการก่อสร้างสายส่งระหว่างบัส  $m$  กับบัส  $n$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิม  $p$  โดยการรื้อสายส่งที่มีอยู่แล้วออก แล้วก่อสร้างสายส่งใหม่ที่มีค่า susceptance ขนาด  $\gamma_c$  ได้ดังนี้

$$\Delta P_{ij,k}^{mn,p} = -\gamma_{ij,k} (\delta_m - \delta_n) \left[ \frac{(x_{im} - x_{in}) - (x_{jm} - x_{jn})}{(x_{mm} + x_{nn} - 2x_{mn}) + 1/(\gamma_c - \gamma_{mn,p})} \right] \quad (3.7)$$

ในกรณีที่เป็นการก่อสร้างสายส่งบนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าใหม่ ค่าของ  $\gamma_{mn,p}$  ในสมการ (3.2), (3.3), (3.4) และ (3.7) จะมีค่าเท่ากับศูนย์

ศักยภาพของสายส่งทางเลือกจะถูกวัดจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าในภาพรวม ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ กำหนดดัชนีที่ใช้วัดความสามารถดังกล่าวจากสมการ (3.8)

$$Q_{mn,p} \triangleq \sum_{(ij,k) \in \mathcal{C}} \frac{R_{ij,k}^{mn,p}}{P_{ij,k}^{\max}} \quad (3.8)$$

โดย

$\mathcal{C}$  คือ เซตของสายส่งที่เกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อน และ  
 $R_{ij,k}^{mn,p}$  นิยามจาก

$$R_{ij,k}^{mn,p} \triangleq \begin{cases} -\Delta P_{ij,k}^{mn,p} & ; P_{ij,k} - P_{ij,k}^{\max} \geq -\Delta P_{ij,k}^{mn,p} \\ P_{ij,k} - P_{ij,k}^{\max} & ; P_{ij,k} - P_{ij,k}^{\max} < -\Delta P_{ij,k}^{mn,p} \end{cases}$$

$P_{ij,k}^{\max}$  คือ ขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับ บัส  $j$  ของเขต  
 เตินสายส่งไฟฟ้า  $k$

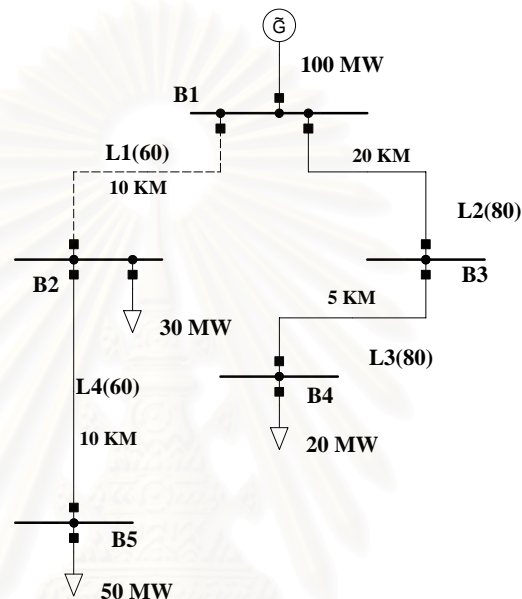
ดัชนี  $Q_{mn,p}$  ในสมการ (3.8) จะถูกนำไปใช้เป็นพื้นฐานในการพิจารณาตัดเลือกสายส่ง  
 เพื่อก่อสร้าง ซึ่งอาจจะนำไปใช้โดยตรงกับสายส่งทางเลือกทุกเส้นใน  $\mathcal{C}$  ตามขั้นตอนดังรูปที่  
 3.1 อย่างไรก็ตาม เนื่องด้วยลักษณะของวิธีการแก้ปัญหาแบบฮิวริสติก แผนงานหรือผลตอบรับ  
 สุดท้ายที่ได้ จึงอาจจะมีโซ่คำตอบที่เป็น global optimum ทั้งนี้ มีสาเหตุมาจากการเลือกสายส่ง  
 เส้นที่มีค่าดัชนีสูงสุด เพื่อก่อสร้างเป็นเพียงการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนที่ดีที่สุดสำหรับ  
 ระบบไฟฟ้าในสถานะนั้น การไม่พิจารณาถึงภาพรวมจึงอาจส่งผลให้ระบบไฟฟ้าที่มีการเพิ่มสาย  
 ส่งมากขึ้นเรื่อยๆ มีแนวโน้มไปสู่สถานะที่ติดขัด ซึ่งแก้ปัญหาได้ยาก เนื่องจากถูกจำกัดให้เลือก  
 สายส่งเพื่อก่อสร้างในลำดับถัดไปเฉพาะเส้นที่มีราคาก่อสร้างสูง

วิธีการหนึ่งที่สามารถช่วยบรรเทาปัญหาดังกล่าวได้คือ ทำการแก้ปัญหาการวางแผน  
 ขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อหาแผนงานจำนวนหลายแผนงาน โดยมีการเปลี่ยนแปลงเซตของสาย  
 ส่งทางเลือกไปเรื่อยๆ เช่น  $C_1, C_2, \dots, C_N$  โดย  $N$  เป็นค่าที่ผู้วางแผนกำหนด ซึ่งอาจ  
 พิจารณาโดยการประเมินประนอมระหว่างคุณภาพของผลตอบที่ได้กับเวลาที่ใช้ในการประมวลผล  
 จากนั้นจึงเลือกแผนงานที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด ทั้งนี้ เซตของสายส่งทางเลือกที่เปลี่ยนแปลง  
 ไปจะต้องเป็นเซตย่อยของเซตสายส่งทางเลือกทั้งหมด ( $\mathcal{C}$ ) และควรประกอบด้วยสายส่งที่มี  
 ศักยภาพที่ดีพอในการแก้ปัญหาได้ ซึ่งอาจจะผ่านการคัดสรรมาแล้วด้วยวิธีการอื่น

ในวิทยานิพนธ์นี้ เลือกใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า และความสามารถใน  
 การแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น มาช่วยในการกำหนดเซตของสายส่ง  
 ทางเลือก  $C_1, C_2, \dots, C_N$  โดย  $C_n$  จะถูกใช้เป็นเซตของสายส่งทางเลือกในการแก้ปัญหาการ  
 วางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งที่  $n$

### 3.2.2 การกำหนดเขตสายส่งของทางเลือกโดยใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า

แนวคิดของหลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า (Electricity tracing) จำลองวิธีการคิดแก้ปัญหาของผู้ทำหน้าที่วางแผน แนวคิดดังกล่าวสามารถอธิบายได้โดยใช้ระบบไฟฟ้าในรูปแบบที่ 3.3 ดังนี้

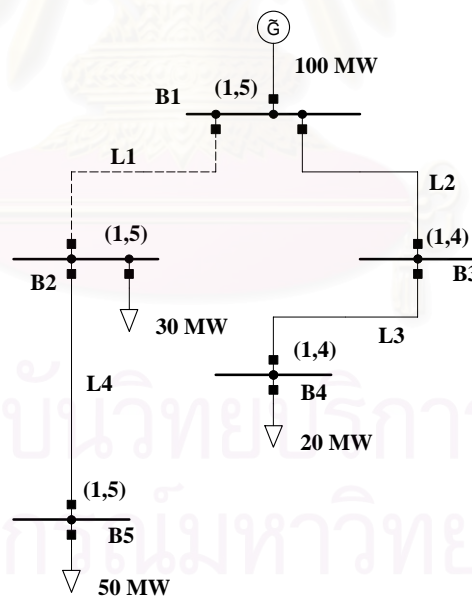


รูปที่ 3.3 ระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัส

ระบบไฟฟ้าในรูปแบบที่ 3.3 มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมเท่ากับ 100 MW จ่ายโหลดที่บัส B2, B4 และ B5 จำนวน 30, 20 และ 50 MW ตามลำดับ สายส่งไฟฟ้า L1, L2, L3 และ L4 มีขีดจำกัดทางความร้อน 60, 80, 80 และ 60 MW ตามลำดับ จากการพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ เรพบว่าสายส่ง L1 มีกำลังไฟฟ้าไหลผ่านรวมเป็นปริมาณ 80 MW ซึ่งเกินขีดจำกัดทางความร้อนที่มีค่า 60 MW เพื่อจ่ายให้แก่โหลดที่บัส B2 และบัส B5 และจากการพิจารณาจำนวนโหลดที่บัส B2 และบัส B5 โดยใช้หลักการแบ่งตามสัดส่วน (Proportional sharing principle) เรพบว่าโหลดที่บัส B5 น่าจะเป็นปัจจัยที่ทำให้สายส่ง L1 จ่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดมากกว่าโหลดที่บัส B2 หรืออาจกล่าวได้อีกนัยหนึ่งว่า ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง L1 นั้น ส่วนใหญ่ไหลจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส B1 จ่ายไปให้โหลดที่บัส B5 และการที่สายส่ง L1 รับกำลังไฟฟ้าเกินขีดจำกัดนั้นมีสาเหตุหลักมาจากสายส่งที่เชื่อมโยงจากบัส B1 ไปสู่อบัส B5 ในระบบนั้นมีขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอ

การแก้ปัญหาที่ตรงกับสาเหตุที่สุด ตามหลักการวิเคราะห์บนพื้นฐานของการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า จึงน่าจะเป็นการก่อสร้างสายส่งขึ้นใหม่ในระบบเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก

บัส B1 ไปสู่อบัส B5 การก่อสร้างสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างบัส B1 กับบัส B5 นั้น อาจจะแก้ปัญหาดังกล่าวได้ แต่ถ้าบัส B1 กับบัส B5 มีระยะทางห่างไกลกันมาก ราคาการก่อสร้างก็อาจจะสูง แนวทางดังกล่าวจึงอาจไม่ใช้การแก้ปัญหาที่ดีที่สุด อย่างไรก็ตามหากเราพิจารณาว่ากำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่บัสต่างๆในระบบไฟฟ้านั้นเปรียบเสมือนเป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่ ณ จุดต่างๆในระบบไฟฟ้าได้ โดยศักยภาพหรือขนาดกำลังไฟฟ้าที่บัส  $i$  จะเป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$  ได้นั้นสามารถประเมินได้จากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$  เข้าสู่บัส  $i$  โดยบัส  $i$  จะตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$  ได้ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่บัส  $i$  นั้นมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$  และในทำนองเดียวกัน บัสแต่ละบัสในระบบก็สามารถประพฤติตัวเป็นตัวแทนของโหลดที่บัสต่างๆในระบบไฟฟ้าได้เช่นกัน โดยบัส  $i$  จะเป็นตัวแทนของโหลดที่บัส  $k$  ได้ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากบัส  $i$  นั้นจ่ายไปให้โหลดที่บัส  $k$  รูปที่ 3.4 แสดงการประพฤติตัวเป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและตัวแทนของโหลดที่บัสต่างๆ โดยตัวเลขตัวหน้าคือหมายเลขบัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสนั้นเป็นตัวแทน และตัวเลขตัวหลังคือหมายเลขบัสของโหลดที่บัสนั้นเป็นตัวแทน ตัวอย่างเช่น บัส B2 เป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส B1 และเป็นตัวแทนของโหลดที่บัส B5 เป็นต้น



รูปที่ 3.4 ตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและตัวแทนของโหลดที่บัสต่างๆ

ดังนั้น สายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างบัสที่เป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส B1 กับบัสที่ตัวแทนของโหลดที่บัส B5 จึงมีโอกาที่จะแก้ปัญหาขัดจำกัดทางความร้อนของสายส่ง L1 ได้ และจะได้รับการจัดสรรให้เป็นสายส่งทางเลือกเพื่อแก้ปัญหาต่อไป

การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ ใช้หลักการของ Bialek [21] ดังรายละเอียดแสดงในภาคผนวก ก การตรวจสอบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสใดเป็นสาเหตุหลักที่ทำให้สายส่ง  $ij$  ที่เรากำลังพิจารณาอยู่ จ่ายกำลังไฟฟ้าเกินขีดจำกัดทางความร้อน สามารถหาได้จากสมการ (3.9)

$$g = \arg \max_{1 \leq k \leq n} D_{ij,k}^G P_{Gk} \quad (3.9)$$

$$D_{ij,k}^G = \frac{|P_{ij}|}{P_i} [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} \quad ; j \in \alpha_i^d \quad (3.10)$$

$$[\mathbf{A}_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & ; i = j \\ -\frac{|P_{ij}|}{P_j} & ; j \in \alpha_i^u \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^u} |P_{ij}| + P_{Gi} \quad ; i \in \mathcal{N} \quad (3.12)$$

โดย

$\alpha_i^d$  คือเซตของบัสที่รับกำลังไฟฟ้าจริงจากบัส  $i$

$\alpha_i^u$  คือเซตของบัสที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่บัส  $i$

$P_{ij}$  คือกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง  $ij$

$P_{Gi}$  คือกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส  $i$

ในทำนองเดียวกัน การตรวจสอบว่าโหลดที่บัสใดเป็นสาเหตุหลักที่ทำให้สายส่ง  $ij$  ที่เรากำลังพิจารณาอยู่ จ่ายกำลังไฟฟ้าเกินขีดจำกัดทางความร้อน สามารถหาได้จากสมการ (3.13)

$$l = \arg \max_{1 \leq k \leq n} D_{ij,k}^L P_{Lk} \quad (3.13)$$

$$D_{ij,k}^L = \frac{|P_{ij}|}{P_i} [\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} \quad ; j \in \alpha_i^u \quad (3.14)$$

$$[\mathbf{A}_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & ; i = j \\ -\frac{|P_{ij}|}{P_j} & ; j \in \alpha_i^d \\ 0 & ; \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.15)$$

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^d} |P_{ij}| + P_{Li} \quad ; i \in \mathcal{N} \quad (3.16)$$

โดย

$P_{Li}$  คือค่าความต้องการไฟฟ้าที่บัส  $i$

สำหรับการตรวจสอบว่าบัส  $i$  ใดๆ ในระบบไฟฟ้า เป็นบัสตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g$  หรือไม่นั้น สามารถตรวจสอบได้จากค่าของ  $[\mathbf{A}_u^{-1}]_{ig} P_{Gg}$  (ซึ่งเป็นตัวบ่งบอกถึงปริมาณกำลังไฟฟ้าที่บัส  $i$  รับจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g$ ) ว่ามีค่าเท่ากับศูนย์หรือไม่ สังเกตได้ว่า ในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งอยู่มากกว่าหนึ่งบัสนั้น บัส  $i$  อาจเป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามกกว่าหนึ่งบัสก็ได้ เช่น บัส  $i$  เป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g_1, g_2$  และ  $g_3$  ถ้าบัส  $i$  รับไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g_1, g_2$  และ  $g_3$

ในการนี้ เราจะนิยามระดับของการเป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g$  ของบัส  $i$  ดังนี้

**นิยาม 3.1** บัส  $i$  จะเป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g$  ในระดับที่  $n$  ก็ต่อเมื่อ กำลังไฟฟ้าที่ไหลมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g$  เข้าสู่บัส  $i$  นั้น มีค่าอยู่ในลำดับที่  $n$  เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าที่ไหลมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสอื่นๆ เข้าสู่บัส  $i$

ตัวอย่างเช่น บัส  $i$  รับกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g_1, g_2$  และ  $g_3$  มีค่าจากมากไปน้อยตามลำดับ ดังนั้นบัส  $i$  จะเป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $g_1, g_2$  และ  $g_3$  ในระดับที่ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ

ในทำนองเดียวกันการตรวจสอบว่าบัส  $i$  ใดๆในระบบไฟฟ้าที่เป็นตัวแทนของโหลดที่บัส  $l$  หรือไม่นั้น สามารถตรวจสอบได้จากค่าของ  $[\mathbf{A}_d^{-1}]_{il} P_{Ll}$  ว่ามีค่าเท่ากับศูนย์หรือไม่ และ บัส  $i$  อาจเป็นตัวแทนของโหลดได้มากกว่าหนึ่งบัสได้เช่นกัน เช่น บัส  $i$  เป็นตัวแทนของโหลดที่บัส  $l_1, l_2$  และ  $l_3$  ถ้าบัส  $i$  จ่ายไฟฟ้าให้โหลดที่บัส  $l_1, l_2$  และ  $l_3$  และเราจะนิยามระดับของการเป็นตัวแทนของโหลดที่บัส  $l$  ของบัส  $i$  ดังนี้

**นิยาม 3.2** บัส  $i$  จะเป็นตัวแทนของโหลดที่บัส  $l$  ในระดับที่  $n$  ก็ต่อเมื่อ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากบัส  $i$  ไปสู่โหลดที่บัส  $l$  นั้นมีค่าอยู่ในลำดับที่  $n$  เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากบัส  $i$  จ่ายไปให้โหลดที่บัสอื่นๆ

ตัวอย่างเช่น บัส  $i$  จ่ายกำลังไฟฟ้าไปให้โหลดที่บัส  $l_1, l_2$  และ  $l_3$  มีค่าจากมากไปน้อยตามลำดับ ดังนั้นบัส  $i$  จะเป็นตัวแทนของโหลดที่บัส  $l_1, l_2$  และ  $l_3$  ในระดับที่ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ

จากแนวคิดที่นำเสนอมาตั้งข้างต้น เราอาจนำหลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้ามาประยุกต์ใช้ในการกำหนดเซตของสายส่งทางเลือก ได้ดังนี้

ตามที่ได้กล่าวไว้แล้วว่า การแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อหาแผนงานจำนวนหลายแผนงาน โดยมีการเปลี่ยนแปลงเซตของสายส่งทางเลือกไปเรื่อยๆ เช่น  $C_1, C_2, \dots, C_N$  แล้วเลือกแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด เป็นวิธีการหนึ่งที่จะทำให้ได้แผนงานขั้นสุดท้ายมีคุณภาพดีขึ้น

ในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งที่  $n$  ก่อนคำนวณดัชนีที่ใช้คัดเลือกสายส่งไฟฟ้าเพื่อก่อสร้าง (พิจารณารูปที่ 3.1) ให้กำหนดเซตของสายส่งทางเลือก  $C_n$  โดย  $C_n \subset C$  ซึ่งมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 ทำการคำนวณ power flow เพื่อตรวจสอบปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งในระบบ

ขั้นตอนที่ 2 จากขั้นตอนที่ 1 เราจะได้เซตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเซตของโหลดที่เป็นสาเหตุของปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนในระบบไฟฟ้า จากนั้น สร้างเซตของบัสที่เป็นตัวแทนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้างดงกล่าว ในระดับที่ 1 ถึง  $n$  ( $G_1, G_2, \dots, G_n$ ) และเซตของบัสที่เป็นตัวแทนของโหลดดังกล่าว ในระดับที่ 1 ถึง  $n$  ( $D_1, D_2, \dots, D_n$ )

ขั้นตอนที่ 3 กำหนดเซตของสายส่งทางเลือก  $C_n$  จากเซตของสายส่งทางเลือกทั้งหมด  $C$  โดยสายส่งทางเลือก  $ij$  จะเป็นสมาชิกของ  $C_n$  ก็ต่อเมื่อ บัสต้นทางเป็นสมาชิกของ  $\bigcup_{i=1}^n G_i$  และบัสปลายทางเป็นสมาชิกของ  $\bigcup_{i=1}^n D_i$

เมื่อคำนวณหา  $C_n$  ได้แล้ว จึงทำการคำนวณดัชนีตามสมการ (3.8) เพื่อเลือกสายส่งใน  $C_n$  เพิ่มเข้าไปในแผนงานต่อไป

### 3.2.3 การกำหนดเซตของสายส่งทางเลือกจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น

ดัชนีที่ใช้ในการคัดเลือกสายส่งตามสมการ (3.8) นั้น พิจารณาความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนโดยรวมของสายส่งทุกเส้นในเซต  $\mathcal{L}$  (สายส่งที่เกิดปัญหา) แต่หากเราพิจารณาแก้ปัญหาเฉพาะสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งในเซต  $\mathcal{L}$  เราจะสามารถนิยามดัชนีที่สะท้อนถึงความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้า  $k$  เมื่อเพิ่มสายส่งทางเลือกระหว่างบัส  $m$  กับบัส  $n$  บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้า  $p$  เข้าไปในระบบดังนี้

$$Q_{mn,p}^{ij,k} = \frac{\Delta P_{ij,k}^{mn,p}}{P_{ij,k}^{\max}}, \quad (ij,k) \in \mathcal{L} \quad (3.17)$$

สายส่งทางเลือกที่มีค่าดัชนี  $Q_{mn,p}^{ij,k}$  มากที่สุด คือสายส่งที่สามารถแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งระหว่างบัส  $i$  กับบัส  $j$  บนเซตเดินสายส่งไฟฟ้า  $k$  ได้ดีที่สุด ซึ่งไม่จำเป็นต้องมีค่า  $Q_{mn,p}$  ตามสมการ (3.8) มากที่สุด

เมื่อพิจารณาสายส่งทางเลือกระหว่างบัส  $m$  กับบัส  $n$  บนเซตเดินสายส่งไฟฟ้า  $p$  ที่มีค่าดัชนี  $Q_{mn,p}^{ij,k}$  มากที่สุด สำหรับสายส่งทุกเส้นในเซต  $\mathcal{L}$  เราจะได้เซตย่อยของสายส่งทางเลือกซึ่งสายส่งทุกเส้นในเซตมีความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนสำหรับสายส่งแต่ละเส้นที่เกิดปัญหาอยู่ กล่าวคือ

$$C_1 = \left\{ L : L = \underset{(mn,p) \in \mathcal{C}}{\operatorname{argmax}} (Q_{mn,p}^{ij,k}), \forall (ij,k) \in \mathcal{L} \right\}$$

และหากเราพิจารณาลำดับของค่าดัชนี  $Q_{mn,p}^{ij,k}$  ของสายส่งทางเลือกใดๆ ที่สามารถแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งแต่ละเส้นในเซต  $\mathcal{L}$  เราจะสามารถแบ่งเซตของสายส่งทางเลือกทั้งหมด ( $\mathcal{C}$ ) ออกเป็นเซตย่อย  $C_1, C_2, \dots, C_N$  ได้ ตามนิยาม 3.3 ดังนี้

**นิยาม 3.3** สายส่งทางเลือกระหว่างบัส  $m$  กับบัส  $n$  บนเซตเดินสายส่งไฟฟ้า  $p$  จะเป็นสมาชิกของ  $C_n$  ก็ต่อเมื่อ สายส่งนั้นมีค่าดัชนี  $Q_{mn,p}^{ij,k}$  อยู่ในลำดับที่ไม่มากกว่า  $n$  สำหรับสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งใน  $\mathcal{L}$

ตัวอย่างเช่น สายส่ง  $L_1, L_2$  และ  $L_3$  ในระบบไฟฟ้าเกิดปัญหาขีดจำกัดทางด้านความร้อน จากการพิจารณาค่าดัชนี  $Q_{mn,p}^{ij,k}$  เราพบว่า

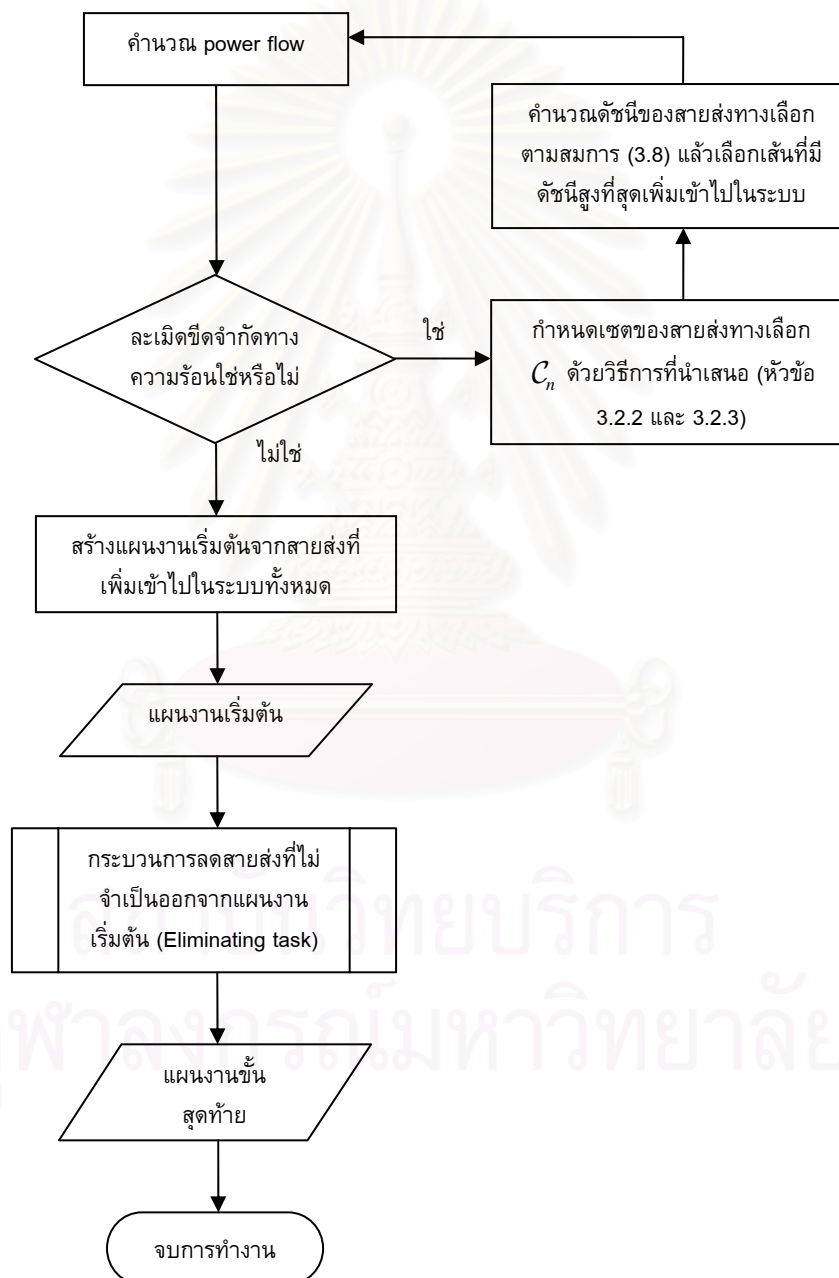
- สายส่งทางเลือก  $L_{11}$  สามารถแก้ปัญหาขีดจำกัดทางด้านความร้อนของสายส่ง  $L_1$  ได้ดีที่สุด รองลงมาคือ สายส่งทางเลือก  $L_{12}$  และ  $L_{13}$  ตามลำดับ
- สายส่งทางเลือก  $L_{21}$  สามารถแก้ปัญหาขีดจำกัดทางด้านความร้อนของสายส่ง  $L_2$  ได้ดีที่สุด รองลงมาคือ สายส่งทางเลือก  $L_{22}$  และ  $L_{23}$  ตามลำดับ
- สายส่งทางเลือก  $L_{31}$  สามารถแก้ปัญหาขีดจำกัดทางด้านความร้อนของสายส่ง  $L_3$  ได้ดีที่สุด รองลงมาคือ สายส่งทางเลือก  $L_{32}$  และ  $L_{33}$  ตามลำดับ

ดังนั้น  $L_{11}, L_{12}, L_{13}$  เป็นสมาชิกของ  $C_1$ ;  $L_{21}, L_{22}, L_{23}$  เป็นสมาชิกของ  $C_2$  และ  $L_{31}, L_{32}, L_{33}$  เป็นสมาชิกของ  $C_3$

การกำหนดเซตของสายส่งทางเลือก  $C_n$  ในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งที่  $n$  จะกระทำก่อนการคำนวณดัชนีที่ใช้คัดเลือกสายส่งไฟฟ้าเพื่อก่อสร้าง สายส่งที่ได้รับคัดเลือก จะเป็นสายส่งที่มีคุณสมบัติในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งทั้งในเชิงภาพรวมของระบบและในเชิงเฉพาะเส้น



กล่าวโดยสรุป การกำหนดเซตของสายส่งทางเลือกชั้นใหม่ โดยให้เป็นเซตย่อยของ  $C$  ก่อนการคำนวณดัชนีที่ใช้คัดเลือกสายส่งไฟฟ้าเพื่อก่อสร้าง ในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งที่  $n$  ด้วยวิธีการที่นำเสนอมาในหัวข้อที่ 3.2.2 และ 3.2.3 นั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อทำการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวนหลายครั้ง แล้วเลือกครั้งที่ดีที่สุด แผนผังลำดับงานของการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งที่  $n$  แสดงได้ดังรูปที่ 3.5



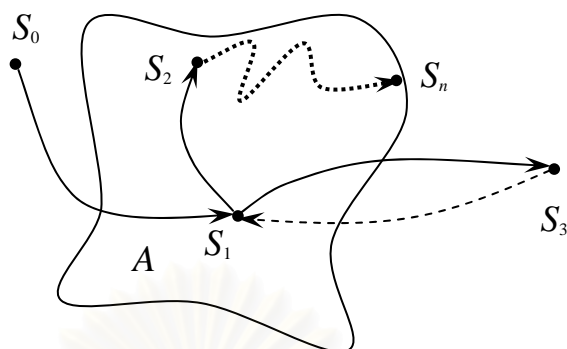
รูปที่ 3.5 ขั้นตอนของการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า

### 3.2.4 การปรับปรุงขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน

ดังที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3.1 ว่า คุณภาพของแผนงานขั้นสุดท้ายของวิธีการฮิวริสติกนั้น ขึ้นอยู่กับขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน และเราอาจสังเกตเห็นได้ด้วยว่า ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน ตามแผนผังลำดับงานที่แสดงในรูปที่ 3.2 [12, 13 และ 16] มีลักษณะเดียวกับ การหาค้นหาผลตอบที่เป็นไปได้ (Feasible solution) ของกระบวนการวิธีทางออปติไมเซชันทั่วไป กล่าวคือ

การปลดสายส่งที่มีราคาก่อสร้างมากที่สุดออกจากแผนงาน ภายหลังจากการเรียงลำดับจากราคาก่อสร้างมากไปหาน้อย เปรียบเสมือนกับการเปลี่ยนแปลงแผนงานจากสถานะปัจจุบันไปสู่สถานะที่มีค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำกว่า ขั้นตอนดังกล่าวสามารถอธิบายได้ดังรูปที่ 3.6 สมมติให้จุด  $S_0 = \emptyset$  เป็นสถานะของแผนงานก่อนการวางแผน ซึ่งจะเห็นได้ว่า อยู่ภายนอกขอบเขตที่เป็นไปได้ (Feasible region)  $A$  เนื่องจากระบบไฟฟ้าเกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อน ภายหลังจากการแก้ปัญหาโดยการเลือกสายส่งก่อสร้างด้วยวิธีการฮิวริสติกในขั้นตอนแรก ก่อนผ่านขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน เราจะได้แผนงานเริ่มต้น ซึ่งแทนด้วยจุด  $S_1$  ซึ่งจะเห็นว่าอยู่ใน  $A$  การปลดสายส่งเส้นที่มีราคาก่อสร้างมากที่สุด ในขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานนี้ ถ้าหากไม่ทำให้เกิดปัญหาในระบบไฟฟ้าจะเปรียบเสมือนว่าเกิดการเปลี่ยนแปลงสถานะของแผนงานไปสู่จุด  $S_2$  ซึ่งอยู่ใน  $A$  ซึ่งถือว่าเป็นความสำเร็จในการเปลี่ยนแปลงแผนงานไปสู่จุดที่เป็นไปได้และมีค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำกว่า  $S_1$  แต่หากการปลดสายส่งเส้นดังกล่าวทำให้เกิดปัญหาในระบบไฟฟ้า จะเปรียบเสมือนเป็นการเปลี่ยนแปลงแผนงานไปสู่จุด  $S_3$  ซึ่งอยู่นอก  $A$  ซึ่งตามขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานแบบดั้งเดิมที่แสดงในรูปที่ 3.2 จะให้คงสายส่งนั้นอยู่ในแผนงานตามเดิม ซึ่งเปรียบเสมือนการเปลี่ยนแปลงสถานะกลับมาที่  $S_1$  จากนั้นจึงทำการปลดสายส่งที่มีราคาก่อสร้างมากที่สุดในลำดับถัดไป

เมื่อทดลองปลดสายส่งออกจากแผนงานเริ่มต้นจนครบทุกเส้นแล้ว จะได้แผนงานขั้นสุดท้าย ซึ่งแทนด้วย  $S_n$

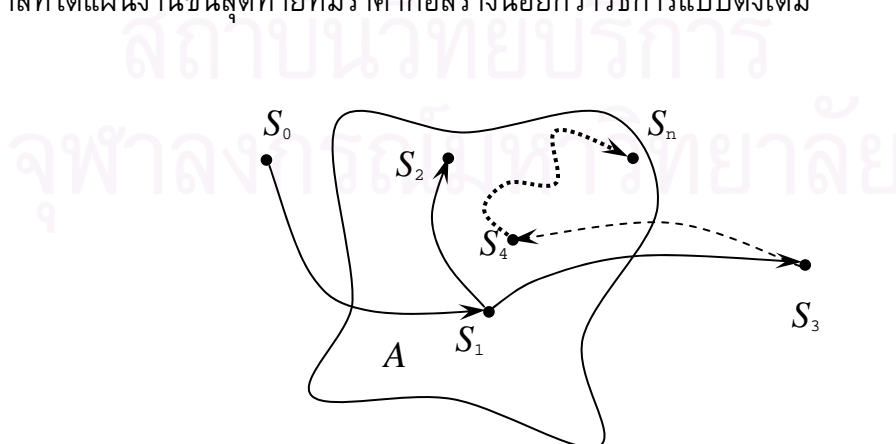


รูปที่ 3.6 การค้นหาผลตอบของขั้นตอนการลดสายส่งออกจากแผนงานแบบดั้งเดิม

การเปลี่ยนแปลงสถานะของแผนงานจาก  $S_3$  กลับมาที่  $S_1$  ซึ่งเกิดขึ้นภายหลังจากการปลดสายส่งออกจากแผนงานแล้วเกิดปัญหานั้น จะได้รับการปรับปรุงในวิทยานิพนธ์นี้ ด้วยการหาแผนงานย่อยที่สามารถแก้ปัญหาที่เกิดขึ้น แทนการคงสายส่งเส้นนั้นไว้ในแผนงานตามเดิม ทั้งนี้ แผนงานย่อยดังกล่าวนั้น จะต้องมียุทธศาสตร์น้อยกว่าสายส่งเส้นที่ถูกปลดออกไป ซึ่งสามารถคำนวณหาได้โดยใช้วิธีการเดียวกันกับการหาแผนงานหลักด้วยวิธีการฮิวริสติก (รูปที่ 3.5) โดยเซตของสายส่งทางเลือกที่ใช้ในการคำนวณหาแผนงานย่อยจะต้องประกอบด้วยสายส่งที่มียุทธศาสตร์น้อยกว่าสายส่งเส้นที่ปลดออกไปจากแผนงาน

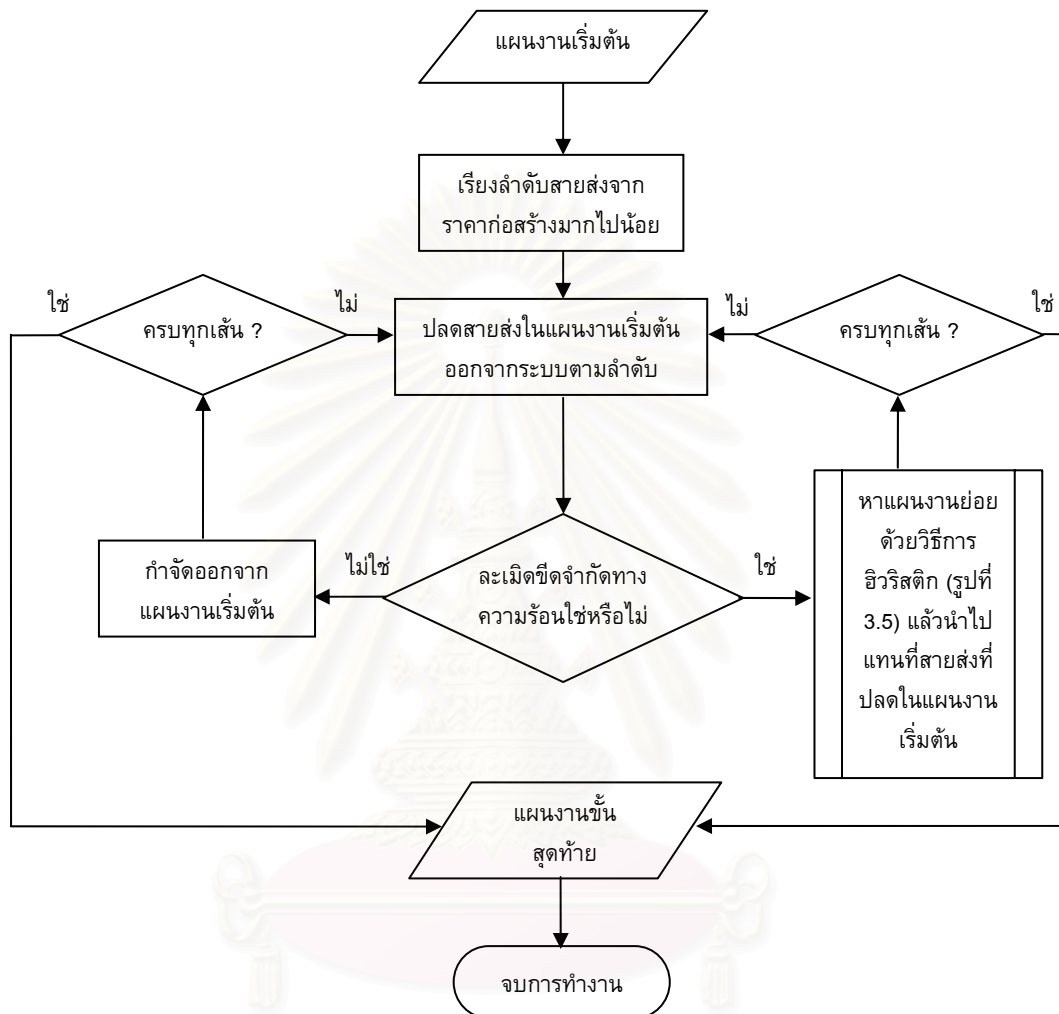
หลักการดังกล่าวแสดงได้ดังรูปที่ 3.7 การเปลี่ยนแปลงสถานะของแผนงานจาก  $S_3$  มาที่  $S_4$  ใช้กระบวนการวิธีเดียวกันกับการหาแผนงานขั้นสุดท้าย  $S_n$  ที่เริ่มต้นจาก  $S_0$  ดังนั้นจึงจัดเป็นกระบวนการแบบเวียนเกิด (Recursive procedure)

แผนงานย่อยที่หาได้จะถูกนำมาแทนที่สายส่งที่ถูกปลดออกไป ดังนั้นแผนงานโดยรวมจึงมียุทธศาสตร์น้อยลง และเมื่อทดลองปลดสายส่งในแผนงานเริ่มต้นจนครบทุกเส้นแล้ว จะมีโอกาสที่ได้แผนงานขั้นสุดท้ายที่มียุทธศาสตร์น้อยกว่าวิธีการแบบดั้งเดิม



รูปที่ 3.7 การค้นหาผลตอบของขั้นตอนการลดสายส่งออกจากแผนงานที่น่าเสนอ

แผนผังลำดับงานของขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน ที่ปรับปรุงในวิทยานิพนธ์นี้ แสดงได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานที่น่าเสนอ

### 3.2.5 การปรับปรุงเขตของสายส่งทางเลือก

ในวิทยานิพนธ์นี้ได้ปรับปรุงเขตของสายส่งทางเลือก โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าสอดคล้องกับความเป็นจริงในทางปฏิบัติ สายส่งทุกเส้น ทั้งที่มีอยู่แล้วในระบบ และที่เป็นสายส่งทางเลือก จะมีรหัสแสดงถึงเขตเดินสายส่งไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนถึงลักษณะการก่อสร้าง ดังนี้

1) สายส่งที่มีอยู่แล้วในระบบเส้นใดที่มีรหัสเดียวกัน หมายถึง ก่อสร้างอยู่บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดียวกัน (ใช้เสาไฟฟ้าแรงสูงต้นเดียวกัน)

2) สายส่งทางเลือกแต่ละวงจร อาจไม่ได้แทนสายส่งเพียงวงจรเดียว ดังเช่นในงานวิจัยอื่นๆ แต่อาจแทนสายส่งจำนวนหลายวงจร ขึ้นอยู่กับชนิดการก่อสร้าง เช่น ขนาดสาย

477 MCM ACSR จำนวนสองวงจร ขนาดสาย 2x1272 MCM ACSR จำนวนสี่วงจร หรือ ขนาดสาย 795 MCM ACSR วงจรเดียวบนเสาสองวงจร เป็นต้น ซึ่งแต่ละรายการจะมีราคาก่อสร้างตามประเภทของสายส่งนั้น

3) สายส่งทางเลือกรายการใดที่มีรหัสเดียวกัน หมายถึง สายส่งเหล่านั้นจะได้รับเลือกก่อสร้างอยู่บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดียวกัน แต่จะได้รับเลือกก่อสร้างเพียงรายการเดียว

4) สายส่งทางเลือกรายการใดที่มีรหัสเดียวกับสายส่งที่มีอยู่แล้วในระบบ หมายถึง สายส่งเหล่านั้นจะได้รับเลือกก่อสร้างอยู่บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิม โดยการรื้อสายส่งเส้นเก่าออก

ด้วยวิธีการดังกล่าว ทำให้เราสามารถแก้ปัญหาความไม่เชิงเส้นระหว่างราคาก่อสร้างของสายส่งกับจำนวนวงจร ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ ตลอดจนสามารถเลือกก่อสร้างสายส่งได้หลายประเภทบนเขตเดินสายส่งไฟฟ้า รวมทั้งยังรองรับการรื้อสายส่งเส้นเก่าออก แล้วก่อสร้างใหม่บนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิมอีกด้วย

สำหรับราคาก่อสร้างของสายส่งทางเลือกในวิทยานิพนธ์นี้ หากก่อสร้างบนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าใหม่ จะประกอบด้วย ราคาก่อสร้างสายส่ง ราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง และราคาของเขตเดินสายส่งไฟฟ้า แต่หากเป็นการก่อสร้างบนเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิม จะประกอบด้วย ราคาก่อสร้างสายส่ง และราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง เท่านั้น

### 3.2.6 การพิจารณาราคาก่อสร้างของสายส่งทางเลือก

ดัชนีตามสมการ (3.8) นั้น ไม่มีการพิจารณาถึงราคาก่อสร้างของสายส่งทางเลือก ดังนั้น สายส่งทางเลือกที่มีศักยภาพสูงสุดในการแก้ปัญหาอาจเป็นสายส่งที่มีราคาก่อสร้างสูง ซึ่งมีโอกาสที่จะได้รับเลือกเข้าไปในแผนงานเริ่มต้น และส่งผลให้ได้แผนงานเริ่มต้นที่มีราคาก่อสร้างสูงเกินไป อย่างไรก็ตาม ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน ได้มีการคำนึงถึงราคาก่อสร้างของสายส่ง โดยการพยายามค้นหาแผนงานที่มีราคาก่อสร้างน้อยลงกว่าแผนงานเริ่มต้น ดังกระบวนการวิธีที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 3.2.4

เพื่อปรับปรุงแผนงานขั้นสุดท้ายให้มีคุณภาพดีขึ้น ในวิทยานิพนธ์นี้ จะแบ่งเซตของสายส่งทางเลือกทั้งหมดออกเป็นเซตย่อยตามราคาก่อสร้างของสายส่ง กล่าวคือ  $C^1, C^2, \dots, C^M$  โดยที่  $C^1 < C^2 < \dots < C^M$  และราคาก่อสร้างของสายส่งใน  $C^k$  จะต่อน้อยกว่าราคาก่อสร้างของสายส่งใน  $C^{k+1}$  จากนั้น จะนำเซตย่อยเหล่านั้นไปใช้เป็นเซตของสายส่งทางเลือกในการแก้ปัญหารวบรวมแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อหาแผนทางเลือกจำนวน  $M$  แผน แล้วเลือกแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด

สำหรับจำนวนของเซตย่อย ( $M$ ) และหลักเกณฑ์ในการแบ่งเซตนั้น ผู้วางแผนสามารถกำหนดได้โดยใช้หลักการประเมินประนีประนอมระหว่างคุณภาพของแผนงานที่ได้กับระยะเวลาที่ใช้ในการประมวลผล โดยในวิทยานิพนธ์นี้ กำหนดไว้ในเบื้องต้นให้แบ่งเซตย่อยจำนวน 3 เซต และให้ทุกเซตมีจำนวนสมาชิกเท่ากัน

### 3.2.7 สรุปวิธีวิธีวิฤตติที่นำเสนอ

วิธีวิฤตติที่นำเสนอมาในหัวข้อ 3.2.1 ถึง 3.2.6 นั้น สามารถแสดงในลักษณะแผนผังโดยรวม ได้ดังรูปที่ 3.9

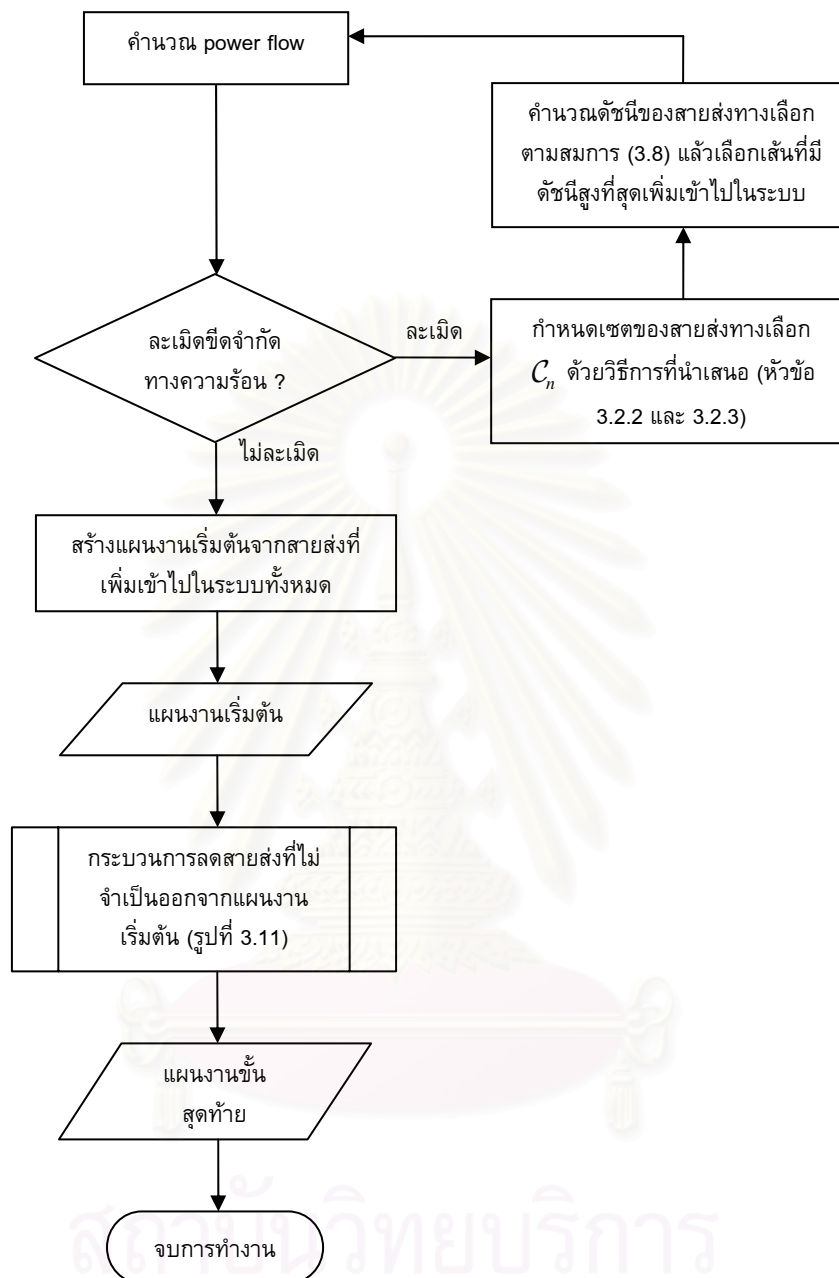
จากแผนผังในรูปที่ 3.9 เริ่มต้นจากการแบ่งเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกออกเป็นเซตย่อย  $M$  เซต คือ  $C^1, C^2, \dots, C^M$  โดย  $C^1 < C^2 < \dots < C^M$  และราคาก่อสร้างของสายส่งในเซต  $C^k$  จะต้องน้อยกว่าราคาก่อสร้างของสายส่งในเซต  $C^{k+1}$  จากนั้นนำเซตย่อยเหล่านั้นไปใช้เป็นเซตของสายส่งทางเลือกในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด  $N$  ครั้ง เพื่อเลือกแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุดที่ได้จากเซตย่อยของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก ( $C^k$ ) ซึ่งจะได้ทั้งหมด  $M$  แผนงาน สุดท้ายจึงทำการหาแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุดจากแผนงานทั้งหมด  $M$  แผน

ในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน  $N$  ครั้ง ดังกล่าวนั้น ในแต่ละครั้งจะมีการกำหนดเซตย่อยของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกไปอีก ทั้งนี้จะเลือกพิจารณาเฉพาะสายส่งทางเลือกที่มีศักยภาพสูงเพียงพอ ซึ่งผ่านการคัดเลือกโดยใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า และหลักการพิจารณาความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น โดยการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งที่  $n$  จะกำหนดเซตย่อยของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก ( $C_n$ ) ก่อนการคำนวณค่าดัชนีตามสมการ (3.8) ดังรายละเอียดแสดงไว้ในหัวข้อ 3.2.2 และ 3.2.3

แผนผังลำดับงานของการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งที่  $n$  แสดงดังรูปที่ 3.10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย





รูปที่ 3.10 ขั้นตอนการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า

การแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า แบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน กล่าวคือ ในขั้นตอนแรก เป็นการหาแผนงานเริ่มต้น ซึ่งจะเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก  $C_n$  โดย  $C_n$  เป็นเซตย่อยที่กำหนดจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่เป็น input ของการแก้ปัญหานี้ ( $C^1, C^2, \dots, C^M$ ) และ  $C_n$  จะถูกกำหนดขึ้นก่อนการคำนวณดัชนีเพื่อคัดเลือกสายส่งเพิ่มเข้าไปในแผน ตามหลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า และหลักการพิจารณาความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น โดยมีระดับของการ



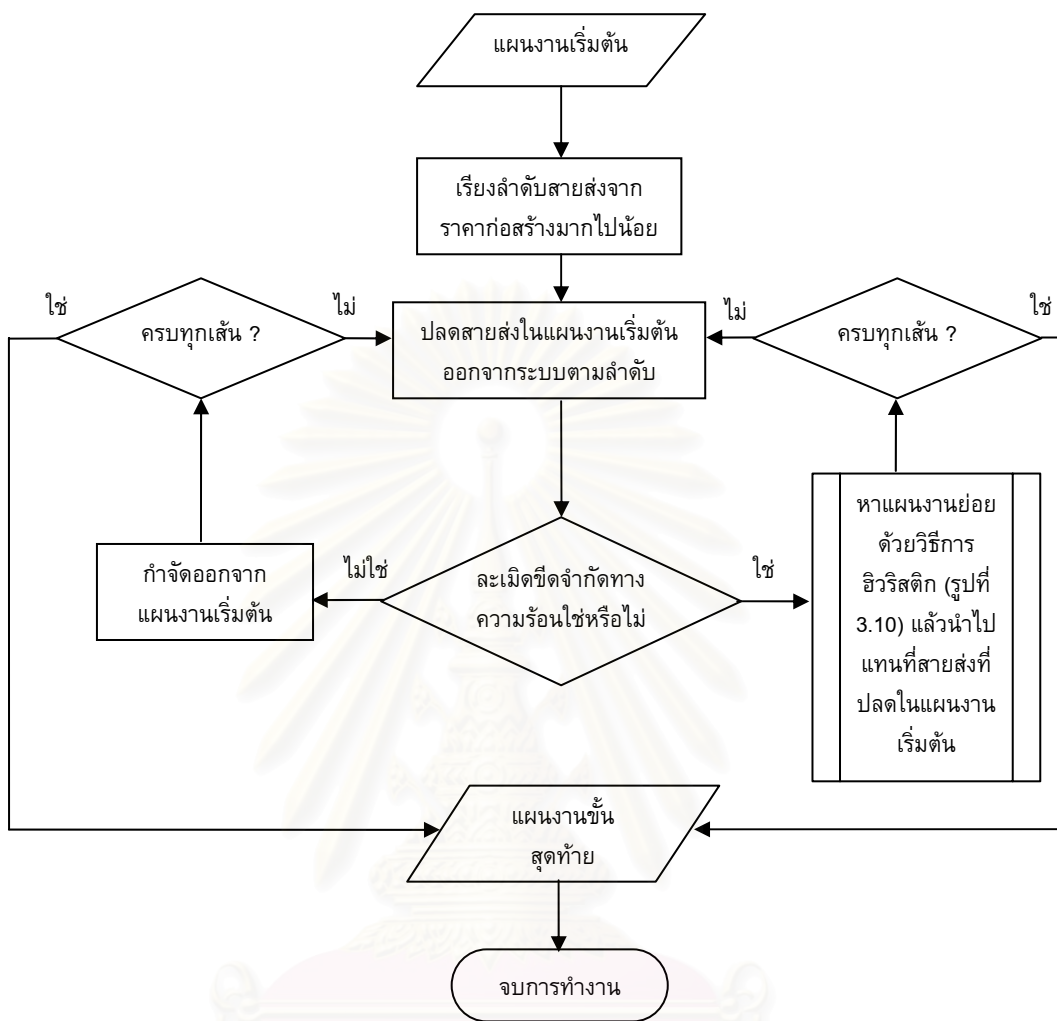
พิจารณาศักยภาพเปลี่ยนแปลงไปตามค่า  $n$  ซึ่งเมื่อ  $n$  เพิ่มขึ้นเรื่อยๆ  $C_n$  ก็จะมีจำนวนสมาชิกมากขึ้น

เมื่อได้แผนงานเริ่มต้นแล้ว ในขั้นตอนต่อไปคือการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น ซึ่งจะเริ่มจากการเรียงลำดับสายส่งในแผนงานเริ่มต้นตามราคาก่อสร้างจากมากไปน้อย จากนั้นทำการปลดสายส่งออกจากแผนงานตามลำดับครั้งละหนึ่งเส้น หากการปลดสายส่งดังกล่าวไม่ทำให้เกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนขึ้นในระบบไฟฟ้า ให้ลบรายการสายส่งนั้นออกจากแผนงานเริ่มต้น แต่หากการปลดสายส่งนั้นทำให้เกิดปัญหา ให้ทำการหาแผนงานย่อยที่มีราคาก่อสร้างน้อยกว่าราคาก่อสร้างของสายส่งเส้นที่ปลดออกไป

แผนผังลำดับงานของขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงาน แสดงได้ดังรูปที่ 3.11 สังเกตได้ว่า กระบวนการในรูปที่ 3.10 เรียกใช้กระบวนการในรูปที่ 3.11 เป็นกระบวนการย่อย และกระบวนการในรูปที่ 3.11 ทำการคำนวณหาแผนงานย่อยโดยการเรียกใช้กระบวนการในรูปที่ 3.10 ซึ่งลักษณะดังกล่าวจัดเป็นกระบวนการแบบเวียนเกิด

กระบวนการวิธีวิวิธิตกที่ได้นำเสนอมาในบทนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ในการหาแผนงานที่จะแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนในระบบไฟฟ้า แม้ว่าผลตอบของกระบวนการวิธีดังกล่าวอาจจะไม่ใช่ global optimum ดังเช่นวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ แต่เนื่องจากระยะเวลาที่ใช้ในการประมวลผลของวิธีวิวิธิตกนั้นน้อยกว่าวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์มาก โดยเฉพาะอย่างยิ่ง เมื่อนำไปใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ การประนีประนอมระหว่างความแม่นยำของผลตอบที่ได้กับระยะเวลาที่ใช้ในการประมวลผลจึงเป็นประเด็นที่ควรพิจารณา ซึ่งเราจะทดสอบวิธีการดังกล่าวโดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ทั้งในด้านความแม่นยำของผลตอบและเวลาที่ใช้ในการประมวลผลในบทถัดไป

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.11 ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานที่นำเสนอ

## บทที่ 4

### การทดสอบและวิเคราะห์ผล

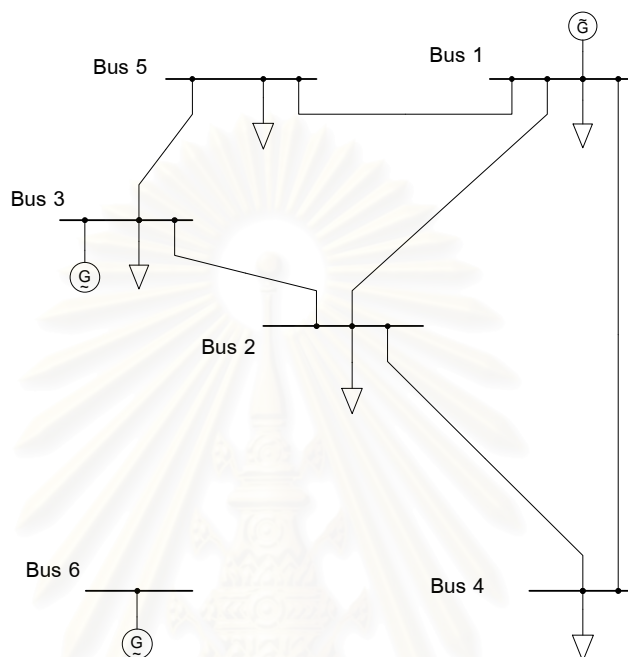
ในบทนี้เป็นการทดสอบการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า โดยใช้วิธีการที่นำเสนอตามเนื้อหาในบทที่ 3 การทดสอบแบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีที่หนึ่ง เป็นการทดสอบการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์โดยใช้แบบจำลองกระแสสลับและแบบจำลองกระแสตรงกับระบบทดสอบ 6 บัส กรณีที่ 2 เป็นการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ด้วยระบบทดสอบ 6 บัส โดยจะทำการสุ่มสถานะของระบบไฟฟ้าตามการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อทดสอบจำนวน 100 สถานะ ส่วนกรณีที่ 3 เป็นการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ด้วยระบบทดสอบ IEEE-RTS โดยจะทำการสุ่มสถานะของระบบไฟฟ้าตามการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าเช่นเดียวกับการทดสอบที่ 2 เพื่อทดสอบจำนวน 10 สถานะ นอกจากนี้ ยังมีกรณีศึกษาอีก 2 กรณี ที่จะแสดงให้เห็นถึงการนำวิธีการที่นำเสนอไปใช้งานจริง เมื่อมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ประกอบกับมีแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบ โดยกรณีศึกษาที่ 1 เป็นการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าสำหรับระบบ IEEE-RTS และกรณีศึกษาที่ 2 เป็นการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

การทดสอบในบทนี้ จะใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นด้วย MATLAB โดยในส่วนของวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ จะอาศัยโปรแกรม TOMLAB/CPLEX และ TOMLAB/MINLP ซึ่งเป็นเครื่องมือทาง Mixed Integer Linear Programming (MILP) และ Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP) ที่ทำงานบน MATLAB สำหรับการคำนวณ power flow ในขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอ จะทำโดยโปรแกรม MATPOWER 3.0

#### 4.1 การทดสอบวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

ในหัวข้อนี้ จะทำการทดสอบการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ โดยจะใช้แบบจำลองกระแสสลับและแบบจำลองกระแสตรงกับระบบทดสอบ 6 บัสที่ปรับเปลี่ยนมาจากระบบทดสอบ Garver [4] ทั้งนี้ เนื่องจากระบบทดสอบ Garver เป็นระบบทดสอบสำหรับการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองกระแสตรง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้ จึงทำการลดค่ารีแอกแตนซ์ของสายส่งลง 10 เท่า พร้อมทั้งกำหนดค่าความต้านทานและตัวอัดประจุสายส่งขึ้นมาใหม่ นอกจากนี้ยังได้กำหนดค่าความต้องการใช้ไฟฟารีแอกทีฟขึ้นมา โดยใช้ค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.85 ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถนำมาใช้ทดสอบกับแบบจำลองกระแสสลับได้ รวมทั้งยังคงสามารถนำไปใช้ทดสอบในแบบจำลองกระแสตรง รูปที่

4.1 แสดงระบบทดสอบ 6 บัส ที่ใช้ในการทดสอบ สำหรับรายละเอียดของข้อมูลบัส ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลสายส่งในระบบ และข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก แสดงไว้ในภาคผนวก ข.1



รูปที่ 4.1 ระบบทดสอบ 6 บัส

วัตถุประสงค์ของการทดสอบในหัวข้อนี้ คือ ต้องการแสดงให้เห็นถึงการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ โดยเปรียบเทียบระหว่างการใช้แบบจำลองกระแสสลับ และการใช้แบบจำลองกระแสตรง ดังมีรายละเอียดแสดงในหัวข้อ 4.1.1 และ 4.1.2

#### 4.1.1 การทดสอบแบบจำลองกระแสสลับ

การทดสอบแบบจำลองกระแสสลับ จะใช้ปัญหา OPF ตามชุดสมการ (2.1) ซึ่งนำเสนอขึ้นโดยวิทยานิพนธ์นี้ โดยขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งจะเป็นค่าที่ขึ้นอยู่กับสายส่งแต่ละเส้น ส่วนขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส จะถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่าง 0.98 และ 1.05 p.u. เท่ากันทุกบัส

จากการพิจารณา จะเห็นได้ว่าระบบทดสอบแยกออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกได้แก่ บัส 1, 2, 3, 4 และ 5 มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 510 MW มีความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟรวม 760 MW และ 471 MVar ตามลำดับ สำหรับส่วนที่สองมีเพียงบัส 6 เพียงบัสเดียว มีกำลังผลิตติดตั้ง 600 MW และไม่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า จากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเบื้องต้นพบว่า เราไม่สามารถหาผลตอบของระบบไฟฟ้าดังกล่าวได้ เนื่องจากกำลังการผลิต

ไฟฟ้ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละส่วนนั้น ไม่สมดุลกัน นอกจากนี้ ยังเกิดปัญหาสายส่งในระบบไม่เพียงพอ โดยสังเกตได้จากบัส 5 ซึ่งมีความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง 240 MW แต่เชื่อมโยงกับสายส่ง 1-5 และ 3-5 ซึ่งมีค่าพิกัดทางความร้อนสูงสุดรวมกันเพียง 200 MVA เท่านั้น ด้วยเหตุนี้ จึงต้องทำการแก้ไขปัญหาด้วยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเส้นใหม่ รวมทั้งติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าย่อยที่ฟีดในตำแหน่งที่เหมาะสม

#### ผลการทดสอบ

การแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองกระแสสลับ ด้วยวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ โดยมีสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกรวม 120 รายการ เช่น สายส่งระหว่างบัส 1 กับ บัส 2 จำนวน 8 รายการ โดยแต่ละรายการแทนวงจรที่ 1 ถึง 8 ในเส้นทางดังกล่าว ใช้ระยะเวลาในการประมวลผลนาน 20 นาที บนเครื่อง Dell LATITUDE D500 CPU Pentium M 1.3 GHz หน่วยความจำ 256 MB ได้ผลตอบดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 แผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าในการทดสอบแบบจำลองกระแสสลับ

สายส่ง		ความต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุสายส่ง (p.u.)	จำนวน วงจร	ราคา (USD)
จากบัส	ถึงบัส					
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	4	120,000
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	1	20,000
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	2	60,000
รวมราคาก่อสร้าง						200,000

นอกจากนี้ ยังจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าย่อยที่บัส 5 จำนวน 56.85 MVA ซึ่งมีความราคาติดตั้ง 5,685 ดอลลาร์สหรัฐ (ใช้ราคาติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าย่อยที่เท่ากับ 100 USD/MVA ซึ่งได้จากการพิจารณาเปรียบเทียบราคาก่อสร้างของสายส่งในปัจจุบันกับในระบบทดสอบ แล้วนำมาใช้ปรับราคาติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าในขณะนี้ให้เป็นราคาของระบบทดสอบ) ดังนั้น ราคาก่อสร้างของแผนงานรวมทั้งสิ้น จึงมีค่าเท่ากับ 205,685 ดอลลาร์สหรัฐ

ระบบไฟฟ้าภายหลังจากการเพิ่มแผนงานดังกล่าวเข้าไปแล้ว สามารถหาผลตอบได้ โดยไม่มีการละเมิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งและขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส ดังแสดงในตารางที่ 4.2 และ 4.3

ตารางที่ 4.2 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 6 บัส ในการทดสอบแบบจำลองกระแสสลับ

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		ความต้องการไฟฟ้า	
	ขนาด (p.u.)	มุมเฟส (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)
1	1.031	0	57.95	89.2	80	49.58
2	1.033	1.131	-	-	240	148.74
3	1.039	0.298	165	151.68	40	24.79
4	1.029	1.124	-	-	160	99.16
5	1.025	-0.551	-	-	240	148.74
6	1.05	2.392	545	186.68	-	-

ตารางที่ 4.3 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งของระบบทดสอบ 6 บัส ในการทดสอบแบบจำลองกระแสสลับ

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
1	2	-48.31	11.69	48.21
1	4	-29.58	13.92	39.64
1	5	55.84	14.01	55.84
2	3	61.13	-47.53	74.96
2	4	3.76	9.36	9.76
3	5	185.74	78.54	97.05
2	6	-353.56	-99.24	88.87
4	6	-186.04	-75.04	97.48

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

เราสามารถหาแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด ที่สามารถแก้ปัญหาของระบบทดสอบ 6 บัสได้ ด้วยวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ โดยใช้แบบจำลองกระแสสลับ และในทางทฤษฎีแล้ว แผนงานดังกล่าวจัดเป็น global optimum อย่างไรก็ดี การหาผลตอบของแผนงานดังกล่าวใช้เวลาในการประมวลผลนานมาก แม้ว่าระบบทดสอบจะมีขนาดเพียง 6 บัส และมีสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกจำนวน 120 รายการ เท่านั้น ด้วยเหตุนี้ การใช้แบบจำลองกระแสสลับจึงไม่เหมาะสมในทางปฏิบัติ และงานวิจัยด้านการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าส่วนใหญ่จะใช้แบบจำลองกระแสตรงแทน สำหรับการทดสอบแบบจำลองกระแสตรง จะนำเสนอในหัวข้อต่อไป

#### **4.1.2 การทดสอบแบบจำลองกระแสตรง**

ตามที่ได้นำเสนอไว้ในบทที่ 2 ว่า แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรงในปัญหา OPF ของการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้านั้น ยังมีความซับซ้อนอยู่เนื่องจากการคูณกันระหว่างตัวแปรจำนวนเต็มที่แทนจำนวนวงจรของสายส่งที่จะก่อสร้างกับตัวแปรที่ใช้แทนมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัส ดังนั้น จึงมีการปรับปรุงเป็นแบบจำลองต่างๆ ได้แก่ แบบจำลอง transportation แบบจำลอง hybrid และ แบบจำลอง disjunctive ซึ่งในบรรดาแบบจำลองเหล่านั้น แบบจำลอง disjunctive นับว่าเป็นแบบจำลองที่มีความถูกต้องมากที่สุด เนื่องจากการพิจารณาสมการแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบกระแสตรงกับสายส่งทุกเส้น และหากกำหนดค่าพารามิเตอร์  $M$  ด้วยค่าที่เหมาะสม แบบจำลอง disjunctive จะสามารถหาคำตอบที่เป็น global optimum

ดังนั้น แบบจำลอง disjunctive จึงจัดเป็นแบบจำลองกระแสตรงประเภทหนึ่ง ที่ได้ปรับเปลี่ยนปัญหา MINLP ให้เป็น MILP ด้วยการพิจารณาสมการแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบแยกวงจร และแบบจำลองกระแสตรงที่จะทำการทดสอบในหัวข้อนี้ หมายถึงแบบจำลอง disjunctive

การทดสอบในหัวข้อนี้ จะแบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน คือ

ขั้นตอนที่ 1 แก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ โดยจะใช้แบบจำลองกระแสตรง เพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่ง

ขั้นตอนที่ 2 นำแผนงานก่อสร้างสายส่งที่ได้จากขั้นตอนที่ 1 เพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้า จากนั้น ทำการแก้ปัญหา OPF โดยใช้แบบจำลองกระแสสลับ เพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส และขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งที่เกิดขึ้นใหม่ เมื่อเปลี่ยนมาใช้แบบจำลองกระแสสลับ ด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้านี้ที่ฟีดแบ็กที่ฟีดในตำแหน่งที่

เหมาะสม ขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าจะถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่าง 0.98 และ 1.05 p.u. เท่ากันทุกบัส

#### ผลการทดสอบ

แผนงานที่ได้จากการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลอง กระแสตรง ในขั้นตอนที่ 1 แสดงไว้ในตารางที่ 4.4 ใช้ระยะเวลาในการประมวลผลบนเครื่อง Dell LATITUDE D500 CPU Pentium M 1.3 GHz หน่วยความจำ 256 MB ประมาณ 0.5 วินาที

ตารางที่ 4.4 แผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าของการทดสอบแบบจำลองกระแสตรง

สายส่ง		ความต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุสายส่ง (p.u.)	จำนวน วงจร	ราคา (USD)
จากบัส	ถึงบัส					
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	4	120,000
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	1	20,000
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	2	60,000
รวมราคาก่อสร้าง						200,000

จากนั้น เมื่อนำแผนงานดังกล่าว เพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้า แล้วแก้ปัญหา OPF โดยใช้แบบจำลองกระแสสลับ ตามขั้นตอนที่ 2 จะได้แผนงานติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟาร์แอกที่ฟที่บัส 5 จำนวน 56.85 MVar โดยมีราคาติดตั้ง 5,685 ดอลลาร์สหรัฐ ใช้เวลาในการประมวลผลประมาณ 0.1 วินาที

#### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบ เราได้แผนงานหลัก ซึ่งประกอบด้วยแผนงานก่อสร้างสายส่งจากทดสอบในขั้นตอนที่ 1 และแผนงานติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟาร์แอกที่ฟจากการทดสอบในขั้นตอนที่ 2 จะเห็นว่าแผนงานหลักที่ได้ตรงกับแผนงานจากการทดสอบแบบจำลองกระแสสลับ แต่ใช้ระยะเวลาในการประมวลผลเพียง 0.6 วินาที ซึ่งน้อยกว่าระยะเวลาในการประมวลผลของการทดสอบแบบจำลองกระแสสลับมาก แม้ว่าในทางทฤษฎี การแบ่งแยกการแก้ปัญหาดังกล่าว อาจไม่สามารถยืนยันได้ว่า ผลตอบที่ได้จะเป็น global optimum แต่ในทาง



ปฏิบัติแล้ว ผลตอบที่ได้มีแนวโน้มที่จะใกล้เคียงกับ global optimum มาก เนื่องจาก ราคาติดตั้งของอุปกรณ์ชุดเซตกำลังไฟฟ้าที่แพงที่พื่อนั้น น้อยกว่าราคาก่อสร้างของสายส่งไฟฟ้ามาก

#### 4.2 การทดสอบวิธีฮิวริสติกที่นำเสนอกับระบบทดสอบ 6 บัส

ในหัวข้อนี้ จะทดสอบวิธีฮิวริสติกที่ได้นำเสนอไว้ในในบทที่ 3 ด้วยระบบทดสอบ 6 บัส โดยจะทำการเปรียบเทียบวิธีการเหล่านั้นกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ทั้งในด้านผลตอบที่ได้และเวลาที่ใช้ในการประมวลผล วิธีฮิวริสติกที่นำมาทดสอบนี้ จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อหาแผนทางเลือกจำนวน 3 แผน แล้วเลือกแผนที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด การหาแผนทางเลือกแต่ละแผนนั้น จะใช้เซตย่อยของสายส่งทางเลือก โดยที่เซตย่อยเหล่านั้นถูกแบ่งตามราคาก่อสร้าง ดังรายละเอียดที่เสนอในหัวข้อที่ 3.2.6

ในการหาแผนทางเลือกนั้น ยังแบ่งออกเป็น 6 วิธี แต่ละวิธีจะมีความแตกต่างกันออกไปตามวิธีการกำหนดเซตสายส่งทางเลือก (หัวข้อที่ 3.2.2 และ 3.2.3) และขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น (หัวข้อที่ 3.2.4) โดยวิธีการดังกล่าวมีรายละเอียดดังนี้

วิธีการที่ 1 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งเดียว โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกทั้งหมด ( $C$ ) และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบดั้งเดิม

วิธีการที่ 2 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 2 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากหลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า ตามที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.2 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบดั้งเดิม

วิธีการที่ 3 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 5 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากการพิจารณาความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น ตามหลักการที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.3 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบดั้งเดิม

วิธีการที่ 4 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งเดียว เพื่อหาแผนทางเลือก โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่ง

จากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกทั้งหมด ( $C$ ) และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4

วิธีการที่ 5 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 2 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากหลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า ตามที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.2 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4

วิธีการที่ 6 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 5 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากการพิจารณาความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น ตามหลักการที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.3 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4

เนื่องจากระบบทดสอบ 6 บัส แยกออกเป็นสองส่วน โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละส่วน ไม่สมดุลกัน ดังนั้นการคำนวณ power flow ครั้งแรกเพื่อตรวจสอบปัญหาจึงไม่สามารถทำได้ ในวิทยานิพนธ์นี้ แก้ปัญหาดังกล่าวด้วยการเพิ่มสายส่งที่มีค่ารีแอกแตนซ์สูงมาก แต่มีค่าขีดจำกัดทางความร้อนต่ำเข้าไปในระบบระหว่างบัส 2 กับ บัส 6 ซึ่งวิธีการดังกล่าว จะทำให้สายส่งที่เพิ่มเข้าไปนั้น เกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อน และการแก้ปัญหาจะต้องทำการสร้างสายส่งเส้นใหม่ที่เชื่อมโยงระหว่างระบบไฟฟ้าทั้งสองส่วนที่แยกกัน ภายหลังจากการสร้างสายส่งเส้นใหม่ดังกล่าวแล้ว กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่เพิ่มเข้ามาในตอนแรกจะมีค่าน้อยมาก จนเสมือนว่าไม่มีสายส่งเส้นดังกล่าวอยู่ในระบบ

การทดสอบจะทำการสร้างระบบไฟฟ้าขึ้นมาจำนวน 100 กรณี โดยการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ ด้วยวิธีการสุ่มค่าระหว่าง 100 MW ถึง 350 MW และกำหนดให้กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าตามสัดส่วนของกำลังการผลิตสูงสุดของแต่ละเครื่อง แต่หากความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของระบบมีค่ามากกว่ากำลังการผลิตรวมสูงสุดของระบบไฟฟ้าในกรณีฐาน (1110 MW) จะทำการเพิ่มกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องขึ้นด้วยค่าร้อยละเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมที่เพิ่มขึ้น เช่น ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส 1, 2, 3, 4, 5 และ 6 มีค่า 324, 336, 184, 209, 218 และ 137 MW ตามลำดับ ระบบไฟฟ้าจึงมีความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมเท่ากับ 1408 MW ซึ่งมากกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรวมของกรณีฐานประมาณ 26.8 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้น จะต้องเพิ่มกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องขึ้นอีก 26.8 เปอร์เซ็นต์ และจัดสรรกำลังการผลิตเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1, 3 และ 6 ตามสัดส่วนของกำลังการผลิตสูงสุด (150 : 360 : 600) นั่นคือ 190.3, 456.6 และ 761.1 MW ตามลำดับ เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของระบบได้ ตารางที่ 4.5 แสดงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงที่บัสของกรณีทดสอบทั้งหมด

ตารางที่ 4.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงที่บัสของระบบทดสอบ 6 บัส ที่ใช้ในการทดสอบวิธีอิวิริสติกที่นำเสนอ

กรณีที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW)					
	บัส 1	บัส 2	บัส 3	บัส 4	บัส 5	บัส 6
1	324	336	184	209	218	137
2	134	233	281	200	190	171
3	317	257	160	345	260	157
4	270	266	134	106	166	129
5	117	313	145	108	283	234
6	169	192	103	322	317	164
7	242	140	249	183	265	316
8	242	345	298	138	308	148
9	260	267	293	195	210	221
10	252	144	101	298	228	153
11	126	139	202	202	113	335
12	137	196	178	142	324	181
13	283	203	200	226	142	231
14	260	104	309	301	274	215
15	121	305	148	211	103	177
16	319	309	183	320	220	240
17	254	265	254	271	228	278
18	229	251	342	306	179	247
19	133	164	301	267	103	240
20	214	326	171	116	219	346
21	331	240	263	293	127	100
22	235	102	213	149	297	255
23	104	323	290	327	290	195

ตารางที่ 4.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงที่บัสของระบบทดสอบ 6 บัส ที่ใช้ในการทดสอบวิธี  
อีวิริสติกที่นำเสนอ

กรณีที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW)					
	บัส 1	บัส 2	บัส 3	บัส 4	บัส 5	บัส 6
24	183	226	241	292	295	221
25	301	218	151	245	267	269
26	336	293	284	317	348	226
27	257	298	212	231	143	133
28	155	126	135	214	297	170
29	156	327	102	247	236	263
30	178	158	204	175	268	335
31	186	241	130	142	170	239
32	221	338	158	220	232	298
33	148	327	331	103	292	337
34	303	331	150	269	332	186
35	249	254	101	346	325	273
36	210	275	252	175	314	128
37	173	124	199	183	336	310
38	165	111	101	244	286	302
39	259	163	136	263	337	304
40	333	177	167	234	141	153
41	154	263	113	157	267	178
42	177	280	339	133	117	131
43	142	328	134	254	167	155
44	278	237	335	182	276	336
45	245	320	287	195	281	141
46	339	149	294	253	141	108
47	172	343	338	157	340	270
48	114	250	198	154	146	119
49	102	297	104	319	188	281
50	342	139	141	178	107	189

ตารางที่ 4.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงที่บัสของระบบทดสอบ 6 บัส ที่ใช้ในการทดสอบวิธี  
อีวิริสติกที่นำเสนอ

กรณีที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW)					
	บัส 1	บัส 2	บัส 3	บัส 4	บัส 5	บัส 6
51	107	298	350	128	256	133
52	178	134	156	199	134	160
53	332	198	228	123	105	140
54	311	320	147	348	278	318
55	220	224	172	115	166	147
56	329	131	103	192	275	322
57	248	139	179	158	102	199
58	262	121	292	342	279	295
59	159	149	166	278	344	259
60	236	312	301	267	268	305
61	343	222	304	260	177	265
62	190	335	222	123	268	229
63	155	281	117	341	152	140
64	260	100	184	169	111	123
65	202	304	318	106	282	312
66	282	339	264	286	186	321
67	187	115	280	340	139	204
68	124	212	317	198	163	189
69	286	263	335	308	217	257
70	115	236	214	316	314	218
71	297	264	100	133	224	110
72	157	182	325	178	163	208
73	311	146	227	213	181	195
74	322	290	321	214	300	134
75	116	194	193	221	342	186
76	163	246	231	141	222	224
77	311	302	314	252	241	253

ตารางที่ 4.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงที่บัสของระบบทดสอบ 6 บัส ที่ใช้ในการทดสอบวิธีอิวิริสติกที่นำเสนอ

กรณีที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW)					
	บัส 1	บัส 2	บัส 3	บัส 4	บัส 5	บัส 6
78	126	140	203	240	167	296
79	197	108	246	240	150	122
80	333	165	151	112	252	237
81	124	259	211	117	194	162
82	331	257	320	260	300	209
83	345	124	232	236	171	193
84	116	236	309	136	143	117
85	306	133	321	229	341	130
86	112	195	203	200	205	194
87	327	268	340	141	287	194
88	214	110	241	193	298	299
89	196	163	186	342	220	192
90	291	194	325	146	192	329
91	229	123	284	101	251	339
92	199	283	271	345	151	248
93	338	165	229	259	200	222
94	288	132	111	193	273	334
95	219	132	221	336	192	182
96	293	174	144	273	166	214
97	311	320	275	289	344	201
98	133	281	325	143	111	220
99	123	263	338	214	234	117
100	223	204	173	172	288	124

#### ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบวิธีการอิวิริสติกที่นำเสนอ โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ บนเครื่อง Dell LATITUDE D500 CPU Pentium M 1.3 GHz หน่วยความจำ 256 MB แสดงไว้ในตารางที่ 4.6, 4.7 และ 4.8

ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 1, 2 และ 3 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 1		วิธีการที่ 2		วิธีการที่ 3	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
1	250	10.35	250	0.43	250	1.41	250	4.30
2	200	1.55	200	0.33	200	0.86	200	3.23
3	250	0.59	250	0.42	250	1.19	250	4.40
4	170	0.35	170	0.28	190	0.82	170	2.92
5	190	0.45	190	0.31	190	0.88	190	3.24
6	220	0.46	220	0.47	220	1.21	220	4.50
7	190	0.42	190	0.31	190	0.90	190	3.31
8	250	0.35	250	0.40	250	1.18	250	4.31
9	230	0.74	230	0.38	230	1.04	230	3.73
10	220	0.66	220	0.55	220	1.15	220	4.01
11	90	0.13	90	0.14	90	0.41	90	1.45
12	190	0.39	190	0.31	190	0.90	190	3.28
13	170	0.29	170	0.28	170	0.81	170	2.93
14	250	0.90	250	0.37	250	1.06	250	3.93
15	140	0.47	140	0.23	170	0.70	140	2.48
16	250	0.34	250	0.41	250	1.19	250	4.42
17	220	0.47	220	0.37	220	1.02	220	3.76
18	230	0.62	230	0.36	230	1.06	230	3.75
19	150	0.24	150	0.22	150	0.65	150	2.36
20	190	0.66	190	0.31	190	0.89	190	3.24
21	230	0.34	230	0.35	230	1.07	230	3.74
22	190	0.41	190	0.29	190	0.85	190	3.15
23	230	0.41	230	0.37	230	1.09	230	3.92
24	220	0.37	220	0.40	220	1.15	220	4.21
25	220	0.32	220	0.36	220	1.09	220	3.89
26	300	0.37	300	0.50	300	1.45	300	5.39

ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 1, 2 และ 3 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 1		วิธีการที่ 2		วิธีการที่ 3	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
27	200	0.44	200	0.33	200	0.93	200	3.45
28	190	0.41	190	0.30	190	0.88	190	3.10
29	210	1.03	210	0.36	220	1.04	210	3.86
30	160	0.38	160	0.26	160	0.77	160	2.81
31	140	0.21	140	0.23	140	0.71	140	2.48
32	220	0.51	220	0.36	220	1.02	220	3.74
33	190	0.39	200	0.34	190	0.96	200	3.52
34	270	0.47	270	0.44	270	1.36	270	4.76
35	240	0.37	240	0.40	240	1.15	240	4.25
36	250	0.40	250	0.40	250	1.18	250	4.27
37	190	0.31	190	0.31	190	0.90	190	3.33
38	160	0.24	160	0.26	160	0.77	160	2.84
39	210	0.36	210	0.35	210	1.02	210	3.72
40	200	0.52	200	0.33	200	0.98	200	3.52
41	190	0.33	190	0.29	190	0.85	190	3.12
42	180	0.24	180	0.27	180	0.77	180	2.81
43	200	0.85	200	0.31	200	0.88	200	3.27
44	231	0.77	250	0.40	250	1.10	250	4.12
45	280	0.81	280	0.45	280	1.35	280	4.78
46	220	0.64	220	0.34	230	1.01	220	3.73
47	250	0.52	250	0.40	250	1.15	250	4.27
48	150	0.27	150	0.23	150	0.67	150	2.32
49	190	0.57	190	0.31	190	0.90	190	3.26
50	170	0.35	170	0.27	170	0.86	170	2.82
51	211	0.63	220	0.34	218	0.98	220	3.63
52	140	0.47	140	0.21	140	0.61	140	2.23



ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 1, 2 และ 3 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 1		วิธีการที่ 2		วิธีการที่ 3	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
53	170	0.37	170	0.26	170	0.78	170	2.80
54	270	0.72	270	0.44	270	1.27	270	4.72
55	170	0.25	170	0.25	170	0.79	170	2.77
56	210	0.79	210	0.36	230	1.02	210	3.76
57	140	0.29	140	0.28	140	0.76	140	2.74
58	220	0.39	220	0.36	220	1.04	220	3.73
59	190	0.33	190	0.33	190	0.93	190	3.27
60	250	0.62	250	0.39	250	1.10	250	4.07
61	220	0.49	220	0.38	220	1.10	220	4.05
62	220	0.46	220	0.38	220	1.09	220	4.06
63	190	0.66	220	0.36	220	1.03	220	3.79
64	158	0.39	160	0.25	170	0.72	160	2.68
65	220	0.71	220	0.35	220	1.04	220	3.71
66	220	0.44	220	0.39	220	1.14	220	4.24
67	150	0.16	150	0.22	150	0.64	150	2.40
68	150	0.26	150	0.23	150	0.63	150	2.41
69	250	0.75	250	0.39	250	1.16	250	4.24
70	220	0.44	220	0.38	220	1.10	220	4.13
71	220	0.35	220	0.35	220	1.02	220	3.73
72	170	0.61	170	0.25	170	0.76	170	2.63
73	220	0.65	230	0.33	240	0.98	220	3.71
74	280	0.41	280	0.46	280	1.34	280	4.85
75	220	0.51	220	0.36	220	1.01	220	3.72
76	170	0.28	170	0.27	170	0.78	170	2.80
77	250	0.77	250	0.39	250	1.15	250	4.23
78	140	0.52	140	0.21	140	0.60	140	2.18

ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 1, 2 และ 3 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 1		วิธีการที่ 2		วิธีการที่ 3	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
79	170	0.43	170	0.27	170	0.76	170	2.77
80	190	0.30	190	0.32	190	0.93	190	3.41
81	170	0.44	170	0.25	170	0.74	170	2.64
82	280	1.04	280	0.44	280	1.30	280	4.74
83	220	0.74	220	0.33	240	0.93	220	3.45
84	150	0.16	150	0.22	150	0.64	150	2.31
85	281	0.81	281	0.44	308	1.27	281	4.68
86	170	0.74	170	0.27	170	0.77	170	2.78
87	268	0.79	268	0.41	268	1.23	268	4.28
88	190	0.47	190	0.30	190	0.89	190	3.27
89	220	0.85	220	0.33	260	1.07	220	3.70
90	170	0.30	170	0.28	170	0.81	170	2.98
91	160	0.39	170	0.27	160	0.79	170	2.94
92	220	0.75	220	0.35	230	1.02	220	3.77
93	220	0.32	220	0.36	220	1.06	220	3.81
94	190	0.99	190	0.31	190	0.94	190	3.24
95	200	0.74	218	0.33	200	1.04	200	3.54
96	190	0.51	190	0.40	190	1.10	190	3.84
97	300	0.54	300	0.50	300	1.46	300	5.33
98	150	0.17	150	0.22	150	0.64	150	2.32
99	230	0.59	230	0.34	230	0.98	230	3.61
100	220	0.49	220	0.35	220	1.04	220	3.79

ตารางที่ 4.7 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 4, 5 และ 6 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 4		วิธีการที่ 5		วิธีการที่ 6	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
1	250	10.35	250	4.14	250	2.29	250	7.49
2	200	1.55	200	1.85	200	2.78	200	5.40
3	250	0.59	250	3.20	250	1.93	250	6.90
4	170	0.35	170	2.55	170	2.96	170	7.13
5	190	0.45	190	2.29	190	1.54	190	6.89
6	220	0.46	220	6.37	220	3.99	220	11.92
7	190	0.42	190	2.33	190	1.74	190	6.66
8	250	0.35	250	3.43	250	3.72	250	10.97
9	230	0.74	230	4.19	230	2.23	230	6.91
10	220	0.66	220	12.06	220	2.67	220	9.37
11	90	0.13	90	1.27	90	1.46	90	6.30
12	190	0.39	190	2.98	190	4.81	190	9.61
13	170	0.29	170	2.49	170	2.72	170	9.16
14	250	0.90	250	3.37	250	3.30	250	10.57
15	140	0.47	140	1.78	140	1.97	140	8.77
16	250	0.34	250	5.09	250	2.33	250	8.51
17	220	0.47	220	2.74	220	1.72	220	9.51
18	230	0.62	230	4.08	230	1.93	230	6.85
19	150	0.24	150	2.14	150	1.04	150	9.46
20	190	0.66	190	2.28	190	1.55	190	5.51
21	230	0.34	230	3.26	230	3.67	230	9.22
22	190	0.41	190	3.19	190	2.45	190	7.07
23	230	0.41	230	3.26	230	2.73	230	11.67
24	220	0.37	220	3.71	220	3.79	220	13.93
25	220	0.32	220	4.12	220	3.85	220	8.40
26	300	0.37	300	4.55	300	5.34	300	13.15

ตารางที่ 4.7 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 4, 5 และ 6 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 4		วิธีการที่ 5		วิธีการที่ 6	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
27	200	0.44	200	4.66	200	2.12	200	10.01
28	190	0.41	190	3.08	190	2.15	190	7.61
29	210	1.03	210	2.40	210	2.16	210	12.05
30	160	0.38	160	2.67	160	1.73	160	9.48
31	140	0.21	140	3.10	140	1.62	140	11.52
32	220	0.51	220	3.61	220	2.04	220	7.08
33	190	0.39	200	5.55	190	3.01	200	10.09
34	270	0.47	270	4.28	270	2.77	270	10.96
35	240	0.37	240	2.86	240	1.88	240	12.64
36	250	0.40	250	5.52	250	3.96	250	12.90
37	190	0.31	190	2.28	190	3.83	190	11.23
38	160	0.24	160	2.37	160	1.29	160	7.75
39	210	0.36	210	2.39	210	1.75	210	8.73
40	200	0.52	200	2.88	200	3.51	200	6.92
41	190	0.33	190	2.28	190	1.61	190	5.96
42	180	0.24	180	2.57	180	2.91	180	4.33
43	200	0.85	200	2.71	200	1.44	200	6.27
44	231	0.77	240	4.30	231	3.77	231	11.89
45	280	0.81	280	6.26	280	3.83	280	10.53
46	220	0.64	220	3.08	220	5.91	220	6.99
47	250	0.52	250	4.26	250	4.06	250	7.44
48	150	0.27	150	2.14	150	1.25	150	4.37
49	190	0.57	190	2.29	190	1.62	190	10.98
50	170	0.35	170	2.30	170	1.66	170	4.76
51	211	0.63	211	2.88	211	4.97	211	7.47
52	140	0.47	140	1.73	140	1.09	140	7.28

ตารางที่ 4.7 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 4, 5 และ 6 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 4		วิธีการที่ 5		วิธีการที่ 6	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
53	170	0.37	170	2.45	170	4.61	170	5.30
54	270	0.72	270	3.27	270	2.18	270	8.77
55	170	0.25	170	2.21	170	2.47	170	4.32
56	210	0.79	210	3.06	210	1.89	210	5.90
57	140	0.29	140	2.35	140	1.68	140	7.65
58	220	0.39	220	4.36	220	3.07	220	15.51
59	190	0.33	190	2.81	190	3.08	190	10.27
60	250	0.62	250	3.20	250	1.93	250	7.19
61	220	0.49	220	3.32	220	6.28	220	7.88
62	220	0.46	220	5.92	220	3.19	220	9.88
63	190	0.66	220	2.78	220	1.97	220	6.36
64	158	0.39	160	1.89	160	3.70	160	4.90
65	220	0.71	220	4.85	220	3.60	220	9.13
66	220	0.44	220	3.59	220	2.01	220	11.23
67	150	0.16	150	2.13	150	1.05	150	9.39
68	150	0.26	150	2.13	150	3.44	150	8.85
69	250	0.75	250	3.30	250	2.04	250	7.63
70	220	0.44	220	2.97	220	4.02	220	11.20
71	220	0.35	220	3.70	220	3.90	220	7.07
72	170	0.61	170	2.21	170	1.25	170	6.58
73	220	0.65	230	3.32	220	5.34	220	9.41
74	280	0.41	280	4.06	280	5.62	280	11.48
75	220	0.51	220	3.97	220	5.00	220	9.54
76	170	0.28	170	3.12	170	1.69	170	7.41
77	250	0.77	250	3.49	250	5.22	250	12.06
78	140	0.52	140	1.71	140	1.09	140	7.59

ตารางที่ 4.7 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 4, 5 และ 6 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 4		วิธีการที่ 5		วิธีการที่ 6	
	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (10 <sup>3</sup> USD)	เวลา (วินาที)
79	170	0.43	170	2.23	170	1.31	170	6.25
80	190	0.30	190	2.93	190	5.51	190	5.83
81	170	0.44	170	2.19	170	1.35	170	5.22
82	280	1.04	280	3.32	280	4.45	280	12.99
83	220	0.74	220	2.74	220	5.19	220	9.44
84	150	0.16	150	2.13	150	3.16	150	4.87
85	281	0.81	281	3.48	281	7.49	281	13.69
86	170	0.74	170	3.01	170	1.34	170	9.80
87	268	0.79	268	3.99	270	5.21	268	12.02
88	190	0.47	190	3.46	190	1.75	190	8.32
89	220	0.85	220	2.70	220	3.18	220	13.19
90	170	0.30	170	3.26	170	2.10	170	8.41
91	160	0.39	170	3.99	160	3.02	170	7.96
92	220	0.75	220	2.75	230	1.64	220	10.72
93	220	0.32	220	3.04	220	5.81	220	11.07
94	190	0.99	190	2.25	190	2.21	190	6.03
95	200	0.74	200	3.74	200	2.37	200	12.01
96	190	0.51	190	4.53	190	2.92	190	14.95
97	300	0.54	300	5.14	300	3.43	300	12.44
98	150	0.17	150	2.18	150	2.18	150	5.37
99	230	0.59	230	3.04	230	3.41	230	7.89
100	220	0.49	220	4.03	220	3.94	220	11.78

ตารางที่ 4.8 ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่าแผนงานอ้างอิง จำนวนกรณีที่ผลตอบต่างจากแผนงานอ้างอิงและเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบเฉลี่ยของวิธีการที่นำเสนอ เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ในการทดสอบกับระบบทดสอบ 6 บัสน์

วิธีการที่	ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่าแผนงานอ้างอิง* (%)	จำนวนกรณีที่ผลตอบต่างจากแผนงานอ้างอิง**	เวลาที่ใช้ในการหาผลตอบเฉลี่ย (วินาที)
<u>ใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบเดิม</u>			
1	0.55	8	0.34
2	0.46	8	0.97
3	0.41	6	3.52
<u>ใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นตามวิธีที่นำเสนอ</u>			
4	0.37	6	3.29
5	0.22	4	2.93
6	0.29	4	8.87
<u>วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์</u>			
	-	-	0.60

\* แผนงานที่ได้จากวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

\*\* ทดสอบทั้งหมด 100 กรณี

#### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบ จะเห็นได้ว่า ในภาพรวมแล้ว การหาคำตอบด้วยวิธีการที่นำเสนอ ได้ผลลัพธ์ที่ใกล้เคียงกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ และการใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น ตามวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4 ทำให้ความคลาดเคลื่อนของผลตอบที่ได้ลดลงแต่ใช้เวลาในการหาคำตอบเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากมีขั้นตอนการค้นหาคำตอบที่มากกว่า อย่างไรก็ตาม ระยะเวลาการหาผลตอบที่เพิ่มขึ้นนั้น ยังมีค่าไม่มากนักเป็นอุปสรรคต่อการนำไปใช้งานในทางปฏิบัติ สิ่งที่สำคัญอีกประการหนึ่งที่สามารถสังเกตได้จากการทดสอบนี้คือ วิธีการกำหนดเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก ซึ่งจะเห็นได้ว่า การนำดัชนีตามสมการ (3.8) ไปใช้คัดเลือกสายส่งในเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกทั้งหมดจะมีโอกาสที่จะได้ผลตอบที่เป็น local optimum มากกว่าการกำหนดเซตของสายส่งทางเลือกซึ่งเป็นเซตย่อยของสายส่งทางเลือกทั้งหมดก่อนการคำนวณดัชนี และแก้ปัญหาหลายๆครั้ง เพื่อเลือกแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด

สำหรับระยะเวลาที่ใช้ในการหาคำตอบของวิธีการที่นำเสนอ เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ในการทดสอบนี้ จะเห็นได้ว่า มีค่ามากกว่า อย่างไรก็ตาม ระบบที่ใช้ในการทดสอบนี้ยังมีขนาดเล็ก การทดสอบกับระบบที่มีขนาดใหญ่ขึ้น จะแสดงให้เห็นว่าวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ที่ใช้หลักการแก้ปัญหา MILP ซึ่งมีลักษณะเป็นปัญหาการจัดหมู่ (Combinatorial problem) นั้น จะใช้ระยะเวลาการหาคำตอบเพิ่มขึ้นอย่างมาก ซึ่งแตกต่างจากวิธีการฮิวริสติกที่นำเสนอ ดังที่จะแสดงให้เห็นในการทดสอบต่อไป

#### 4.3 การทดสอบวิธีฮิวริสติกที่นำเสนอกับระบบทดสอบ IEEE-RTS

ระบบทดสอบ IEEE-RTS (IEEE Reliability Test System) ประกอบด้วยบัสจำนวน 24 บัส สายส่งจำนวน 38 เส้น และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 32 เครื่อง มีความต้องการใช้ไฟฟ้ารวม 2850 MW มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3405 MW ในวิทยานิพนธ์นี้ ได้สร้างสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกขึ้นมาจำนวน 548 รายการ รูปที่ 4.2 แสดงระบบทดสอบ IEEE-RTS สำหรับรายละเอียดของข้อมูลทั้งหมด แสดงไว้ในภาคผนวก ข.2

การทดสอบนี้ จะเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้จากวิธีฮิวริสติกที่นำเสนอ กับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ โดยวิธีฮิวริสติกที่นำมาทดสอบจะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อหาแผนทางเลือกจำนวน 3 แผน แล้วเลือกแผนที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด การหาแผนทางเลือกแต่ละแผนนั้น จะใช้เซตย่อยของสายส่งทางเลือก โดยที่เซตย่อยเหล่านั้นถูกแบ่งตามราคาก่อสร้าง ดังรายละเอียดที่เสนอในหัวข้อที่ 3.2.6

ในการหาแผนทางเลือกนั้น ยังแบ่งออกเป็น 6 วิธี แต่ละวิธีจะมีความแตกต่างกันออกไปตามวิธีการกำหนดเซตสายส่งทางเลือก (หัวข้อที่ 3.2.2 และ 3.2.3) และขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น (หัวข้อที่ 3.2.4) โดยวิธีการดังกล่าวมีรายละเอียดดังนี้

วิธีการที่ 1 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งเดียว โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกทั้งหมด ( $C$ ) และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบดั้งเดิม

วิธีการที่ 2 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 10 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากหลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า ตามที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.2 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบดั้งเดิม



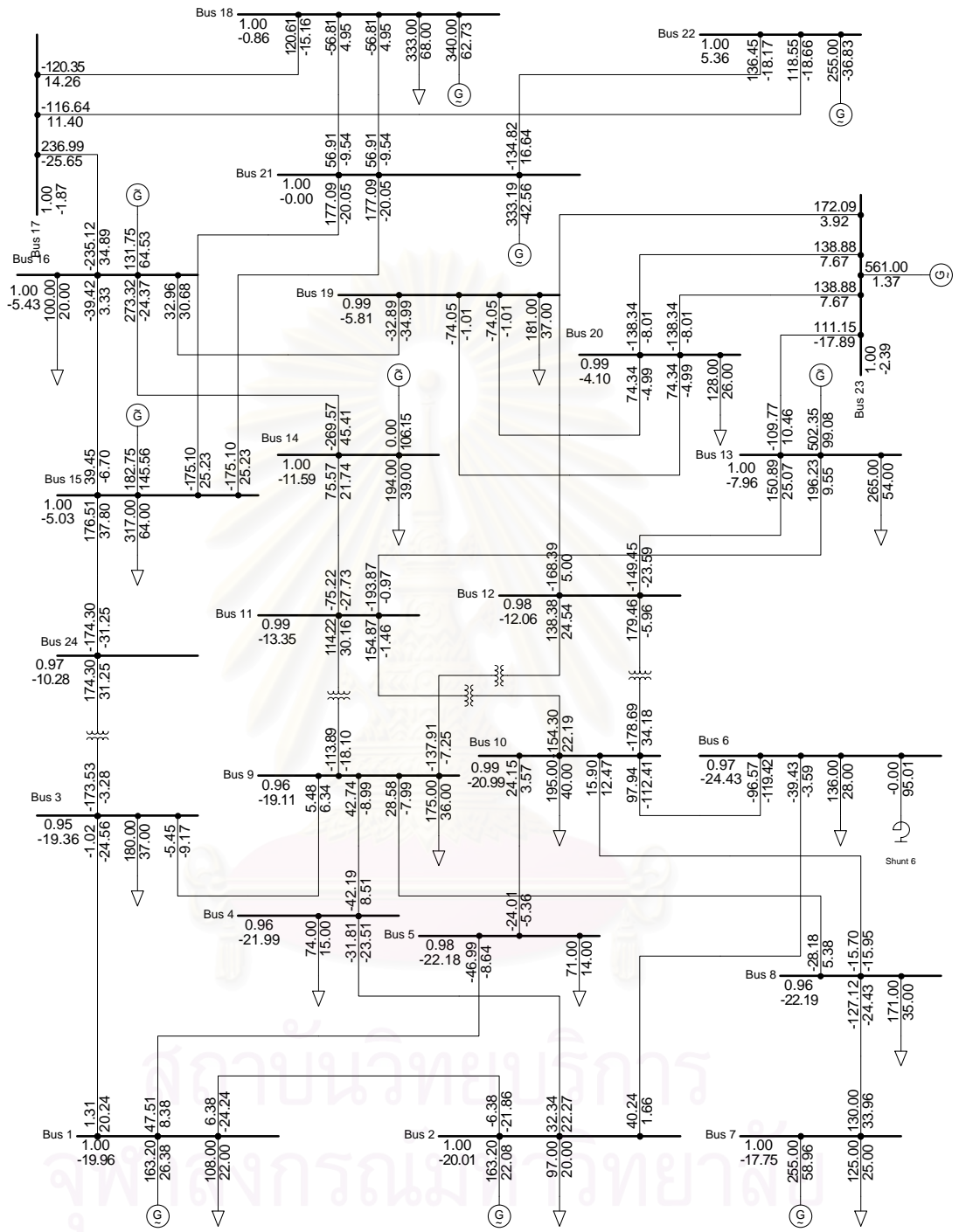
วิธีการที่ 3 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 15 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากการพิจารณาความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น ตามหลักการที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.3 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบดั้งเดิม

วิธีการที่ 4 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าครั้งเดียว เพื่อหาแผนทางเลือก โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกทั้งหมด ( $C$ ) และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4

วิธีการที่ 5 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 10 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากหลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า ตามที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.2 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4

วิธีการที่ 6 ในการหาแผนทางเลือกแต่ละแผน จะแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 15 ครั้ง แล้วเลือกครั้งที่มีราคาก่อสร้างน้อยที่สุด โดยอาศัยดัชนีตามสมการ (3.8) ในการคัดเลือกสายส่งจากเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่กำหนดจากการพิจารณาความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น ตามหลักการที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.2.3 และใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4

การทดสอบจะทำการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบให้มีค่าเพิ่มขึ้นอยู่ระหว่าง 100 % ถึง 250 % จำนวน 10 กรณี ด้วยวิธีการสุ่มค่า และกำหนดให้กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าตามสัดส่วนของกำลังการผลิตสูงสุดของแต่ละเครื่อง แต่หากความต้องการใช้ไฟฟารวมของระบบมีค่ามากกว่ากำลังการผลิตรวมสูงสุดของกรณีฐาน (3405 MW) จะทำการเพิ่มกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องขึ้นด้วยค่าร้อยละเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟารวมที่เพิ่มขึ้น เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟารวมของระบบได้ ตารางที่ 4.9 แสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงที่บัสของระบบทดสอบ IEEE-RTS ซึ่งมีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ทั้ง 10 กรณี



รูปที่ 4.2 ระบบทดสอบ IEEE-RTS



### ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบวิธีการอิวิริสติกที่นำเสนอด้วยระบบทดสอบ IEEE-RTS โดยเปรียบเทียบกับการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ บนเครื่อง Dell LATITUDE D500 CPU Pentium M 1.3 GHz หน่วยความจำ 256 MB แสดงในตารางที่ 4.10, 4.11 และ 4.12

ตารางที่ 4.10 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 1, 2 และ 3 โดยเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 1		วิธีการที่ 2		วิธีการที่ 3	
	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)
1	603.18	3905.6	1667.53	1.30	1524.40	8.19	988.22	13.95
2	577.85	2934.7	741.69	0.54	741.69	7.10	1192.53	7.42
3	206.02	2316.6	304.83	0.13	304.83	1.66	221.29	2.98
4	471.73	3235.2	703.26	0.37	703.26	4.29	538.62	5.89
5	294.70	2154.5	543.60	0.28	543.60	3.31	399.70	4.65
6	526.98	5311.6	651.50	0.72	651.50	4.44	641.46	8.23
7	252.56	3016.6	494.02	0.23	494.02	2.81	412.72	4.61
8	327.35	3884.2	494.02	0.16	494.02	2.09	468.73	4.83
9	238.69	2747.5	368.78	0.12	368.78	1.65	494.02	4.44
10	373.89	3437.5	654.33	0.24	654.33	2.97	595.48	5.80

ตารางที่ 4.11 ค่าใช้จ่ายของแผนงาน และเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 4, 5 และ 6 โดยเปรียบเทียบกับวิธีออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

กรณี ที่	วิธีการออปติไมเซชัน		วิธีการที่ 4		วิธีการที่ 5		วิธีการที่ 6	
	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)	เวลา (วินาที)
1	603.18	3905.6	906.32	53.65	679.95	562.30	603.18	153.55
2	577.85	2934.7	741.69	38.73	741.69	461.80	577.85	77.71
3	206.02	2316.6	206.02	1.43	206.02	17.72	221.29	11.12
4	471.73	3235.2	471.73	36.49	471.73	305.87	528.28	57.83
5	294.70	2154.5	294.70	4.97	294.70	86.48	294.70	24.80
6	526.98	5311.6	579.49	105.15	528.28	235.42	528.28	85.68
7	252.56	3016.6	329.98	11.24	342.86	52.37	252.56	34.85
8	327.35	3884.2	338.69	2.79	327.35	41.46	373.89	55.22
9	238.69	2747.5	238.69	2.60	238.69	35.73	252.26	21.81
10	373.89	3437.5	373.89	5.79	373.89	80.81	373.89	50.29

ตารางที่ 4.12 ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่าแผนงานอ้างอิง จำนวนกรณีที่ผลตอบต่างจากแผนงานอ้างอิงและเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบเฉลี่ยของวิธีการที่นำเสนอ เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ในการทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE-RTS

วิธีการที่	ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่า แผนงานอ้างอิง* (%)	จำนวนกรณีที่ผลตอบต่าง จากแผนงานอ้างอิง**	เวลาที่ใช้ในการหา ผลตอบเฉลี่ย (วินาที)
<u>ใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นแบบเดิม</u>			
1	68.6	10	0.41
2	66.2	10	3.85
3	52.2	10	6.28
<u>ใช้ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นตามวิธีที่นำเสนอ</u>			
4	12.3	5	26.3
5	7.7	4	188.0

ตารางที่ 4.12 ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่าแผนงานอ้างอิง จำนวนกรณีที่ผลตอบต่างจากแผนงานอ้างอิงและเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบเฉลี่ยของวิธีการที่นำเสนอ เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ในการทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE-RTS

วิธีการที่	ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่สูงกว่าแผนงานอ้างอิง* (%)	จำนวนกรณีที่ผลตอบต่างจากแผนงานอ้างอิง**	เวลาที่ใช้ในการหาผลตอบเฉลี่ย (วินาที)
6	4.0	5	57.3
<u>วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์</u>			
	-	-	3294.4

\* แผนงานที่ได้จากวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์

\*\* ทดสอบทั้งหมด 10 กรณี

#### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบ จะเห็นได้ว่า ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น ตามวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.4 นั้น ช่วยทำให้ผลตอบที่ได้มีคุณภาพดีขึ้น แต่ก็ใช้ระยะเวลาในการหาผลตอบมากขึ้นด้วย อย่างไรก็ตาม ระยะเวลาที่เพิ่มมากขึ้นดังกล่าวนั้น ยังอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ในทางปฏิบัติ

สำหรับในด้านวิธีการกำหนดเซตย่อยของสายส่งทางเลือก จะเห็นได้ว่า วิธีการที่ 6 ซึ่งใช้วิธีการกำหนดเซตย่อยของสายส่งทางเลือกโดยการพิจารณาจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น ตามหัวข้อที่ 3.2.4 นั้น ได้ผลตอบที่มีความคลาดเคลื่อนต่ำที่สุด ทั้งนี้เนื่องจากการแก้ปัญหาเพื่อหาผลตอบหลายครั้ง จึงมีโอกาสค้นพบผลตอบที่ดีกว่าวิธีการที่ 4 ซึ่งแก้ปัญหาเพียงครั้งเดียวโดยใช้สายส่งทางเลือกทั้งหมดใน

สำหรับวิธีการกำหนดเซตย่อยของสายส่งทางเลือกโดยใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า (วิธีการที่ 5) นั้น พบว่าสามารถปรับปรุงคุณภาพของผลตอบได้ดีขึ้นเช่นกัน แต่ยังคงมีความคลาดเคลื่อนมากกว่าการกำหนดเซตย่อยโดยการพิจารณาจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น

ในทางทฤษฎีแล้ว การกำหนดจำนวนครั้งของการแก้ปัญหา ( $N$ ) ให้มากขึ้นจะทำให้มีโอกาสที่ได้ผลตอบที่มีคุณภาพสูงขึ้น แต่ก็ใช้เวลามากขึ้นด้วย ซึ่งค่า  $N$  ที่มากที่สุดของการกำหนดเซตย่อยโดยใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับ  $\max\{N_G, N_L\}$  โดย  $N_G$  คือจำนวนบัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ  $N_L$  คือจำนวนบัสของโหลด ดังนั้นในกรณี

ของระบบทดสอบ IEEE-RTS ค่า  $N$  ที่มากที่สุดของการกำหนดเซตย่อยด้วยวิธีการดังกล่าวจึงมีค่าเท่ากับ 17 และในการทดสอบนี้กำหนดค่า  $N$  ไว้ที่ 10

สำหรับการกำหนดเซตย่อยโดยการพิจารณาจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้นนั้น ค่า  $N$  ที่มากที่สุดจะมีค่าเท่ากับจำนวนของสายส่งทางเลือกทั้งหมด ซึ่งในกรณีของระบบทดสอบ IEEE-RTS นี้มีค่าเท่ากับ 548 และในการทดสอบกำหนดค่า  $N$  ไว้เท่ากับ 15

จากหลักการที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.2.2 และ 3.2.3 จะเห็นได้ว่า การกำหนดเซตย่อยโดยการพิจารณาจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้นมีลักษณะที่ราบเรียบกว่าการกำหนดเซตย่อยโดยใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ  $N$  มีค่าเพิ่มขึ้น ดังนั้นจำนวนสมาชิกของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของการกำหนดเซตย่อยโดยการพิจารณาจากความสามารถในการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้นจึงค่อยๆ เพิ่มขึ้น และมีโอกาสที่จะค้นหาผลตอบที่มีคุณภาพดีสูงกว่าวิธีการกำหนดเซตย่อยโดยใช้หลักการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งเราจะเห็นได้จากการทดสอบว่า ในวิธีการที่ 6 กำหนดค่า  $N$  ไว้เพียง 15 (จากค่ามากที่สุดที่เป็นไปได้เท่ากับ 548) ได้ผลตอบที่มีความคลาดเคลื่อนต่ำกว่าวิธีการที่ 5 ที่กำหนดค่า  $N$  ไว้เท่ากับ 10 (จากค่ามากที่สุดที่เป็นไปได้เท่ากับ 17) ถึงแม้ว่าจำนวนครั้งของการแก้ปัญหาของวิธีการที่ 6 จะมากกว่าจำนวนครั้งของการแก้ปัญหาของวิธีการ 5 แต่เนื่องจากวิธีการที่ 5 ต้องมีการวิเคราะห์การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วย ดังนั้น ระยะเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 6 จึงเร็วกว่าระยะเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่ 5 ถึงสามเท่า

สำหรับระยะเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบของวิธีการที่นำเสนอ เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ ในการทดสอบนี้ จะเห็นได้ว่า มีค่าน้อยกว่ามาก ทั้งนี้ เนื่องจากวิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์นั้น ใช้หลักการแก้ปัญหา MILP ซึ่งเป็นปัญหาการจัดหมู่ที่ต้องใช้ระยะเวลาในการประมวลผลมาก เมื่อนำไปใช้กับระบบทดสอบขนาดใหญ่

#### 4.4 กรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

หัวข้อนี้ เป็นกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าของระบบ IEEE-RTS โดยจะสมมติให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 80 % หรือเท่ากับ 2280 MW และมีแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส 16, 18, 21 และ 23 ดังรายละเอียดตามตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 แผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

ปี	กำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้น (MW)
16	1x350
18	2x400
21	3x400
23	1x350
รวม	2700

จากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเมืองต้น ด้วยแบบจำลองกระแสสลับพบว่า ไม่สามารถหาผลตอบของ power flow ได้ ซึ่งอาจเกิดจากปัญหาเสถียรภาพทางด้านแรงดันไฟฟ้า เนื่องจากการขาดแคลนแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารี่แยกที่ฟในระบบ การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้ จะแบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน ตามหลักการที่นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 3.2 กล่าวคือ

ขั้นตอนที่ 1 แก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า โดยใช้แบบจำลองกระแสตรง ซึ่งจะพิจารณาแก้ปัญหาเฉพาะชี้ดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเท่านั้น

จากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยแบบจำลองกระแสตรงพบว่า เกิดปัญหาชี้ดจำกัดทางความร้อนขึ้นในระบบไฟฟ้า ดังมีรายละเอียดแสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 สายส่งหรือหม้อแปลงที่เกิดปัญหาชี้ดจำกัดทางความร้อนในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

สายส่งหรือหม้อแปลง	รับภาระ (%)
หม้อแปลง 24 – 3	130.1
สายส่ง 21 – 15 ทั้ง 2 วงจร	116.7
สายส่ง 15 – 24	104.1
สายส่ง 18 – 17	128.1
สายส่ง 17 – 16	162.0
สายส่ง 16 – 14	167.3
สายส่ง 6 – 10	118.6



จากนั้น จะทำการแก้ปัญหาดังกล่าวด้วยวิธีการที่นำเสนอในบทที่ 3 โดยคำนวณหาแผนทางเลือกจำนวน 3 แผน ซึ่งแต่ละแผนจะใช้เซตของสายส่งทางเลือกที่เป็นเซตย่อยซึ่งแบ่งตามราคาของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกทั้งหมด ตามรายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 3.2.6 จากนั้นจะเลือกแผนทางเลือกที่ราคาก่อสร้างต่ำที่สุด

สำหรับการคำนวณหาแผนทางเลือกแต่ละแผนนั้นจะทำทั้งหมด 15 ครั้ง แล้วเลือกแผนงานที่ราคาก่อสร้างต่ำที่สุด โดยใช้หลักการพิจารณาการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้นในการกำหนดเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของการแก้ปัญหาแต่ละครั้ง ตามรายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 3.2.4 แผนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าที่ได้ แสดงในตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 แผนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าของขั้นตอนที่ 1 ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

แผนงาน	จำนวน	ระยะทาง (กม.)	ราคา (ล้านบาท)
ติดตั้งหม้อแปลง 230/138 kV ชุดที่ 2 ขนาด 600 MVA ระหว่างบัส 24 - 3	1	-	135.0
ก่อสร้างสายส่ง 230 kV ขนาดสาย 2x1272 MCM ACSR ระหว่างบัส 21 - 24	1	11.7	121.6
ก่อสร้างสายส่ง 230 kV ขนาดสาย 2x1272 MCM ACSR ระหว่างบัส 21 - 13	1	16.0	152.3
ก่อสร้างสายส่ง 138 kV ขนาดสาย 2x795 MCM ACSR ระหว่างบัส 3 - 6	1	26.4	154.4
รวม			563.3

เมื่อเพิ่มแผนงานดังกล่าวเข้าไปในระบบไฟฟ้า แล้วทำการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยแบบจำลองกระแสสลับพบว่า ยังไม่สามารถหาผลตอบของ power flow ได้ เนื่องจากยังขาดแคลนแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารี่แยกที่ฟในระบบ จึงต้องแก้ปัญหาในขั้นตอนที่ 2 ต่อไป

ขั้นตอนที่ 2 แก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ ด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารี่แยกที่ฟในตำแหน่งที่เหมาะสม ร่วมกับการปรับกำลังไฟฟ้ารี่แยกที่ฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งนี้ เพื่อแก้ปัญหาการขาดแคลนแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารี่แยกที่ฟ ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส และปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งอันเนื่องมาจากการไหลของกำลังไฟฟ้า

รีแอกทีฟ ซึ่งขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส ถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่าง 0.98 และ 1.05 p.u. จากนั้นจะใช้วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์แก้ปัญหา โดยพิจารณาค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ชดเชยที่บัสเป็นค่าต่อเนื่อง

สำหรับราคาติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 300,000 บาทต่อ MVar

ผลลัพธ์จากการแก้ปัญหาในขั้นตอนที่ 2 ดังแสดงในตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟชดเชยที่บัสต่างๆ ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

บัส	ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ชดเชย (MVar)	ราคา (ล้านบาท)
4	30.9	9.27
8	62.0	18.60
9	71.4	21.42
6	ปลดตัวต่อขนานรีแอกเตอร์ออกจากระบบ	-
รวม	164.3	49.29

ภายหลังจากการแก้ปัญหาตามขั้นตอนทั้งสองดังกล่าวแล้ว ทำการคำนวณ power flow จะได้ผลตอบแสดงในตารางที่ 4.17 และ 4.18

ตารางที่ 4.17 แรงดันไฟฟ้า กำลังการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		ความต้องการใช้ไฟฟ้า	
	ขนาด (p.u.)	มุมเฟส (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)
1	1.024	-29.9	163.2	76.5	194.4	39.6
2	1.027	-30.0	163.2	77.4	174.6	36.0
3	0.997	-17.7	-	-	324.0	66.6
4	0.981	-31.6	-	-	133.2	27.0
5	0.983	-31.4	-	-	127.8	25.2

ตารางที่ 4.17 แรงดันไฟฟ้า กำลังการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		ความต้องการใช้ไฟฟ้า	
	ขนาด (p.u.)	มุมเฟส (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )
6	1.005	-26.8	-	-	244.8	50.4
7	1.050	-40.9	255.0	154.9	225.0	45.0
8	0.981	-40.9	-	-	307.8	63.0
9	0.981	-24.7	-	-	315.0	64.8
10	0.995	-26.8	-	-	351.0	72.0
11	1.002	-13.8	-	-	-	-
12	0.989	-11.5	-	-	-	-
13	1.042	-2.8	502.4	229.6	477.0	97.2
14	1.037	-12.4	0.0	190.8	349.2	70.2
15	1.043	-3.9	182.8	104.6	570.6	115.2
16	1.050	-3.6	429.3	189.0	180.0	36.0
17	1.050	0.2	-	-	-	-
18	1.050	1.6	1020.0	65.3	599.4	122.4
19	1.033	-4.1	-	-	325.8	66.6
20	1.038	-1.2	-	-	230.4	46.8
21	1.050	0.0	1411.1	310.2	-	-
22	1.050	5.6	255.0	-40.3	-	-
23	1.050	1.6	858.5	95.1	-	-
24	1.033	-2.7	-	-	-	-

ตารางที่ 4.18 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งของระบบทดสอบ IEEE-RTS ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
1	2	16.2	-45.3	26.8
1	3	-90.1	44.5	56.1
1	5	42.7	37.7	31.8
2	4	30.2	28.1	23.0
2	6	-25.5	16.4	16.9
3	9	99.3	-7.4	57.0
3	24	-317.1	7.0	79.5
4	9	-103.6	32.1	63.2
5	10	-85.8	12.1	50.3
6	10	5.0	-108.3	61.7
7	8	30.0	109.9	62.0
8	9	-147.1	59.1	92.3
8	10	-132.7	41.7	81.0
9	11	-220.6	1.9	56.2
9	12	-263.4	27.8	67.5
10	11	-266.3	28.8	67.3
10	12	-308.6	56.6	78.8
11	13	-417.6	4.9	83.4
11	14	-72.2	-77.5	21.1
12	13	-331.6	-47.5	67.7
12	23	-244.4	-12.8	49.5
13	23	-97.4	-3.1	18.7
14	16	-421.9	47.9	81.9
15	16	-42.5	-38.4	11.0
15	21	-151.7	4.3	29.1
15	21	-151.7	4.3	29.1
15	24	-41.9	19.2	8.8

ตารางที่ 4.18 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งของระบบทดสอบ IEEE-RTS ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบทดสอบ IEEE-RTS

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
16	17	-277.0	41.7	53.3
16	19	53.3	67.8	16.4
17	18	-183.1	24.4	35.2
17	22	-96.2	4.8	18.4
18	21	118.5	-16.9	22.8
18	21	118.5	-16.9	22.8
19	20	-136.3	2.4	26.4
19	20	-136.3	2.4	26.4
20	23	-252.4	-19.0	48.8
20	23	-252.4	-19.0	48.8
21	22	-155.6	19.9	29.9
3	24	-484.1	-2.5	80.9
13	21	-644.0	-23.4	72.0
24	21	-845.6	-180.3	97.5
3	6	282.5	-34.3	87.6

#### วิเคราะห์ผลการศึกษา

จากผลการศึกษา จะเห็นได้ว่า เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่มีแผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ในระบบทางด้านแรงดัน 230 kV สายส่งที่เกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนโดยส่วนใหญ่ จะเป็นสายส่ง 230 kV ที่ทำหน้าที่ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากบัสที่มีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นมาสู่บัสต้นทาง ที่จะส่งกำลังไฟฟ้าไปในระบบ 138 kV เช่น สายส่ง 21-15 และ 15 -24 ทำหน้าที่ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากบัส 21 ซึ่งมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น มาให้บัส 24 ซึ่งเป็นบัสต้นทางในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปในระบบ 138 kV หรือ สายส่ง 18-17, 17-16 และ 16-14 ทำหน้าที่ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากบัส 18 ซึ่งมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น มาให้บัส 14 ซึ่งเป็นบัสต้นทางในการส่งจ่ายไฟฟ้าไปในระบบ 138 kV นอกจากนี้ เราจะเห็นได้ว่า หม้อแปลง 230/138 kV ที่เชื่อมโยงระหว่างบัส 24 กับ บัส 3 ยังเกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนอีกด้วย เนื่องจากจะต้องส่งกำลังไฟฟ้าจากระบบ 230 kV ไปในระบบ 138 kV ในปริมาณเพิ่มขึ้น

จากปัญหาที่ได้กล่าวมานั้น เราอาจสรุปได้ว่า สายส่งที่ทำหน้าที่ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างบัสที่มีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นกับบัสต้นทางที่จะส่งกำลังไฟฟ้าไปในระบบ 138 kV มีขีดจำกัดทางความร้อนไม่เพียงพอ ดังนั้น แผนงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า ตามตารางที่ 4.15 จึงประกอบด้วยสายส่งที่รองรับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้างกล่าว เช่น สายส่ง 21-24 และ 21-13 ทำหน้าที่ส่งกำลังไฟฟ้าจากบัส 21 มาให้บัส 24 และ 13 ตามลำดับ ซึ่งบัสทั้งสองเป็นบัสต้นทางในการส่งกำลังไฟฟ้าไปในระบบ 138 kV นอกจากนี้ ยังมีการติดตั้งหม้อแปลง 230/138 kV ชุดที่ 2 ขนาด 600 MVA ระหว่างบัส 24 และ 3 เพื่อรองรับการส่งกำลังไฟฟ้าจากระบบ 230 kV ไปสู่ระบบ 138 kV ที่เพิ่มขึ้น

อนึ่ง จากการทดลองแก้ปัญหาโดยใช้วิธีการออปติไมเซชันทางคณิตศาสตร์ในกรณีศึกษาที่พบว่า ได้แผนงานตรงกับวิธีวิริสติกที่นำเสนอ โดยใช้ระยะเวลาในการประมวลผลประมาณ 2 ชั่วโมง ในขณะที่วิธีวิริสติกที่นำเสนอ ใช้เวลาเพียง 90 วินาที เท่านั้น

#### 4.5 กรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

หัวข้อนี้ เป็นกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วยบัสจำนวน 59 บัส สายส่งจำนวน 116 เส้น มีความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในภาครวม 1816 MW และมีกำลังการผลิตภายในภาครวม 1209 MW

สายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกมีจำนวน 1349 รายการ โดยพิจารณาเฉพาะแรงดัน 230 และ 115 kV เท่านั้น การสร้างเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกจะคำนึงถึงระยะทางระหว่างบัสที่เป็นไปได้ในทางปฏิบัติ กล่าวคือ สายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกในระดับแรงดัน 115 และ 230 kV จะต้องมีระยะทางไม่มากกว่า 100 และ 200 กิโลเมตร ตามลำดับ ซึ่งระยะทางของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกจะคำนวณจากระยะขจัดระหว่างบัส โดยใช้ตำแหน่งทางภูมิศาสตร์จริงของสถานีไฟฟ้าแรงสูง และจะปรับระยะทางเพิ่มขึ้นอีก 10 เปอร์เซ็นต์

รูปที่ 4.3 แสดงแผนที่ระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย สำหรับรายละเอียดข้อมูลบัส กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายในภาค สายส่งและหม้อแปลงในระบบ แสดงอยู่ในภาคผนวก ข.3

ในกรณีศึกษา นี้ จะสมมติให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าของทุกบัสภายในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพิ่มขึ้น 75 % หรือประมาณ 1362 MW และมีแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส 55 (นครราชสีมา 2) และ 56 (น้ำพอง 2) ดังรายละเอียดตามตารางที่ 4.19



ขั้นตอนที่ 1 แก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า โดยใช้แบบจำลองกระแสตรง ซึ่งจะพิจารณาแก้ปัญหาเฉพาะขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเท่านั้น

จากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยแบบจำลองกระแสตรงพบว่า เกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนในระบบไฟฟ้าของสายส่งภายในภาค ดังรายละเอียดแสดงในตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 สายส่งหรือหม้อแปลงที่เกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

สายส่งหรือหม้อแปลง	รับภาระ (%)
หม้อแปลง 230/115 kV ที่ นครราชสีมา 2 ชุดที่ 1	122.7
หม้อแปลง 230/115 kV ที่ นครราชสีมา 2 ชุดที่ 2	126.8
หม้อแปลง 230/115 kV ที่ นครราชสีมา 2 ชุดที่ 3	123.0
หม้อแปลง 230/115 kV ที่ น้ำพอง 2 ชุดที่ 1	118.4
หม้อแปลง 230/115 kV ที่ น้ำพอง 2 ชุดที่ 2	124.0
สายส่ง 115 kV ร้อยเอ็ด – ยโสธร วงจรที่ 3	130.1
สายส่ง 115 kV ขอนแก่น 1 - ขอนแก่น 2 ทั้งสองวงจร	100.4
สายส่ง 115 kV ขอนแก่น 1 – มหาสารคาม	118.1
สายส่ง 115 kV หนองบัวลำภู – อุดรธานี 1	101.8

จากนั้น จะทำการแก้ปัญหาดังกล่าว ด้วยวิธีการที่นำเสนอในบทที่ 3 โดยหาแผนทางเลือกจำนวน 3 แผน ซึ่งแต่ละแผนใช้เซตของสายส่งทางเลือกที่เป็นเซตย่อยซึ่งแบ่งตามราคาของสายส่งทางเลือกที่ใช้เป็นทั้งหมด ดังแสดงรายละเอียดในหัวข้อที่ 3.2.6 จากนั้น เลือกแผนทางเลือกที่ราคาก่อสร้างต่ำที่สุด

สำหรับการหาแผนทางเลือกแต่ละแผนนั้นจะทำทั้งหมด 15 ครั้ง แล้วเลือกแผนงานที่มีราคาก่อสร้างต่ำที่สุด โดยใช้หลักการพิจารณาการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้นในการกำหนดเซตของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกในการหาคำตอบแต่ละครั้ง ตามรายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 3.2.4 แผนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าที่ได้ แสดงในตารางที่ 4.21



ตารางที่ 4.21 แผนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าของขั้นตอนที่ 1 ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

แผนงาน	จำนวน วงจร	ระยะทาง (กม.)	ราคา (ล้านบาท)
ติดตั้งหม้อแปลง 230/115 kV ชุดที่ 4 ขนาด 300 MVA ที่นครราชสีมา 2	1	-	95.0
ติดตั้งหม้อแปลง 230/115 kV ชุดที่ 3 ขนาด 200 MVA ที่น้ำพอง 2	1	-	80.0
ร้อยสายส่ง 115 kV ร้อยเอ็ด - ยโสธร วงจรที่ 3 (ขนาดสาย 95 mm <sup>2</sup> ) แล้วก่อสร้างใหม่เป็นขนาดสาย 477 MCM ACSR	1	68.5	109.2
ร้อยสายส่ง 115 kV ขอนแก่น 1 – ขอนแก่น 2 ทั้งสองวงจร (ขนาดสาย 477 MCM ACSR) แล้วก่อสร้างใหม่เป็นขนาดสาย 2x795 MCM ACSR	1	7.0	41.5
ร้อยสายส่ง 115 kV ขอนแก่น 1 – มหาสารคาม (ขนาดสาย 95 mm <sup>2</sup> ) แล้วก่อสร้างใหม่เป็นขนาดสาย 477 MCM ACSR	1	85.9	131.8
ร้อยสายส่ง 115 kV หนองบัวลำภู – อุดรธานี 1 (ขนาดสาย 477 MCM ACSR) แล้วก่อสร้างใหม่เป็นขนาดสาย 795 MCM ACSR	1	51.4	107.1
รวม			564.6

เมื่อเพิ่มแผนงานดังกล่าวเข้าไปในระบบไฟฟ้า แล้วทำการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยแบบจำลองกระแสสลับ พบว่า ยังไม่สามารถหาผลตอบของ power flow ได้ เนื่องจากยังขาดแคลนแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระบบ จึงต้องแก้ปัญหาในขั้นตอนที่ 2 ต่อไป

ขั้นตอนที่ 2 แก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ ด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในตำแหน่งที่เหมาะสม ร่วมกับการปรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งนี้ เพื่อแก้ปัญหาการขาดแคลนแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระบบ ปัญหาขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส และปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเนื่องจากการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส ถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่าง 0.98 และ

1.05 p.u. จากนั้นจะใช้วิธีการอุปดิโมเซชันทางคณิตศาสตร์แก้ปัญหา โดยพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้แอกทีฟที่ชดเชยที่บัสเป็นค่าต่อเนื่อง

สำหรับราคาติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้แอกทีฟ ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 300,000 บาทต่อ MVar

แผนงานติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้แอกทีฟ จากการแก้ปัญหาในขั้นตอนที่ 2 แสดงในตารางที่ 4.22 โดยค่าชดเชยกำลังไฟฟ้แอกทีฟที่เป็นลบ หมายถึง การปลดอุปกรณ์ประเภทคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งอยู่เดิมในระบบออกตามค่าดังกล่าว

ตารางที่ 4.22 ค่ากำลังไฟฟ้แอกทีฟชดเชยที่บัสต่างๆ ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	สถานีไฟฟ้าแรงสูง	ค่ากำลังไฟฟ้แอกทีฟที่ชดเชย (MVar)	ราคา (ล้านบาท)
1	อำนาจเจริญ	71.0	21.29
3	บ้านดุง	7.1	2.14
4	บ้านไผ่	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
5	บึงกาฬ	13.6	4.08
6	บุรีรัมย์	84.9	25.46
7	ชัยภูมิ	-14.2	-
9	ชุมแพ	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
10	กาฬสินธุ์	90.5	27.16
11	กันทรลักษ์	6.9	2.07
12	ขอนแก่น 1	-39.0	-
13	ขอนแก่น 2	52.3	15.69
14	คง	29.6	8.89
15	เลย	20.1	6.03
16	มหาสารคาม	66.6	19.99
17	มุกดาหาร	33.4	10.02
18	นครพนม	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
19	นครราชสีมา 1	-45.7	-
20	นครราชสีมา 2	94.8	28.45

ตารางที่ 4.22 ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ชดเชยที่บัสต่างๆ ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	สถานีไฟฟ้าแรงสูง	ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ชดเชย (MVar)	ราคา (ล้านบาท)
21	น้ำพอง 1	118.2	35.47
23	น้ำพุง	5.0	1.50
24	หนองบัวลำภู	55.2	16.56
25	หนองหาน	26.2	7.87
26	หนองคาย	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
27	ปากช่อง	-14.7	-
29	พังโคน	28.1	8.43
30	พยัคฆภูมิพิสัย	70.5	21.16
31	พล	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
32	โพนทอง	17.6	5.27
33	ประโคนชัย	20.5	6.16
34	ร้อยเอ็ด	51.3	15.38
35	สกลนคร 1	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
37	สังขะ	11.9	3.58
38	ศรีสะเกษ	35.6	10.68
39	สีคิ้ว	-15.2	-
41	สมเด็จพระเจ้าตากสินมหาราช	40.2	12.07
42	สุรินทร์	14.0	4.21
43	ธาตุพนม	0.4	0.12
45	อุบลราชธานี 1	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
46	อุบลราชธานี 2	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
47	อุดรธานี 1	125.8	37.74
48	อุดรธานี 2	ปลดตัวต่อขนานออกจากระบบทั้งหมด	-
49	ยโสธร	121.0	36.30
57	ร้อยเอ็ด	44.7	13.42
รวม (เฉพาะที่ติดตั้งเพิ่มเติม)		1357.3	407.19

ภายหลังจากการแก้ปัญหาตามขั้นตอนทั้งสองดังกล่าวแล้ว ทำการคำนวณ power flow จะได้ผลตอบแสดงในตารางที่ 4.23 และ 4.24

ตารางที่ 4.23 แรงดันไฟฟ้า กำลังการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบไฟฟ้าในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		ความต้องการใช้ไฟฟ้า	
	ขนาด (p.u.)	มุมเฟส (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )
1	1.050	-61.9	-	-	39.9	24.7
2	0.998	-25.2	-	-	15.0	9.3
3	0.981	-54.7	-	-	7.9	4.9
4	1.000	-32.9	-	-	46.9	29.0
5	0.980	-61.4	-	-	23.6	14.6
6	1.015	-46.7	-	-	95.2	59.0
7	1.016	-24.0	-	-	94.6	58.6
8	1.031	-30.9	40.0	18.3	0.9	0.5
9	0.984	-33.7	-	-	53.5	33.2
10	1.050	-46.2	-	-	75.2	46.6
11	0.980	-65.9	-	-	22.4	13.9
12	1.037	-32.2	-	-	139.9	86.7
13	1.042	-34.3	-	-	62.9	39.0
14	1.001	-35.3	-	-	103.1	63.9
15	0.994	-70.6	-	-	71.6	44.4
16	1.050	-46.4	-	-	93.0	57.6
17	0.980	-63.2	-	-	78.3	48.5
18	1.022	-52.2	-	-	32.2	19.9
19	1.031	-28.7	-	-	113.9	70.6
20	1.046	-26.6	-	-	253.5	157.1
21	1.047	-32.1	-	-	118.8	73.6
22	1.050	-30.2	-	-	-	-

ตารางที่ 4.23 แรงดันไฟฟ้า กำลังการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบไฟฟ้าในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		ความต้องการใช้ไฟฟ้า	
	ขนาด (p.u.)	มุมเฟส (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)
23	1.036	-52.1	-	-	8.1	5.0
24	1.027	-60.5	-	-	50.5	31.3
25	0.981	-54.1	-	-	46.8	29.0
26	0.995	-50.0	-	-	89.7	55.6
27	0.983	-27.3	-	-	74.3	46.0
28	1.048	-61.4	60.0	30.3	1.8	1.1
29	0.980	-56.3	-	-	117.0	72.5
30	1.050	-54.1	-	-	115.7	71.7
31	1.007	-28.3	-	-	33.1	20.5
32	1.048	-48.5	-	-	37.0	22.9
33	1.002	-50.6	-	-	49.1	30.5
34	1.050	-46.0	-	-	80.6	50.0
35	1.028	-52.5	-	-	30.6	19.0
36	1.034	-51.6	-	-	-	-
37	1.012	-57.1	-	-	27.9	17.3
38	0.986	-65.8	-	-	141.1	87.4
39	0.997	-28.2	-	-	83.8	51.9
40	1.007	-64.1	30.0	17.5	44.6	27.7
41	1.050	-50.8	-	-	54.9	34.1
42	1.014	-55.0	-	-	65.1	40.3
43	0.980	-58.3	-	-	29.3	18.2
44	1.050	-31.7	16.0	-1.8	0.9	0.5
45	0.992	-64.2	-	-	89.4	55.4
46	0.998	-64.0	-	-	109.1	67.6
47	1.006	-49.5	-	-	83.3	51.6

ตารางที่ 4.23 แรงดันไฟฟ้า กำลังการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสของระบบไฟฟ้าในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		ความต้องการใช้ไฟฟ้า	
	ขนาด (p.u.)	มุมเฟส (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารืแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารืแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )
48	0.989	-48.4	-	-	78.1	48.4
49	1.050	-58.4	-	-	66.0	40.9
50	1.035	-21.3	-	-	-	-
51	1.033	-26.8	-	-	-	-
52	1.037	-26.1	-	-	-	-
53	1.014	-17.6	250.0	-57.5	0.9	0.5
54	1.044	-49.0	-	-	-	-
55	1.050	-20.2	700.0	342.5	-	-
56	1.050	-23.7	1225.0	174.3	28.0	17.4
57	1.029	-39.3	-	-	-	-
58	1.039	-50.3	-	-	-	-
59	1.016	-61.7	-	-	-	-

ตารางที่ 4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้าของสายส่งในระบบไฟฟ้า ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารืแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
1	17	16.6	9.5	27.3
1	45	28.5	25.2	22.3
1	49	-42.5	15.5	35.9
1	49	-42.5	15.5	35.9
2	7	-15.0	-9.3	10.8
3	25	-7.9	2.0	6.9
4	12	-21.0	-26.2	28.0

ตารางที่ 4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้าของสายส่งในระบบไฟฟ้า ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
4	20	-25.9	-2.8	21.7
5	29	-23.6	7.2	20.9
6	19	-75.0	43.7	89.1
6	20	-79.6	34.0	71.1
6	20	-79.6	34.0	71.1
6	33	50.3	-7.1	41.7
6	42	88.8	-34.6	97.8
7	31	44.7	-8.5	37.3
8	9	39.1	17.8	34.8
9	12	-15.3	-16.1	18.8
10	13	-89.9	45.8	80.1
10	13	-89.9	45.8	80.1
10	16	1.5	-2.1	3.7
10	34	-3.0	0.2	2.4
10	34	-3.0	0.2	2.4
10	35	34.8	-2.1	20.4
10	41	74.3	-14.6	44.3
11	46	-22.4	-7.2	14.7
12	14	16.4	1.3	13.2
12	21	-5.9	-11.6	10.5
12	21	-5.9	-11.6	10.5
12	31	-11.3	21.9	35.4
12	44	-7.1	-3.1	11.1
14	19	-87.1	12.8	73.2
15	24	-71.6	15.7	61.5
16	34	-3.6	2.2	6.1
17	43	-62.5	16.2	40.4
18	36	-6.0	-1.9	9.2

ตารางที่ 4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้าของสายส่งในระบบไฟฟ้า ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
18	43	68.0	13.3	41.6
19	20	-146.8	-19.5	88.1
19	20	-146.8	-19.5	88.1
19	31	2.1	3.2	5.5
20	27	15.0	23.9	22.9
20	39	47.6	41.7	51.3
21	22	-295.5	26.6	86.9
21	22	-295.5	26.6	86.9
21	44	-7.9	2.5	11.9
21	47	109.7	-8.2	87.6
21	47	109.7	-8.2	87.6
21	48	124.4	-2.1	99.0
21	48	124.4	-2.1	99.0
23	35	9.9	7.2	7.3
23	41	-17.9	-6.9	11.4
25	29	20.2	-7.1	18.2
25	48	-74.8	21.4	66.1
26	47	-9.2	-5.8	9.1
26	47	-7.5	-2.0	11.6
28	46	29.1	14.6	25.9
28	46	29.1	14.6	25.9
29	35	-47.7	-13.9	42.3
29	35	-39.1	-7.3	42.3
29	48	-34.5	14.3	39.7
30	34	-63.0	17.2	38.2
30	34	-63.0	17.2	38.2
30	42	10.3	13.0	9.7
32	34	-36.9	6.4	22.0



ตารางที่ 4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้าของสายส่งในระบบไฟฟ้า ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar)	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
34	49	111.1	-28.0	90.9
34	49	111.1	-28.0	90.9
35	36	-52.8	-11.4	16.1
35	36	-52.8	-11.4	16.1
35	43	29.3	-11.9	37.9
37	42	-27.9	4.3	17.1
38	46	-16.8	-1.4	14.3
38	46	-16.8	-1.4	14.3
38	49	-53.7	-4.2	45.5
38	49	-53.7	-4.2	45.5
40	45	4.3	2.8	7.6
40	45	4.3	2.8	7.6
45	46	-7.2	-6.3	8.0
45	46	-7.2	-6.3	8.0
45	49	-38.6	-7.0	33.0
47	48	-34.8	65.5	62.5
50	52	125.2	-23.1	28.7
50	52	125.2	-23.1	28.7
50	55	-31.1	-25.0	9.0
50	55	-31.1	-25.0	9.0
51	52	-258.6	-37.8	59.0
51	52	-258.6	-37.8	59.0
52	56	-300.2	-55.6	34.3
52	56	-300.2	-55.6	34.3
52	57	303.5	-6.4	68.2
52	57	303.5	-6.4	68.2
53	55	91.9	-93.6	30.2
53	55	91.9	-93.6	30.2

ตารางที่ 4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้าของสายส่งในระบบไฟฟ้า ในกรณีศึกษาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

สายส่ง		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVA <sub>r</sub> )	รับภาระ (%)
จากบัส	ถึงบัส			
54	58	40.9	-4.8	9.2
50	7	78.6	33.3	41.2
50	7	75.7	32.0	39.7
51	12	169.7	24.8	83.0
51	12	173.8	25.4	85.0
51	12	173.8	25.4	85.0
54	18	94.2	37.4	48.5
55	20	196.9	41.1	95.8
55	20	203.4	42.5	99.0
55	20	197.4	41.2	96.0
56	22	190.3	10.5	90.8
56	22	199.3	11.0	95.1
57	34	192.7	-21.5	94.2
57	34	202.5	-22.6	99.0
57	34	192.7	-21.5	94.2
58	36	37.3	8.1	18.4
58	36	37.3	8.1	18.4
58	36	37.3	8.1	18.4
59	46	61.6	28.9	33.5
59	46	61.6	28.9	33.5
12	13	258.3	-66.9	79.0
12	16	95.8	-26.7	80.2
24	47	-126.4	56.1	82.7
34	49	107.9	-25.5	88.4
55	20	221.5	20.9	70.6
56	22	204.4	11.3	97.5

### วิเคราะห์ผลการศึกษา

จากผลการศึกษา จะเห็นว่า เมื่อมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จะทำให้เกิดปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนและเสถียรภาพทางด้านแรงดันไฟฟ้าซึ่งเกิดจากการขาดแคลนกำลังไฟฟ้ที่ฟ้ในระบบ โดยจากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยแบบจำลองกระแสตรง เราพบว่า สายส่งหรือหม้อแปลงส่วนใหญ่ที่เกิดปัญหานั้นอยู่ในเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสที่มีการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าไปสู่บริเวณที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า เช่น หม้อแปลง 230/115 kV ที่ สฟ. นครราชสีมา 2 และน้ำพอง 2 เป็นหม้อแปลงที่รับกำลังไฟฟ้าจากบัส 230 kV ที่มีการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายต่อไปในระบบ 115 kV หรือสายส่ง 115 kV ร้อยเอ็ด – ยโสธร จัดเป็นสายส่งที่สำคัญในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปให้พื้นที่ใช้ไฟฟ้าบริเวณด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้ของภาค (จังหวัดยโสธร อุบลราชธานี อำนาจเจริญ และศรีสะเกษ)

ดังนั้น แผนการก่อสร้างขยายระบบส่งไฟฟ้าภายในภาค จึงเป็นการก่อสร้างที่ช่วยเพิ่มขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งหรือหม้อแปลงในเส้นทางดังกล่าวให้มีค่ามากขึ้น โดยในกรณีของหม้อแปลงจะเป็นการติดตั้งเพิ่มเติม แต่ในส่วนของสายส่ง จะเป็นการก่อสร้างโดยการรื้อสายส่งเส้นเดิมออกแล้วก่อสร้างใหม่ให้มีขนาดสายใหญ่ขึ้น

มีข้อสังเกตเพิ่มเติมจากผลการศึกษาในเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าภายหลังการก่อสร้างแผนงานดังกล่าวแล้ว จะเห็นได้ว่า การก่อสร้างสายส่ง 115 kV ขอนแก่น 1 – ขอนแก่น 2 ขนาดสาย 2x795 MCM ACSR จำนวน 1 วงจร โดยการรื้อสายส่งเส้นเดิมซึ่งมีขนาดสาย 477 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร ออก แม้ว่าภายหลังการก่อสร้าง สายส่งเส้นใหม่จะมีขีดจำกัดทางความร้อนที่สูงขึ้น แต่หากพิจารณาในด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าแล้ว การเลือกก่อสร้างสายส่งขนาดสาย 795 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร ซึ่งมีขีดจำกัดทางความร้อนเท่ากับสายส่งขนาดสาย 2x795 MCM ACSR จำนวน 1 วงจร น่าจะทำให้ระบบไฟฟ้าภายหลังจากก่อสร้างมีความเชื่อถือได้สูงกว่า อย่างไรก็ตาม ข้อพิจารณาดังกล่าวไม่ได้อยู่ในขอบเขตของการศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ จึงทำให้กระบวนการที่ใช้ในการหาแผนงานที่น่าเสนอเลือกก่อสร้างสายส่งที่มีขนาดสาย 2x795 MCM ACSR จำนวน 1 วงจร แทน เนื่องจากมีราคาก่อสร้าง (รวมราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งสองแห่ง) ต่ำกว่า

## บทที่ 5

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้ ได้กล่าวถึงการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการทางฮิวริสติก โดยได้นำเสนอขั้นตอนการคัดเลือกสายส่ง เพื่อแก้ปัญหาขีดจำกัดทางด้านความร้อนที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ด้วยกำหนดค่าดัชนีของสายส่งทางเลือกที่สะท้อนถึงความสามารถในการแก้ปัญหา พร้อมทั้งปรับปรุงขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้น เพื่อให้แผนงานที่หาได้ใกล้เคียงกับ global optimum มากขึ้น และเนื่องด้วยระยะเวลาที่ใช้การหาผลตอบของแผนงานด้วยวิธีฮิวริสติกนั้นน้อยมาก ในวิทยานิพนธ์นี้ จึงใช้แนวทางการหาแผนงานจำนวนหลายแผน แล้วเลือกแผนงานที่ดีที่สุดถึงสองระดับ กล่าวคือในระดับแรก เป็นการหาแผนงานจากเซตย่อยของสายส่งทางเลือกที่แบ่งตามราคาก่อสร้าง และในระดับที่สอง เป็นการหาแผนงานจากเซตย่อยของสายส่งทางเลือกที่แบ่งตามสมรรถนะในด้านการแก้ปัญหาทางระบบไฟฟ้า ซึ่งได้นำเสนอไว้สองวิธี คือ การพิจารณาจากการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า และการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น นอกจากนี้ วิธีการที่นำเสนอยังใช้วิธีการกำหนดสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกแต่ละรายการแบบแยกชนิด ซึ่งจะถูกลีเลือกก่อสร้างได้เพียงรายการเดียวในเซตเดินสายส่งไฟฟ้า แทนที่จะพิจารณารวมเป็นชนิดเดียวที่มีจำนวนวงจรเปลี่ยนไป ทั้งนี้เพื่อแก้ปัญหาความไม่เชิงเส้นระหว่างราคาก่อสร้างกับจำนวนวงจรของฟังก์ชันราคา รวมทั้งสามารถรองรับกับการก่อสร้างสายส่งในเซตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิม ด้วยการรื้อสายส่งที่มีอยู่แล้วออก

จากผลการทดสอบ สรุปได้ว่า ขั้นตอนการลดสายส่งที่ไม่จำเป็นออกจากแผนงานเริ่มต้นที่นำเสนอ สามารถปรับปรุงคุณภาพของแผนงานให้ดีขึ้นได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง กรณีของระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ นอกจากนี้ การหาแผนงานจำนวนหลายแผน แล้วเลือกแผนงานที่ดีที่สุดโดยใช้เซตย่อยของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกที่แตกต่างกันไป ซึ่งพิจารณาจากการแก้ปัญหาขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่งเฉพาะเส้น ยังสามารถปรับปรุงคุณภาพของแผนงานให้ดียิ่งขึ้นด้วย

ถึงแม้ว่าผลตอบที่ได้จากวิธีการฮิวริสติก อาจไม่สามารถยืนยันได้ว่า เป็น global optimum แต่หากพิจารณาทางด้านระยะเวลาที่ใช้ในการหาผลตอบกับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ วิธีการฮิวริสติกจัดเป็นวิธีที่มีศักยภาพสูงสุด ที่จะสามารถพัฒนาต่อไปเป็นการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้นในอนาคตได้ โดยเฉพาะหากเราคำนึงถึงความไม่แน่นอนของพารามิเตอร์

หลักต่างๆ เช่น ความต้องการใช้ไฟฟ้า สมรรถนะของสายส่ง ความพร้อมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า เป็นต้น

## 5.2 ข้อเสนอแนะ

เนื่องด้วยปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้านั้น มีความซับซ้อน จึงมีข้อพิจารณาบางประการที่ถูกละเลยไปในการจัดทำวิทยานิพนธ์นี้ ซึ่งควรได้รับการพิจารณาอย่างกว้างขวางมากขึ้น ในการศึกษาขั้นต่อไป เช่น

1. การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น ซึ่งเป็นการวางแผนที่ใช้สำหรับช่วงเวลาการวางแผนที่ยาว และต้องแบ่งช่วงเวลาดังกล่าวออกเป็นชั้นย่อย โดยแผนงานในแต่ละชั้นย่อยจะมีความสัมพันธ์ระหว่างกัน กระบวนวิธีการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบหลายชั้น สามารถพัฒนาต่อจากกระบวนวิธีการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบชั้นเดียว

2. การพิจารณาข้อจำกัดอื่นๆ ในปัญหาการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า นอกจากขีดจำกัดทางความร้อนของสายส่ง และขีดจำกัดทางแรงดันไฟฟ้าที่บัส เช่น เสถียรภาพชั่วคราว (Transient stability) ในระบบไฟฟ้า และการพิจารณาเหตุขัดข้องที่อาจเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าทั้งในเชิง probabilistic และ deterministic สามารถทำได้โดยการเพิ่มข้อจำกัดเหล่านั้นเข้าไปในปัญหา

## รายการอ้างอิง

- [1] Wang, X., and McDonald, J. R. Modern power system planning. London: McGraw-Hill, 1994.
- [2] Sullivan, W. G., Wicks, E. M., and Luxhoj, J. T. Engineering economy. New Jersey: Prentice Hall, 2003.
- [3] Latorre, G., Cruz, R. D., Areiza, J. M., and Villegas, A. Classification of publications and models on transmission expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems 18, 2 (May 2003): 938–946.
- [4] Romero, R., Monticelli, A., Garcia, A., and Haffner, S. Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. IEE Proceedings Generation Transmission & Distribution 149, 1 (January 2002): 27–36.
- [5] Sanchez, I. G., Romero, R., Mantovani, J. R. S., and Rider, M. J. Transmission expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique. IEE Proceedings Generation Transmission & Distribution 152, 6 (November 2005): 763–769.
- [6] Bahiense, L., Oliveira, G. C., Pereira, M., and Granville, S. Mixed integer disjunctive model for transmission network expansion. IEEE Transactions on Power Systems 16, 3 (August 2001): 560–565.
- [7] Escobar, A. H., Gallego, R. A., and Romero, R. Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems. IEEE Transactions on Power Systems 19, 2 (May 2004): 735–744.
- [8] Romero, R., and Monticelli, A. A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems 9, 10 (February 1994): 373–380.
- [9] Haffner, S., Monticelli, A., Garcia, A., Mantovani, J., and Romero, R. Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model. Proceedings Institute of Electrical and Electronics Engineers-Generation Transmission and Distribution 147 (May 2000): 149–156.

- [10] Binato, S., Pereira, M. V. F., and Granville, S. A new benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. IEEE Transactions on Power Systems 16, 2 (May 2001): 235–240.
- [11] Oliveira, G. C., Costa, A. P. C., and Binato, S. Large scale transmission network planning using optimization and heuristic techniques. IEEE Transactions on Power Systems 10, 4 (November 1995): 1828–1834.
- [12] Romero, R., Rocha, C., Mantovani, J. R. S., and Sanchez, I. G. Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning. IEE Proceedings Generation Transmission & Distribution 152, 2 (March 2005): 277–282.
- [13] Oliveira, E. J., Silva, I. C., Pereira, J. L. R., and Carneiro, S. Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variable. IEEE Transactions on Power Systems 20, 3 (August 2005): 1616-1621.
- [14] Bayona, G. L., and Arriaga, I. J. P. Chopin a heuristic model for long term transmission expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems 9, 4 (November 1994): 1886–1894.
- [15] Pereira, M. V., and Pinto, L. M. V. G. Application of sensitivity analysis of load supplying capability. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-104, 2 (February 1985): 381–389.
- [16] Monticelli, A., Santos, A., Jr., Pereira, M. V. F., Cunha, S. H. F., Parker, B. J., and Praça, J. C. G. Interactive Transmission network planning using a least-effort criterion. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-101, 10 (October 1982): 3919–3925.
- [17] Silva, E. L., Gil, H. A., and Areiza, J. M. Transmission network expansion planning under an improve genetic algorithm. IEEE Transactions on Power Systems 15, 3 (August 2000): 1168–1175.
- [18] Romero, R., Gallego, R. A., and Monticelli, A. Transmission system expansion planning by simulated annealing. IEEE Transactions on Power Systems 11 (February 1996): 364–369.
- [19] Wen, F., and Chang, C. S. Transmission network optimal planning using the tabu search method. Electric Power Systems Research 42 (August 1997): 153–163.

- [20] Binato, S., Oliveira, G. C., and Araújo, J. L. A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems 16, 2 (May 2001): 247–253.
- [21] Bialek, J. Tracing the flow of electricity. IEE Proceedings Generation Transmission & Distribution 143, 4 (July 1996): 313–320.
- [22] Reta, J., and Vargas, A. Electricity tracing and loss allocation methods based on electric concepts. IEE Proceedings Generation Transmission & Distribution 148, 6 (November 2001): 518–522.
- [23] Grainger, J. J., and Stevenson, W. D., Jr., Power system analysis. Singapore: McGraw-Hill, 1994.
- [24] Billinton, R., and Li, W. Reliability assessment of electric power systems using monte carlo methods. New York: Prenum Press, 1994.





ภาคผนวก

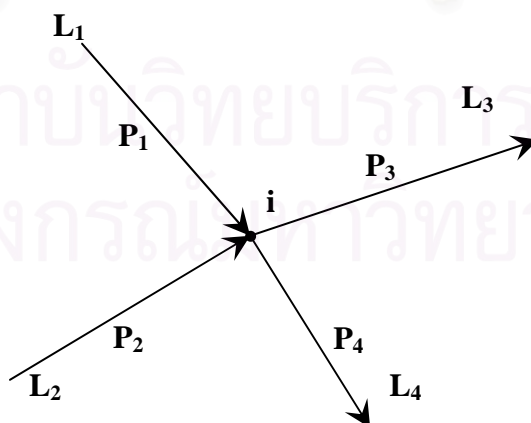
สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ภาคผนวก ก

### การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้า

ในระบบส่งจ่ายไฟฟ้ากำลังแบบเรเดียล การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถกระทำได้ไม่ยาก และเราสามารถหาได้ว่าโรงไฟฟ้าแต่ละโรงหรือผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายใช้สายส่งไฟฟ้าในระบบเส้นใดและมีปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านในสายส่งเส้นนั้นสำหรับโรงไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟารายนั้นเป็นจำนวนเท่าใด แต่สำหรับระบบส่งจ่ายไฟฟ้ากำลังที่มีโครงสร้างเป็นโครงข่ายที่มีลักษณะการจัดเรียงสายส่งเป็นวงรอบอยู่ด้วยนั้น การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบอาจทำได้ยาก เนื่องจากมีการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เป็นวงรอบ การตรวจสอบว่าโรงไฟฟ้าแต่ละโรงหรือผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายใช้สายส่งไฟฟ้าในระบบเส้นใดบ้างนั้นจำเป็นต้องใช้วิธีการที่ซับซ้อนขึ้น

ในปี ค.ศ. 1996 J.Bialek ได้เสนอวิธีการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบโดยใช้หลักการแบ่งตามสัดส่วน (Proportional sharing principle) [21] วัตถุประสงค์ของการนำเสนอวิธีการดังกล่าวของ Bialek ก็คือต้องการใช้เป็นหลักเกณฑ์ในการคำนวณว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้นนั้นไหลมาจากโรงไฟฟ้าใดหรือไหลไปจ่ายให้ผู้ใช้ไฟฟารายใด เพื่อที่จะนำไปคำนวณหาค่าผ่านสายส่ง (Transmission wheeling charge) หรือการแบ่งความรับผิดชอบในเรื่องค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง (Loss cost allocation) [22] หลักการแบ่งตามสัดส่วนที่ Bialek เสนอแสดงได้ดังรูปที่ ก.1



รูปที่ ก.1 หลักการแบ่งตามสัดส่วน

ในรูปที่ ก.1 สายส่ง  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  และ  $L_4$  เชื่อมต่อกับโหนด  $i$  กำลังไฟฟ้าไหลเข้าสู่บัส  $i$  ผ่านทางสายส่ง  $L_1$  และ  $L_2$  มีปริมาณ  $P_1$  และ  $P_2$  กำลังไฟฟ้าไหลออกจากบัส  $i$  ผ่านทางสายส่ง  $L_3$  และ  $L_4$  มีปริมาณ  $P_3$  และ  $P_4$  จากหลักการแบ่งตามสัดส่วน เราอาจกล่าวได้ว่า ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง  $L_3$  และ  $L_4$  ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าที่ไหลมาจากสายส่ง  $L_1$  และ  $L_2$  กล่าวคือ

$$P_3 = P_{31} + P_{32} \quad (\text{ก.1})$$

$$P_4 = P_{41} + P_{42} \quad (\text{ก.2})$$

โดย

$$P_{31} = \frac{P_1}{P_1 + P_2} P_3 \quad ; \quad P_{32} = \frac{P_2}{P_1 + P_2} P_3 \quad (\text{ก.3})$$

$$P_{41} = \frac{P_1}{P_1 + P_2} P_4 \quad ; \quad P_{42} = \frac{P_2}{P_1 + P_2} P_4 \quad (\text{ก.4})$$

จากหลักการแบ่งตามสัดส่วนข้างต้น เราสามารถนำไปใช้ในการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้นนั้นไหลมาจากโรงไฟฟ้าใด หรือไหลไปจ่ายให้ผู้ใช้ไฟฟารายใด โดยกระบวนการวิธีการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นมี 2 ประเภทคือ การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบต้นน้ำ(Upstream looking algorithm) และการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบปลายน้ำ(Downstream looking algorithm)

### ก.1 การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบต้นน้ำ (Upstream looking algorithm)

ในการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบต้นน้ำเราจะพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่บัสใด ๆ ในระบบ ซึ่งกำลังไฟฟารวมที่ไหลเข้าสู่บัส  $i$  สามารถเขียนได้เป็น

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i''} |P_{ij}| + P_{Gi} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{ก.5})$$

โดย  $\alpha_i''$  คือเซตของบัสที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่บัส  $i$ ,  $P_{ij}$  คือกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง  $ij$  และ  $P_{Gi}$  คือกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส  $i$  จากสมการ (ก.5) เราจะได้

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i''} |P_{ij}| = P_{Gi} \quad (\text{ก.6})$$

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i''} \left( \frac{|P_{ij}|}{P_j} P_j \right) = P_{Gi} \quad (\text{ก.7})$$

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i''} c_{ij} P_j = P_{Gi} \quad (\text{ก.8})$$

หรือเขียนอยู่ในรูปเมตริกซ์ได้เป็น

$$\mathbf{A}_u \mathbf{P} = \mathbf{P}_G \quad (\text{ก.9})$$

โดย

$$[\mathbf{A}_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & ; i = j \\ -c_{ij} = -\frac{|P_{ij}|}{P_j} & ; j \in \alpha_i^u \\ 0 & ; otherwise \end{cases} \quad (\text{ก.10})$$

และ  $\mathbf{P}_G$  คือเวกเตอร์แนวตั้งแสดงกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัสต่างๆ

ดังนั้น

$$\mathbf{P} = \mathbf{A}_u^{-1} \mathbf{P}_G \quad (\text{ก.11})$$

หรือ

$$P_i = \sum_{k=1}^n \left( [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \right) \quad (\text{ก.12})$$

สมการ (ก.12) แสดงให้เห็นว่ากำลังไฟฟ้ายรวมที่ไหลเข้าสู่บัส  $i$  ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าที่จ่ายมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$  ใดๆในระบบ ( $P_{Gk}$ ) โดยมีสัมประสิทธิ์ของเมตริกซ์  $\mathbf{A}_u^{-1}$  เป็นตัวกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านั้น

นอกจากนี้เราสามารถใช้อยู่ผลลัพท์ที่ได้จากสมการ (ก.12) กำหนดหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$  ใดๆในระบบผ่านสายส่ง  $im$  ใดๆในระบบได้ดังนี้

$$|P_{im}| = \frac{|P_{im}|}{P_i} P_i = \frac{|P_{im}|}{P_i} \sum_{k=1}^n \left( [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \right) = \sum_{k=1}^n D_{im,k}^G P_{Gk} \quad (\text{ก.13})$$

โดย  $m \in \alpha_i^d$ ,  $\alpha_i^d$  คือเซตของบัสที่รับกำลังไฟฟ้าจากบัส  $i$  และ  $D_{im,k}^G$  คือตัวประกอบที่แสดงถึงความมีส่วนร่วมในการใช้สายส่ง  $im$  ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$

$$D_{im,k}^G = \frac{|P_{im}|}{P_i} [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} \quad (\text{ก.14})$$

## ก.2 การติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบปลายน้ำ (Downstream looking algorithm)

ในทำนองเดียวกันกับการติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบต้นน้ำเราสามารถติดตามการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบปลายน้ำได้ โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากบัส  $i$  ใดๆในระบบสามารถเขียนได้เป็น

$$P_i = \sum_{m \in \alpha_i^d} |P_{im}| + P_{Li} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{ก.15})$$

โดย  $\alpha_i^d$  คือเซตของบัสที่รับกำลังไฟฟ้าจากบัส  $i$ ,  $P_{im}$  คือกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง  $im$  และ  $P_{Li}$  คือความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส  $i$  จากสมการ (ก.15) เราจะได้

$$P_i - \sum_{m \in \alpha_i^d} |P_{im}| = P_{Li} \quad (\text{ก.16})$$

$$P_i - \sum_{m \in \alpha_i^d} \left( \frac{|P_{im}|}{P_m} P_m \right) = P_{Li} \quad (\text{ก.17})$$

$$P_i - \sum_{m \in \alpha_i^d} c_{im} P_m = P_{Li} \quad (\text{ก.18})$$

หรือเขียนอยู่ในรูปเมตริกซ์ได้เป็น

$$\mathbf{A}_d \mathbf{P} = \mathbf{P}_L \quad (\text{ก.19})$$

โดย

$$[\mathbf{A}_d]_{im} = \begin{cases} 1 & ; i = m \\ -c_{im} = -\frac{|P_{im}|}{P_m} & ; m \in \alpha_i^d \\ 0 & ; otherwise \end{cases} \quad (\text{ก.20})$$

และ  $\mathbf{P}_L$  คือเวกเตอร์แนวตั้งแสดงโหลดที่บัสต่างๆ

ดังนั้น

$$\mathbf{P} = \mathbf{A}_d^{-1} \mathbf{P}_L \quad (\text{ก.21})$$

หรือ

$$P_i = \sum_{k=1}^n ([\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} P_{Lk}) \quad (\text{ก.22})$$

สมการ (ก.22) แสดงให้เห็นว่ากำลังไฟฟารวมที่ไหลออกจากบัส  $i$  ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าที่จ่ายไปให้โหลดหรือความต้องการไฟฟ้าที่บัส  $k$  ใดๆในระบบ ( $P_{Lk}$ ) โดยมีสัมประสิทธิ์ของเมตริกซ์  $\mathbf{A}_d^{-1}$  เป็นตัวกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จะจ่ายไปให้โหลดเหล่านั้น

นอกจากนี้เราสามารถใช้อยู่ผลลัพท์ที่ได้จากสมการ (ก.22) คำนวณหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายไปให้โหลดที่บัส  $k$  ใดๆในระบบผ่านทางสายส่ง  $ij$  ได้ดังนี้

$$|P_{ij}| = \frac{|P_{ij}|}{P_i} P_i = \frac{|P_{ij}|}{P_i} \sum_{k=1}^n ([\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} P_{Lk}) = \sum_{k=1}^n D_{ij,k}^L P_{Lk} \quad (\text{ก.23})$$

โดย  $j \in \alpha_i''$ ,  $\alpha_i''$  คือเซตของบัสที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้บัส  $i$  และ  $D_{ij,k}^L$  คือตัวประกอบที่แสดงถึงความร่วมมือในการใช้สายส่ง  $ij$  ของโหลดที่บัส  $k$

$$D_{ij,k}^L = \frac{P_{ij}}{P_i} [\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} \quad (\text{ก.24})$$



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ภาคผนวก ข

### ข้อมูลระบบทดสอบ

ภาคผนวก ข นี้ แสดงข้อมูลระบบทดสอบ 6 บัส ระบบทดสอบ IEEE-RTS และระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ซึ่งใช้ในวิทยานิพนธ์นี้

#### ข.1 ระบบทดสอบ 6 บัส

ระบบทดสอบ 6 บัส ปรับปรุงมาจากระบบทดสอบ Garver [4] ซึ่งนิยมใช้ในงานวิจัยด้านการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองกระแสตรง วิทยานิพนธ์นี้ได้ลดค่ารีแอกแตนซ์ของสายส่งลงเป็นจำนวน 10 เท่า และกำหนดค่าความต้านทานและตัวอัดประจุสายส่งขึ้นมาใหม่ นอกจากนี้ ยังได้กำหนดค่าความต้องการใช้ไฟฟารีแอกทีฟที่ขึ้นมา โดยใช้ค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.85 ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถใช้ทดสอบกับแบบจำลองกระแสสลับได้

ข้อมูลบัส กำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่งในระบบไฟฟ้า และสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก แสดงไว้ในตารางที่ ข.1.1 ข.1.2 ข.1.3 และ ข.1.4 ตามลำดับ โดยค่า per unit ของพารามิเตอร์ในตาราง คำนวณจากค่าแรงดันไฟฟ้าฐานเท่ากับแรงดันไฟฟ้าของบัส และค่ากำลังไฟฟ้าฐานเท่ากับ 100 MVA

ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 6 บัส

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่แรงดัน 1.0 p.u.)	
			P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	บัสอ้างอิง	230	80	49.58	-	-
2	บัสโหลด	230	240	148.74	-	-
3	บัสแรงดัน	230	40	24.79	-	-
4	บัสโหลด	230	160	99.159	-	-
5	บัสโหลด	230	240	148.74	-	-
6	บัสแรงดัน	230	-	-	-	-

ตารางที่ ข.1.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ของระบบทดสอบ 6 บัส

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	-	-	150	100	0	-100
3	165	-	360	300	0	-300
6	545	-	600	500	0	-500

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งในระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบ 6 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)	ค่ารีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทางความร้อน (MVA)	เขตเดินสายส่ง	ระยะทาง (กม.)
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	1	40
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	2	60
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	3	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	4	20
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	5	40
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	6	20

ตารางที่ ข.1.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ 6 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทางความร้อน (MVA)	เขตเดินสายส่ง	ระยะทาง (กม.)	ราคาก่อสร้าง ( $10^3$ USD)
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	8	40	40
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	9	40	40
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	10	40	40
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	11	40	40
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	12	40	40
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	13	40	40



ตารางที่ ข.1.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ 6 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)	ราคา ก่อสร้าง (10 <sup>3</sup> USD)
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	14	40	40
1	2	0.0143	0.0400	0.0056	100	15	40	40
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	16	38	38
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	17	38	38
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	18	38	38
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	19	38	38
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	20	38	38
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	21	38	38
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	22	38	38
1	3	0.0136	0.0380	0.0053	100	23	38	38
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	24	60	60
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	25	60	60
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	26	60	60
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	27	60	60
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	28	60	60
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	29	60	60
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	30	60	60
1	4	0.0214	0.0600	0.0084	80	31	60	60
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	32	20	20
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	33	20	20
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	34	20	20
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	35	20	20
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	36	20	20
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	37	20	20
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	38	20	20
1	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	39	20	20

ตารางที่ ข.1.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ 6 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)	ราคา ก่อสร้าง (10 <sup>3</sup> USD)
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	40	68	68
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	41	68	68
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	42	68	68
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	43	68	68
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	44	68	68
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	45	68	68
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	46	68	68
1	6	0.0243	0.0680	0.0095	70	47	68	68
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	48	20	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	49	20	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	50	20	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	51	20	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	52	20	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	53	20	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	54	20	20
2	3	0.0071	0.0200	0.0028	100	55	20	20
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	56	40	40
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	57	40	40
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	58	40	40
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	59	40	40
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	60	40	40
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	61	40	40
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	62	40	40
2	4	0.0143	0.0400	0.0056	100	63	40	40
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	64	31	31
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	65	31	31

ตารางที่ ข.1.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ 6 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)	ราคา ก่อสร้าง (10 <sup>3</sup> USD)
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	66	31	31
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	67	31	31
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	68	31	31
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	69	31	31
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	70	31	31
2	5	0.0111	0.0310	0.0043	100	71	31	31
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	72	30	30
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	73	30	30
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	74	30	30
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	75	30	30
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	76	30	30
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	77	30	30
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	78	30	30
2	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	79	30	30
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	80	59	59
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	81	59	59
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	82	59	59
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	83	59	59
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	84	59	59
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	85	59	59
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	86	59	59
3	4	0.0211	0.0590	0.0083	82	87	59	59
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	88	20	20
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	89	20	20
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	90	20	20
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	91	20	20

ตารางที่ ข.1.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ 6 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)	ราคา ก่อสร้าง (10 <sup>3</sup> USD)
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	92	20	20
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	93	20	20
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	94	20	20
3	5	0.0071	0.0200	0.0028	100	95	20	20
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	96	48	48
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	97	48	48
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	98	48	48
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	99	48	48
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	100	48	48
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	101	48	48
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	102	48	48
3	6	0.0171	0.0480	0.0067	100	103	48	48
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	104	63	63
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	105	63	63
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	106	63	63
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	107	63	63
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	108	63	63
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	109	63	63
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	110	63	63
4	5	0.0225	0.0630	0.0088	75	111	63	63
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	112	30	30
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	113	30	30
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	114	30	30
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	115	30	30
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	116	30	30
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	117	30	30

ตารางที่ ข.1.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ 6 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด ทางความ ร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)	ราคา ก่อสร้าง (10 <sup>3</sup> USD)
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	118	30	30
4	6	0.0107	0.0300	0.0042	100	119	30	30
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	120	61	61
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	121	61	61
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	122	61	61
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	123	61	61
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	124	61	61
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	125	61	61
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	126	61	61
5	6	0.0218	0.0610	0.0085	78	127	61	61

## ข.2 ระบบทดสอบ IEEE-RTS

ข้อมูลบัส กำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่งในระบบไฟฟ้า และสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก ของระบบทดสอบ IEEE-RTS แสดงไว้ในตารางที่ ข.2.1 ข.2.2 ข.2.3 และ ข.2.4 ตามลำดับ โดยค่า per unit ของพารามิเตอร์ในตาราง คำนวณจากค่าแรงดันไฟฟ้าฐานเท่ากับแรงดันไฟฟ้าของบัส และค่ากำลังไฟฟ้าฐานเท่ากับ 100 MVA

ตารางที่ ข.2.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE-RTS

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่แรงดัน 1.0 p.u.)	
			P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	บัสแรงดัน	138	108	22	-	-
2	บัสแรงดัน	138	97	20	-	-
3	บัสโหลด	138	180	37	-	-
4	บัสโหลด	138	74	15	-	-

ตารางที่ ข.2.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE-RTS

บัส	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่แรงดัน 1.0 p.u.)	
			P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
5	บัสโหลด	138	71	14	-	-
6	บัสโหลด	138	136	28	-	-100
7	บัสแรงดัน	138	125	25	-	-
8	บัสโหลด	138	171	35	-	-
9	บัสโหลด	138	175	36	-	-
10	บัสโหลด	138	195	40	-	-
11	บัสโหลด	230	-	-	-	-
12	บัสโหลด	230	-	-	-	-
13	บัสแรงดัน	230	265	54	-	-
14	บัสแรงดัน	230	194	39	-	-
15	บัสแรงดัน	230	317	64	-	-
16	บัสแรงดัน	230	100	20	-	-
17	บัสโหลด	230	-	-	-	-
18	บัสแรงดัน	230	333	68	-	-
19	บัสโหลด	230	181	37	-	-
20	บัสโหลด	230	128	26	-	-
21	บัสอ้างอิง	230	-	-	-	-
22	บัสแรงดัน	230	-	-	-	-
23	บัสแรงดัน	230	-	-	-	-
24	บัสโหลด	230	-	-	-	-

ตารางที่ ข.2.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ IEEE-RTS

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	17.00	-	20	10	0	0
1	17.00	-	20	10	0	0

ตารางที่ ข.2.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ

IEEE-RTS

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
1	64.60	-	76	30	0	-25
1	64.60	-	76	30	0	-25
2	17.00	-	20	10	0	0
2	17.00	-	20	10	0	0
2	64.60	-	76	30	0	-25
2	64.60	-	76	30	0	-25
7	85.00	-	100	60	0	0
7	85.00	-	100	60	0	0
7	85.00	-	100	60	0	0
13	167.45	-	197	80	0	0
13	167.45	-	197	80	0	0
13	167.45	-	197	80	0	0
14	0.00	-	0	200	0	-50
15	10.20	-	12	6	0	0
15	10.20	-	12	6	0	0
15	10.20	-	12	6	0	0
15	10.20	-	12	6	0	0
15	10.20	-	12	6	0	0
15	131.75	-	155	80	0	-50
16	131.75	-	155	80	0	-50
18	340.00	-	400	200	0	-50
21	-	-	400	200	0	-50
22	42.50	-	50	16	0	-10
22	42.50	-	50	16	0	-10
22	42.50	-	50	16	0	-10
22	42.50	-	50	16	0	-10
22	42.50	-	50	16	0	-10

ตารางที่ ข.2.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ

IEEE-RTS

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
22	42.50	-	50	16	0	-10
23	131.75	-	155	80	0	-50
23	131.75	-	155	80	0	-50
23	297.50	-	350	150	0	-25

ตารางที่ ข.2.3 ข้อมูลสายส่งในระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทางความร้อน (MVA)	เขตเดินสายส่ง	ระยะทาง (กม.)
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	1	4.8
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175	2	88
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175	3	35.2
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175	4	52.8
2	6	0.0497	0.1920	0.0520	175	5	80
3	9	0.0308	0.1190	0.0322	175	6	49.6
3	24	0.0023	0.0839	-	400	7	-
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175	8	43.2
5	10	0.0228	0.0883	0.0239	175	9	36.8
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	175	10	25.6
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175	11	25.6
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175	12	68.8
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175	12	68.8
9	11	0.0023	0.0839	-	400	14	-
9	12	0.0023	0.0839	-	400	15	-
10	11	0.0023	0.0839	-	400	16	-
10	12	0.0023	0.0839	-	400	17	-



ตารางที่ ข.2.3 ข้อมูลสายส่งในระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุ สายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทาง ความร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	18	52.8
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500	19	46.4
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	18	52.8
12	23	0.0124	0.0966	0.203	500	21	107.2
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500	22	96
14	16	0.0050	0.0389	0.0818	500	23	43.2
15	16	0.0022	0.0173	0.0364	500	24	19.2
15	21	0.0063	0.0490	0.1030	500	25	54.4
15	21	0.0063	0.0490	0.1030	500	25	54.4
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500	26	57.6
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500	27	28.8
16	19	0.0030	0.0231	0.0485	500	28	25.6
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500	29	16
17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500	30	116.8
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	31	28.8
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	31	28.8
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	32	44
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	32	44
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	33	24
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	33	24
21	22	0.0087	0.0678	0.1424	500	34	75.2

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	300	1	4.8	1	72.0
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	300	1	4.8	2	103.0
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	75	4.8	1	62.4
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	75	4.8	2	89.1
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	300	75	4.8	1	86.4
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	300	75	4.8	2	123.4
1	3	0.0893	0.2625	0.0335	119.5	2	88.0	2	203.7
1	3	0.0553	0.2431	0.0364	162.9	2	88.0	2	253.0
1	3	0.0277	0.1843	0.0474	325.9	2	88.0	1	290.2
1	3	0.0277	0.1843	0.0474	325.9	2	88.0	2	426.3
1	3	0.0893	0.2625	0.0335	119.5	41	88.0	2	381.4
1	3	0.0553	0.2431	0.0364	162.9	41	88.0	2	430.7
1	3	0.0277	0.1843	0.0474	325.9	41	88.0	1	467.9
1	3	0.0277	0.1843	0.0474	325.9	41	88.0	2	604.1
1	4	0.0558	0.1641	0.0209	119.5	76	55.0	2	253.5
1	4	0.0346	0.1520	0.0228	162.9	76	55.0	2	284.3
1	4	0.0173	0.1152	0.0296	325.9	76	55.0	1	300.0
1	4	0.0173	0.1152	0.0296	325.9	76	55.0	2	392.7
1	5	0.0357	0.1050	0.0134	119.5	3	35.2	2	105.5
1	5	0.0221	0.0972	0.0146	162.9	3	35.2	2	125.2
1	5	0.0111	0.0737	0.0189	325.9	3	35.2	1	128.1
1	5	0.0111	0.0737	0.0189	325.9	3	35.2	2	194.5
1	5	0.0357	0.1050	0.0134	119.5	77	35.2	2	176.6
1	5	0.0221	0.0972	0.0146	162.9	77	35.2	2	196.3
1	5	0.0111	0.0737	0.0189	325.9	77	35.2	1	199.2
1	5	0.0111	0.0737	0.0189	325.9	77	35.2	2	265.6
1	6	0.0839	0.2467	0.0315	119.5	78	82.7	2	361.0

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
1	6	0.0520	0.2285	0.0342	162.9	78	82.7	2	407.3
1	6	0.0260	0.1732	0.0445	325.9	78	82.7	1	441.1
1	6	0.0260	0.1732	0.0445	325.9	78	82.7	2	570.3
1	7	0.0276	0.0813	0.0104	119.5	79	27.2	2	145.7
1	7	0.0171	0.0753	0.0113	162.9	79	27.2	2	161.0
1	7	0.0086	0.0571	0.0147	325.9	79	27.2	1	158.7
1	7	0.0086	0.0571	0.0147	325.9	79	27.2	2	214.7
1	8	0.0011	0.0031	0.0004	119.5	80	1.0	2	44.1
1	8	0.0007	0.0029	0.0004	162.9	80	1.0	2	44.7
1	8	0.0003	0.0022	0.0006	325.9	80	1.0	1	25.3
1	8	0.0003	0.0022	0.0006	325.9	80	1.0	2	46.7
2	4	0.0536	0.1575	0.0201	119.5	4	52.8	2	138.2
2	4	0.0332	0.1459	0.0218	162.9	4	52.8	2	167.8
2	4	0.0166	0.1106	0.0284	325.9	4	52.8	1	182.1
2	4	0.0166	0.1106	0.0284	325.9	4	52.8	2	271.8
2	4	0.0536	0.1575	0.0201	119.5	81	52.8	2	244.9
2	4	0.0332	0.1459	0.0218	162.9	81	52.8	2	274.4
2	4	0.0166	0.1106	0.0284	325.9	81	52.8	1	288.8
2	4	0.0166	0.1106	0.0284	325.9	81	52.8	2	378.5
2	5	0.0437	0.1285	0.0164	119.5	82	43.1	2	207.1
2	5	0.0271	0.1190	0.0178	162.9	82	43.1	2	231.2
2	5	0.0136	0.0902	0.0232	325.9	82	43.1	1	239.2
2	5	0.0136	0.0902	0.0232	325.9	82	43.1	2	316.0
2	6	0.0812	0.2386	0.0304	119.5	5	80.0	2	188.8
2	6	0.0503	0.2210	0.0331	162.9	5	80.0	2	233.6
2	6	0.0252	0.1675	0.0431	325.9	5	80.0	1	265.6
2	6	0.0252	0.1675	0.0431	325.9	5	80.0	2	391.2

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
2	6	0.0812	0.2386	0.0304	119.5	83	80.0	2	350.4
2	6	0.0503	0.2210	0.0331	162.9	83	80.0	2	395.2
2	6	0.0252	0.1675	0.0431	325.9	83	80.0	1	427.2
2	6	0.0252	0.1675	0.0431	325.9	83	80.0	2	552.8
2	7	0.0279	0.0820	0.0105	119.5	84	27.5	2	146.7
2	7	0.0173	0.0759	0.0114	162.9	84	27.5	2	162.1
2	7	0.0087	0.0576	0.0148	325.9	84	27.5	1	159.9
2	7	0.0087	0.0576	0.0148	325.9	84	27.5	2	216.2
2	8	0.0050	0.0146	0.0019	119.5	85	4.9	2	59.0
2	8	0.0031	0.0135	0.0020	162.9	85	4.9	2	61.7
2	8	0.0015	0.0103	0.0026	325.9	85	4.9	1	44.9
2	8	0.0015	0.0103	0.0026	325.9	85	4.9	2	71.4
3	4	0.0981	0.2885	0.0368	119.5	42	96.7	2	415.2
3	4	0.0608	0.2672	0.0400	162.9	42	96.7	2	469.4
3	4	0.0304	0.2025	0.0521	325.9	42	96.7	1	512.2
3	4	0.0304	0.2025	0.0521	325.9	42	96.7	2	659.9
3	5	0.0812	0.2387	0.0304	119.5	43	80.0	2	350.5
3	5	0.0503	0.2211	0.0331	162.9	43	80.0	2	395.3
3	5	0.0252	0.1676	0.0431	325.9	43	80.0	1	427.4
3	5	0.0252	0.1676	0.0431	325.9	43	80.0	2	553.0
3	6	0.0268	0.0787	0.0100	119.5	44	26.4	2	142.4
3	6	0.0166	0.0729	0.0109	162.9	44	26.4	2	157.2
3	6	0.0083	0.0553	0.0142	325.9	44	26.4	1	154.4
3	6	0.0083	0.0553	0.0142	325.9	44	26.4	2	209.2
3	8	0.0984	0.2893	0.0369	119.5	45	97.0	2	416.3
3	8	0.0610	0.2680	0.0401	162.9	45	97.0	2	470.7
3	8	0.0305	0.2031	0.0522	325.9	45	97.0	1	513.7

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
3	8	0.0305	0.2031	0.0522	325.9	45	97.0	2	661.7
3	9	0.0503	0.1479	0.0189	119.5	6	49.6	2	132.3
3	9	0.0312	0.1370	0.0205	162.9	6	49.6	2	160.0
3	9	0.0156	0.1039	0.0267	325.9	6	49.6	1	172.3
3	9	0.0156	0.1039	0.0267	325.9	6	49.6	2	257.7
3	9	0.0503	0.1479	0.0189	119.5	40	49.6	2	228.8
3	9	0.0312	0.1370	0.0205	162.9	40	49.6	2	256.6
3	9	0.0156	0.1039	0.0267	325.9	40	49.6	1	270.7
3	9	0.0156	0.1039	0.0267	325.9	40	49.6	2	354.3
3	24	-	0.0550	-	600	7	-	1	135.0
3	24	-	0.0605	-	400	35	-	1	100.0
3	24	-	0.0550	-	600	35	-	1	135.0
3	24	-	0.0605	-	400	36	-	1	100.0
3	24	-	0.0550	-	600	36	-	1	135.0
4	5	0.0232	0.0681	0.0087	119.5	86	22.8	2	128.6
4	5	0.0144	0.0631	0.0094	162.9	86	22.8	2	141.4
4	5	0.0072	0.0478	0.0123	325.9	86	22.8	1	136.2
4	5	0.0072	0.0478	0.0123	325.9	86	22.8	2	186.3
4	6	0.0731	0.2149	0.0274	119.5	87	72.0	2	319.5
4	6	0.0453	0.1990	0.0298	162.9	87	72.0	2	359.8
4	6	0.0227	0.1509	0.0388	325.9	87	72.0	1	386.7
4	6	0.0227	0.1509	0.0388	325.9	87	72.0	2	501.7
4	7	0.0372	0.1095	0.0140	119.5	88	36.7	2	182.4
4	7	0.0231	0.1014	0.0152	162.9	88	36.7	2	203.0
4	7	0.0116	0.0769	0.0198	325.9	88	36.7	1	206.9
4	7	0.0116	0.0769	0.0198	325.9	88	36.7	2	275.3
4	8	0.0569	0.1672	0.0213	119.5	89	56.1	2	257.5

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
4	8	0.0353	0.1549	0.0232	162.9	89	56.1	2	288.9
4	8	0.0176	0.1174	0.0302	325.9	89	56.1	1	305.3
4	8	0.0176	0.1174	0.0302	325.9	89	56.1	2	399.3
4	9	0.0438	0.1289	0.0164	119.5	8	43.2	2	120.4
4	9	0.0272	0.1193	0.0179	162.9	8	43.2	2	144.5
4	9	0.0136	0.0905	0.0233	325.9	8	43.2	1	152.6
4	9	0.0136	0.0905	0.0233	325.9	8	43.2	2	229.7
4	9	0.0482	0.1417	0.0181	119.5	59	43.2	2	204.0
4	9	0.0299	0.1313	0.0197	162.9	59	43.2	2	228.2
4	9	0.0150	0.0995	0.0256	325.9	59	43.2	1	238.1
4	9	0.0150	0.0995	0.0256	325.9	59	43.2	2	313.3
5	6	0.0589	0.1732	0.0221	119.5	90	58.1	2	265.3
5	6	0.0365	0.1604	0.0240	162.9	90	58.1	2	297.8
5	6	0.0183	0.1216	0.0313	325.9	90	58.1	1	315.5
5	6	0.0183	0.1216	0.0313	325.9	90	58.1	2	412.2
5	7	0.0331	0.0973	0.0124	119.5	91	32.6	2	166.6
5	7	0.0205	0.0901	0.0135	162.9	91	32.6	2	184.8
5	7	0.0103	0.0683	0.0176	325.9	91	32.6	1	186.0
5	7	0.0103	0.0683	0.0176	325.9	91	32.6	2	249.1
5	8	0.0402	0.1183	0.0151	119.5	92	39.7	2	193.9
5	8	0.0249	0.1096	0.0164	162.9	92	39.7	2	216.1
5	8	0.0125	0.0831	0.0213	325.9	92	39.7	1	221.9
5	8	0.0125	0.0831	0.0213	325.9	92	39.7	2	294.2
5	10	0.0373	0.1098	0.0140	119.5	9	36.8	2	108.5
5	10	0.0231	0.1017	0.0152	162.9	9	36.8	2	129.1
5	10	0.0116	0.0771	0.0198	325.9	9	36.8	1	133.0
5	10	0.0116	0.0771	0.0198	325.9	9	36.8	2	201.6

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
5	10	0.0373	0.1098	0.0140	119.5	60	36.8	2	182.8
5	10	0.0231	0.1017	0.0152	162.9	60	36.8	2	203.4
5	10	0.0116	0.0771	0.0198	325.9	60	36.8	1	207.3
5	10	0.0116	0.0771	0.0198	325.9	60	36.8	2	275.9
6	7	0.0907	0.2667	0.0340	119.5	93	89.4	2	386.9
6	7	0.0562	0.2470	0.0370	162.9	93	89.4	2	436.9
6	7	0.0281	0.1872	0.0481	325.9	93	89.4	1	475.0
6	7	0.0281	0.1872	0.0481	325.9	93	89.4	2	613.1
6	8	0.0844	0.2481	0.0316	119.5	94	83.2	2	362.7
6	8	0.0523	0.2298	0.0344	162.9	94	83.2	2	409.3
6	8	0.0262	0.1742	0.0448	325.9	94	83.2	1	443.3
6	8	0.0262	0.1742	0.0448	325.9	94	83.2	2	573.1
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	300	10	25.6	1	384.0
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	300	10	25.6	2	548.6
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	175	61	25.6	1	332.8
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	175	61	25.6	2	475.4
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	300	61	25.6	1	460.8
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	300	61	25.6	2	658.3
7	8	0.0260	0.0764	0.0097	119.5	11	25.6	2	87.6
7	8	0.0161	0.0707	0.0106	162.9	11	25.6	2	102.0
7	8	0.0081	0.0536	0.0138	325.9	11	25.6	1	98.6
7	8	0.0081	0.0536	0.0138	325.9	11	25.6	2	152.4
7	8	0.0260	0.0764	0.0097	119.5	95	25.6	2	139.3
7	8	0.0161	0.0707	0.0106	162.9	95	25.6	2	153.7
7	8	0.0081	0.0536	0.0138	325.9	95	25.6	1	150.3
7	8	0.0081	0.0536	0.0138	325.9	95	25.6	2	204.1
8	10	0.0217	0.1441	0.0370	325.9	12	68.8	2	342.0

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
8	10	0.0698	0.2052	0.0262	119.5	63	68.8	2	306.9
8	10	0.0433	0.1901	0.0285	162.9	63	68.8	2	345.5
8	10	0.0217	0.1441	0.0370	325.9	63	68.8	1	370.2
8	10	0.0217	0.1441	0.0370	325.9	63	68.8	2	481.0
9	11	-	0.0550	-	600	14	-	1	135.0
9	11	-	0.0605	-	400	151	-	1	100.0
9	11	-	0.0550	-	600	151	-	1	135.0
9	11	-	0.0605	-	400	152	-	1	100.0
9	11	-	0.0550	-	600	152	-	1	135.0
9	12	-	0.0550	-	600	15	-	1	135.0
9	11	-	0.0605	-	400	153	-	1	100.0
9	11	-	0.0550	-	600	153	-	1	135.0
9	11	-	0.0605	-	400	154	-	1	100.0
9	11	-	0.0550	-	600	154	-	1	135.0
10	1	0.0760	0.2235	0.0285	119.5	57	74.9	2	330.8
10	1	0.0471	0.2070	0.0310	162.9	57	74.9	2	372.7
10	1	0.0236	0.1569	0.0403	325.9	57	74.9	1	401.5
10	1	0.0236	0.1569	0.0403	325.9	57	74.9	2	520.4
10	2	0.0812	0.2386	0.0304	119.5	58	80.0	2	350.4
10	2	0.0503	0.2210	0.0331	162.9	58	80.0	2	395.2
10	2	0.0252	0.1675	0.0431	325.9	58	80.0	1	427.2
10	2	0.0252	0.1675	0.0431	325.9	58	80.0	2	552.8
10	7	0.0741	0.2177	0.0278	119.5	62	73.0	2	323.2
10	7	0.0459	0.2017	0.0302	162.9	62	73.0	2	364.1
10	7	0.0230	0.1529	0.0393	325.9	62	73.0	1	391.5
10	7	0.0230	0.1529	0.0393	325.9	62	73.0	2	507.9
10	11	-	0.0550	-	600	16	-	1	135.0



ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
10	12	-	0.0550	-	600	17	-	1	135.0
10	12	-	0.0605	-	400	37	-	1	100.0
10	12	-	0.0550	-	600	37	-	1	135.0
10	12	-	0.0605	-	400	38	-	1	100.0
10	12	-	0.0550	-	600	38	-	1	135.0
11	14	0.0023	0.0244	0.0994	858.9	19	46.4	1	235.3
11	14	0.0046	0.0334	0.0734	429.4	19	46.4	2	252.1
11	14	0.0023	0.0244	0.0994	858.9	19	46.4	2	359.3
11	14	0.0046	0.0334	0.0734	429.4	65	46.4	1	286.5
11	14	0.0023	0.0244	0.0994	858.9	65	46.4	1	361.2
11	14	0.0046	0.0334	0.0734	429.4	65	46.4	2	374.3
11	14	0.0023	0.0244	0.0994	858.9	65	46.4	2	481.5
12	13	0.0026	0.0277	0.1131	858.9	18	52.8	2	397.9
12	13	0.0053	0.0380	0.0835	429.4	64	52.8	1	324.6
12	13	0.0026	0.0277	0.1131	858.9	64	52.8	1	409.6
12	13	0.0053	0.0380	0.0835	429.4	64	52.8	2	423.2
12	13	0.0026	0.0277	0.1131	858.9	64	52.8	2	545.2
12	15	0.0009	0.0068	0.0148	429.4	66	9.4	1	90.6
12	15	0.0005	0.0049	0.0201	858.9	66	9.4	1	105.7
12	15	0.0009	0.0068	0.0148	429.4	66	9.4	2	141.0
12	15	0.0005	0.0049	0.0201	858.9	66	9.4	2	162.7
12	16	0.0015	0.0108	0.0238	429.4	67	15.0	1	121.0
12	16	0.0007	0.0079	0.0322	858.9	67	15.0	1	145.2
12	16	0.0015	0.0108	0.0238	429.4	67	15.0	2	177.7
12	16	0.0007	0.0079	0.0322	858.9	67	15.0	2	212.4
12	17	0.0046	0.0335	0.0735	429.4	68	46.5	1	290.6
12	17	0.0023	0.0244	0.0996	858.9	68	46.5	1	365.5

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
12	17	0.0046	0.0335	0.0735	429.4	68	46.5	2	382.3
12	17	0.0023	0.0244	0.0996	858.9	68	46.5	2	489.7
12	18	0.0038	0.0272	0.0598	429.4	69	37.8	1	243.9
12	18	0.0019	0.0199	0.0811	858.9	69	37.8	1	304.8
12	18	0.0038	0.0272	0.0598	429.4	69	37.8	2	325.9
12	18	0.0019	0.0199	0.0811	858.9	69	37.8	2	413.3
12	19	0.0043	0.0311	0.0682	429.4	70	43.1	1	272.5
12	19	0.0021	0.0226	0.0924	858.9	70	43.1	1	342.0
12	19	0.0043	0.0311	0.0682	429.4	70	43.1	2	360.4
12	19	0.0021	0.0226	0.0924	858.9	70	43.1	2	460.1
12	20	0.0091	0.0659	0.1447	429.4	71	91.5	1	533.4
12	20	0.0046	0.0481	0.1961	858.9	71	91.5	1	680.7
12	20	0.0091	0.0659	0.1447	429.4	71	91.5	2	675.0
12	20	0.0046	0.0481	0.1961	858.9	71	91.5	2	886.4
12	21	0.0050	0.0364	0.0800	429.4	72	50.6	1	312.6
12	21	0.0025	0.0266	0.1084	858.9	72	50.6	1	394.0
12	21	0.0050	0.0364	0.0800	429.4	72	50.6	2	408.7
12	21	0.0025	0.0266	0.1084	858.9	72	50.6	2	525.6
12	22	0.0104	0.0749	0.1645	429.4	73	104.0	1	600.7
12	22	0.0052	0.0546	0.2229	858.9	73	104.0	1	768.1
12	22	0.0104	0.0749	0.1645	429.4	73	104.0	2	756.1
12	22	0.0052	0.0546	0.2229	858.9	73	104.0	2	996.4
12	23	0.0053	0.0563	0.2297	858.9	21	107.2	1	491.3
12	23	0.0107	0.0772	0.1695	429.4	21	107.2	2	477.7
12	23	0.0053	0.0563	0.2297	858.9	21	107.2	2	725.3
12	23	0.0107	0.0772	0.1695	429.4	74	107.2	1	617.8
12	23	0.0053	0.0563	0.2297	858.9	74	107.2	1	790.4

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
12	23	0.0107	0.0772	0.1695	429.4	74	107.2	2	776.8
12	23	0.0053	0.0563	0.2297	858.9	74	107.2	2	1024.4
13	14	0.0101	0.0726	0.1595	429.4	96	100.9	1	583.8
13	14	0.0050	0.0530	0.2161	858.9	96	100.9	1	746.2
13	14	0.0101	0.0726	0.1595	429.4	96	100.9	2	735.7
13	14	0.0050	0.0530	0.2161	858.9	96	100.9	2	968.8
13	15	0.0067	0.0485	0.1066	429.4	97	67.4	1	403.5
13	15	0.0034	0.0354	0.1445	858.9	97	67.4	1	512.1
13	15	0.0067	0.0485	0.1066	429.4	97	67.4	2	518.4
13	15	0.0034	0.0354	0.1445	858.9	97	67.4	2	674.1
13	16	0.0054	0.0389	0.0854	429.4	98	54.0	1	331.1
13	16	0.0027	0.0284	0.1157	858.9	98	54.0	1	418.1
13	16	0.0054	0.0389	0.0854	429.4	98	54.0	2	431.1
13	16	0.0027	0.0284	0.1157	858.9	98	54.0	2	555.9
13	17	0.0064	0.0462	0.1015	429.4	99	64.2	1	385.9
13	17	0.0032	0.0337	0.1375	858.9	99	64.2	1	489.3
13	17	0.0064	0.0462	0.1015	429.4	99	64.2	2	497.2
13	17	0.0032	0.0337	0.1375	858.9	99	64.2	2	645.4
13	18	0.0047	0.0338	0.0743	429.4	100	47.0	1	293.2
13	18	0.0023	0.0247	0.1006	858.9	100	47.0	1	368.8
13	18	0.0047	0.0338	0.0743	429.4	100	47.0	2	385.3
13	18	0.0023	0.0247	0.1006	858.9	100	47.0	2	493.8
13	19	0.0055	0.0394	0.0865	429.4	101	54.7	1	334.7
13	19	0.0027	0.0287	0.1171	858.9	101	54.7	1	422.7
13	19	0.0055	0.0394	0.0865	429.4	101	54.7	2	435.4
13	19	0.0027	0.0287	0.1171	858.9	101	54.7	2	561.7
13	20	0.0084	0.0606	0.1330	429.4	102	84.1	1	493.4

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
13	20	0.0042	0.0442	0.1802	858.9	102	84.1	1	628.8
13	20	0.0084	0.0606	0.1330	429.4	102	84.1	2	626.8
13	20	0.0042	0.0442	0.1802	858.9	102	84.1	2	821.1
13	21	0.0016	0.0115	0.0254	429.4	103	16.0	1	126.4
13	21	0.0008	0.0084	0.0344	858.9	103	16.0	1	152.3
13	21	0.0016	0.0115	0.0254	429.4	103	16.0	2	184.2
13	21	0.0008	0.0084	0.0344	858.9	103	16.0	2	221.3
13	22	0.0067	0.0482	0.1060	429.4	104	67.0	1	401.2
13	22	0.0033	0.0352	0.1436	858.9	104	67.0	1	509.1
13	22	0.0067	0.0482	0.1060	429.4	104	67.0	2	515.5
13	22	0.0033	0.0352	0.1436	858.9	104	67.0	2	670.3
13	23	0.0048	0.0504	0.2057	858.9	22	96.0	1	444.2
13	23	0.0096	0.0691	0.1518	429.4	22	96.0	2	436.2
13	23	0.0048	0.0504	0.2057	858.9	22	96.0	2	657.9
13	23	0.0096	0.0691	0.1518	429.4	105	96.0	1	557.4
13	23	0.0048	0.0504	0.2057	858.9	105	96.0	1	712.0
13	23	0.0096	0.0691	0.1518	429.4	105	96.0	2	704.0
13	23	0.0048	0.0504	0.2057	858.9	105	96.0	2	925.8
14	15	0.0045	0.0328	0.0720	429.4	106	45.6	1	285.6
14	15	0.0023	0.0239	0.0976	858.9	106	45.6	1	358.9
14	15	0.0045	0.0328	0.0720	429.4	106	45.6	2	376.1
14	15	0.0023	0.0239	0.0976	858.9	106	45.6	2	481.4
14	16	0.0022	0.0227	0.0926	858.9	23	43.2	1	221.9
14	16	0.0043	0.0311	0.0683	429.4	23	43.2	2	240.3
14	16	0.0022	0.0227	0.0926	858.9	23	43.2	2	340.1
14	16	0.0043	0.0311	0.0683	429.4	107	43.2	1	272.9
14	16	0.0022	0.0227	0.0926	858.9	107	43.2	1	342.4

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
14	16	0.0043	0.0311	0.0683	429.4	107	43.2	2	360.8
14	16	0.0022	0.0227	0.0926	858.9	107	43.2	2	460.6
14	17	0.0049	0.0354	0.0777	429.4	108	49.1	1	304.9
14	17	0.0024	0.0258	0.1053	858.9	108	49.1	1	384.0
14	17	0.0049	0.0354	0.0777	429.4	108	49.1	2	399.4
14	17	0.0024	0.0258	0.1053	858.9	108	49.1	2	513.0
14	18	0.0059	0.0423	0.0929	429.4	109	58.8	1	356.8
14	18	0.0029	0.0309	0.1259	858.9	109	58.8	1	451.4
14	18	0.0059	0.0423	0.0929	429.4	109	58.8	2	462.1
14	18	0.0029	0.0309	0.1259	858.9	109	58.8	2	597.8
14	19	0.0055	0.0400	0.0878	429.4	110	55.5	1	339.3
14	19	0.0028	0.0292	0.1190	858.9	110	55.5	1	428.7
14	19	0.0055	0.0400	0.0878	429.4	110	55.5	2	440.9
14	19	0.0028	0.0292	0.1190	858.9	110	55.5	2	569.2
14	20	0.0089	0.0643	0.1412	429.4	111	89.3	1	521.2
14	20	0.0044	0.0469	0.1913	858.9	111	89.3	1	664.9
14	20	0.0089	0.0643	0.1412	429.4	111	89.3	2	660.2
14	20	0.0044	0.0469	0.1913	858.9	111	89.3	2	866.5
14	21	0.0088	0.0634	0.1392	429.4	112	88.0	1	514.5
14	21	0.0044	0.0462	0.1886	858.9	112	88.0	1	656.2
14	21	0.0088	0.0634	0.1392	429.4	112	88.0	2	652.2
14	21	0.0044	0.0462	0.1886	858.9	112	88.0	2	855.5
14	22	0.0154	0.1114	0.2446	429.4	113	154.7	1	873.8
14	22	0.0077	0.0812	0.3314	858.9	113	154.7	1	1122.9
14	22	0.0154	0.1114	0.2446	429.4	113	154.7	2	1085.5
14	22	0.0077	0.0812	0.3314	858.9	113	154.7	2	1442.9
14	23	0.0113	0.0812	0.1784	429.4	114	112.8	1	648.0

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
14	23	0.0056	0.0592	0.2417	858.9	114	112.8	1	829.6
14	23	0.0113	0.0812	0.1784	429.4	114	112.8	2	813.2
14	23	0.0056	0.0592	0.2417	858.9	114	112.8	2	1073.7
15	16	0.0010	0.0101	0.0411	858.9	24	19.2	1	120.8
15	16	0.0019	0.0138	0.0304	429.4	24	19.2	2	151.2
15	16	0.0010	0.0101	0.0411	858.9	24	19.2	2	195.6
15	16	0.0019	0.0138	0.0304	429.4	115	19.2	1	143.5
15	16	0.0010	0.0101	0.0411	858.9	115	19.2	1	174.4
15	16	0.0019	0.0138	0.0304	429.4	115	19.2	2	204.8
15	16	0.0010	0.0101	0.0411	858.9	115	19.2	2	249.2
15	17	0.0050	0.0364	0.0799	429.4	116	50.5	1	312.3
15	17	0.0025	0.0265	0.1082	858.9	116	50.5	1	393.6
15	17	0.0050	0.0364	0.0799	429.4	116	50.5	2	408.3
15	17	0.0025	0.0265	0.1082	858.9	116	50.5	2	525.0
15	18	0.0044	0.0321	0.0705	429.4	117	44.6	1	280.3
15	18	0.0022	0.0234	0.0955	858.9	117	44.6	1	352.1
15	18	0.0044	0.0321	0.0705	429.4	117	44.6	2	369.8
15	18	0.0022	0.0234	0.0955	858.9	117	44.6	2	472.8
15	19	0.0049	0.0351	0.0770	429.4	118	48.7	1	302.6
15	19	0.0024	0.0256	0.1044	858.9	118	48.7	1	381.0
15	19	0.0049	0.0351	0.0770	429.4	118	48.7	2	396.6
15	19	0.0024	0.0256	0.1044	858.9	118	48.7	2	509.2
15	20	0.0097	0.0696	0.1529	429.4	119	96.7	1	561.3
15	20	0.0048	0.0508	0.2072	858.9	119	96.7	1	717.0
15	20	0.0097	0.0696	0.1529	429.4	119	96.7	2	708.6
15	20	0.0048	0.0508	0.2072	858.9	119	96.7	2	932.0
15	21	0.0027	0.0286	0.1166	858.9	25	54.4	2	407.5

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
15	21	0.0054	0.0392	0.0860	429.4	120	54.4	1	333.2
15	21	0.0027	0.0286	0.1166	858.9	120	54.4	1	420.8
15	21	0.0054	0.0392	0.0860	429.4	120	54.4	2	433.6
15	21	0.0027	0.0286	0.1166	858.9	120	54.4	2	559.3
15	22	0.0111	0.0801	0.1759	429.4	121	111.2	1	639.5
15	22	0.0055	0.0584	0.2383	858.9	121	111.2	1	818.5
15	22	0.0111	0.0801	0.1759	429.4	121	111.2	2	802.9
15	22	0.0055	0.0584	0.2383	858.9	121	111.2	2	1059.8
15	23	0.0123	0.0886	0.1946	429.4	122	123.1	1	703.5
15	23	0.0061	0.0646	0.2637	858.9	122	123.1	1	901.6
15	23	0.0123	0.0886	0.1946	429.4	122	123.1	2	880.1
15	23	0.0061	0.0646	0.2637	858.9	122	123.1	2	1164.4
15	24	0.0029	0.0302	0.1234	858.9	26	57.6	1	282.5
15	24	0.0057	0.0415	0.0911	429.4	26	57.6	2	293.7
15	24	0.0029	0.0302	0.1234	858.9	26	57.6	2	426.8
15	24	0.0057	0.0415	0.0911	429.4	48	57.6	1	350.5
15	24	0.0029	0.0302	0.1234	858.9	48	57.6	1	443.2
15	24	0.0057	0.0415	0.0911	429.4	48	57.6	2	454.4
15	24	0.0029	0.0302	0.1234	858.9	48	57.6	2	587.5
16	17	0.0014	0.0151	0.0617	858.9	27	28.8	1	161.3
16	17	0.0029	0.0207	0.0455	429.4	27	28.8	2	186.9
16	17	0.0014	0.0151	0.0617	858.9	27	28.8	2	253.4
16	17	0.0029	0.0207	0.0455	429.4	123	28.8	1	195.2
16	17	0.0014	0.0151	0.0617	858.9	123	28.8	1	241.6
16	17	0.0029	0.0207	0.0455	429.4	123	28.8	2	267.2
16	17	0.0014	0.0151	0.0617	858.9	123	28.8	2	333.7
16	18	0.0023	0.0169	0.0371	429.4	124	23.5	1	166.5

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
16	18	0.0012	0.0123	0.0503	858.9	124	23.5	1	204.3
16	18	0.0023	0.0169	0.0371	429.4	124	23.5	2	232.5
16	18	0.0012	0.0123	0.0503	858.9	124	23.5	2	286.7
16	19	0.0013	0.0134	0.0548	858.9	28	25.6	1	147.8
16	19	0.0026	0.0184	0.0405	429.4	28	25.6	2	175.0
16	19	0.0013	0.0134	0.0548	858.9	28	25.6	2	234.1
16	19	0.0026	0.0184	0.0405	429.4	125	25.6	1	178.0
16	19	0.0013	0.0134	0.0548	858.9	125	25.6	1	219.2
16	19	0.0026	0.0184	0.0405	429.4	125	25.6	2	246.4
16	19	0.0013	0.0134	0.0548	858.9	125	25.6	2	305.5
16	20	0.0076	0.0551	0.1210	429.4	126	76.5	1	452.5
16	20	0.0038	0.0402	0.1640	858.9	126	76.5	1	575.8
16	20	0.0076	0.0551	0.1210	429.4	126	76.5	2	577.5
16	20	0.0038	0.0402	0.1640	858.9	126	76.5	2	754.3
16	21	0.0043	0.0309	0.0680	429.4	127	43.0	1	271.7
16	21	0.0021	0.0226	0.0921	858.9	127	43.0	1	340.9
16	21	0.0043	0.0309	0.0680	429.4	127	43.0	2	359.4
16	21	0.0021	0.0226	0.0921	858.9	127	43.0	2	458.7
16	22	0.0108	0.0781	0.1716	429.4	128	108.5	1	625.0
16	22	0.0054	0.0570	0.2325	858.9	128	108.5	1	799.7
16	22	0.0108	0.0781	0.1716	429.4	128	108.5	2	785.5
16	22	0.0054	0.0570	0.2325	858.9	128	108.5	2	1036.2
16	23	0.0103	0.0741	0.1628	429.4	129	102.9	1	594.8
16	23	0.0051	0.0540	0.2205	858.9	129	102.9	1	760.5
16	23	0.0103	0.0741	0.1628	429.4	129	102.9	2	749.0
16	23	0.0051	0.0540	0.2205	858.9	129	102.9	2	986.8
17	18	0.0008	0.0084	0.0343	858.9	29	16.0	1	107.4



ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
17	18	0.0016	0.0115	0.0253	429.4	29	16.0	2	139.4
17	18	0.0008	0.0084	0.0343	858.9	29	16.0	2	176.3
17	18	0.0016	0.0115	0.0253	429.4	130	16.0	1	126.2
17	18	0.0008	0.0084	0.0343	858.9	130	16.0	1	152.0
17	18	0.0016	0.0115	0.0253	429.4	130	16.0	2	184.0
17	18	0.0008	0.0084	0.0343	858.9	130	16.0	2	221.0
17	19	0.0009	0.0068	0.0150	429.4	131	9.5	1	91.3
17	19	0.0005	0.0050	0.0204	858.9	131	9.5	1	106.6
17	19	0.0009	0.0068	0.0150	429.4	131	9.5	2	141.9
17	19	0.0005	0.0050	0.0204	858.9	131	9.5	2	163.8
17	20	0.0047	0.0336	0.0738	429.4	132	46.7	1	291.7
17	20	0.0023	0.0245	0.1001	858.9	132	46.7	1	366.9
17	20	0.0047	0.0336	0.0738	429.4	132	46.7	2	383.6
17	20	0.0023	0.0245	0.1001	858.9	132	46.7	2	491.5
17	21	0.0048	0.0349	0.0767	429.4	133	48.5	1	301.4
17	21	0.0024	0.0255	0.1039	858.9	133	48.5	1	379.5
17	21	0.0048	0.0349	0.0767	429.4	133	48.5	2	395.2
17	21	0.0024	0.0255	0.1039	858.9	133	48.5	2	507.3
17	22	0.0058	0.0613	0.2502	858.9	30	116.8	1	531.7
17	22	0.0117	0.0841	0.1847	429.4	30	116.8	2	513.3
17	22	0.0058	0.0613	0.2502	858.9	30	116.8	2	783.1
17	22	0.0117	0.0841	0.1847	429.4	134	116.8	1	669.6
17	22	0.0058	0.0613	0.2502	858.9	134	116.8	1	857.6
17	22	0.0117	0.0841	0.1847	429.4	134	116.8	2	839.2
17	22	0.0058	0.0613	0.2502	858.9	134	116.8	2	1109.0
17	23	0.0073	0.0525	0.1153	429.4	135	72.9	1	433.0
17	23	0.0036	0.0383	0.1562	858.9	135	72.9	1	550.4

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
17	23	0.0073	0.0525	0.1153	429.4	135	72.9	2	553.9
17	23	0.0036	0.0383	0.1562	858.9	135	72.9	2	722.3
18	19	0.0009	0.0062	0.0136	429.4	136	8.6	1	86.4
18	19	0.0004	0.0045	0.0185	858.9	136	8.6	1	100.3
18	19	0.0009	0.0062	0.0136	429.4	136	8.6	2	136.0
18	19	0.0004	0.0045	0.0185	858.9	136	8.6	2	155.9
18	20	0.0055	0.0394	0.0865	429.4	137	54.7	1	334.9
18	20	0.0027	0.0287	0.1172	858.9	137	54.7	1	422.9
18	20	0.0055	0.0394	0.0865	429.4	137	54.7	2	435.6
18	20	0.0027	0.0287	0.1172	858.9	137	54.7	2	561.9
18	21	0.0014	0.0151	0.0617	858.9	31	28.8	2	253.4
18	21	0.0029	0.0207	0.0455	429.4	138	28.8	1	195.2
18	21	0.0014	0.0151	0.0617	858.9	138	28.8	1	241.6
18	21	0.0029	0.0207	0.0455	429.4	138	28.8	2	267.2
18	21	0.0014	0.0151	0.0617	858.9	138	28.8	2	333.7
18	22	0.0111	0.0798	0.1753	429.4	139	110.9	1	637.7
18	22	0.0055	0.0582	0.2376	858.9	139	110.9	1	816.2
18	22	0.0111	0.0798	0.1753	429.4	139	110.9	2	800.8
18	22	0.0055	0.0582	0.2376	858.9	139	110.9	2	1056.9
18	23	0.0081	0.0582	0.1279	429.4	140	80.9	1	475.9
18	23	0.0040	0.0425	0.1733	858.9	140	80.9	1	606.1
18	23	0.0081	0.0582	0.1279	429.4	140	80.9	2	605.7
18	23	0.0040	0.0425	0.1733	858.9	140	80.9	2	792.5
19	20	0.0022	0.0231	0.0943	858.9	32	44.0	2	344.9
19	20	0.0044	0.0317	0.0696	429.4	141	44.0	1	277.2
19	20	0.0022	0.0231	0.0943	858.9	141	44.0	1	348.0
19	20	0.0044	0.0317	0.0696	429.4	141	44.0	2	366.0

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
19	20	0.0022	0.0231	0.0943	858.9	141	44.0	2	467.6
19	21	0.0039	0.0281	0.0616	429.4	142	39.0	1	250.1
19	21	0.0019	0.0205	0.0835	858.9	142	39.0	1	312.9
19	21	0.0039	0.0281	0.0616	429.4	142	39.0	2	333.4
19	21	0.0019	0.0205	0.0835	858.9	142	39.0	2	423.4
19	22	0.0119	0.0859	0.1886	429.4	143	119.3	1	683.1
19	22	0.0059	0.0626	0.2556	858.9	143	119.3	1	875.1
19	22	0.0119	0.0859	0.1886	429.4	143	119.3	2	855.5
19	22	0.0059	0.0626	0.2556	858.9	143	119.3	2	1131.1
19	23	0.0075	0.0538	0.1183	429.4	144	74.8	1	443.1
19	23	0.0037	0.0393	0.1602	858.9	144	74.8	1	563.5
19	23	0.0075	0.0538	0.1183	429.4	144	74.8	2	566.1
19	23	0.0037	0.0393	0.1602	858.9	144	74.8	2	738.8
20	21	0.0069	0.0501	0.1101	429.4	145	69.6	1	415.3
20	21	0.0035	0.0366	0.1492	858.9	145	69.6	1	527.4
20	21	0.0069	0.0501	0.1101	429.4	145	69.6	2	532.6
20	21	0.0035	0.0366	0.1492	858.9	145	69.6	2	693.4
20	22	0.0150	0.1084	0.2381	429.4	146	150.6	1	851.5
20	22	0.0075	0.0790	0.3226	858.9	146	150.6	1	1093.8
20	22	0.0150	0.1084	0.2381	429.4	146	150.6	2	1058.6
20	22	0.0075	0.0790	0.3226	858.9	146	150.6	2	1406.3
20	23	0.0012	0.0126	0.0514	858.9	33	24.0	2	224.5
20	23	0.0024	0.0173	0.0379	429.4	147	24.0	1	169.4
20	23	0.0012	0.0126	0.0514	858.9	147	24.0	1	208.0
20	23	0.0024	0.0173	0.0379	429.4	147	24.0	2	236.0
20	23	0.0012	0.0126	0.0514	858.9	147	24.0	2	291.4
21	22	0.0037	0.0395	0.1611	858.9	34	75.2	1	356.6

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
21	22	0.0075	0.0541	0.1189	429.4	34	75.2	2	359.0
21	22	0.0037	0.0395	0.1611	858.9	34	75.2	2	532.7
21	22	0.0075	0.0541	0.1189	429.4	148	75.2	1	445.3
21	22	0.0037	0.0395	0.1611	858.9	148	75.2	1	566.4
21	22	0.0075	0.0541	0.1189	429.4	148	75.2	2	568.8
21	22	0.0037	0.0395	0.1611	858.9	148	75.2	2	742.5
21	23	0.0092	0.0665	0.1462	429.4	149	92.4	1	538.2
21	23	0.0046	0.0485	0.1980	858.9	149	92.4	1	687.1
21	23	0.0092	0.0665	0.1462	429.4	149	92.4	2	680.8
21	23	0.0046	0.0485	0.1980	858.9	149	92.4	2	894.4
22	23	0.0170	0.1226	0.2692	429.4	150	170.3	1	957.7
22	23	0.0085	0.0894	0.3648	858.9	150	170.3	1	1231.8
22	23	0.0170	0.1226	0.2692	429.4	150	170.3	2	1186.7
22	23	0.0085	0.0894	0.3648	858.9	150	170.3	2	1580.0
24	12	0.0050	0.0357	0.0784	429.4	6	49.6	1	169.0
24	12	0.0025	0.0260	0.1063	858.9	6	49.6	1	248.8
24	12	0.0050	0.0357	0.0784	429.4	6	49.6	2	264.0
24	12	0.0025	0.0260	0.1063	858.9	6	49.6	2	378.6
24	12	0.0054	0.0393	0.0863	429.4	39	54.6	1	334.1
24	12	0.0027	0.0286	0.1169	858.9	39	54.6	1	421.9
24	12	0.0054	0.0393	0.0863	429.4	39	54.6	2	434.6
24	12	0.0027	0.0286	0.1169	858.9	39	54.6	2	560.7
24	13	0.0026	0.0191	0.0419	429.4	46	26.5	1	182.9
24	13	0.0013	0.0139	0.0568	858.9	46	26.5	1	225.6
24	13	0.0026	0.0191	0.0419	429.4	46	26.5	2	252.4
24	13	0.0013	0.0139	0.0568	858.9	46	26.5	2	313.6
24	14	0.0085	0.0616	0.1352	429.4	47	85.5	1	500.9

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
24	14	0.0043	0.0449	0.1832	858.9	47	85.5	1	638.5
24	14	0.0085	0.0616	0.1352	429.4	47	85.5	2	635.8
24	14	0.0043	0.0449	0.1832	858.9	47	85.5	2	833.3
24	16	0.0044	0.0318	0.0698	429.4	49	44.1	1	277.8
24	16	0.0022	0.0232	0.0945	858.9	49	44.1	1	348.9
24	16	0.0044	0.0318	0.0698	429.4	49	44.1	2	366.8
24	16	0.0022	0.0232	0.0945	858.9	49	44.1	2	468.7
24	17	0.0042	0.0299	0.0658	429.4	50	41.6	1	264.2
24	17	0.0021	0.0218	0.0891	858.9	50	41.6	1	331.2
24	17	0.0042	0.0299	0.0658	429.4	50	41.6	2	350.4
24	17	0.0021	0.0218	0.0891	858.9	50	41.6	2	446.5
24	18	0.0027	0.0193	0.0425	429.4	51	26.9	1	184.8
24	18	0.0013	0.0141	0.0576	858.9	51	26.9	1	228.0
24	18	0.0027	0.0193	0.0425	429.4	51	26.9	2	254.6
24	18	0.0013	0.0141	0.0576	858.9	51	26.9	2	316.7
24	19	0.0032	0.0233	0.0512	429.4	52	32.4	1	214.5
24	19	0.0016	0.0170	0.0694	858.9	52	32.4	1	266.6
24	19	0.0032	0.0233	0.0512	429.4	52	32.4	2	290.4
24	19	0.0016	0.0170	0.0694	858.9	52	32.4	2	365.2
24	20	0.0058	0.0418	0.0918	429.4	53	58.0	1	352.9
24	20	0.0029	0.0305	0.1244	858.9	53	58.0	1	446.3
24	20	0.0058	0.0418	0.0918	429.4	53	58.0	2	457.3
24	20	0.0029	0.0305	0.1244	858.9	53	58.0	2	591.4
24	21	0.0012	0.0084	0.0184	429.4	54	11.7	1	102.9
24	21	0.0006	0.0061	0.0250	858.9	54	11.7	1	121.6

ตารางที่ ข.2.4 ข้อมูลสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือกของระบบทดสอบ IEEE-RTS

จาก บัส	ถึง บัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอก แตนซ์ (p.u.)	ตัวอัด ประจุสาย ส่ง (p.u.)	ขีดจำกัด (MVA)	เขตเดิน สายส่ง	ระยะทาง (กม.)	จำนวน วงจร	ราคา (ล้านบาท)
24	21	0.0012	0.0084	0.0184	429.4	54	11.7	2	155.8
24	21	0.0006	0.0061	0.0250	858.9	54	11.7	2	182.7
24	22	0.0093	0.0673	0.1479	429.4	55	93.5	1	544.1
24	22	0.0047	0.0491	0.2004	858.9	55	93.5	1	694.6
24	22	0.0093	0.0673	0.1479	429.4	55	93.5	2	687.9
24	22	0.0047	0.0491	0.2004	858.9	55	93.5	2	903.9
24	23	0.0081	0.0582	0.1278	429.4	56	80.8	1	475.5
24	23	0.0040	0.0424	0.1731	858.9	56	80.8	1	605.6
24	23	0.0081	0.0582	0.1278	429.4	56	80.8	2	605.2
24	23	0.0040	0.0424	0.1731	858.9	56	80.8	2	791.9

### ข.3 ระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

ข้อมูลบัส กำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่งและหม้อแปลงในระบบของระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยที่นำมาศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ แสดงไว้ในตารางที่ ข.3.1 ข.3.2 และ ข.3.3 ตามลำดับ โดยค่า per unit ของพารามิเตอร์ในตารางคำนวณจากค่าแรงดันไฟฟ้าฐานเท่ากับแรงดันไฟฟ้าของบัส และค่ากำลังไฟฟ้าฐานเท่ากับ 100 MVA

สำหรับสายส่งหรือหม้อแปลงที่ใช้เป็นทางเลือกนั้น มีชนิดตามมาตรฐานที่ใช้ก่อสร้างในปัจจุบัน โดยข้อมูลพารามิเตอร์และราคาก่อสร้างของสายส่งแต่ละชนิด ข้อมูลพารามิเตอร์และราคาติดตั้งของหม้อแปลงแต่ละชนิด ราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง และราคาของเขตเดินสายส่งไฟฟ้า แสดงไว้ในตารางที่ ข.3.4 ข.3.5 ข.3.6 และ ข.3.7 ตามลำดับ การคำนวณราคาของสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก หากเป็นการก่อสร้างในเขตเดินสายส่งไฟฟ้าใหม่ จะประกอบด้วยราคาก่อสร้างสายส่งซึ่งขึ้นกับระยะทาง ราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง และราคาของเขตเดินสายส่งไฟฟ้า แต่หากเป็นการก่อสร้างในเขตเดินสายส่งไฟฟ้าเดิมจะประกอบด้วยราคาก่อสร้างสายส่ง และราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงเท่านั้น สำหรับความเป็นไปได้ในการก่อสร้างสายส่งที่ใช้เป็นทางเลือก จะพิจารณา

จากระยะทางระหว่างบัส ซึ่งควรมีระยะทางไม่มากกว่า 100 และ 200 กิโลเมตร สำหรับสายส่งทางเลือกกระดับแรงดัน 115 และ 230 kV ตามลำดับ โดยระยะทางของสายส่งทางเลือกจะคำนวณจากระยะขจัดระหว่างบัส โดยใช้ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์จริงของสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยทำการปรับระยะทางเพิ่มขึ้น 10 เปอร์เซ็นต์

ในส่วนของการคำนวณราคาของหม้อแปลงที่ใช้เป็นทางเลือก จะประกอบด้วยราคาหม้อแปลงและราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยสายส่งหรือหม้อแปลงที่ใช้เป็นทางเลือกที่ถูกสร้างขึ้นโดยอาศัยหลักการดังกล่าวข้างต้นในวิทยานิพนธ์นี้มีจำนวนทั้งสิ้น 1349 รายการ

ตารางที่ ข.3.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	สถานี ไฟฟ้าแรงสูง	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)	
				P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	อำนาจเจริญ	บัสโหลด	115	22.78	14.12	-	11.02
2	บ้านไผ่	บัสโหลด	115	8.56	5.30	-	-
3	บ้านดุง	บัสโหลด	115	4.50	2.79	-	-
4	บ้านไผ่	บัสโหลด	115	26.78	16.59	-	6.10
5	บึงกาฬ	บัสโหลด	115	13.46	8.34	-	9.11
6	บุรีรัมย์	บัสโหลด	115	54.37	33.70	-	40.27
7	ชัยภูมิ	บัสโหลด	115	54.04	33.49	-	14.70
8	จุฬาภรณ์	บัสแรงดัน	115	0.50	0.31	-	-
9	ชุมแพ	บัสโหลด	115	30.56	18.94	-	3.29
10	กาฬสินธุ์	บัสโหลด	115	42.98	26.64	-	18.18
11	กันทรลักษ์	บัสโหลด	115	12.78	7.92	-	-
12	ขอนแก่น 1	บัสโหลด	115	79.94	49.54	-	41.88
13	ขอนแก่น 2	บัสโหลด	115	35.94	22.27	-	-
14	คง	บัสโหลด	115	58.90	36.50	-	41.01
15	เลย	บัสโหลด	115	40.92	25.36	-	40.69
16	มหาสารคาม	บัสโหลด	115	53.15	32.94	-	30.10
17	มุกดาหาร	บัสโหลด	115	44.72	27.72	-	21.81
18	นครพนม	บัสโหลด	115	18.37	11.38	-	8.79

ตารางที่ ข.3.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	สถานี ไฟฟ้าแรงสูง	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)	
				P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
19	นครราชสีมา 1	บัสโหลด	115	65.08	40.33	-	52.58
20	นครราชสีมา 2	บัสโหลด	115	144.85	89.77	-	86.15
21	น้ำพอง 1	บัสโหลด	115	67.90	42.08	-	-
22	น้ำพอง 2	บัสโหลด	115	-	-	-	-
23	น้ำพุง	บัสโหลด	115	4.10	2.54	-	-
24	หนองบัวลำภู	บัสโหลด	115	28.86	17.89	-	22.04
25	หนองหาน	บัสโหลด	115	26.71	16.56	-	15.25
26	หนองคาย	บัสโหลด	115	51.26	31.77	-	17.88
27	ปากช่อง	บัสโหลด	115	42.44	26.30	-	18.30
28	ปากมูล	บัสแรงดัน	115	1.00	0.62	-	-
29	พังโคน	บัสโหลด	115	66.84	41.43	-	36.89
30	พยัคฆภูมิพิสัย	บัสโหลด	115	66.09	40.96	-	37.46
31	พล	บัสโหลด	115	18.94	11.74	-	9.09
32	โพนทอง	บัสโหลด	115	21.11	13.09	-	9.15
33	ประโคนชัย	บัสโหลด	115	28.08	17.40	-	18.24
34	ร้อยเอ็ด	บัสโหลด	115	46.07	28.55	-	8.94
35	สกลนคร 1	บัสโหลด	115	17.48	10.83	-	14.70
36	สกลนคร 2	บัสโหลด	115	-	-	-	-
37	สังขะ	บัสโหลด	115	15.93	9.87	-	9.15
38	ศรีสะเกษ	บัสโหลด	115	80.62	49.97	-	42.65
39	สีคิ้ว	บัสโหลด	115	47.87	29.67	-	22.23
40	สิรินธร	บัสแรงดัน	115	25.51	15.81	-	-
41	สมเด็จ	บัสโหลด	115	31.39	19.46	-	12.16
42	สุรินทร์	บัสโหลด	115	37.17	23.04	-	48.56
43	ธาตุพนม	บัสโหลด	115	16.75	10.38	-	9.09
44	อุบลรัตน์	บัสแรงดัน	115	0.50	0.31	-	-
45	อุบลราชธานี 1	บัสโหลด	115	51.08	31.65	-	36.23



ตารางที่ ข.3.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	สถานี ไฟฟ้าแรงสูง	ประเภท	แรงดัน (kV)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า		ตัวต่อขนาน (กำลังที่ แรงดัน 1.0 p.u.)	
				P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
46	อุบลราชธานี 2	บัสโหลด	115	62.33	38.63	-	22.04
47	อุดรธานี 1	บัสโหลด	115	47.61	29.51	-	32.04
48	อุดรธานี 2	บัสโหลด	115	44.64	27.67	-	41.88
49	ยโสธร	บัสโหลด	115	37.72	23.38	-	38.95
50	ชัยภูมิ	บัสโหลด	230	-	-	-	-
51	ขอนแก่น 1	บัสโหลด	230	-	-	-	-
52	ขอนแก่น 3	บัสโหลด	230	-	-	-	-
53	ลำตะคอง	บัสแรงดัน	230	0.50	0.31	-	-
54	นครพนม	บัสโหลด	230	-	-	-	-
55	นครราชสีมา 2	บัสโหลด	230	-	-	-	-
56	น้ำพอง 2	บัสแรงดัน	230	16.00	9.92	-	-
57	ร้อยเอ็ด	บัสโหลด	230	-	-	-	-
58	สกลนคร 2	บัสโหลด	230	-	-	-	-
59	อุบลราชธานี 2	บัสโหลด	230	-	-	-	-

ตารางที่ ข.3.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บัส	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
8	20.0	-	22.5	9.7	0.0	-4.0
8	20.0	-	22.5	9.7	0.0	-4.0
53	250.0	-	278.0	121.0	0.0	-60.0
56	110.0	-	148.0	62.0	0.0	-40.0
56	120.0	-	151.5	62.0	0.0	-40.0
56	120.0	-	151.5	62.0	0.0	-40.0
56	55.0	-	148.0	62.0	0.0	-40.0
56	120.0	-	151.5	62.0	0.0	-40.0

ตารางที่ ข.3.2 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

ปี	กำลังการผลิต		กำลังการผลิตสูงสุด		กำลังการผลิตต่ำสุด	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
28	30.0	-	36.0	16.0	0.0	-11.0
28	30.0	-	36.0	16.0	0.0	-11.0
40	10.0	-	14.0	6.2	0.0	-3.0
40	10.0	-	14.0	6.2	0.0	-3.0
40	10.0	-	14.0	6.2	0.0	-3.0
44	8.0	-	10.5	4.3	0.0	-3.0
44	8.0	-	10.5	4.3	0.0	-3.0

ตารางที่ ข.3.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุสายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทางความร้อน (MVA)	เขตเดินสายส่ง	ระยะทาง (กม.)
1	17	0.2399	0.3019	0.0323	67.0	1	92.8
1	45	0.0421	0.1850	0.0277	162.5	2	67.0
1	49	0.0495	0.1389	0.0195	119.5	3	48.8
1	49	0.0495	0.1389	0.0195	119.5	3	48.8
2	7	0.0364	0.1602	0.0240	162.9	4	58.0
3	25	0.0412	0.1212	0.0154	119.5	5	40.6
4	12	0.0399	0.1119	0.0157	119.5	6	39.3
4	20	0.1568	0.4423	0.0623	119.5	7	155.9
5	29	0.1106	0.3260	0.0417	119.5	8	109.5
6	19	0.1579	0.3357	0.0410	96.0	9	110.3
6	20	0.1399	0.3944	0.0555	119.5	10	138.9
6	20	0.1399	0.3944	0.0555	119.5	10	138.9
6	33	0.0468	0.1312	0.0184	119.5	11	46.1
6	42	0.0662	0.1405	0.0171	96.0	12	46.1

ตารางที่ ข.3.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุ สายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทาง ความร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)
7	31	0.0549	0.1617	0.0206	119.5	13	54.2
8	9	0.0515	0.1523	0.0192	119.5	14	50.8
9	12	0.0882	0.2613	0.0330	119.5	15	87.2
10	13	0.0754	0.2114	0.0297	119.5	16	74.4
10	13	0.0754	0.2114	0.0297	119.5	16	74.4
10	16	0.1192	0.1497	0.0160	67.0	17	46.0
10	34	0.0381	0.1070	0.0150	119.5	18	37.6
10	34	0.0381	0.1070	0.0150	119.5	18	37.6
10	35	0.0775	0.3416	0.0513	162.9	19	123.9
10	41	0.0263	0.1158	0.0173	162.9	20	41.9
11	46	0.0346	0.1519	0.0228	162.9	21	55.0
12	13	0.0071	0.0199	0.0028	119.5	22	7.0
12	13	0.0071	0.0199	0.0028	119.5	22	7.0
12	14	0.1365	0.3845	0.0541	119.5	23	135.4
12	16	0.2222	0.2794	0.0299	67.0	24	85.9
12	21	0.0298	0.0837	0.0117	119.5	25	29.4
12	21	0.0298	0.0837	0.0117	119.5	25	29.4
12	31	0.1890	0.2375	0.0254	67.0	26	73.0
12	44	0.1409	0.1770	0.0189	67.0	27	54.4
14	19	0.0462	0.1298	0.0182	119.5	28	45.6
15	24	0.0787	0.2316	0.0296	119.5	29	77.7
16	34	0.0985	0.1231	0.0133	67.0	30	38.0
17	43	0.0282	0.1238	0.0185	162.9	31	44.8
18	36	0.1882	0.2099	0.0286	67.0	32	72.7
18	43	0.0371	0.1629	0.0244	162.9	33	59.0
19	20	0.0063	0.0276	0.0041	162.9	34	10.0
19	20	0.0063	0.0276	0.0041	162.9	34	10.0

ตารางที่ ข.3.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุ สายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทาง ความร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)
19	31	0.2860	0.3603	0.0386	67.0	35	110.8
20	27	0.0741	0.2135	0.0287	118.0	36	73.1
20	39	0.0303	0.0871	0.0117	118.0	37	29.8
21	22	0.0019	0.0124	0.0032	325.9	38	5.9
21	22	0.0019	0.0124	0.0032	325.9	38	5.9
21	44	0.0622	0.0781	0.0083	67.0	39	24.0
21	47	0.0991	0.2814	0.0388	119.5	40	98.0
21	47	0.0991	0.2814	0.0388	119.5	40	98.0
21	48	0.0832	0.2339	0.0328	119.5	41	82.2
21	48	0.0832	0.2339	0.0328	119.5	41	82.2
23	35	0.0182	0.0802	0.0120	162.9	42	29.0
23	41	0.0331	0.1453	0.0218	162.9	43	52.6
24	47	0.0521	0.1533	0.0196	119.5	44	51.4
25	29	0.0558	0.1658	0.0207	119.5	45	55.0
25	48	0.0391	0.1161	0.0145	119.5	46	38.5
26	47	0.0454	0.1275	0.0179	119.5	47	44.8
26	47	0.1161	0.1458	0.0156	67.0	48	44.8
28	46	0.0716	0.2011	0.0282	119.5	52	70.7
28	46	0.0716	0.2011	0.0282	119.5	52	70.7
29	35	0.0521	0.1535	0.0195	119.5	53	51.4
29	35	0.0851	0.1836	0.0217	96.0	54	59.3
29	48	0.1459	0.3152	0.0373	96.0	55	101.9
30	34	0.0527	0.2318	0.0348	162.9	56	84.0
30	34	0.0527	0.2318	0.0348	162.9	56	84.0
30	42	0.0502	0.2208	0.0331	162.9	57	80.0
32	34	0.0283	0.1243	0.0186	162.9	58	45.0
34	49	0.0701	0.1969	0.0276	119.5	59	69.2

ตารางที่ ข.3.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุ สายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทาง ความร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)
34	49	0.0701	0.1969	0.0276	119.5	59	69.2
34	49	0.1773	0.2218	0.0239	67.0	60	68.5
35	36	0.0050	0.0314	0.0092	325.9	61	16.0
35	36	0.0050	0.0314	0.0092	325.9	61	16.0
35	43	0.2780	0.2484	0.0246	81.0	62	70.0
37	42	0.0295	0.1298	0.0195	162.9	63	47.0
38	46	0.0659	0.1849	0.0260	119.5	64	65.0
38	46	0.0659	0.1849	0.0260	119.5	64	65.0
38	49	0.0897	0.2516	0.0354	119.5	65	88.6
38	49	0.0897	0.2516	0.0354	119.5	65	88.6
40	45	0.1639	0.1905	0.0239	67.0	67	63.3
40	45	0.1639	0.1905	0.0239	67.0	67	63.3
45	46	0.0254	0.0712	0.0100	119.5	69	25.0
45	46	0.0254	0.0712	0.0100	119.5	69	25.0
45	49	0.0965	0.2849	0.0362	119.5	70	95.4
47	48	0.0111	0.0319	0.0043	118.0	71	10.9
50	52	0.0097	0.0702	0.1546	429.4	73	97.7
50	52	0.0097	0.0702	0.1546	429.4	73	97.7
50	55	0.0101	0.0730	0.1606	429.4	74	101.5
50	55	0.0101	0.0730	0.1606	429.4	74	101.5
51	52	0.0007	0.0050	0.0111	429.4	76	7.0
51	52	0.0007	0.0050	0.0111	429.4	76	7.0
52	56	0.0015	0.0154	0.0628	858.9	77	29.3
52	56	0.0015	0.0154	0.0628	858.9	77	29.3
52	57	0.0112	0.0806	0.1776	429.4	78	112.2
52	57	0.0112	0.0806	0.1776	429.4	78	112.2
53	55	0.0065	0.0469	0.1030	429.4	80	65.1

ตารางที่ ข.3.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

จากบัส	ถึงบัส	ความ ต้านทาน (p.u.)	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ตัวอัดประจุ สายส่ง (p.u.)	ขีดจำกัดทาง ความร้อน (MVA)	เขต เดินสาย ส่ง	ระยะทาง (กม.)
53	55	0.0065	0.0469	0.1030	429.4	80	65.1
54	58	0.0088	0.0632	0.1395	429.4	82	88.0
50	7	-	0.0626	-	200	102	-
50	7	-	0.0650	-	200	103	-
51	12	-	0.0600	-	200	104	-
51	12	-	0.0586	-	200	105	-
51	12	-	0.0586	-	200	106	-
54	18	-	0.0650	-	200	107	-
55	20	-	0.0627	-	200	108	-
55	20	-	0.0607	-	200	109	-
55	20	-	0.0625	-	200	110	-
56	22	-	0.0650	-	200	111	-
56	22	-	0.0621	-	200	112	-
57	34	-	0.0650	-	200	113	-
57	34	-	0.0619	-	200	114	-
57	34	-	0.0650	-	200	115	-
58	36	-	0.0650	-	200	116	-
58	36	-	0.0650	-	200	117	-
58	36	-	0.0650	-	200	118	-
59	46	-	0.0650	-	200	119	-
59	46	-	0.0650	-	200	120	-

ตารางที่ ข.3.4 ค่าพารามิเตอร์และราคาก่อสร้างของสายส่งแต่ละชนิดที่ใช้เป็นทางเลือก

ชนิดสายส่ง	ความต้านทานต่อวงจร ( $10^{-3}$ p.u./km)	รีแอกแตนซ์ต่อวงจร ( $10^{-3}$ p.u./km)	ตัวอัดประจุสายส่งต่อวงจร ( $10^{-3}$ p.u./km)	ขีดจำกัดทางความร้อนต่อวงจร (MVA)	จำนวนวงจร	ราคาก่อสร้าง (MTHB/km)
115 kV 477 MCM ACSR	1.0146	2.9827	0.3804	119.5	1	1.302
115 kV 795 MCM ACSR	0.6288	2.7626	0.4136	162.9	1	1.694
115 kV 2x795 MCM ACSR	0.3147	2.0941	0.5383	325.9	1	3.073
115 kV 477 MCM ACSR	1.0146	2.9827	0.3804	119.5	2	1.860
115 kV 795 MCM ACSR	0.6288	2.7626	0.4136	162.9	2	2.420
115 kV 2x795 MCM ACSR	0.3147	2.0941	0.5383	325.9	2	4.390
230 kV 1272 MCM ACSR	0.0998	0.7199	1.5812	429.4	1	2.597
230 kV 2x1272 MCM ACSR	0.0498	0.5250	2.1425	858.9	1	4.214
230 kV 1272 MCM ACSR	0.0998	0.7199	1.5812	429.4	2	3.710
230 kV 2x1272 MCM ACSR	0.0498	0.5250	2.1425	858.9	2	6.020

ตารางที่ ข.3.5 ค่าพารามิเตอร์และราคาติดตั้งของหม้อแปลงแต่ละชนิดที่ใช้เป็นทางเลือก

ชนิดหม้อแปลง	รีแอกแตนซ์ (p.u.)	ขีดจำกัดทางความร้อน (MVA)	ราคา (MTHB)
หม้อแปลงขนาด 200 MVA	0.0605	200	50
หม้อแปลงขนาด 300 MVA	0.0550	300	65

ตารางที่ ข.3.6 ราคาติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนทางไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง

ชนิด	ราคาติดตั้ง (MTHB/Bay)
สถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV	10
สถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV	20

ตารางที่ ข.3.7 ราคาของเขตเดินสายส่งไฟฟ้า

แรงดัน (kV)	ราคา (MTHB/km)
115	2.02
230	2.79

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายสมภพ อัมฤงมงคล เกิดวันที่ 7 มิถุนายน พ.ศ. 2519 ที่กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาตรีวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2540 และได้เข้าปฏิบัติงานในตำแหน่ง วิศวกรระดับ 4 ประจำแผนกจัดทำโครงการระบบส่งไฟฟ้า กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ต่อมาในปี พ.ศ. 2548 ได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ปัจจุบันดำรงตำแหน่ง วิศวกรระดับ 7 รักษาการหัวหน้าแผนกวางแผนสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย