

การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา



นายอรรณพ นิจอพันธ์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

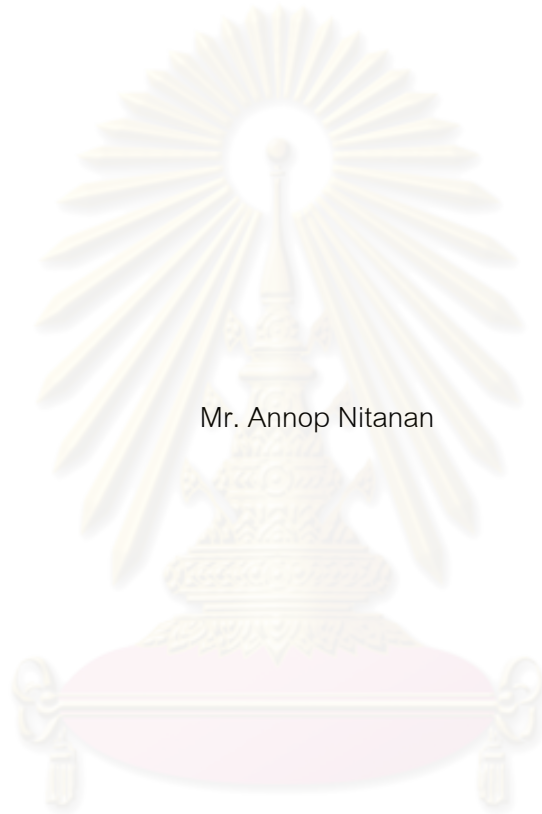
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2553

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ELECTRICITY INSURANCE PRICING FOR THE BILATERAL CONTRACT MARKET



Mr. Annop Nitanan

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2010

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าสำหรับการซื้อขาย
ไฟฟ้าแบบคู่สัญญา

โดย

นายอรรถพร นิจนันต์

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

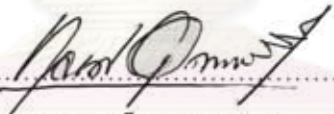
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

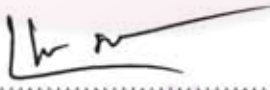
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้มอบวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็น
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทบัณฑิต


..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


..... ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เชื้ออาภรณ์)


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


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

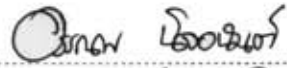
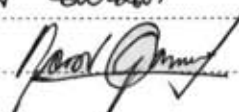

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภพ นิมปีติวัน)

อรรถนพ นิจอนันต์ : การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา.
(ELECTRICITY INSURANCE PRICING FOR THE BILATERAL CONTRACT MARKET) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี,
135 หน้า.

ปัจจุบันหลายประเทศทั่วโลกได้มีการเปลี่ยนโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าจากการซื้อขายไฟฟ้าอย่างผูกขาดไปสู่การซื้อขายไฟฟ้าแบบเสรี ส่งผลให้เกิดการแข่งขันในส่วนต่างๆของกิจการไฟฟ้ากันมากขึ้นทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับประโยชน์โดยตรงในการเลือกซื้อไฟฟ้าได้อย่างอิสระ โครงสร้างการซื้อขายไฟฟ้าแบบเสรีมีอยู่ 3 แบบหลัก คือ โครงสร้างแบบตลาดกลาง โครงสร้างแบบคู่สัญญา และโครงสร้างแบบผสม ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาเท่านั้น

ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ย่อมประกอบไปด้วยอุปกรณ์เป็นจำนวนมาก โอกาสที่อุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งในระบบจะเกิดการขัดข้องย่อมมีมากตามไปด้วย บางครั้งเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบอาจส่งผลทำให้ต้องมีการปลดโหลดในระบบบางส่วนออกเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบโดยรวมเอาไว้ การปลดโหลดในการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญานั้นจะส่งผลกระทบต่อทั้งผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าโดยหากผู้ซื้อไฟฟ้าไม่ได้รับปริมาณไฟฟ้าเท่ากับความต้องการอาจเกิดความเสียหายเป็นอย่างมากต่อกิจการหรือธุรกิจของผู้ซื้อไฟฟ้า เพราะฉะนั้นการทำประกันไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นต่อผู้ซื้อไฟฟ้าเพื่อลดความเสี่ยงและเพิ่มความมั่นคงให้กิจการของผู้ซื้อไฟฟ้าได้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้า (Electricity insurance pricing) ในระบบไฟฟ้าที่มีการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract) ซึ่งมีศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (ISO) เป็นผู้ควบคุมการซื้อขายและควบคุมการสั่งปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายเมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบส่ง การคิดราคาจะอาศัยหลักการของเกมยุติธรรม (Fair game) เหตุการณ์ระบบส่งขัดข้องจะถูกสุ่มโดยอาศัยวิธีการ Monte Carlo Simulation จากนั้นจะนำเหตุการณ์ต่างๆที่สุ่มได้มาประเมินความเสียหายหากโหลดถูกปลด และจะนำไปคิดเป็นค่าเบี้ยประกันโดยให้เกิดความยุติธรรมระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายประกัน วิธีการที่นำเสนอได้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับระบบ IEEE RTS-79 เพื่อแสดงเป็นตัวอย่าง

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....
สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....
ปีการศึกษา..... 2553.....

ลายมือชื่อนิสิต..... .....
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา..... .....

5270713921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING


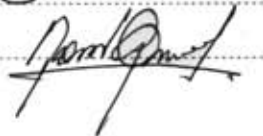
KEYWORDS : ELECTRICITY INSURANCE / BILATERAL CONTRACT / FAIR GAME

ANNOP NITANAN: ELECTRICITY INSURANCE PRICING FOR THE BILATERAL CONTRACT MARKET. ADVISOR: ASSISTANT PROFESSOR KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., 135 pp.

Electricity markets in many countries have been restructured from vertically integrated system to an open access market. In this new environment, it allows consumers to freely choose their own electricity supplier. Typically, there are 3 main market structures, i.e. power pool, bilateral contract, and hybrid. This thesis focuses on the bilateral-contract-based market.

A bulk power system consisting of many types of equipment has high risk of equipment failure. It may lead to severe system instability unless proper partial load shedding scheme is performed in time. In case a part or an amount of bilateral transaction is cutoff, there would be a great impact to participants, buyer and seller, of that committed transaction. The electricity buyer cannot receive enough electricity and may lead to serious damage. Therefore, electricity insurance is important for electricity buyer to reduce risk and increase business security. This thesis proposes electricity insurance pricing for bilateral contract market, which may be supervised by the independent system operation (ISO). The ISO controls all transactions occurring in the system as well as it can curtail some transactions in case there exists a congestion problem. The pricing scheme is based on a fair game principle. Monte Carlo simulation is used to generate contingency events; to calculate impact of load curtailment, and then price the fair insurance premium. Application of this method to IEEE RTS-79 test system is shown as an example.

Department : ... Electrical Engineering
Field of Study : ... Electrical Engineering
Academic Year : 2010

Student's Signature 
Advisor's Signature 

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดี
ยิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้
คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา
รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาของวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณ
คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ผู้ช่วย
ศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภพ นิรมิตวัน ที่ได้เสียสละ
เวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี นอกจากนี้ข้าพเจ้า
ต้องขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยเป็น
อย่างสูง ที่ให้ทุนอุดหนุนสำหรับการวิจัยนี้ ภายใต้โครงการ “ศิษย์ก้นกุฏิ”

ท้ายนี้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดามารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่คอยให้กำลังใจ
ตลอดมา ตลอดจนเพื่อนๆทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้



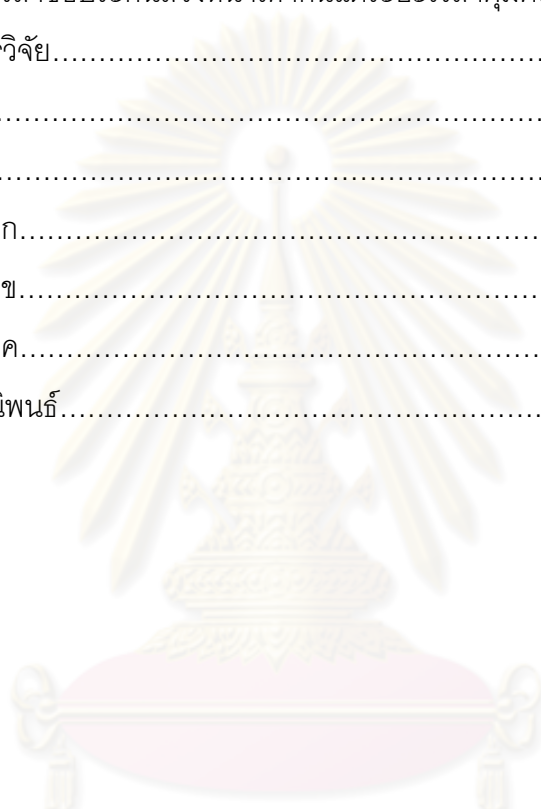
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญภาพ.....	ท
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	4
บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย.....	5
2.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation).....	5
2.1.1 แบบจำลององค์ประกอบพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.1.2 สมการแสดงคุณลักษณะของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	7
2.1.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน.....	9
2.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า.....	12
2.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	16
2.3.1 การสุ่มสถานะ.....	17
2.3.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	18
2.3.3 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	19
2.3.4 เกณฑ์การหยุดการคำนวณ (Stopping Criteria).....	20
บทที่ 3 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า.....	24
3.1 การแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง (Electric Power System Deregulation).....	24
3.1.1 สาเหตุของการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง.....	24
3.1.2 โครงสร้างของระบบไฟฟ้าก่อนการแปรรูป หรือโครงสร้างแบบผูกขาด.....	24

3.1.3	โครงสร้างของระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูป.....	26
3.2	องค์ประกอบของระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูป.....	27
3.3	รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าหลังการแปรรูป.....	28
บทที่ 4	หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง.....	32
4.1	ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง	32
4.1.1	สาเหตุของการเกิดปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง.....	32
4.1.2	จุดประสงค์ของการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่งด้วยวิธีที่นำเสนอ.....	32
4.2	ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องด้วยวิธีที่นำเสนอ.....	33
4.2.1	เมทริกซ์การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา.....	33
4.2.2	วิธีการประมาณเชิงเส้น.....	34
4.3	วิธีการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่งด้วยวิธีที่นำเสนอ	42
บทที่ 5	หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า.....	44
5.1	หลักการเบื้องต้นที่เกี่ยวข้องกับการจัดการความเสี่ยง.....	44
5.1.1	การหลีกเลี่ยงความเสี่ยง (Risk avoidance).....	44
5.1.2	การลดความเสี่ยง (Risk Reduction).....	45
5.1.3	การรับความเสี่ยงไว้เอง (Risk Retention).....	45
5.1.4	การโอนความเสี่ยง (Risk Transfer).....	46
5.2	หลักการเบื้องต้นของการประกันภัย.....	46
5.2.1	ความหมายของการประกันภัย.....	46
5.2.2	ทฤษฎีที่เกี่ยวกับการประกันภัย.....	48
5.2.3	การหาค่าเบี้ยประกันภัย.....	49
5.2.4	ประโยชน์ของการประกันภัย.....	49
5.3	หลักการของเกมยุติธรรม.....	50
5.4	การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ.....	51
5.4.1	วิธีการหาค่าความเสียหาย ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น.....	51
5.4.2	หลักการคิดอัตราคิดลดแบบทบต้น.....	51
5.4.3	วิธีการหาค่าเบี้ยประกันด้วยวิธีที่นำเสนอ.....	52
5.4.4	วิธีการหาค่าสินไหมทดแทน จากการถูกตัดการซื้อขายไฟฟ้า.....	53
5.4.5	ขั้นตอนในการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ.....	53
บทที่ 6	การทดสอบและวิเคราะห์ผล.....	56

6.1 ระบบทดสอบ.....	56
6.2 ผลกระทบของการปลดโหลดในคู่สัญญาจากเหตุการณ์สายส่งขัดข้อง.....	57
6.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง.....	59
6.4 การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ.....	64
6.4.1 ช่วงเวลาซื้อประกันล่วงหน้าต่างกันแต่ระยะเวลาคุ้มครองเท่ากัน.....	65
6.4.2 ช่วงเวลาซื้อประกันล่วงหน้าเท่ากันแต่ระยะเวลาคุ้มครองต่างกัน.....	71
บทที่ 7 สรุปผลการวิจัย.....	77
รายการอ้างอิง.....	79
ภาคผนวก.....	82
ภาคผนวก ก.....	83
ภาคผนวก ข.....	88
ภาคผนวก ค.....	95
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	135



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 6.1 ข้อมูลการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา.....	57
ตารางที่ 6.2 ผลกระทบของการปลดโหลดในคู่สัญญาเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งขัดข้อง.....	57
ตารางที่ 6.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง.....	59
ตารางที่ 6.4 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบทดสอบ.....	65
ตารางที่ 6.5 ความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดโหลดตามสัญญา (LOTP).....	65
ตารางที่ 6.6 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (ETNS).....	66
ตารางที่ 6.7 ค่าเบี้ยประกัน ณ ช่วงเวลาที่ทำการซื้อขายและวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด....	69
ตารางที่ 6.8 ค่าร้อยละของเบี้ยประกันเมื่อเปรียบเทียบกับวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด.....	71
ตารางที่ 6.9 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบทดสอบ.....	71
ตารางที่ 6.10 ความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดโหลดตามสัญญา (LOTP)	72
ตารางที่ 6.11 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (ETNS).....	72
ตารางที่ 6.12 ค่าเบี้ยประกัน ณ ช่วงเวลาที่กำหนด.....	74
ตารางที่ 6.13 วงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด ณ ช่วงเวลาที่กำหนด.....	75
ตารางที่ 6.14 ค่าร้อยละของเบี้ยประกันเมื่อเปรียบเทียบกับวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด.....	75
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE RTS-79.....	83
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	84
ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า.....	84
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งไฟฟ้า.....	86
ตารางที่ ข.1 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะทำงานได้.....	88
ตารางที่ ข.2 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง.....	89
ตารางที่ ข.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้องด้วยวิธีที่น่าเสนอ.....	91
ตารางที่ ข.4 ผลการเปรียบเทียบค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง.....	93
ตารางที่ ค.1 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1.....	96
ตารางที่ ค.2 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1.....	98
ตารางที่ ค.3 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1.....	99

ตารางที่ ค.19 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการ ซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7.....	115
ตารางที่ ค.20 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขาย ไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7.....	116
ตารางที่ ค.21 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลง ปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7.....	117
ตารางที่ ค.22 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 1.....	118
ตารางที่ ค.23 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า แท็ปหม้อแปลงตัวที่ 1.....	119
ตารางที่ ค.24 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 2.....	119
ตารางที่ ค.25 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า แท็ปหม้อแปลงตัวที่ 2.....	120
ตารางที่ ค.26 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 3.....	121
ตารางที่ ค.27 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า แท็ปหม้อแปลงตัวที่ 3.....	121
ตารางที่ ค.28 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 4.....	122
ตารางที่ ค.29 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า แท็ปหม้อแปลงตัวที่ 4.....	123
ตารางที่ ค.30 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 5.....	123
ตารางที่ ค.31 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า แท็ปหม้อแปลงตัวที่ 5.....	124
ตารางที่ ค.32 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 1.....	125
ตารางที่ ค.33 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า แรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 1.....	126

ตารางที่ ค.34 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 2.....	127
ตารางที่ ค.35 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 2.....	127
ตารางที่ ค.36 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 18.....	128
ตารางที่ ค.37 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 18.....	129
ตารางที่ ค.38 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 21.....	130
ตารางที่ ค.39 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 21.....	130
ตารางที่ ค.40 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 22.....	131
ตารางที่ ค.41 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 22.....	132
ตารางที่ ค.42 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 23.....	133
ตารางที่ ค.43 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลที่ 23.....	133

สารบัญภาพ

	หน้า
รูปที่ 2.1 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	5
รูปที่ 2.2 แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนแบบ Off-nominal.....	6
รูปที่ 2.3 วงจรสมมูลแบบ	6
รูปที่ 2.4 แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้า.....	7
รูปที่ 2.5 แบบจำลองของโหลด.....	7
รูปที่ 2.6 บัสในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	9
รูปที่ 2.7 ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า.....	12
รูปที่ 2.8 แบบจำลอง 2 สถานะของการทำงาน.....	13
รูปที่ 2.9 การทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าเมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย.....	13
รูปที่ 2.10 ความน่าจะเป็นของการเปลี่ยนสถานะของแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ.....	14
รูปที่ 2.11 ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดีและเสียในช่วงเวลาต่างๆ.....	16
รูปที่ 2.12 วิธีการสุ่มสถานะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์.....	17
รูปที่ 2.13 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ ที่เกิดจากการสุ่ม.....	19
รูปที่ 2.14 ช่วงเวลาการทำงานของสายส่งในระบบ ที่เกิดจากการสุ่ม.....	21
รูปที่ 2.15 โพลาร์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยอาศัยวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	23
รูปที่ 3.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบัน.....	25
รูปที่ 3.2 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังหลังการแปรรูป.....	26
รูปที่ 3.3 รูปแบบของการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า.....	29
รูปที่ 3.4 รูปแบบของการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา.....	30
รูปที่ 3.5 รูปแบบของการซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม.....	31
รูปที่ 4.1 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง โดยใช้วงจรสมมูลแบบ π	35
รูปที่ 4.2 แท้ปหม้อแปลง.....	37
รูปที่ 4.3 วงจรสมมูลของแท้ปหม้อแปลง.....	37
รูปที่ 5.1 การคิดอัตราคิดลดแบบทบต้น.....	52
รูปที่ 5.2 โพลาร์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่น่าเสนอ.....	55
รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบ IEEE-RTS 79.....	56

รูปที่ 6.2 ผลรวมของปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า.....	58
รูปที่ 6.3 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 1.....	61
รูปที่ 6.4 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 2.....	61
รูปที่ 6.5 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 3.....	62
รูปที่ 6.6 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 4.....	62
รูปที่ 6.7 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 5.....	63
รูปที่ 6.8 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 6.....	63
รูปที่ 6.9 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 7.....	64
รูปที่ 6.10 ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาที่ 1, 2 และ 3 จะถูกปลดโหลดตามสัญญา.....	67
รูปที่ 6.11 ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาที่ 4, 5, 6 และ 7 จะถูกปลดโหลดตามสัญญา.....	67
รูปที่ 6.12 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะในคู่สัญญาที่ 1, 2 และ 3 จะถูกปลดตามสัญญา.....	68
รูปที่ 6.13 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะในคู่สัญญาที่ 4, 5, 6 และ 7 จะถูกปลดตามสัญญา.....	68
รูปที่ 6.14 ค่าเบี่ยงประกันไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1, 2 และ 3.....	70
รูปที่ 6.15 ค่าเบี่ยงประกันไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 4, 5, 6 และ 7.....	70
รูปที่ 6.16 ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดโหลดตามสัญญา.....	73
รูปที่ 6.17 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา.....	73
รูปที่ 6.18 ค่าเบี่ยงประกันไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา.....	74

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน มีลักษณะการดำเนินกิจการแบบจะผูกขาดโดยอยู่ภายใต้การดำเนินการขององค์กรรัฐวิสาหกิจ ทำให้ผู้ซื้อไฟฟ้าไม่มีอิสระในการเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายอื่นได้ แต่ปัจจุบัน ในหลายประเทศได้ทำการปรับโครงสร้างและทำการแปรรูปกิจการไฟฟ้าโดยเปิดโอกาสให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมทำให้กิจการไฟฟ้าเกิดการแข่งขันกันมากขึ้น การจัดสรรไฟฟ้าจะต้องถูกทำให้มีประสิทธิภาพมีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการอย่างทั่วถึงและจะต้องมีราคาและคุณภาพที่เป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งในท้ายที่สุดจะส่งผลดีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในการที่จะเลือกซื้อไฟฟ้าตามความพึงพอใจได้ [1-2]

การแปรรูปกิจการไฟฟ้าจะมีการแยกธุรกิจที่ผูกขาดออกจากธุรกิจที่มีการแข่งขัน ซึ่งในแต่ละธุรกิจที่สามารถแข่งขันกันได้ เช่น ส่วนของการผลิตไฟฟ้า ก็จะสามารถแข่งขันอย่างเต็มที่ ส่วนธุรกิจที่ผูกขาดหรือมีส่วนที่ต้องการความเป็นกลางก็จะมีองค์กรกำกับดูแลทำหน้าที่ควบคุมการดำเนินงานของระบบไฟฟ้า ประสานงานระหว่างผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้า รวมถึงทำการจัดการด้านการเงิน ควบคุมราคา มาตรฐานและคุณภาพของไฟฟ้า ซึ่งตัวอย่างของหน่วยงานดังกล่าว คือ ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (Independent System Operation: ISO) ซึ่งภายหลังจากการแปรรูปกิจการไฟฟ้าในหลายประเทศนั้น จะเกิดการซื้อขายไฟฟ้า 3 รูปแบบหลักคือ การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง (Pool Market) การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Market) และการซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม (Hybrid Market) [3-10]

โดยทั่วไปแล้วระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ ซึ่งประกอบด้วยอุปกรณ์เป็นจำนวนมากนั้น มีโอกาสที่จะมีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งในระบบเกิดปัญหาขัดข้องได้ง่าย ความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้นอาจจะมากจนกระทั่งต้องมีการปลดโหลดในระบบบางส่วนออกเพื่อที่จะรักษาเสถียรภาพของระบบโดยรวมเอาไว้ [5-11] เมื่อเกิดการปลดโหลดบางส่วนออกจะส่งผลแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้ผู้ซื้อหรือผู้ขายไฟฟ้าบางรายไม่สามารถซื้อขายปริมาณไฟฟ้าได้เท่ากับความต้องการที่มี ซึ่งอาจจะส่งผลให้เกิดความเสียหายต่อผู้ที่เกี่ยวข้องรายนั้นได้ จึงทำให้เกิดความไม่มั่นใจแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในการซื้อขายปริมาณไฟฟ้าเนื่องจากไม่มีผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดต้องการให้เกิดกำลังไฟฟ้าที่ซื้อหรือขายแตกต่างจากปริมาณที่ได้วางแผนเอาไว้ ดังนั้น ผู้ใช้ไฟฟ้าย่อมต้องการหลักประกันความเสียหายหากปริมาณไฟฟ้าที่ทำการซื้อขายไม่เท่ากับความต้องการที่มี เพื่อให้เกิดความมั่นใจในการซื้อขายปริมาณไฟฟ้ามากขึ้น

ปัจจุบันสภาพแวดล้อมและสถานการณ์ต่างๆ ในสังคมและเศรษฐกิจโลกมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว มีความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีเป็นอย่างมากซึ่งเพิ่มความเสี่ยงภัยที่นำไปสู่ความเสี่ยงต่อความมั่นคงทางการเงินของบุคคล ครอบครัว ธุรกิจการค้าและการลงทุนทุกสาขา ดังนั้น การประกันภัยจึงมีความสำคัญต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม โดยการประกันภัยจะทำให้การประกอบธุรกิจเป็นไปด้วยความมั่นคงและเกิดประสิทธิภาพในการดำเนินงานมากขึ้น เมื่อเกิดภัยขึ้นผู้ประกอบการธุรกิจจะได้รับเงินชดเชยความเสียหายจากบริษัทประกันภัย ทำให้ในการประกอบธุรกิจ ผู้ประกอบการจะสามารถลดความเสี่ยงในการประกอบการ จึงทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพไม่ต้องวิตกเกี่ยวกับความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นได้ [23-26] ซึ่งธุรกิจการซื้อขายไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีความสำคัญมากต่อการดำเนินชีวิตในปัจจุบัน ดังนั้น การทำประกันการซื้อขายไฟฟ้าย่อมเป็นสิ่งสำคัญและจำเป็นในตลาดซื้อขายไฟฟ้าหลังการแปรรูป

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้าสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contracts) ที่มีศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (ISO) เป็นผู้ควบคุมการซื้อขายและควบคุมการส่งปัดโหลดตามสัญญาซื้อขายเมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบส่ง เพื่อให้ผู้ซื้อประกันสามารถได้รับการชดเชยเมื่อถูกตัดการซื้อขายไฟฟ้าได้อย่างยุติธรรม การคิดราคาจะอาศัยหลักการของเกมยุติธรรม (Fair game) เหตุการณ์ระบบส่งขัดข้องจะถูกสุ่มโดยอาศัยวิธีการ Monte Carlo Simulation [14-19] จากนั้นจะนำเหตุการณ์ต่างๆ ที่สุ่มได้มาประเมินความเสียหายเมื่อโหลดของคู่สัญญาที่พิจารณาถูกปัด และจะนำผลดังกล่าวไปกำหนดเป็นราคาเบี้ยประกัน โดยให้เกิดความยุติธรรมระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายประกัน วิธีการที่นำเสนอได้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับระบบ IEEE RTS-79 [27] เพื่อแสดงเป็นตัวอย่าง

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาวิธีการกำหนดราคาเบี้ยประกันการถูกตัดการซื้อขายไฟฟ้า (Insurance premium) ในระบบไฟฟ้าที่มีการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract)
2. เพื่อพัฒนาวิธีการกำหนดราคาเบี้ยประกันที่เหมาะสมและยุติธรรมระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายประกันในระบบไฟฟ้าที่มีการซื้อขายแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract)
3. ทดสอบวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้นโดยใช้ข้อมูลระบบ IEEE RTS-79 เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้งานจริง

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาเฉพาะเหตุขัดข้องในระบบส่งเท่านั้น
2. พิจารณาเพียงเงื่อนไขขีดจำกัดของสายส่ง ขนาดแรงดันที่บัส และกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3. ศึกษาเฉพาะการทำงานในสภาวะคงตัวของระบบ 3 เฟสสมดุลเท่านั้น
4. ไม่พิจารณาผลจากฮาร์โมนิกในระบบ
5. กำหนดให้แบบจำลองโหลดเป็นแบบค่ากำลังไฟฟ้าคงที่
6. กำหนดให้ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (ISO) เป็นผู้ควบคุมระบบ และมีหน้าที่รับผิดชอบการปลดโหลดตามคู่สัญญา

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังก่อนและหลังการแปรรูป
2. ศึกษาหลักการเบื้องต้นและวิธีการที่ใช้ในการปลดโหลดในอดีตเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง
3. กำหนดขอบเขตรวมถึงรายละเอียดของข้อมูลต่างๆที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัย
4. ศึกษาหลักการของเกมยุติธรรม (Fair game)
5. ศึกษาการสุ่มเหตุการณ์ระบบส่งขัดข้อง โดยอาศัยวิธีการ Monte Carlo Simulation
6. ศึกษาเครื่องมือในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดที่เหมาะสมกับปัญหาเหตุขัดข้องโดยการประมาณเชิงเส้น
7. พัฒนารูปแบบการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องโดยการปลดโหลดร่วมกับการปรับแก้หม้อแปลงและการปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
8. พัฒนารูปแบบประเมินความเสียหาย หากถูกปลดโหลด
9. ทดสอบวิธีการประเมินความเสียหาย หากถูกปลดโหลด และนำไปกำหนดราคาเบี้ยประกันโดยวิธีการที่นำเสนอ
10. วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย
11. เรียบเรียงผลงานวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการกำหนดราคาเบี้ยประกันการถูกตัดการซื้อขายไฟฟ้า (Insurance premium) ในระบบไฟฟ้าที่มีการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract) โดยให้เกิดความยุติธรรมระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายประกัน
2. โปรแกรมทดสอบการกำหนดราคาเบี้ยประกันที่นำเสนอ

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอได้ถูกจัดเรียงลำดับตามความเหมาะสมเป็นดังต่อไปนี้

บทที่ 1 จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 จะกล่าวถึงหลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคาประกันไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า และการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

บทที่ 3 จะกล่าวถึงโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังก่อนและหลังการแปรรูป องค์ประกอบของระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูป และรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าหลังการแปรรูป

บทที่ 4 จะกล่าวถึงหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง โดยรายละเอียดที่นำเสนอจะประกอบไปด้วย ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องด้วยวิธีที่นำเสนอ รวมถึงการประมาณเชิงเส้นของพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลัง และวิธีการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่งด้วยวิธีที่นำเสนอ

บทที่ 5 จะกล่าวถึงหลักการสำคัญและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า โดยรายละเอียดที่นำเสนอจะประกอบไปด้วย หลักการเบื้องต้นที่เกี่ยวข้องกับการจัดการความเสี่ยงภัย หลักการเบื้องต้นของการประกันภัย หลักการของเกมยุติธรรม และการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้ด้วยวิธีที่นำเสนอ

บทที่ 6 จะกล่าวถึงผลการกำหนดราคาประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ

บทที่ 7 จะกล่าวถึงบทสรุปที่ได้จากงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2

หลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย

ในบทนี้จะนำเสนอหลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า โดยรายละเอียดที่นำเสนอจะประกอบด้วย การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า และการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

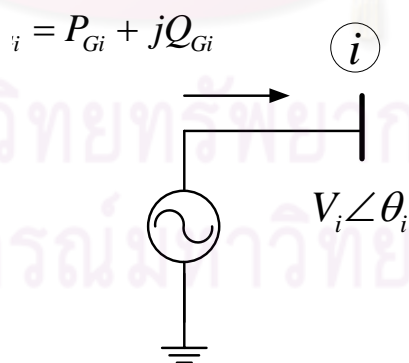
2.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation)

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งเป็นพื้นฐานการคำนวณสำหรับการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า ซึ่งจะประกอบไปด้วย แบบจำลององค์ประกอบพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง สมการแสดงคุณลักษณะ และวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน [12]

2.1.1 แบบจำลององค์ประกอบพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง

2.1.1.1 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

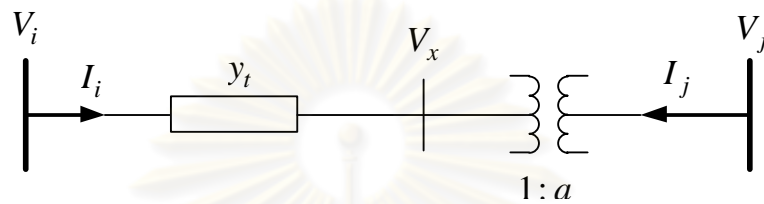
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังผลิต $S_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi}$ เราสามารถแทนได้ด้วยแหล่งกำเนิดที่จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดคงที่ด้วยขนาดแรงดันคงที่ แบบจำลองของเครื่องกำเนิดดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.1.1.2 แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้า

เราสามารถแทนหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนจำนวนรอบขดลวดแบบปกติ (Nominal turn ratio) ด้วยแอดมิตแตนซ์แบบอนุกรม (Series admittance; y_t) และสามารถแทนหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนจำนวนรอบขดลวดแบบไม่ปกติ (Off-nominal turn ratio) ได้โดยการพิจารณาเป็นหม้อแปลงไฟฟ้าเชิงอุดมคติที่มีอัตราส่วนของแท็ปเป็น $1:a$ ต่ออนุกรมกับแอดมิตแตนซ์ $y_t = g + jb$ ดังแสดงในรูปที่ 2.2

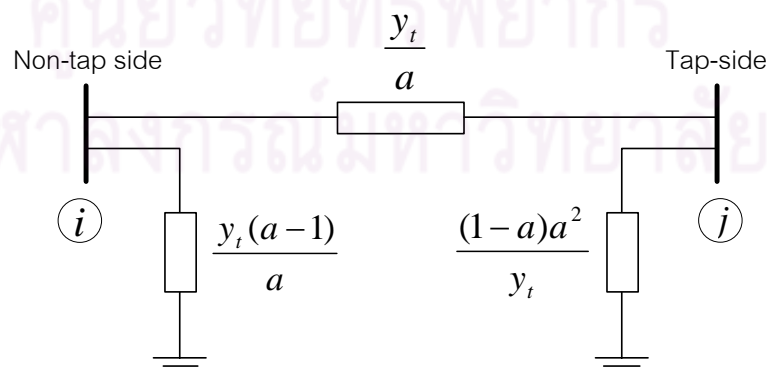


รูปที่ 2.2 แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนแบบ Off-nominal

สมการบัสแอดมิตแตนซ์สำหรับหม้อแปลงไฟฟ้างี้แสดงได้ดังสมการที่ (2.1)

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_t & -\frac{y_t}{a} \\ -\frac{y_t}{a^*} & \frac{y_t}{|a|^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

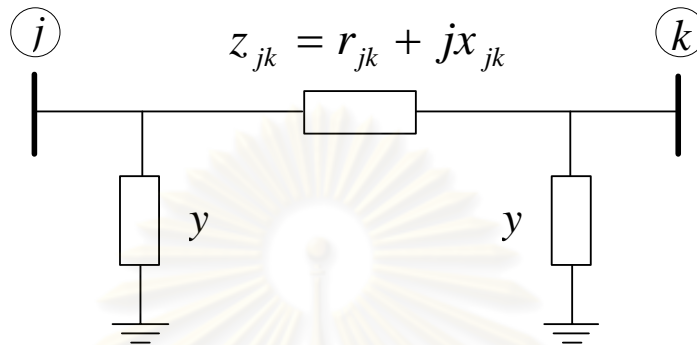
ในกรณีที่ a เป็นจำนวนจริง วงจรสมมูลแบบ ของหม้อแปลงแบบ Off-nominal แสดงได้ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 วงจรสมมูลแบบ

2.1.1.3 แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้า

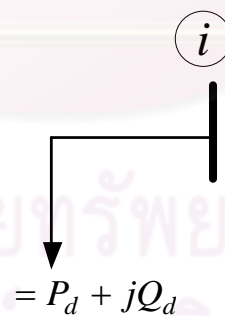
สายส่งไฟฟ้าสามารถแทนได้ด้วยแบบจำลองสมมูลแบบ ที่มีค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) เท่ากับ $z_{jk} = r_{jk} + jx_{jk}$ และค่าแอดมิตแตนซ์ขนาน (Shunt admittance) เท่ากับ $y = g + jb$ ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้า

2.1.1.4 แบบจำลองของโหลด

โหลดสามารถแทนได้ด้วยแบบจำลองของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าคงที่หรือขึ้นกับแรงดันตามแต่ชนิดของโหลด แบบจำลองของโหลดแสดงได้ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 แบบจำลองของโหลด

2.1.2 สมการแสดงคุณลักษณะของระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไปความสัมพันธ์ของแรงดันที่ตำแหน่งต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังและกระแสที่ฉีดเข้าสู่ที่ตำแหน่งนั้นๆ สามารถถูกอธิบายด้วยสมการปม (Node equation) ผ่านเมทริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์ (Bus admittance matrix; Y_{bus})

การคำนวณหา Y_{bus} ทำได้โดยอาศัยค่าประจำตัวของอุปกรณ์ หรือส่วนประกอบต่างๆ ซึ่งในทางวงจรไฟฟ้านั้นเราจะพิจารณาเป็นกิ่ง (Branch) ของวงจร ทั้งนี้ค่าประจำตัวเหล่านี้จะประกอบด้วย ค่าอิมพีแดนซ์ประจำตัว (Primitive impedance, z) หรือแอดมิตแตนซ์ประจำตัว (Primitive admittance, y) ของสายส่งหรือหม้อแปลงที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ

หลักการเบื้องต้นในการสร้าง Y_{bus} จากค่าประจำตัวของอุปกรณ์หรือส่วนประกอบแต่ละส่วน จะอาศัยสมมติฐานที่ว่า ส่วนประกอบต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังไม่มีความเหนี่ยวนำร่วม (Mutual inductance) ระหว่างกัน ซึ่งทำให้เราสามารถสร้าง Y_{bus} ได้โดยอาศัยวิธีการตรวจพิจารณา (Inspection) ซึ่งมีขั้นตอนในการพิจารณา 3 ขั้นตอนดังนี้

ขั้นที่ 1 Y_{bus} เป็นเมทริกซ์สมมาตร

ขั้นที่ 2 Y_{ii} (Self-admittance) คือ ค่าในแนวทแยงมุมของเมทริกซ์ มีค่าเท่ากับผลรวมทั้งหมดของแอดมิตแตนซ์ประจำตัวของส่วนประกอบที่ต่ออยู่กับบัส i ทั้งหมด

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n y_{ij} \quad (2.2)$$

$$y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (2.3)$$

โดยที่ z_{ij} คือ ค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างโนด i และ j

ขั้นที่ 3 Y_{ij} (Mutual inductance) คือ ค่าที่อยู่นอกแนวทแยงมุมของเมทริกซ์ มีค่าเท่ากับค่าติดลบของแอดมิตแตนซ์ประจำตัวของส่วนประกอบทั้งหมดที่ต่ออยู่ระหว่างบัส i และ j ถ้ามีส่วนประกอบทางไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งส่วนประกอบที่ต่อขนานอยู่ระหว่าง 2 บัส ต้องจัดการให้เรียบร้อยก่อนจะนำมาใส่ใน Y_{bus}

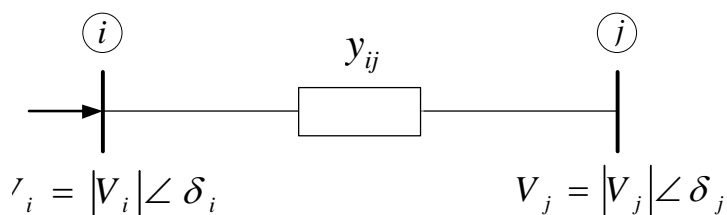
$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (2.4)$$

จากการพิจารณาด้วยวิธีการตรวจพิจารณา ของระบบ n บัส จะได้ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันประจำบัส (Bus injected current) และกระแสที่ฉีดเข้าบัส ดังสมการ (2.5)

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

2.1.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

พิจารณาตำแหน่งหนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลัง



รูปที่ 2.6 บัสในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากรูปที่ 2.6 เราสามารถเขียนกระแสที่ฉีดเข้าที่บัส i ในรูปของเมทริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์ได้ดังนี้

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.6)$$

ดังนั้นสมการของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน (Power flow equation) สุทธิที่ไหลเข้าบัสที่ i คือ

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (2.7)$$

$$P_i - jQ_i = (|V_i| \angle -\delta_i) \left(\sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_{ij} \right) \quad (2.8)$$

เมื่อแยกพิจารณาส่วนจริงและส่วนจินตภาพของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจะได้

$$P_{i,cal} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.9)$$

$$Q_{i,cal} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.10)$$

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่คำนวณได้ตามสมการ (2.9) และ (2.10) จะเท่ากับกำลังไฟฟ้ารวมที่ได้รับการจัดสรรใช้ที่แต่ละบัส นั่นคือ

$$P_{i,sch} - P_{i,cal}(|V|, \delta) = 0 \quad (2.11)$$

$$Q_{i,sch} - Q_{i,cal}(|V|, \delta) = 0 \quad (2.12)$$

จาก (2.11) และ (2.12) จะพบว่า ในการแก้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับบัสใดๆ โดยทั่วไปเราจะสนใจตัวแปรอยู่ 4 ตัว คือ ขนาดของแรงดันที่บัส ($|V|$) มุมเฟสของแรงดันที่บัส (δ) กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Q) อย่างไรก็ตามที่แต่ละบัสเราจะมีสมการที่แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรทั้ง 4 นี้้อยู่เพียง 2 สมการเท่านั้น ดังนั้นเราจะต้องกำหนดค่าของตัวแปร 2 ตัว เพื่อที่จะคำนวณหาอีก 2 ตัวแปรที่เหลือได้จากตัวแปรทั้ง 4 ดังกล่าวข้างต้น เราสามารถจำแนกประเภทของบัสได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

1. Slack bus เป็นบัสที่ขนาดของแรงดัน และมุมของแรงดันที่บัสมีค่าคงที่
2. Load bus เป็นบัสที่กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีค่าคงที่
3. Voltage-controlled bus เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ โดยกำลังไฟฟ้าจริงและขนาดของแรงดันที่บัสมีค่าคงที่

เราสามารถหาค่าเฉลยของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้านี้ด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน ซึ่งเป็นวิธีที่นิยมนำมาใช้มากที่สุด เนื่องจากมีคุณสมบัติการลู่เข้าหาคำตอบที่รวดเร็วและจำนวนรอบของการทำซ้ำไม่ขึ้นอยู่กับขนาดของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยการจัดรูปแบบปัญหาดังสมการที่ (2.13)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \hline \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \vdots & \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \vdots & \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \vdots & \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \vdots & \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \hline \Delta |V_1^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

จาก (2.13) สามารถเขียนให้อยู่ในรูปเมทริกซ์ย่อ ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

เราเรียก เมทริกซ์ $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ ว่า เมทริกซ์จาโคเบียน (Jacobian Matrix) โดยสมาชิกในเมทริกซ์จาโคเบียนก็คืออนุพันธ์ย่อยของ (2.9) และ (2.10) ซึ่งสามารถพิจารณาได้ดังนี้

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_1

$$\frac{\partial P_{i,cal}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial P_{i,cal}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (2.16)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_2

$$\frac{\partial P_{i,cal}}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial P_{i,cal}}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (2.18)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_3

$$\frac{\partial Q_{i,cal}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.19)$$

$$\frac{\partial Q_{i,cal}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (2.20)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_4

$$\frac{\partial Q_{i,cal}}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.21)$$

$$\frac{\partial Q_{i,cal}}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad ; \quad j \neq i \quad (2.22)$$

โดย $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ (Power mismatch) มีค่าดังสมการ (2.23) และ (2.24) ตามลำดับ

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{i,sch}^{(k)} - P_{i,cal}^{(k)} \quad (2.23)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{i,sch}^{(k)} - Q_{i,cal}^{(k)} \quad (2.24)$$

และค่าขนาดและมุมของแรงดันที่ปรับปรุงมาครั้งใหม่โดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน คือ

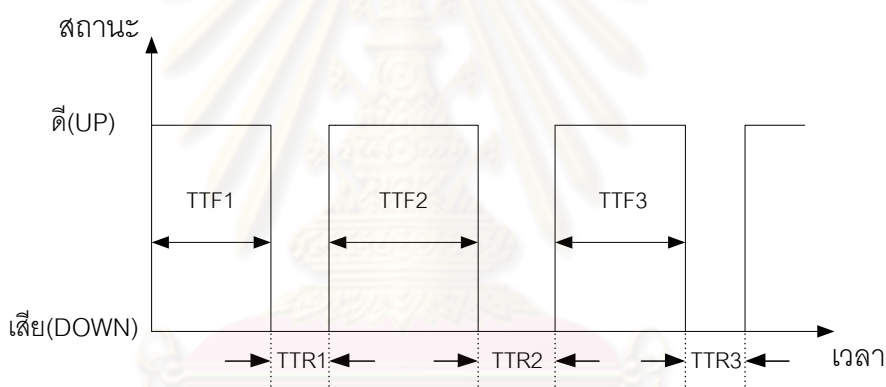
$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (2.25)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (2.26)$$

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

2.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

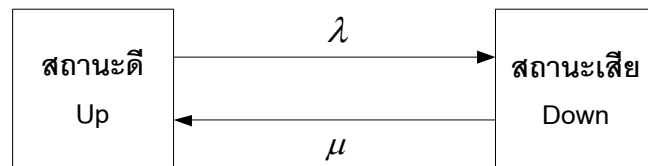
ในการพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในช่วงเวลาหนึ่ง จะพบว่าอุปกรณ์นั้นๆจะมีลักษณะการทำงานเป็นช่วงคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Non-periodic) ซึ่งประกอบไปด้วยสถานะทำงานปกติ “สถานะดี” สลับกับสถานะทำงานขัดข้อง “สถานะเสีย” โดยสถานะที่ทำงานไม่ได้นั้นมักเกิดจากการที่อุปกรณ์ขัดข้องหรือเสียหายแต่หลังจากทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วก็สามารถใช้งานได้ต่อไป หากพิจารณาอุปกรณ์ที่มีแบบจำลองการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะ คือสถานะดีและสถานะเสียแล้ว โดยทั่วไปการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆเหล่านี้จะมีลักษณะเป็นคาบเวลา ดังแสดงในรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

โดยที่ TTF_i คือ เวลาที่อุปกรณ์จะเสีย หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ในครั้งที่ i
 TTR_i คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์เสียในครั้งที่ i

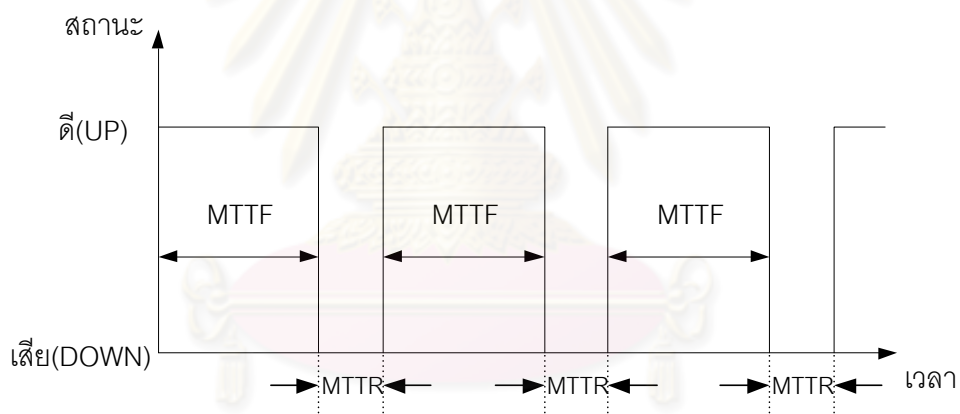
จากแนวความคิดดังกล่าว ทำให้เราสามารถพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังในช่วงเวลาที่สนใจได้เป็น 2 สถานะของการทำงานตามแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ หรือที่เรียกว่ากระบวนการมาร์คอฟแบบต่อเนื่อง (Continuous Markov Processes) [13-15] แสดงดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 แบบจำลอง 2 สถานะของการทำงาน

โดยที่ λ คือ อัตราการล้มเหลว (Failure Rate)
 μ คือ อัตราการซ่อมแซม (Repair Rate)

จากรูปที่ 2.7 จะเห็นว่าช่วงเวลาที่ทำงานได้กับช่วงเวลาที่เสียในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นในการพิจารณาแบบจำลองของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเพื่อแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะยาวจะใช้ค่าประมาณเป็นระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะดี และ ระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะเสีย ดังรูปที่ 2.9

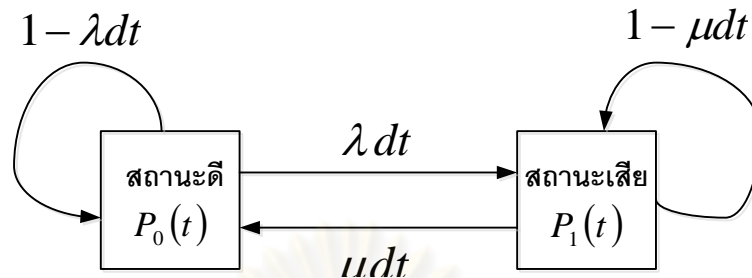


รูปที่ 2.9 การทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าเมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย

โดยที่ MTTF คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ ซึ่งมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\lambda}$
 MTTR คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์เสีย ซึ่งมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\mu}$

แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วย 2 สถานะของการทำงาน ซึ่งถูกเชื่อมโยงกันด้วยอัตราการล้มเหลว (λ) และอัตราการซ่อมแซม (μ) กล่าวคือ ในการเปลี่ยนสถานะจากการทำงานในสถานะดีไปเป็นสถานะเสียจะเป็นไปตามอัตราการล้มเหลว และการเปลี่ยนสถานะจากสถานะเสียไปเป็นสถานะดีจะเป็นไปตามอัตราการซ่อมแซม โดยจากกระบวนการมาร์คอฟฟ์แบบต่อเนื่องทำ

ให้เราสามารถคำนวณความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะเสียหรือไม่อยู่ในสถานะของการทำงาน รวมทั้งความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะดีหรืออยู่ในสถานะของการซ่อมแซมสามารถอธิบายได้ดังนี้



รูปที่ 2.10 ความน่าจะเป็นของการเปลี่ยนสถานะของแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ

จากรูปที่ 2.10 เราสามารถหารูปทั่วไปของความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดี (Availability), $P_0(t)$ และความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะเสีย (Unavailability), $P_1(t)$ ได้ ดังสมการที่ (2.27) และ (2.28)

$$P_0(t + dt) = P_0(t) \times (1 - \lambda dt) + P_1(t) \times (\mu dt) \quad (2.27)$$

$$P_1(t + dt) = P_0(t) \times (\lambda dt) + P_1(t) \times (1 - \mu dt) \quad (2.28)$$

จากสมการที่ (2.27) และ (2.28) เมื่อทำการประมาณค่า dt เข้าใกล้ศูนย์ เราสามารถจัดรูปสมการใหม่ได้ดังนี้

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P_0(t + dt) - P_0(t)}{dt} = P_0'(t) = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (2.29)$$

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P_1(t + dt) - P_1(t)}{dt} = P_1'(t) = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (2.30)$$

สมการที่ (2.29) และ (2.30) สามารถเขียนให้อยู่ในรูปเมทริกซ์ของสมการสถานะ (State Equation) ได้ดังนี้

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

ในการแก้สมการสถานะ เราสามารถทำได้หลายวิธี เช่น วิธีการแปลงลาปลาซ (Laplace Transformation method) หรือวิธีการหาค่าเฉพาะเจาะจง (Eigenvalue method) โดยผลเฉลยที่ได้จากการแก้สมการดังกล่าว สามารถแสดงดังสมการที่ (2.32) และ (2.33)

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (2.32)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] - \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (2.33)$$

โดยทั่วไปค่าเริ่มต้นของอุปกรณ์ในระบบจะอยู่ในสถานะดี นั่นคือที่เวลาเริ่มต้น $t = 0$ จะมีค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดีและเสียดังนี้

$$P_0(0) = 1 \quad (2.34)$$

$$P_1(0) = 0 \quad (2.35)$$

จะได้ว่า $P_0(0) + P_1(0) = 1$ ทำให้เราสามารถจัดรูปสมการที่ (2.32) และ (2.33) ให้อยู่ในรูปของความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดีและเสียที่แปรผันตามเวลาได้ดังสมการที่ (2.36) และ (2.37)

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda+\mu)t} \quad (2.36)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda+\mu)t} \quad (2.37)$$

พิจารณาช่วงระยะเวลานาน ($t \rightarrow \infty$) จะจัดรูปสมการ (2.36) และ (2.37) ได้ดังนี้

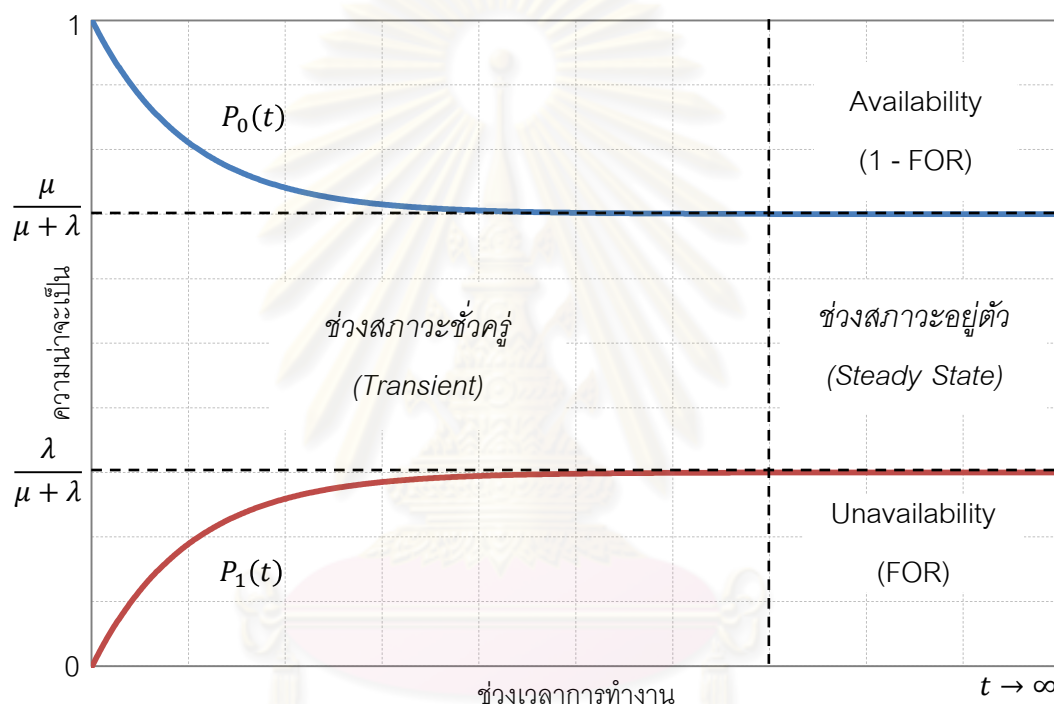
$$A = P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.38)$$

$$U = P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.39)$$

โดยที่ A คือ ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะดี หรืออยู่ในสถานะของการทำงานได้ (Availability)

U คือ ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะเสีย หรือไม่อยู่ในสถานะของการทำงาน (Unavailability) หรือที่เรียกกันว่า FOR (Forced Outage Rate)

จากการพิจารณากระบวนการมาร์คอฟแบบต่อเนื่องจะเห็นได้ว่า ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดีและเสียในสถานะเริ่มต้นจะเป็นดังสมการ (2.34) และ (2.35) จากนั้นเมื่อเวลาผ่านไปในช่วงเวลาหนึ่งซึ่งเรียกว่าสภาวะชั่วคราว (Transient) ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดีและเสียจะแปรผันตามเวลา (Time Dependent) ตามสมการที่ (2.36) และ (2.37) เมื่อเวลาผ่านไปนานขึ้นจนเริ่มเข้าสู่สภาวะอยู่ตัว (Steady State) ค่าความน่าจะเป็นที่ได้จะไม่แปรผันตามเวลา (Time Independent) แต่จะเข้าสู่ค่าคงที่ค่าหนึ่ง ดังสมการที่ (2.38) และ (2.39) ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะดีและเสีย สามารถอธิบายได้ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดีและเสียในช่วงเวลาต่างๆ

2.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

โดยทั่วไปการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้ากำลังสามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเภทหลัก [16] คือ ระเบียบวิธีการวิเคราะห์ (Analytical Method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation Method) ในอดีตการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น ส่วนใหญ่มักใช้ระเบียบวิธีการวิเคราะห์โดยอาศัยทฤษฎีความน่าจะเป็น (Probability Theory) เป็นหลัก ซึ่งการวิเคราะห์ด้วยวิธีการนี้มีจุดด้อยเนื่องจากการคำนวณจะมีความซับซ้อนมากเมื่อระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น

ในทางกลับกัน วิธีการจำลองเหตุการณ์ แม้ว่าจะต้องการเวลาในการคำนวณสูงแต่สามารถใช้จัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี ซึ่งวิธีการนี้จะอาศัยการสุ่มสถานะของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ และทำการวิเคราะห์ตามเงื่อนไขที่กำหนด กระบวนการนี้จะถูกทำซ้ำด้วยคอมพิวเตอร์จนกระทั่งผลตอบลู่อเข้า ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งเป็นวิธีที่ยังคงประสิทธิภาพสูงแม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่ขึ้นมากก็ตาม

การจำแนกประเภทของการสุ่มแบบมอนติคาร์โลนั้น หากจำแนกตามความสัมพันธ์ของแต่ละสถานะที่สุ่มได้จะสามารถแบ่งได้เป็น 2 ชนิด [14,16] คือ ชนิดที่ไม่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Non-sequential) และชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential) ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการสุ่มแบบมอนติคาร์โล 2 แบบ คือ การสุ่มสถานะ (State sampling) [14,16-17] ซึ่งเป็นการสุ่มที่แต่ละสถานะไม่เกี่ยวเนื่องกัน จากนั้นจะกล่าวถึงการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling) [14,16,18] ซึ่งเป็นการสุ่มที่แต่ละสถานะเกี่ยวเนื่องกัน

2.3.1 การสุ่มสถานะ

การสุ่มสถานะเป็นการสุ่มตัวเลข (U) ในช่วง $[0,1]$ หนึ่งตัวสำหรับอุปกรณ์แต่ละตัว หากตัวเลขที่สุ่มได้มีค่ามากกว่าค่าดัชนีความเสี่ยงของอุปกรณ์ จะกำหนดให้อุปกรณ์นั้นสามารถทำงานได้หรืออยู่ในสถานะดี แต่หากตัวเลขที่สุ่มได้มีค่าน้อยกว่าค่าดัชนีความเสี่ยงของอุปกรณ์ ก็กำหนดให้อุปกรณ์นั้นล้มเหลวหรือเกิดเหตุขัดข้อง ดังแสดงในรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 วิธีการสุ่มสถานะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์

ข้อดีของการสุ่มเหตุการณ์โดยการสุ่มสถานะของอุปกรณ์ในระบบคือ วิธีการสุ่มไม่ยุ่งยากและข้อมูลที่ต้องใช้ก็มีเพียงค่าความไม่พร้อมมูลของแต่ละอุปกรณ์ แต่หากต้องการคำนวณดัชนีของระบบที่เกี่ยวข้องกับความถี่หรือระยะเวลา วิธีการนี้จะไม่สามารถใช้ได้ [16-17]

2.3.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ ตามแบบจำลอง 2 สถานะ โดยมีสมมติฐานให้ช่วงเวลาทำงาน (T) ในแต่ละสถานะ เช่น สถานะดีหรือสถานะเสียของ อุปกรณ์มีการกระจายตัวที่อธิบายได้ด้วยฟังก์ชันความหนาแน่น (Density Function) ที่เฉพาะเจาะจง โดยทั่วไประยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะดีสามารถอธิบายได้ด้วยฟังก์ชันการกระจายตัวแบบเอกโพเนนเชียล (Exponential Distribution Function) ดังสมการที่ (2.40)

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.40)$$

โดยที่ λ คือ อัตราความล้มเหลว
 t คือ เวลา

ดังนั้น ค่าความไม่พร้อมมูล (U) ที่เวลา T คำนวณได้จากสมการที่ (2.41)

$$U = F_T(T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda T} \quad (2.41)$$

จะได้ว่า

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (2.42)$$

แต่ $(1 - U)$ มีการกระจายเช่นเดียวกับ U ดังนั้น

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (2.43)$$

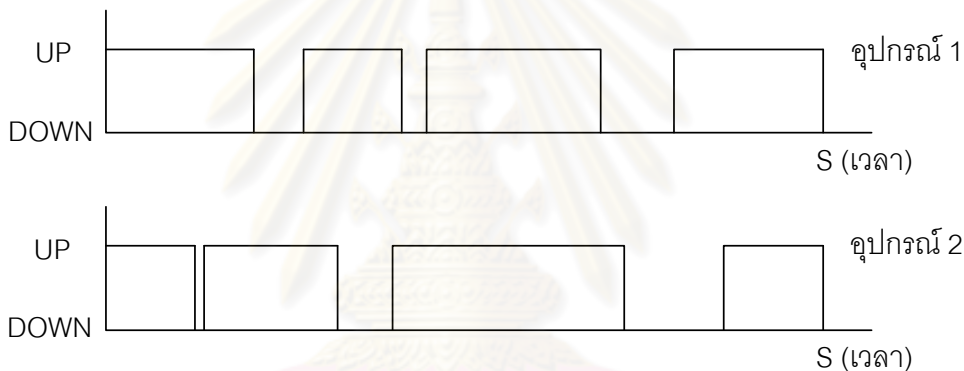
โดยที่ U คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอ (Uniform Distribution)

ในทำนองเดียวกัน หากเราสมมติให้ช่วงเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยเริ่มตั้งแต่อุปกรณ์ขัดข้องจนสามารถกลับมาใช้งานได้ มีการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) เราจะสามารถคำนวณช่วงเวลาการซ่อมของสายส่งได้ดังสมการที่ (2.44)

$$T = r + Z \times \sigma_r \tag{2.44}$$

- โดยที่ Z คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวปกติ (Normal Distribution)
- r คือ ระยะเวลาในการซ่อมเฉลี่ย
- σ_r คือ ความแปรปรวนของระยะเวลาซ่อมแซม โดยปกติกำหนดให้มีค่าเท่ากับ $0.1 \times r$

ด้วยวิธีการดังกล่าว เราจะสามารถสุ่มระยะเวลาที่แต่ละอุปกรณ์อยู่ในสถานะหนึ่งๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะสลับไปมาได้ และเมื่อทำซ้ำจนครบทุกอุปกรณ์จนครบระยะเวลาที่ต้องการ (S) จะได้ข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์ทั้งระบบ ในกรณีที่ระบบมีอุปกรณ์เพียง 2 อุปกรณ์ ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ทั้ง 2 สามารถแสดงเป็นตัวอย่างได้ดังรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ ที่เกิดจากการสุ่ม

วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงานในแต่ละสถานะของแต่ละอุปกรณ์มีข้อดีคือ สามารถจำลองลักษณะการกระจายของสถานะการทำงานของอุปกรณ์ โดยอาศัยรูปแบบการกระจายแบบใดก็ได้ และสามารถคำนวณดัชนีเกี่ยวกับความถี่และระยะเวลาได้อย่างถูกต้องและแม่นยำ แต่มีข้อเสียที่ต้องใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์สูง ใช้เวลาในการคำนวณมาก และมีความซับซ้อนสูง แต่เนื่องจากในปัจจุบัน สมรรถนะของคอมพิวเตอร์มีการพัฒนาให้สูงขึ้นมาก ดังนั้นข้อเสียดังกล่าวจึงสามารถละเลยได้

2.3.3 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล [15-16] สามารถคำนวณจากนิยามดังนี้

- LOLP คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดการล้มเหลว ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบการสุ่มสถานะจะถือว่าระยะเวลาในแต่ละสถานะของระบบที่สุ่มได้มีค่าเท่ากัน

- LOLF คือ ความถี่ที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจาก ดี ไป ล้มเหลว (หรือล้มเหลว ไป ดี) ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของจำนวนครั้งที่ทั้งหมดที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจากดี ไป ล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบการสุ่มสถานะจะไม่สามารถหาค่าดัชนีนี้ได้โดยตรง แต่จะต้องอาศัยวิธีการคำนวณเพิ่มเติมที่ซับซ้อนมากขึ้น

- EPNS คือ โหลดในระบบที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของ โหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละสถานะคูณกับระยะเวลาในสถานะนั้น ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

- LOLD คือ ระยะเวลาที่ระบบจะอยู่ในสถานะล้มเหลวแต่ละครั้ง ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อ จำนวนครั้งที่ทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ซึ่งเท่ากับอัตราส่วนของ LOLP ต่อ LOLF

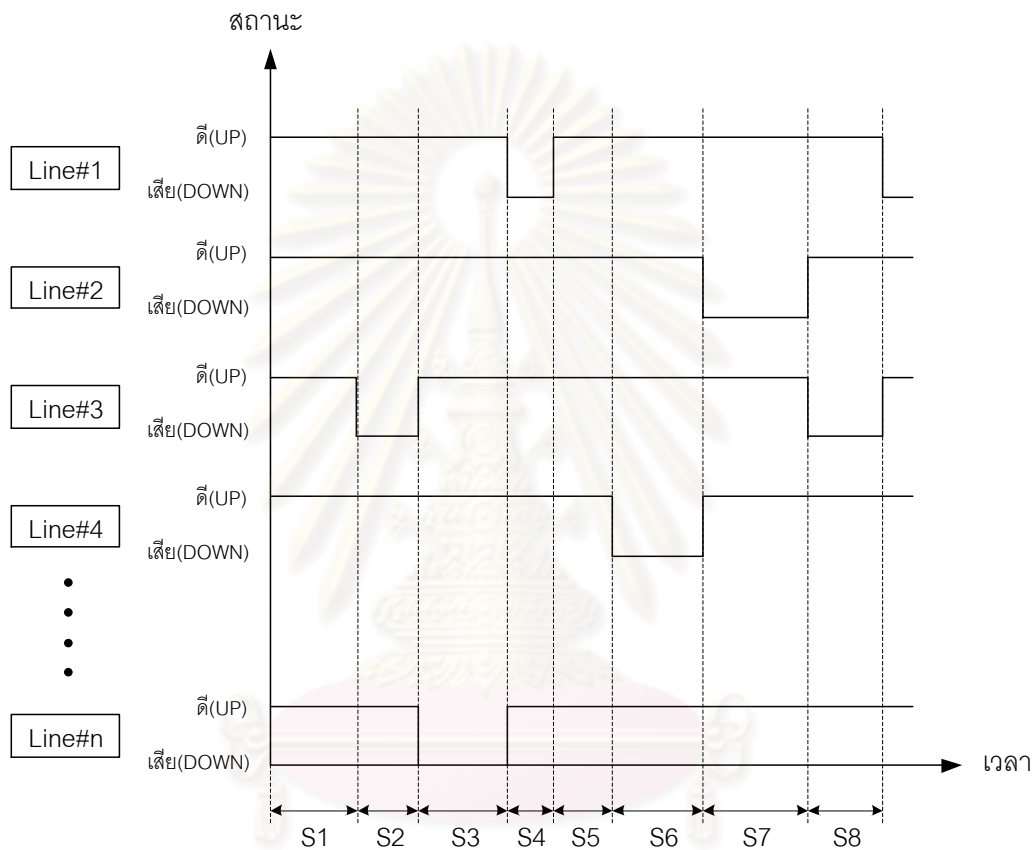
2.3.4 เกณฑ์การหยุดการคำนวณ (Stopping Criteria)[16,19]

สำหรับเกณฑ์การหยุดการคำนวณ (Stopping Criteria) ของการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้นนิยมใช้เกณฑ์ 2 แบบ [14] คือการกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงานไว้ที่ค่าหนึ่ง หรือการกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative uncertainty) ของดัชนีที่ยอมรับได้ไว้ที่ค่าหนึ่ง ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์สามารถแสดงได้ดังสมการ (2.45)

$$\text{ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์} = \frac{S}{\bar{x}\sqrt{n}} \quad (2.45)$$

โดยที่ S คือ ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) ของดัชนี
 \bar{x} คือ ค่าเฉลี่ยของดัชนี
 n คือ จำนวนครั้งของการสุ่ม

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการสุ่มการทำงานเป็นเกณฑ์การหยุดการคำนวณ และอาศัยวิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State Duration Sampling) ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งของการสุ่มที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน เนื่องจากเป็นวิธีที่เหมาะสมในการพิจารณาสถานะของแต่ละอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด และพิจารณาเฉพาะเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบส่งเท่านั้น ดังนั้น สถานะการทำงานของสายส่งทุกเส้น สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 ช่วงเวลาการทำงานของสายส่งในระบบ ที่เกิดจากการสุ่ม

เนื่องจากวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดเวลาที่ต้องการ (S) และเมื่อสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งในระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะ เราจะสามารถแบ่งเวลาออกเป็นช่วงต่างๆ (S_1, S_2, \dots, S_8) เพื่อนำสถานะของแต่ละสายส่งในช่วงเวลาที่สนใจไปใช้ในการวิเคราะห์ห้ระบบไฟฟ้ากำลังต่อไป การจำลองเหตุการณ์มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

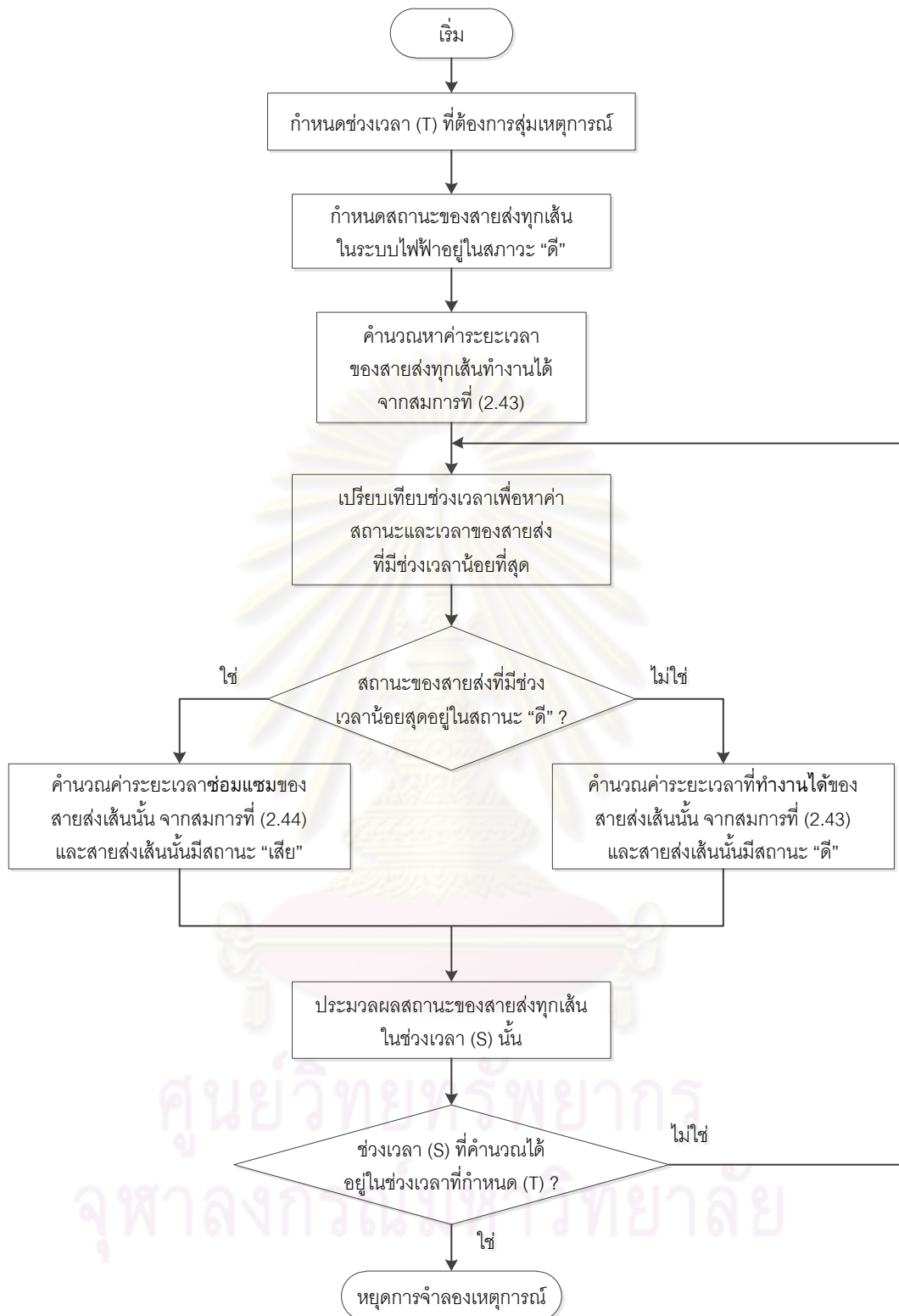
ขั้นที่ 1 กำหนดช่วงเวลาที่ต้องการสุ่มเหตุการณ์

ขั้นที่ 2 กำหนดให้สถานะเริ่มต้นของสายส่งทุกเส้นในระบบไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี

- ขั้นที่ 3 คำนวณหาค่าระยะเวลาที่สายส่งแต่ละเส้นสามารถทำงานได้ จากสมการ (2.43)
- ขั้นที่ 4 เลือกสายส่งเส้นที่มีระยะเวลาทำงานได้น้อยที่สุด กำหนดให้เป็นช่วงที่ S_1
- ขั้นที่ 5 นำสายส่งเส้นที่มีระยะเวลาทำงานได้น้อยที่สุดเพื่อหาระยะเวลาซ่อมแซมสายส่ง จากสมการ (2.44)
- ขั้นที่ 6 เปรียบเทียบระยะเวลาหลังจากช่วงที่ S_1 เพื่อหาสายส่งเส้นที่มีระยะเวลาในสถานะเดิมน้อยที่สุด กำหนดให้เป็นช่วงที่ S_2
- ขั้นที่ 7 นำสายส่งเส้นที่มีระยะเวลาในสถานะเดิมน้อยที่สุดมาหาระยะเวลาในสถานะตรงกันข้ามคือ หากเดิมเป็น “สถานะดี” จะต้องหาระยะเวลาที่ซ่อมแซมสายส่ง จากสมการที่ (2.44) และกำหนดให้สายส่งมี “สถานะเสีย” แต่ถ้าเดิมเป็น “สถานะเสีย” จะต้องหาระยะเวลาที่สายส่งทำงานได้ จากสมการที่ (2.43) และกำหนดให้สายส่งมี “สถานะดี”
- ขั้นที่ 8 เปรียบเทียบระยะเวลาหลังจากช่วงที่กำหนดไปแล้ว (S_n) เพื่อหาสายส่งเส้นที่มีระยะเวลาในสถานะเดิมน้อยที่สุด กำหนดให้เป็นช่วง S_{n+1}
- ขั้นที่ 9 ประมวลผลสถานะของสายส่งทุกเส้นในช่วง S_{n+1} และตรวจสอบว่าช่วงเวลาที่ได้มานั้นเพียงพอกับช่วงเวลาที่กำหนดหรือไม่ ถ้าใช่ ให้หยุดการจำลองเหตุการณ์ (ถ้าไม่ใช่ ให้กลับไปยังขั้นที่ 7)

สรุปขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยอาศัยวิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน แสดงเป็น
โฟลว์ชาร์ต ดังรูปที่ 2.15

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.15 โฟลว์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยอาศัยวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

บทที่ 3

หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า

บทนี้จะกล่าวถึงหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า โดยรายละเอียดที่นำเสนอจะประกอบไปด้วย โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังก่อนและหลังการแปรรูป องค์ประกอบของระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูป และรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าหลังการแปรรูป [1-10] ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

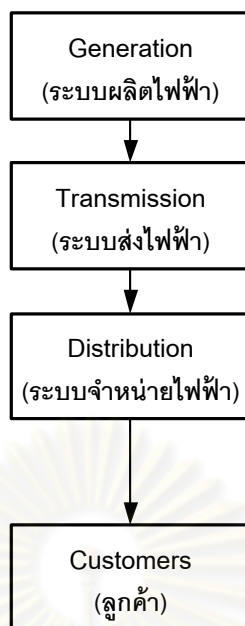
3.1 การแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง (Electric Power System Deregulation)

3.1.1 สาเหตุของการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง

ปัจจุบันหลายประเทศทั่วโลกได้มีการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังจากระบบผูกขาดที่ถูกควบคุมโดยรัฐไปสู่การซื้อขายไฟฟ้าแบบเสรี โดยการแปรรูปเหล่านี้มีเหตุผลที่แตกต่างกันออกไปในแต่ละประเทศ ซึ่งในหมู่ประเทศที่กำลังพัฒนาจะไม่มีเงินทุนสำรองที่จะนำไปลงทุนขยายระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นได้ เนื่องมาจากการที่ไม่มีระบบจัดการที่ดี รวมทั้งนโยบายการจัดเก็บภาษีไม่สมเหตุผล ทำให้เหตุผลหลักในการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังก็คือ ความต้องการเงินลงทุนเพื่อรองรับปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ส่วนในหมู่ประเทศที่พัฒนาแล้วเหตุผลหลักในการแปรรูปคือ ความต้องการที่จะให้เกิดการแข่งขันกันซึ่งนำไปสู่การซื้อขายไฟฟ้าในราคาที่ถูกลง และมีทางเลือกในการซื้อขายไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น

3.1.2 โครงสร้างของระบบไฟฟ้าก่อนการแปรรูป หรือโครงสร้างแบบผูกขาด

การจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า เริ่มต้นตั้งแต่โรงไฟฟ้าซึ่งมักมีสถานที่ตั้งอยู่ห่างไกลจากชุมชนเพื่อทำการผลิตไฟฟ้า จากนั้นจึงทำการจัดส่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ผ่านระบบส่งไฟฟ้าแรงสูง จนกระทั่งเข้าใกล้ศูนย์กลางโหลดหรือบริเวณที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง จากนั้นจึงทำการแปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงมา และจัดจำหน่ายผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าต่อไป หากพิจารณาการการจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในลักษณะดังกล่าว เราจะสามารถแบ่งโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าออกได้เป็น 3 ระบบหลักคือ ระบบผลิต (Generation) ระบบส่ง (Transmission) และระบบจำหน่าย (Distribution) ตามลำดับ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูป 3.1



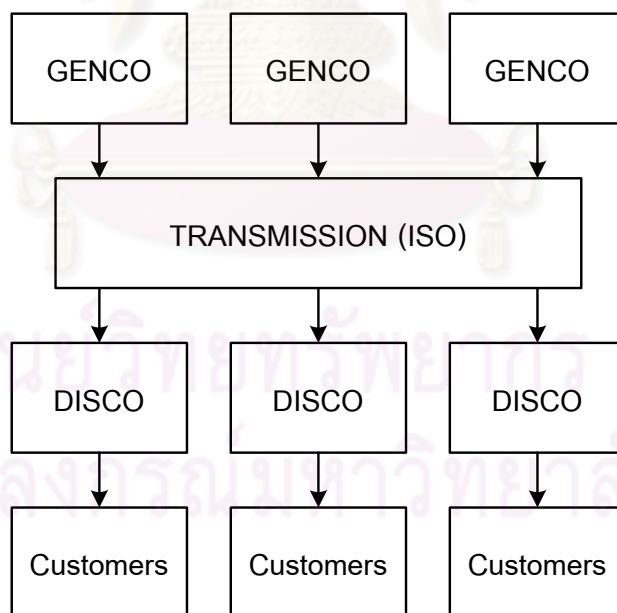
รูปที่ 3.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบัน

โครงสร้างของระบบไฟฟ้าในประเทศไทยในปัจจุบันจะมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการดูแล 3 ระบบหลักนี้เพียงไม่กี่หน่วยงานเท่านั้น โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่และระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศอยู่ในความดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในความดูแลของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เท่านั้น อย่างไรก็ตาม รัฐบาลได้เริ่มเปิดโอกาสให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าผ่านโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ซึ่งจะทำการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายให้แก่ กฟผ. โดยที่ กฟผ. จะทำการผลิตและส่งไฟฟ้าเกือบทั้งหมดรวมทั้งพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพื่อขายต่อให้แก่ กฟน. กฟภ. และลูกค้าโดยตรง เพื่อจัดจำหน่ายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าต่อไป จากโครงสร้างดังกล่าว เราสามารถกล่าวได้ว่า กิจการไฟฟ้าของประเทศไทยเกือบทั้งหมดอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบและการให้บริการของ 3 หน่วยงานหลัก คือ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. โดยไม่เปิดโอกาสให้มีการแข่งขันในส่วนของกรให้บริการจัดจำหน่ายไฟฟ้าแต่อย่างใด ดังนั้นจึงอาจสรุปได้ว่าในปัจจุบันประเทศไทยมีระบบการจัดหาและให้บริการด้านการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบนี้เป็นไปในลักษณะการดำเนินกิจการแบบค่อนข้างที่จะผูกขาด (Monopoly)

3.1.3 โครงสร้างของระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูป

โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าหลังการแปรรูปโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าในหลายประเทศจะอยู่ในรูปแบบของการซื้อขายไฟฟ้าที่มีหน่วยงานเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการลงทุนมากขึ้น ทำให้เกิดการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า ส่งผลให้การดำเนินงานมีประสิทธิภาพมากขึ้น ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ตามความพึงพอใจทั้งในด้านราคา คุณภาพ และการบริการที่ดี

การแปรรูปกิจการไฟฟ้าจะมีการแยกธุรกิจที่ผูกขาดออกจากธุรกิจที่มีการแข่งขัน โดยในธุรกิจที่สามารถแข่งขันได้ เช่น ส่วนของการผลิต การส่ง และการจำหน่ายไฟฟ้า ก็จะมีการสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันอย่างเต็มที่ โดยที่ระบบผลิต (Generation) จะไปอยู่ในความดูแลของบริษัทผลิตไฟฟ้า (GENCOs) ระบบส่ง (Transmission) ไปอยู่ในความดูแลของบริษัทระบบส่งไฟฟ้า (TRANSCO) และระบบจำหน่าย (Distribution) ไปอยู่ในความดูแลของบริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DISCOs) ส่วนธุรกิจที่ผูกขาดหรือส่วนที่ต้องการความเป็นกลางในการบริหารงาน จะมีองค์กรกำกับดูแล ที่เรียกว่าศูนย์ควบคุมอิสระ (Independent System Operator: ISO) โดยองค์กรนี้จะเข้าไปมีบทบาทในการควบคุมราคา มาตรฐาน คุณภาพและการบริการ รวมทั้งยังมีอำนาจที่จะดำเนินการลงโทษผู้ที่ไม่ได้ปฏิบัติตามข้อกำหนดในกรณีที่มีการฝ่าฝืนหรือไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดในสัญญาหรือกฎหมาย โครงสร้างระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูป แสดงดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังหลังการแปรรูป

จุดประสงค์หลักของศูนย์ควบคุมอิสระ คือการควบคุมดูแลให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นเพียงพอกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ในเวลาเดียวกันศูนย์ควบคุมอิสระจะควบคุมการ

ผลิตให้ระบบมีความเชื่อถือได้ (Reliability) มีการใช้ระบบส่งได้อย่างมีประสิทธิภาพและทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังมีเสถียรภาพ (Stability) และความมั่นคง (Security) ในทางกลับกันจุดประสงค์หลักของบริษัทผลิตไฟฟ้า บริษัทระบบส่งไฟฟ้า และบริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ การทำให้มีรายได้จากการทำธุรกิจมากที่สุด

3.2 องค์ประกอบของระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูป

ระบบไฟฟ้าหลังการแปรรูปจะประกอบไปด้วยส่วนประกอบหลักดังต่อไปนี้ บริษัทผลิตไฟฟ้า (GENCOs) บริษัทระบบส่งหรือเจ้าของระบบส่งไฟฟ้า (TRANSCOs) บริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DISCOs) ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (Independent System Operator: ISO) และตลาดซื้อขายไฟฟ้า (Power Exchange: PX)

บริษัทผลิตไฟฟ้า (GENCOs)

บริษัทผลิตไฟฟ้า คือ บริษัทที่เป็นเจ้าของและผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่องหรือมากกว่า โดยบริษัทผลิตไฟฟ้าจะมีการแข่งขันเพื่อที่จะประมูลเสนอราคาพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า บริษัทผลิตไฟฟ้าเหล่านี้อาจเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer: IPP) ก็ได้

บริษัทระบบส่ง (TRANSCOs)

บริษัทระบบส่งไฟฟ้า เป็นหน่วยงานที่เป็นเจ้าของเครือข่ายระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นผู้ให้บริการสายส่งและทำหน้าที่ดูแลและบำรุงรักษาระบบสายส่งไฟฟ้าภายใต้สัญญาที่ทำกับศูนย์ควบคุมระบบอิสระ ระบบส่งไฟฟ้าจะทำหน้าที่ในการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทผลิตไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ไม่ได้เป็นผู้ส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหรือควบคุมการดำเนินงานในระบบไฟฟ้า และบริษัทระบบส่งไฟฟ้าจะต้องไม่มีความเกี่ยวข้องใดๆ กับหน่วยงานอื่น โดยเฉพาะหน่วยงานที่ไม่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลโดยองค์กรกำกับดูแล และควรจะเป็นคนละองค์กรกับศูนย์ควบคุมระบบ (System Operator)

บริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DISCOs)

บริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ บริษัทหรือองค์กรที่ทำหน้าที่ให้บริการการจัดส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสายจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ภายใต้ราคา ณ ตลาดกลางการซื้อขายไฟฟ้า (Spot Prices) รวมกับอัตราค่าบริการจัดจำหน่าย (ซึ่งควบคุมโดยองค์กรกำกับดูแล)

ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (Independent System Operator: ISO)

ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ คือ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าซึ่งเป็นอิสระจากการควบคุมของบุคคล หรือกลุ่มบุคคลที่มีส่วนร่วมในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า หรือในกิจการไฟฟ้าต่างๆ โดยศูนย์ควบคุมอิสระจะทำหน้าที่ในการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า และควบคุมการดำเนินการของระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ (Reliability) และมีเสถียรภาพ (Stability)

ตลาดซื้อขายไฟฟ้า (Power Exchange: PX)

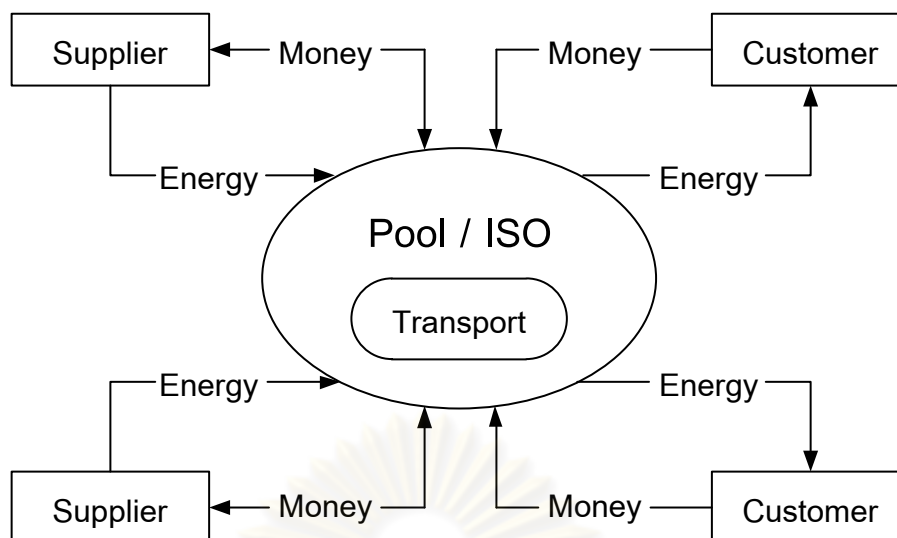
เป็นหน่วยงานที่ควบคุมดูแลให้ปริมาณไฟฟ้าที่เสนอซื้อเท่ากับปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขาย ซึ่งจะต้องขึ้นอยู่กักราคาที่ผู้ซื้อและผู้ขายเสนอประมูลมา โดยในหลายประเทศตลาดซื้อขายไฟฟ้า (Power Exchange: PX) อาจรวมอยู่กับ ISO

3.3 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าหลังการแปรรูป

ระบบไฟฟ้ากำลังหลังการแปรรูปจะมีรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าหลัก 3 รูปแบบ คือ การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Pool Model) การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Model) และการซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม (Hybrid Model)

การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Pool Model)

ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool) เป็นศูนย์รวมของผู้ซื้อไฟฟ้า ผู้ขายไฟฟ้า และข้อมูลที่สำคัญของระบบ เพื่อเสริมสร้างให้เกิดการแข่งขันที่สมบูรณ์มากขึ้น ทำให้ค่าใช้จ่ายในการซื้อขายไฟฟ้านั้นลดลง โดยที่ผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้านั้นจำนวนมากไม่มีความจำเป็นต้องติดต่อกันโดยตรง แต่มี “ตัวกลาง” ในการซื้อขาย ผู้ซื้อ และ/หรือ ผู้ขายจะต้องจ่ายค่าตอบแทนแก่ผู้ที่ทำหน้าที่เป็นตัวกลางตามปริมาณการซื้อขายที่ตกลงกันไว้หรือที่เกิดขึ้นจริงแล้วแต่กรณี ตลาดกลางการซื้อขายไฟฟ้านั้นไม่ต่างจากตลาดกลางการซื้อขายส่งอื่นๆ มากนัก แต่แตกต่างกันที่ สินค้าที่นำมาซื้อขายคือไฟฟ้าในแต่ละช่วงของวัน ซึ่งการจัดส่งไฟฟ้าจะยุ่งยากกว่าสินค้าอื่น เนื่องจากไฟฟ้านั้นไม่สามารถหรือไม่มีความคุ้มค่าในการกักเก็บ ดังนั้น ตลาดกลางขายส่งไฟฟ้าจำเป็นต้องมีหน่วยงานต่างๆ เป็นตัวกลางในการดำเนินงานทางการตลาดอย่างมีประสิทธิภาพ และควบคุมระบบให้มีความมั่นคง ได้แก่ ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (Independent System Operator: ISO) เป็นต้น การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า แสดงได้ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 รูปแบบของการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

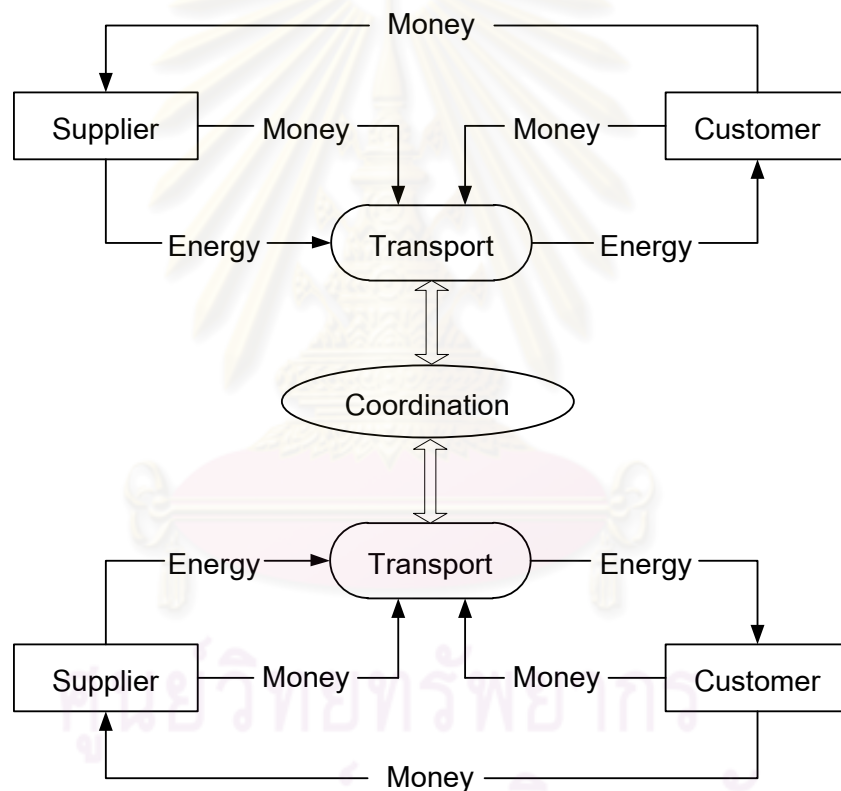
ศูนย์ควบคุมระบบอิสระจะเป็นศูนย์กลางการดำเนินงาน และการกำหนดราคาซื้อ-ขายไฟฟ้าในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า โดยการให้ผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าทำการประมูลราคา (Bidding Prices) และปริมาณไฟฟ้า (Quantity) ที่ต้องการซื้อขายกัน ถ้าผู้ขายส่งราคาประมูลที่สูงเกินไป ก็อาจจะทำให้ผู้ขายรายนั้นไม่ได้รับอนุญาตให้เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผู้ขายที่ส่งราคาประมูลที่ต่ำกว่าก็จะได้รับอนุญาตแทน ในทางกลับกันถ้าผู้ซื้อส่งราคาประมูลที่ต่ำเกินไป อาจทำให้ผู้ซื้อรายนั้นไม่ได้รับอนุญาตให้รับพลังงานไฟฟ้าไปได้ ผู้ซื้อที่เสนอราคาสูงกว่าก็จะได้รับพลังงานไฟฟ้าส่วนนี้ไปแทน นอกจากนี้ศูนย์ควบคุมระบบอิสระควรจะดำเนินการอย่างอิสระ บริหารงานโดยคณะกรรมการบริหารของตน และไม่ควรมีความเกี่ยวข้องใดๆ กับหน่วยงานอื่นๆ ในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

โดยหน้าที่ของศูนย์ควบคุมระบบอิสระจะดำเนินงานด้านเทคนิคต่างๆ เช่น การสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทผลิตไฟฟ้า สั่งการดำเนินการของระบบส่งไฟฟ้า และดำเนินการทางด้านตลาดไม่ว่าจะเป็นการกำหนดราคาค่าไฟฟ้า (Market Clearing Price) การวัดปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดกลาง รวมไปถึงการชำระเงินหรือการจัดการด้านการเงินอีกด้วย ซึ่งในส่วนด้านการตลาดนี้อาจจะมีหน่วยงานเอกชนหรือผู้ร่วมค้าในตลาดเป็นผู้ดำเนินการก็ได้ จากที่ได้กล่าวข้างต้นจะพบว่าตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้านั้นมีหน้าที่สำคัญ 2 ประการคือ

- เป็นศูนย์กลางการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตกับผู้ค้าปลีก
- เป็นกลไกในการบริหารงานของระบบไฟฟ้า เช่น การสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทผลิตไฟฟ้า โดยให้บริษัทผลิตไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำที่สุดเริ่มเดินเครื่องก่อน

การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Model)

การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาเป็นการซื้อขายกันโดยตรงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายโดยไม่ผ่านตลาดกลางและปราศจากการแทรกแซงของศูนย์ควบคุมระบบอิสระ โดยการซื้อขายจะมีการกำหนดราคาและปริมาณไฟฟ้าที่แน่นอน ทำให้ทั้งสองฝ่ายได้รับราคาที่มีเสถียรภาพตามข้อตกลง เพราะผู้ผลิตไฟฟ้าจะจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้ซื้อตามที่ตกลงกันไว้โดยไม่ต้องผ่านการประมูลในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า แต่ในการซื้อขายแบบนี้ผู้ผลิตและผู้ซื้อไฟฟ้ายังคงต้องแจ้งข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าของตนให้ตลาดกลางทราบ เพื่อนำไปหักออกจากอุปสงค์และอุปทานในตลาดกลางที่ศูนย์ควบคุมระบบอิสระทำการพิจารณา การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.4

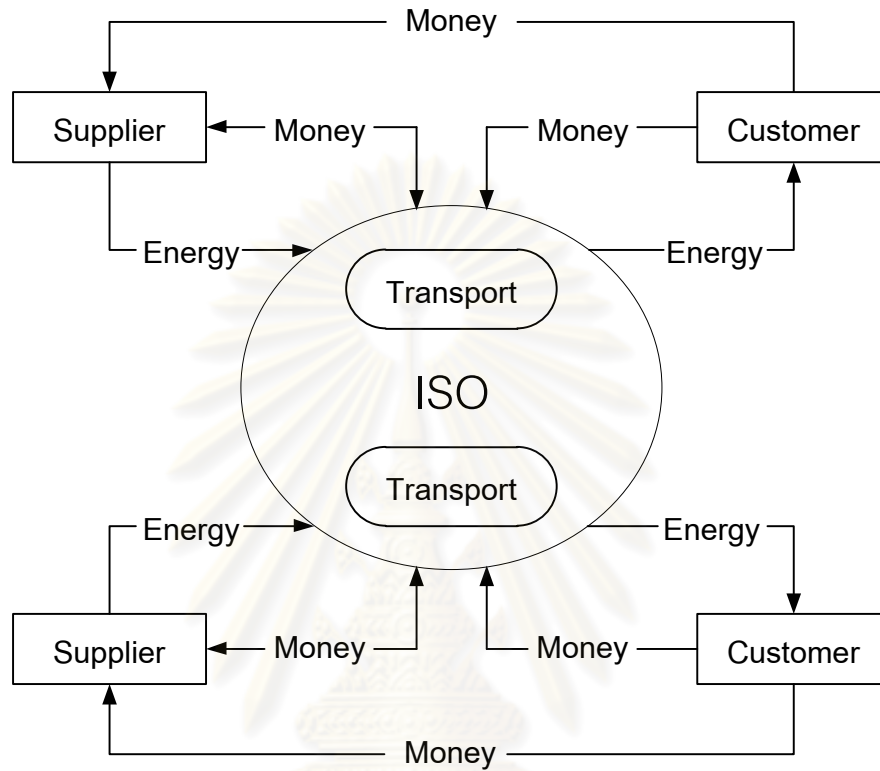


รูปที่ 3.4 รูปแบบของการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา

การซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม (Hybrid Model)

การซื้อขายไฟฟ้าแบบผสมจะประกอบด้วยการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางการซื้อขายไฟฟ้า (Pool Model) และการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Model) ทำให้การซื้อขายไฟฟ้าแบบนี้มีข้อได้เปรียบจากการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางหรือแบบคู่สัญญาเพียง

อย่างเดียวกันคือ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกที่จะซื้อไฟฟ้าจากการซื้อขายรูปแบบใดก็ได้ตามความต้องการ การซื้อขายในรูปแบบนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 รูปแบบของการซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง

บทนี้จะกล่าวถึงหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง โดยรายละเอียดจะประกอบไปด้วย ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้อง รวมถึงการประมาณเชิงเส้นของพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลัง และวิธีการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่งด้วยวิธีที่น่าเสนอ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง [5-11]

4.1.1 สาเหตุของการเกิดปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่ง

โดยทั่วไปแล้วระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ประกอบไปด้วยอุปกรณ์เป็นจำนวนมาก จึงมีโอกาสที่อุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งเกิดปัญหาขัดข้องได้ง่าย ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดการละเมิดขีดจำกัดต่างๆของระบบไฟฟ้ากำลัง ที่อาจนำไปสู่การเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ โดยที่วิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะเหตุขัดข้องในระบบส่งเท่านั้น และจะพิจารณาขีดจำกัดในระบบไฟฟ้ากำลังเพียง 3 ขีดจำกัด คือ ขีดจำกัดของสายส่ง ขีดจำกัดแรงดันที่บัส และขีดจำกัดกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

4.1.2 จุดประสงค์ของการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่งด้วยวิธีที่น่าเสนอ

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบส่ง ความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้นอาจจะมากจนกระทั่งเกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้างได้ ในการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องด้วยวิธีที่น่าเสนอ จะทำการปลดโหลดในระบบบางส่วนออกร่วมกับการปรับแท็ปหม้อแปลง และการปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อที่จะรักษาเสถียรภาพของระบบโดยรวมเอาไว้ ในการแก้ปัญหานี้จะพยายามทำการปรับแท็ปหม้อแปลง และ/หรือ ปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก่อนเสมอ เพื่อให้เกิดการปลดโหลดในระบบน้อยที่สุด และส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าให้น้อยที่สุด

ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาเท่านั้น ดังนั้นเมื่อเกิดการปลดโหลดในการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา เราจะเรียกว่าเป็นการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากเมื่อทำการปลดโหลดบางส่วนออกจะส่งผลทั้งผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้า จึงต้องทำการปลดกำลังการผลิตของคู่สัญญานั้นออกในปริมาณที่เท่ากันด้วย

4.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องด้วยวิธีที่นำเสนอ

4.2.1 เมทริกซ์การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา

ในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา เราสามารถเปลี่ยนข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาให้อยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าที่แต่ละบัส [20] ซึ่งถ้าในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีจำนวนบัส n บัส และการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา m คู่สัญญา จะสามารถเปลี่ยนปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญาให้อยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีดเข้า ณ แต่ละบัสได้จากเมทริกซ์ความสัมพันธ์ (M) ดังนี้

$$P_{Bus} = M^T T \quad (4.1)$$

โดยที่ P_{Bus} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีด ณ บัส ที่เกิดจากการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา
 M คือ เมทริกซ์ความสัมพันธ์ของการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา ซึ่งมีขนาดเท่ากับ $m \times n$
 T คือ เวกเตอร์แสดงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา ซึ่งมีขนาดเท่ากับ $m \times 1$

โดยที่สมาชิกแต่ละตัวภายในเมทริกซ์ความสัมพันธ์ (M) จะแสดงตำแหน่งบัสของการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (m_{ij}) ซึ่งสามารถหาได้จาก

$$m_{ij} = \begin{cases} 1 & ; \text{ คู่สัญญาที่ } i \text{ ถูกส่งมาจากบัส } j \\ -1 & ; \text{ คู่สัญญาที่ } i \text{ ถูกส่งไปยังบัส } j \\ 0 & ; \text{ กรณีอื่นๆ หรือ เกิดการส่งและรับที่บัสเดียวกัน} \end{cases} \quad (4.2)$$

ในส่วนของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ฉีดเข้า ณ แต่ละบัส ที่เกิดจากการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา เราจะสามารถประมาณได้โดยอาศัยความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟ ดังสมการ (4.3)

$$Q_{bus} = \alpha P_{bus} = [\alpha] M^T T \quad (4.3)$$

โดยที่ Q_{bus} คือ กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ฉีด ณ บัส ที่เกิดจากการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา
 α คือ $\tan \phi$
 ϕ คือ มุมระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟารีแอกทีฟของโหลด

เราสามารถจัดรูปของทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ที่อยู่ในรูปของปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาได้ดังสมการ (4.4) และสามารถประมาณค่าการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการซื้อขายไฟฟ้า แสดงได้ดังสมการ (4.5)

$$\begin{bmatrix} P_{bus} \\ Q_{bus} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M^T \\ [\alpha]M^T \end{bmatrix} [T] \quad (4.4)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M^T \\ [\alpha]M^T \end{bmatrix} [\Delta T] \quad (4.5)$$

4.2.2 วิธีการประมาณเชิงเส้น

การประมาณเชิงเส้นคือ การประมาณระบบที่มีความสัมพันธ์กันแบบไม่เป็นเชิงเส้นให้เป็นระบบที่มีความสัมพันธ์แบบเป็นเชิงเส้น หลักการของการประมาณเชิงเส้นมาจากการประยุกต์ใช้ออนุกรมเทเลอร์ ซึ่งเป็นการหาค่าการเปลี่ยนแปลงรอบจุดทำงานโดยมีความสัมพันธ์เป็นไปตามสมการ (4.6)

$$f(x) = f(x_0 + \Delta x) = f(x_0) + \frac{\partial f(x_0)}{\partial x} \Delta x + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 f(x_0)}{\partial x^2} \Delta x^2 + \dots \quad (4.6)$$

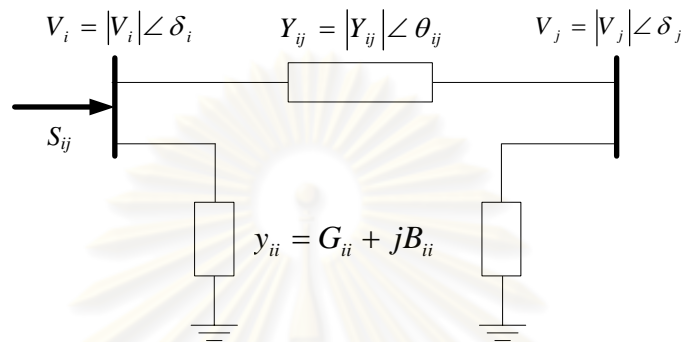
เมื่อทำการประมาณเชิงเส้นโดยสมมติว่าการเปลี่ยนแปลงรอบจุดทำงาน (Δx) มีค่าไม่มากนัก เราจะสามารถจัดรูปสมการ (4.6) ได้ใหม่ โดยตัดพจน์ที่มีดีกรีมากกว่าหนึ่งซึ่งเป็นพจน์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นออกไป จะได้ผลดังสมการที่ (4.7)

$$\Delta f = f(x_0 + \Delta x) - f(x_0) \approx \frac{\partial f(x_0)}{\partial x} \Delta x \quad (4.7)$$

เราสามารถนำหลักการประมาณเชิงเส้นมาประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยการแก้ปัญหาค่าขีดสุดได้ โดยการหาความสัมพันธ์ที่เป็นเชิงเส้นของพารามิเตอร์ต่างๆในระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นการหาปริมาณที่เปลี่ยนแปลงไปของพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุขัดข้องดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น พารามิเตอร์ในระบบที่นำมาพิจารณา คือ ขีดจำกัดของสายส่ง ขีดจำกัดของแรงดันที่บัส และขีดจำกัดกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะจัดให้อยู่ในรูปพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เราต้องทำการปรับ ซึ่งในที่นี้ก็คือ ปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละคู่สัญญา การปรับแท็ปหม้อแปลง และการปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั่นเอง [15]

4.2.2.1 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง

จากการพิจารณาค่าขีดจำกัดของสายส่ง เราจะอาศัยการประมาณค่าเชิงเส้นเพื่อคำนวณอัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาเกิดการเปลี่ยนแปลงได้โดยการประมาณเชิงเส้นจะเริ่มจากการหาขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งโดยใช้วงจรสมมูลแบบ π ดังแสดงในรูปที่ 4.1 ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้



รูปที่ 4.1 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง โดยใช้วงจรสมมูลแบบ π

$$S_{ij} = \sqrt{p_{ij}^2 + q_{ij}^2} \quad (4.8)$$

$$p_{ij} = |V_i|^2 |y_{ij}| \cos \theta_{ij} + G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (4.9)$$

$$q_{ij} = -|V_i|^2 |y_{ij}| \sin \theta_{ij} - B_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (4.10)$$

โดยที่	S_{ij}	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายส่ง $i - j$
	p_{ij}, q_{ij}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกทีฟที่ไหลในสายส่ง $i - j$
	$ V_i $	คือ	ขนาดของแรงดันที่บัส i
	δ_i	คือ	มุมของแรงดันที่บัส i
	$ y_{ij} , \theta_{ij}$	คือ	ขนาดและมุมของแอดมิตแตนซ์ของสายส่ง $i - j$
	G_{ii}, B_{ii}	คือ	ชั้นท์ของบัสที่ i , $y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii}$

เราสามารถหาความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่เปลี่ยนแปลงไปจากการประมาณเชิงเส้นรอบจุดทำงานของระบบได้ดังนี้

$$[\Delta S_{ij}] = \left[\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] + \left[\frac{\partial S_{ij}}{\partial |V|} \right] [\Delta |V|] \quad (4.11)$$

$$= \left[\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta} \quad \frac{\partial S_{ij}}{\partial |V|} \right] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

โดยที่

$$\begin{aligned}\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_i} &= \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_i} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_i} \right) \\ \frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_i} &= |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ \frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_i} &= -|V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_j} &= \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_j} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_j} \right) \\ \frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_j} &= -|V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ \frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_j} &= |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial S_{ij}}{\partial |V_i|} &= \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_i|} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_i|} \right) \\ \frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_i|} &= 2|V_i| (|y_{ij}| \cos \theta_{ij} + G_{ii}) - |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ \frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_i|} &= -2|V_i| (|y_{ij}| \sin \theta_{ij} + B_{ii}) - |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial S_{ij}}{\partial |V_j|} &= \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_j|} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_j|} \right) \\ \frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_j|} &= -|V_i| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ \frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_j|} &= -|V_i| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})\end{aligned}$$

จากการจัดรูปจาโคเบียนในสมการที่ (2.14) สามารถเขียนความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงขนาดและมุมของแรงดันในรูปของการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าได้ดังสมการ (4.13)

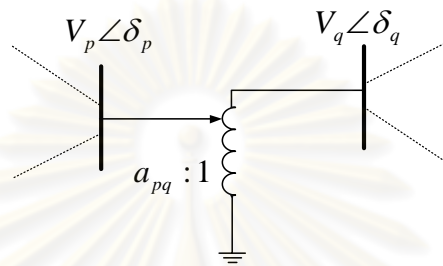
$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

จากสมการ (4.5), (4.12) และ (4.13) เราจะสามารถประมาณค่าการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง $i - j$ เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงปริมาณไฟฟ้าของคู่สัญญาตั้งสมการ (4.14)

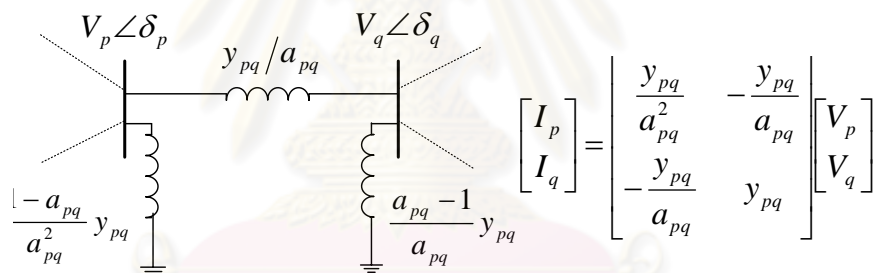
$$\begin{aligned}[\Delta S_{ij}] &= \begin{bmatrix} \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial S_{ij}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} M^T \\ [\alpha] M^T \end{bmatrix} [\Delta T] \\ [\Delta S_{ij}] &= [H] [\Delta T] \end{aligned} \quad (4.14)$$

4.2.2.2 การประมาณเชิงเส้นของขนาดแรงดันที่บัส

ปัญหาขีดจำกัดของแรงดันที่โหลดบัส การแก้ปัญหาไม่เพียงแต่ทำได้โดยการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเท่านั้น แต่สามารถแก้ปัญหาก็ได้โดยการปรับแท็ปหม้อแปลงร่วมกับการปรับระดับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกด้วย ซึ่งจะสามารถควบคุมขนาดแรงดันที่บัสให้อยู่ในขีดจำกัดได้ การพิจารณาผลกระทบของแท็ปหม้อแปลงที่มีต่อกำลังไฟฟ้าที่ฉีด ณ บัส สามารถแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 4.2 แท็ปหม้อแปลง



รูปที่ 4.3 วงจรสมมูลของแท็ปหม้อแปลง

$$P_p = V_p^2 G_{pp} + \sum_{k \neq q} V_p V_k (G_{pk} \cos(\delta_p - \delta_k) + B_{pk} \sin(\delta_p - \delta_k)) + V_p V_q (G_{pq} \cos(\delta_p - \delta_q) + B_{pq} \sin(\delta_p - \delta_q)) \quad (4.15)$$

$$P_q = V_q^2 G_{qq} + \sum_{k \neq p} V_q V_k (G_{qk} \cos(\delta_q - \delta_k) + B_{qk} \sin(\delta_q - \delta_k)) + V_q V_p (G_{qp} \cos(\delta_q - \delta_p) + B_{qp} \sin(\delta_q - \delta_p)) \quad (4.16)$$

$$Q_p = -V_p^2 B_{pp} + \sum_{k \neq q} V_p V_k (G_{pk} \sin(\delta_p - \delta_k) - B_{pk} \cos(\delta_p - \delta_k)) + V_p V_q (G_{pq} \sin(\delta_p - \delta_q) - B_{pq} \cos(\delta_p - \delta_q)) \quad (4.17)$$

$$Q_q = -V_q^2 B_{qq} + \sum_{k \neq p} V_q V_k (G_{qk} \sin(\delta_q - \delta_k) - B_{qk} \cos(\delta_q - \delta_k)) + V_q V_p (G_{qp} \sin(\delta_q - \delta_p) - B_{qp} \cos(\delta_q - \delta_p)) \quad (4.18)$$

โดยที่

$$\begin{aligned} G_{pp} &= G'_{pp} + \frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} & G_{pq} &= -\frac{g_{pq}}{a_{pq}} \\ B_{pp} &= B'_{pp} + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} & B_{pq} &= -\frac{b_{pq}}{a_{pq}} \\ G_{qp} &= -\frac{g_{qp}}{a_{pq}} & G_{qq} &= g_{qp} \\ B_{qp} &= -\frac{b_{qp}}{a_{pq}} & B_{qq} &= b_{qp} \end{aligned}$$

จากการประมาณเชิงเส้น เราสามารถจัดรูปการประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ฉีด ณ บัส ดังสมการ (4.19) และ (4.20)

$$[\Delta P_i] = \left[\frac{\partial P_i}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] + \left[\frac{\partial P_i}{\partial V} \right] [\Delta V] + \left[\frac{\partial P_i}{\partial a} \right] [\Delta a] \quad (4.19)$$

$$[\Delta Q_i] = \left[\frac{\partial Q_i}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] + \left[\frac{\partial Q_i}{\partial V} \right] [\Delta V] + \left[\frac{\partial Q_i}{\partial a} \right] [\Delta a] \quad (4.20)$$

โดยที่ $\partial P_i / \partial \delta$, $\partial P_i / \partial V$, $\partial Q_i / \partial \delta$ และ $\partial Q_i / \partial V$ สามารถคำนวณได้จากจาโคเบียนของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าง่ายๆ ดังกล่าวไปแล้วในบทที่ 2 อย่างไรก็ตามส่วนประกอบที่เกี่ยวข้องกับบัสควบคุมแรงดัน จะถูกนำมาพิจารณาในสมการนี้ด้วยโดยเทอมของ $\partial P_i / \partial a$ และ $\partial Q_i / \partial a$ สามารถหาได้ดังนี้

$$\frac{\partial P_p}{\partial a_{pq}} = V_p^2 \left(-\frac{2g_{pq}}{a_{pq}^3} \right) + V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_p - \delta_q) + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_p - \delta_q) \right) \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial P_q}{\partial a_{pq}} = V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_q - \delta_p) + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_q - \delta_p) \right) \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial a_{pq}} = 0 \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial Q_p}{\partial a_{pq}} = V_p^2 \left(\frac{2b_{pq}}{a_{pq}^3} \right) + V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_p - \delta_q) - \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_p - \delta_q) \right) \quad (4.24)$$

$$\frac{\partial Q_q}{\partial a_{pq}} = V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_q - \delta_p) + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_q - \delta_p) \right) \quad (4.25)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial a_{pq}} = 0 \quad (4.26)$$

จากสมการที่ (4.19) สามารถจัดรูปใหม่ได้ดังสมการ (4.27)

$$[\Delta \delta] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} [\Delta P_i] - \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial V} \right] [\Delta V] - \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial a} \right] [\Delta a] \quad (4.27)$$

แทนค่า $\Delta\delta$ จากสมการที่ (4.27) ลงในสมการที่ (4.20) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} [\Delta Q_i] &= \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} [\Delta P_i] + \left[\frac{\partial Q}{\partial V} \right] - \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial V} \right] [\Delta V] \\ &+ \left[\frac{\partial Q}{\partial a} \right] - \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial a} \right] [\Delta a] \\ &= [M][\Delta P_i] + [N][\Delta V] + [O][\Delta a] \end{aligned} \quad (4.28)$$

พิจารณาสมการที่ (4.28) เราสามารถแยกส่วนของเมทริกซ์ออกเป็นเมทริกซ์ย่อยของโหลด บัส และบัสควบคุมแรงดัน ดังสมการที่ (4.29)

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_i^{PV} \\ \Delta Q_i^{PQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{11} \\ M_{21} \end{bmatrix} [\Delta P_i] + \begin{bmatrix} N_{11} & N_{12} \\ N_{21} & N_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V^{PV} \\ \Delta V^{PQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} O_{11} \\ O_{21} \end{bmatrix} [\Delta a] \quad (4.29)$$

จากสมการที่ (4.29) เมื่อทำการพิจารณาเฉพาะในส่วนของโหลดบัสเท่านั้น จะสามารถแยกส่วนออกมาได้ดังสมการที่ (4.30)

$$[\Delta Q_i^{PQ}] = [M_{21}][\Delta P_i] + [N_{21}][\Delta V^{PV}] + [N_{22}][\Delta V^{PQ}] + [O_{21}][\Delta a] \quad (4.30)$$

เราสามารถจัดสมการให้อยู่ในรูปของอัตราการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันที่โหลดบัส ได้ดังสมการที่ (4.31)

$$\begin{aligned} [\Delta V^{PQ}] &= [N_{22}]^{-1} [\Delta Q_i^{PQ}] - [N_{22}]^{-1} [M_{21}][\Delta P_i] - [N_{22}]^{-1} [N_{21}][\Delta V^{PV}] \\ &- [N_{22}]^{-1} [O_{21}][\Delta a] \end{aligned} \quad (4.31)$$

พิจารณาความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟดังสมการ (4.32) และทำการจัดให้อยู่ในรูปของ ΔQ_i^{PQ} ได้ดังสมการ (4.33)

$$[\Delta Q_i] = [\alpha][\Delta P_i] \quad (4.32)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_i^{PV} \\ \Delta Q_i^{PQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_i^{PV} \\ \Delta P_i^{PQ} \end{bmatrix}$$

$$[\Delta Q_i^{PQ}] = [0 \quad \alpha] \begin{bmatrix} \Delta P_i^{PV} \\ \Delta P_i^{PQ} \end{bmatrix} = [0 \quad \alpha][\Delta P_i] \quad (4.33)$$

แทนค่า ΔQ_i^{PQ} จากสมการที่ (4.33) ในสมการที่ (4.31) จะได้ว่า

$$[\Delta V^{PQ}] = [[N_{22}]^{-1}[0 \quad \alpha] - [N_{22}]^{-1}[M_{21}]][\Delta P_i] + [-[N_{22}]^{-1}[N_{21}]][\Delta V^{PV}] + [-[N_{22}]^{-1}[O_{21}]][\Delta a] \quad (4.34)$$

$$[\Delta V^{PQ}] = [E][\Delta P_i] + [F][\Delta V^{PV}] + [G][\Delta a] \quad (4.35)$$

จากที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2.1 เราสามารถหาการเปลี่ยนแปลงของขนาดกำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีด ณ บัส เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของปริมาณไฟฟ้าของคู่สัญญา ได้โดยอาศัยเมทริกซ์ความสัมพันธ์ (M) ดังสมการ

$$[\Delta P_i] = [M^T][\Delta T] \quad (4.36)$$

จากสมการที่ (4.35) และ (4.36) เราจะสามารถประมาณค่าขนาดแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงปริมาณไฟฟ้าของคู่สัญญา รวมทั้งการเปลี่ยนแปลงของแท็ปหม้อแปลง และ/หรือ ขนาดแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังสมการที่ (4.37)

$$[\Delta V^{PQ}] = [E][M^T][\Delta T] + [F][\Delta V^{PV}] + [G][\Delta a] \quad (4.37)$$

4.2.2.3 การประมาณเชิงเส้นของกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ปัญหาขีดจำกัดของกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถแก้ปัญหาได้ด้วยการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ร่วมกับการปรับแท็ปหม้อแปลง และ/หรือ ปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การประมาณเชิงเส้นของกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ในรูปของการเปลี่ยนแปลงปริมาณไฟฟ้าของคู่สัญญา รวมทั้งการเปลี่ยนแปลงของแท็ปหม้อแปลง และ/หรือ ขนาดแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังนี้

เมื่อทำการพิจารณาในส่วนของบัสควบคุมแรงดัน จากสมการที่ (4.29) และสามารถแยกส่วนออกมาได้ดังสมการที่ (4.38)

$$[\Delta Q_i^{PV}] = [M_{11}][\Delta P_i] + [N_{11}][\Delta V^{PV}] + [N_{12}][\Delta V^{PQ}] + [O_{11}][\Delta a] \quad (4.38)$$

แทนค่า ΔV^{PQ} จากสมการที่ (4.31) ในสมการ (4.38) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} [\Delta Q_i^{PV}] &= [[M_{11}] - [N_{12}][N_{22}]^{-1}[M_{21}]][\Delta P_i] + [N_{12}][N_{22}]^{-1}[\Delta Q_i^{PQ}] \\ &+ [[N_{11}] - [N_{12}][N_{22}]^{-1}[N_{21}]][\Delta V^{PV}] \\ &+ [[O_{11}] - [N_{12}][N_{22}]^{-1}[O_{21}]][\Delta a] \end{aligned} \quad (4.39)$$

จากสมการที่ (4.33), (4.36) และ (4.39) เราจะสามารถประมาณค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงปริมาณไฟฟ้าของคู่สัญญา รวมทั้งการเปลี่ยนแปลงของแท็ปหม้อแปลง และ/หรือ ขนาดแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังสมการที่ (4.42)

$$\begin{aligned} [\Delta Q_i^{PV}] &= [[M_{11}] - [N_{12}][N_{22}]^{-1}[M_{21}] + [N_{12}][N_{22}]^{-1}[0 \quad \alpha]][\Delta P_i] \\ &+ [[N_{11}] - [N_{12}][N_{22}]^{-1}[N_{21}]][\Delta V^{PV}] \\ &+ [[O_{11}] - [N_{12}][N_{22}]^{-1}[O_{21}]][\Delta a] \end{aligned} \quad (4.40)$$

$$[\Delta Q_i^{PV}] = [U][\Delta P_i] + [W][\Delta V^{PV}] + [Y][\Delta a] \quad (4.41)$$

$$[\Delta Q_i^{PV}] = [U][M^T][\Delta T] + [W][\Delta V^{PV}] + [Y][\Delta a] \quad (4.42)$$

4.2.2.4 การจัดรูปของการประมาณเชิงเส้นเพื่อแก้ปัญหาค่าขีดสุด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเหตุขัดข้องในระบบเนื่องจากการละเมิดขีดจำกัดของระบบไฟฟ้ากำลัง 3 ขีดจำกัดคือ ขีดจำกัดของสายส่ง ขีดจำกัดของแรงดัน และขีดจำกัดกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งขีดจำกัดทั้ง 3 ได้ถูกทำการประมาณเชิงเส้นดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น และสามารถนำมาจัดให้อยู่ในรูปอย่างง่ายสำหรับการนำไปใช้แก้ปัญหาค่าขีดสุดได้ดังนี้

จากสมการที่ (4.14), (4.37) และ (4.42) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} [\Delta S_{ij}] &= [H][\Delta T] \\ [\Delta S_{ij}] &= [T_B \quad 0 \quad 0][X] \end{aligned} \quad (4.43)$$

$$\begin{aligned} [\Delta V^{PQ}] &= [E][M^T][\Delta T] + [F][\Delta V^{PV}] + [G][\Delta a] \\ [\Delta V^{PQ}] &= [R_B \quad R_V \quad R_a][X] \end{aligned} \quad (4.44)$$

$$\begin{aligned} [\Delta Q_i^{PV}] &= [U][M^T][\Delta T] + [W][\Delta V^{PV}] + [Y][\Delta a] \\ [\Delta Q_i^{PV}] &= [W_B \quad W_V \quad W_a][X] \end{aligned} \quad (4.45)$$

$$[X] = [\Delta T \quad \Delta V^{PV} \quad \Delta a]^T \quad (4.46)$$

โดยที่	T_B	คือ	เมทริกซ์สัมประสิทธิ์แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในสายส่งกับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ
	R_B, R_V, R_a	คือ	เมทริกซ์สัมประสิทธิ์แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงขนาดแรงดันที่บัสกับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ
	W_B, W_V, W_a	คือ	เมทริกซ์สัมประสิทธิ์แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ

4.3 วิธีการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในระบบส่งด้วยวิธีที่นำเสนอ [21-22]

พิจารณาเหตุการณ์จากการล่มสภาวะของสายส่ง เมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นเนื่องจากการละเมิดขีดจำกัดในระบบไฟฟ้า เราอาจจะต้องทำการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องนั้นเพื่อรักษาระบบโดยรวมให้ยังทำงานอยู่ได้ ในวิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอวิธีการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องโดยการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ร่วมกับการปรับแก้หม้อแปลง และ/หรือ การปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยจะมีศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (ISO) เป็นผู้สั่งการเลือกปรับแก้หม้อแปลง และ/หรือ ปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อให้มีผลกระทบโดยรวมน้อยที่สุด หลักการดังกล่าวสามารถเขียนเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\text{Min } z = c_B \times \Delta T + w_v (\Delta V^{PV})^2 + w_a (\Delta a)^2 \quad (4.47)$$

$$\text{Subject to} \quad \Delta S_{ij} \leq S_{ij}^{\text{limit}} - S_{ij}^0 \quad (4.48)$$

$$V^{\text{min}} - V^0 \leq \Delta V^{PQ} \leq V^{\text{max}} - V^0 \quad (4.49)$$

$$Q_g^{\text{min}} - Q_g^0 \leq \Delta Q_g \leq Q_g^{\text{max}} - Q_g^0 \quad (4.50)$$

$$0 \leq \Delta T \leq T \quad (4.51)$$

$$\Delta V_{\text{min}}^{PV} \leq \Delta V^{PV} \leq \Delta V_{\text{max}}^{PV} \quad (4.52)$$

$$\Delta a^{\text{min}} \leq \Delta a \leq \Delta a^{\text{max}} \quad (4.53)$$

โดยที่	c_B	คือ	ค่าความสำคัญของแต่ละคู่สัญญา
	w_v	คือ	ค่าถ่วงน้ำหนักของการปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
	w_a	คือ	ค่าถ่วงน้ำหนักของการปรับแก้หม้อแปลง
	ΔT	คือ	ปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าออก
	ΔV^{PV}	คือ	ปริมาณการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Δa	คือ	ปริมาณการเปลี่ยนแปลงของแท่งหม้อแปลง
ΔS_{ij}	คือ	ปริมาณที่ต้องการของกำลังไฟฟ้าในสายส่งเพื่อลดปัญหาการเกินขีดจำกัดของสายส่ง
ΔV^{PQ}	คือ	ปริมาณที่ต้องการของแรงดันที่โหลดบัลเพื่อช่วยลดปัญหาการเกินขีดจำกัดของแรงดันที่โหลดบัล
ΔQ_g	คือ	ปริมาณที่ต้องการของกำลังรีแอกทีฟเพื่อช่วยลดปัญหาการเกินขีดจำกัดของกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ปัญหาการละเมิดขีดจำกัดของสายส่งแสดงดังสมการที่ (4.48) ปัญหาการละเมิดขีดจำกัดของแรงดันที่บัลแสดงดังสมการที่ (4.49) และปัญหาการละเมิดขีดจำกัดของกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงดังสมการที่ (4.50) ถ้าระบบไฟฟ้าไม่มีการละเมิดขีดจำกัดทั้ง 3 ขีดจำกัดนี้จะถือว่าระบบสามารถทำงานต่อไปได้ ซึ่งในการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นนั้น การปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะต้องมีค่าไม่เกินปริมาณไฟฟ้าที่ได้ทำสัญญากันไว้ ดังสมการที่ (4.51) ส่วนการปรับแท่งหม้อแปลง และ/หรือ การปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องมีค่าไม่เกินขอบเขตที่กำหนดไว้ ดังสมการที่ (4.52) และ (4.53) ซึ่งการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องในวิทยานิพนธ์นี้จะทำการปรับแท่งหม้อแปลง และ/หรือ ปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ก่อนการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายก่อนเสมอ เพื่อให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายที่น้อยที่สุด ดังนั้นค่าถ่วงน้ำหนักของการปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (w_v) และการปรับแท่งหม้อแปลง (w_a) จะกำหนดให้ค่าน้อยเมื่อเทียบกับค่าความสำคัญของแต่ละคู่สัญญา (c_B)

การประมาณเชิงเส้นในระบบไฟฟ้านั้นจะมีความถูกต้องแม่นยำมากก็ต่อเมื่อการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในระบบมีค่าไม่มากจนเกินไปนัก การแก้ปัญหาเหตุขัดข้องด้วยวิธีที่น่าเสนอคือการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าวร่วมกับการปรับแท่งหม้อแปลง และ/หรือ ปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยการประมาณเชิงเส้น ซึ่งอาจส่งผลให้ความแม่นยำของการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องลดน้อยลงหากระบบต้องเปลี่ยนแปลงเป็นอย่างมากเพื่อทำให้ระบบกลับมามีเสถียรภาพดังเดิม ดังนั้นเพื่อเพิ่มความแม่นยำในการแก้ปัญหาการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การประมาณเชิงเส้นหลายครั้งเพื่อลดขนาดการเปลี่ยนแปลงของระบบที่เกิดขึ้นในแต่ละรอบให้น้อยลง แม้ว่าการประมาณเชิงเส้นหลายครั้งจะช่วยให้การแก้ปัญหาเหตุขัดข้องมีความแม่นยำเพิ่มมากขึ้นแต่ก็มีข้อเสียคือทำให้เวลาในการคำนวณเพิ่มมากขึ้นเช่นกัน ดังนั้นการใช้จำนวนรอบในการประมาณเชิงเส้นที่เหมาะสมจะช่วยให้การแก้ปัญหาเหตุขัดข้องโดยการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าวร่วมกับการปรับแท่งหม้อแปลง และ/หรือ ปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

บทที่ 5

หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า

บทนี้จะกล่าวถึงหลักการสำคัญและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า โดยรายละเอียดที่นำเสนอจะประกอบไปด้วย หลักการเบื้องต้นที่เกี่ยวข้องกับการจัดการความเสี่ยงภัย [23,26] หลักการเบื้องต้นของการประกันภัย [23-26] หลักการของเกมยุติธรรม และการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

5.1 หลักการเบื้องต้นที่เกี่ยวข้องกับการจัดการความเสี่ยงภัย [23,26]

คนเราทุกวันนี้ล้วนต้องเผชิญกับความไม่แน่นอนและการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา เราไม่อาจคาดคะเนได้ว่าจะเกิดอะไรขึ้นกับเราในอนาคต เราต้องเสี่ยงกับความไม่แน่นอน และสิ่งที่เกิดขึ้นโดยไม่คาดคิด ซึ่งอาจเป็นได้ทั้งในทางดีหรือในทางร้าย เหตุการณ์ที่ไม่อาจคาดการณ์ดังกล่าวอาจเกิดจากธรรมชาติ หรือจากการกระทำของผู้อื่น ซึ่งย่อมมีโอกาสส่งผลกระทบต่อเราได้เสมอ รวมถึงในด้านธุรกิจ ผู้ดำเนินธุรกิจก็ต้องมีความเสี่ยงไม่น้อยกว่าบุคคลธรรมดา เพราะธุรกิจใด ๆ ก็ตาม จะต้องมีการลงทุนทั้งในด้านกำลังทรัพย์และกำลังคน ฉะนั้นจึงจำเป็นต้องหาทางป้องกันการลงทุนไม่ให้สูญไปเพราะการเสี่ยงภัย

เป็นธรรมชาติของมนุษย์ที่จะแสวงหาความปลอดภัยและความมั่นคงในชีวิต สำหรับการประกอบธุรกิจก็เช่นกัน เจ้าของธุรกิจก็ย่อมต้องการผลตอบแทนจากเงินทุนที่ลงทุนไปให้ได้เต็มเม็ดเต็มหน่วย ในเมื่อความเสี่ยงภัยในรูปแบบต่างๆ เป็นสิ่งคู่กับชีวิต จึงจำเป็นอย่างยิ่งที่เจ้าของธุรกิจจะต้องพยายามแสวงหามาตรการ วิธีการป้องกัน และแก้ปัญหา เพื่อจะลดความเสี่ยงภัยต่างๆ โดยวิธีการจัดการความเสี่ยงภัยสามารถทำได้หลายรูปแบบดังนี้

5.1.1 การหลีกเลี่ยงความเสี่ยงภัย (Risk avoidance)

ทำได้โดยการไม่เข้าไปยุ่งเกี่ยวกับกิจกรรมหรืองานที่จะก่อให้เกิดความเสี่ยงภัยนั้น เช่น หากกลัวเครื่องบินตกก็ไม่ไปนั่งเครื่องบิน หากไม่กล้านำเงินไปลงทุนธุรกิจเพราะกลัวขาดทุนก็นำเงินไปฝากธนาคารหรือลงทุนในธุรกิจที่มีความเสี่ยงภัยน้อยกว่า อย่างไรก็ตาม การหลีกเลี่ยงความเสี่ยงภัยบางครั้งอาจให้เกิดผลเสียเพราะบางครั้งเราอาจปฏิเสธโครงการที่มีความเสี่ยงสูงแต่มีประโยชน์ต่อสังคมมาก เช่น โครงการโรงไฟฟ้าปรมาณู โรงงานอุตสาหกรรมแร่สำคัญต่างๆ ที่มีความเสี่ยงต่อการเกิดมลภาวะเป็นพิษแต่มีคุณประโยชน์ทางเศรษฐกิจสูง ดังนั้นในบางครั้งการจัดการการเสี่ยงภัยโดยวิธีนี้ควรเป็นวิธีสุดท้าย

5.1.2 การลดความเสี่ยงภัย (Risk Reduction)

ทำได้โดยการลดจำนวนครั้ง (frequency) หรือลดความรุนแรง (severity) ของการเกิดภัยแต่ละครั้งซึ่งทำได้ 3 วิธี คือ

1) การป้องกันการเกิดความเสียหาย (Loss prevention) โดยจะกระทำก่อนที่จะมีความเสียหายเกิดขึ้น เช่น การเปลี่ยนสายไฟหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าที่เก่า การติดป้ายห้ามสูบบุหรี่ในโรงงาน การตรวจสอบสภาพรถยนต์อยู่เสมอ การติดตั้งเครื่องดับเพลิง และการติดตั้งสัญญาณการเตือนภัยกันขโมย เป็นต้น

2) การควบคุมความเสียหาย (Loss control) วิธีนี้จะทำการขณะ หรือภายหลังจากที่มีความเสียหายเกิดขึ้น ทั้งนี้เพื่อควบคุมความรุนแรงของความเสียหายนั้นหรือลดความเสียหายลง เช่น การที่พนักงานดับเพลิงทำการดับเพลิงอย่างทันที่ การติดตั้งเครื่องพ่นน้ำดับเพลิงอัตโนมัติ การที่ผู้เจ็บป่วยรีบไปหาหมอรักษา เพื่อไม่ให้มีอาการหนักมากขึ้น เป็นต้น

3) การแยกทรัพย์สิน (Separation) วิธีนี้จะกระทำก่อนเกิดความเสียหาย เช่น การเก็บของมีค่าไว้คนละแห่ง เช่น บ้าน เงินฝากธนาคาร การสร้างโรงงาน และโกดังไว้คนละแห่ง เมื่อเกิดไฟไหม้จะไม่เสียหายทั้งหมด หรือการแยกสินค้าไว้หลายๆโกดังเช่นกัน

5.1.3 การรับความเสี่ยงภัยไว้เอง (Risk Retention)

คือ การที่เรายินยอมรับภาระความเสียหายไว้เองหากมีภัยเกิดขึ้น โดยจะตั้งใจหรือไม่ก็ตามและอาจจะรับภาระนี้ไว้ทั้งหมดหรือบางส่วนก็ได้ การจัดการการเสี่ยงภัยวิธีนี้มีเหตุผลคือ

1) ภัยที่เกิดขึ้นนั้นก่อให้เกิดความเสียหายน้อยมาก พอที่จะรับภาระได้ เช่น ภัยที่เกิดจากปากกาสูญหายซึ่งราคาไม่แพง

2) ความเสี่ยงภัยนั้นไม่สามารถโอนไปให้ผู้อื่นได้ เช่น การที่ผู้ส่งออกหรือผู้ลงทุนในต่างประเทศต้องยอมรับความเสี่ยงที่ทรัพย์สินของตนจะถูกรัฐบาลต่างประเทศยึด หรืออายัด ด้วยสาเหตุต่างๆ

3) วิธีการนี้มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับทุกวิธีการอื่นๆที่เหลือแล้ว

5.1.4 การโอนความเสี่ยงภัย (Risk Transfer)

เป็นวิธีการจัดการความเสี่ยงภัยที่นิยมมากในปัจจุบันนี้ โดยการโอนความเสี่ยงภัยที่จะก่อให้เกิดความเสียหายทั้งหมดหรือบางส่วนไปให้บุคคลอื่นรับภาระแทน ซึ่งมีวิธีการกระทำได้ 2 วิธี คือ

1) การโอนความเสี่ยงภัยไปให้ผู้อื่นที่ไม่ใช่การประกันภัย

หมายถึง การโอนความเสี่ยงภัยไปให้บุคคลอื่นที่ไม่ใช่บริษัทประกันภัยโดยสัญญา ซึ่งในสัญญาบางประเภทคู่สัญญาจะได้รับการโอนความเสี่ยงภัยในการปฏิบัติตามสัญญานั้นไปด้วย เช่น การจ้างบริษัทมาทำความสะอาดภายนอกอาคารที่สูงๆ การทำสัญญาซื้อขายสินค้าล่วงหน้า โดยการกำหนดราคาที่แน่นอนถึงแม้ว่าราคาจะเปลี่ยนแปลงก็ตามก็ต้องซื้อขายในราคาเดิม หรือการให้มีการค้ำประกันการทำงานของพนักงาน

2) การโอนความเสี่ยงภัยในรูปของการประกันภัย

หมายถึง การโอนความเสี่ยงภัยไปให้บริษัทประกันภัย ในรูปของการเอาประกันไว้กับบริษัทประกันภัยโดยการทำสัญญาประกันภัย ซึ่งบริษัทประกันภัยสัญญาว่าจะชดเชยค่าเสียหายที่เกิดขึ้นแก่ผู้เอาประกันภัยสำหรับความเสียหายที่เกิดขึ้นและได้รับการคุ้มครองตามสัญญาประกันภัยนั้น เช่น การทำประกันรถยนต์ เป็นการโอนความเสี่ยงภัยในความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับรถยนต์ไปให้บริษัทประกันภัย โดยสัญญาว่าหากรถยนต์เกิดอุบัติเหตุ เสียหาย บริษัทประกันภัยจะรับชดเชยให้หรือ ซ่อมแซมให้ หรือ การทำประกันชีวิต โดยผู้เอาประกันเห็นว่า หากตัวเองประสบอันตรายถึงชีวิตจะทำให้ครอบครัวลำบากจึงโอนความเสี่ยงภัยนี้ไปให้บริษัทประกันภัย โดยสัญญาว่า ถ้าผู้เอาประกันภัยเสียชีวิตลงบริษัทจะชดเชยเงินจำนวนหนึ่งให้กับครอบครัวเป็นการบรรเทาในเรื่องของความเป็นอยู่ที่ขาดรายได้จากผู้เสียชีวิตซึ่งเป็นความเสี่ยงภัยอันหนึ่งเช่นกัน

5.2 หลักการเบื้องต้นของการประกันภัย [23-26]

5.2.1 ความหมายของการประกันภัย

การประกันภัย คือ การที่บุคคลฝ่ายหนึ่งทำหน้าที่เป็นหลักประกันแก่บุคคลอีกฝ่ายหนึ่ง โดยสัญญาว่าเขาจะไม่ต้องรับความเดือดร้อนจากภัยที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต ซึ่งก่อให้เกิดความสูญเสียหรือเสียหายแก่ชีวิตหรือทรัพย์สินของเขา โดยฝ่ายผู้ให้หลักประกันจะจ่ายเงินชดเชยให้ตามจำนวนและเงื่อนไขที่ตกลงกันไว้หรืออาจทำให้ทรัพย์สินที่เอาประกันภัยไว้นั้นกลับสู่สภาพดีหรือใกล้เคียงของเดิม โดยผู้ให้หลักประกันจะได้รับเงินตอบแทนจากอีกฝ่ายหนึ่งตามที่ตกลงกันไว้

ตามประมวลกฎหมายแพ่งและพาณิชย์ มาตรา 861 บัญญัติว่า

"อันว่าสัญญาประกันภัยนั้นคือสัญญาซึ่งบุคคลคนหนึ่งตกลงจะใช้ค่าสินไหมทดแทน หรือใช้เงินจำนวนหนึ่งให้ในกรณีวินาศภัยหากมีขึ้น หรือในเหตุอย่างอื่นในอนาคต ดังได้ระบุไว้ในสัญญา และในการนี้บุคคลอีกคนหนึ่งตกลงจะส่งเงินซึ่งเรียกว่า เบี้ยประกันภัยให้"

โดยที่องค์ประกอบของการประกันภัยมีดังนี้

1) **ผู้รับประกันภัย (Insurer)** คือ คู่สัญญาซึ่งตกลงจะชดใช้ค่าสินไหมทดแทน หรือชดใช้เงินจำนวนหนึ่ง ให้ผู้เอาประกันภัยหรือผู้รับประโยชน์

2) **ผู้เอาประกันภัย (Insured)** คือ คู่สัญญาซึ่งตกลงจะส่งเบี้ยประกันภัยจำนวนหนึ่งให้ผู้รับประกันภัยเมื่อเกิดมีภัยขึ้น ผู้รับประกันภัยจึงจะจ่ายค่าสินไหมทดแทนให้แก่ผู้เอาประกันภัย

3) **ผู้รับผลประโยชน์ (Beneficiary)** คือ บุคคลภายนอกสัญญาประกันภัย ที่มีสิทธิเข้ามารับประโยชน์ในค่าสินไหมทดแทนตามสัญญาประกันภัยนั้น ตามข้อตกลงของผู้เอาประกันภัย กับผู้รับประกันภัย ดังนั้น เมื่อมีผู้รับประโยชน์ตามสัญญาประกันภัยแล้ว ผู้เอาประกันภัยไม่มีสิทธิได้รับค่าสินไหมทดแทนตามสัญญาอีกต่อไป ผู้รับประโยชน์อาจเป็นบุคคลเดียวกับผู้เอาประกันภัยก็ได้

4) **เบี้ยประกันภัย (Premium)** หมายถึง จำนวนเงินที่ผู้เอาประกันภัยจะต้องจ่ายให้แก่ผู้รับประกันภัย ตามสัญญาประกันภัย ซึ่งการจ่ายอาจจะจ่ายเป็นรายปี ราย 6 เดือน ราย 3 เดือน รายเดือน แล้วแต่จะระบุไว้ในกรมธรรม์ประกันภัย

5) **กรมธรรม์ประกันภัย (Policy)** หมายถึง เอกสารที่แสดงข้อตกลง เงื่อนไขต่างๆ ของสัญญาประกันภัย ในกรมธรรม์จะประกอบไปด้วย รายละเอียดต่างๆ มากมาย อันเป็นเงื่อนไขและข้อตกลงต่างๆ ระหว่างผู้เอาประกันภัยและผู้รับประกันภัย

6) **ทุนประกันหรือจำนวนเงินเอาประกัน (Sum insured)** หมายถึง จำนวนเงินที่ตกลงกันว่า ผู้รับประกันภัยจะต้องจ่ายให้ผู้เอาประกันภัยหรือผู้รับประโยชน์ ตามที่ระบุไว้ในกรมธรรม์ประกันภัย เมื่อเกิดภัยหรือความเสียหายเกิดขึ้นแก่ผู้เอาประกันตามเงื่อนไขในสัญญาหรือกรมธรรม์

5.2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวกับการประกันภัย ประกอบด้วย

1) ความน่าจะเป็น (Probability) ความน่าจะเป็น เป็นทฤษฎีพื้นฐานที่บริษัทประกันภัยนำไปใช้เป็นค่าประมาณในการคำนวณเบี้ยประกันภัยที่จะเรียกเก็บจากผู้เอาประกันภัย

2) กฎว่าด้วยจำนวนมาก (Law of large number) กฎว่าด้วยจำนวนมาก มีหลักว่า ถ้าเพิ่มจำนวนของวัตถุที่ร่วมเสี่ยงภัย หรือ วัตถุที่เอาประกันมากขึ้นแล้ว ค่าความเสียหายที่จะเกิดขึ้นจริง จะเท่ากับ ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นได้ หรือ ความน่าจะเป็นของโอกาสที่จะเกิดความเสียหายจะแม่นยำหรือถูกต้องมากขึ้น จึงเป็นประโยชน์สำหรับการคำนวณเบี้ยประกันภัยแต่ละประเภท กล่าวคือ การเสี่ยงภัยจะลดลง ถ้าจำนวนวัตถุที่มีส่วนในเหตุการณ์เสี่ยงภัยมากขึ้น

3) กฎของการเฉลี่ย (Law of average) ถ้ากลุ่มผู้เสี่ยงภัยมีน้อย ค่าเบี้ยประกันภัยก็จะมีอัตราสูง และทำให้การดำเนินงานการ ประกันภัยไปได้ยาก ในทางตรงกันข้าม ถ้ากลุ่มผู้เสี่ยงภัยมีมาก ค่าเบี้ยประกันภัยก็จะมีอัตราต่ำ และทำให้การประกันภัยดำเนินการไปด้วยดี

ตัวอย่างการใช้หลักคณิตศาสตร์และสถิติมาคาดคะเนผลล่วงหน้า เช่น ในการโยนเหรียญ แต่ทุกครั้งเรารู้ว่าความน่าจะเป็น PROBABILITY ที่เหรียญนั้นจะออกหัวหรือก้อยมีอยู่เท่าๆ กัน คือ 1 ใน 2 หรือเท่ากับ 0.5 ดังนั้น ในการคำนวณค่าความน่าจะเป็นเราจะกำหนดค่าตั้งแต่ค่า 0 ถึงค่า 1 ค่า 0 เท่ากับไม่มีโอกาสเป็นไปได้ คือเหตุการณ์นั้นจะไม่เกิดขึ้นแน่นอน ส่วนค่า 1 เท่ากับว่าจะต้องเกิดเหตุการณ์นั้นอย่างแน่นอน

การคาดคะเนเหตุการณ์อนาคต ตามหลักคณิตศาสตร์และสถิติที่จะให้ผลลัพธ์ออกมาใกล้เคียงกับการคาดคะเนนั้นย่อมขึ้นกับหลักคณิตศาสตร์ที่ว่าด้วยกฎของจำนวนมาก LAW OF LARGE NUMBER โดย การคาดคะเนหรือคำนวณโอกาสของความน่าจะเป็นจะมีความน่าเชื่อถือสูงขึ้นหากจำนวนของตัวอย่าง (ข้อมูล) ที่ใช้ในการพยากรณ์นั้นมีมากขึ้น ดังนั้น เราต้องมีพื้นฐานสถิติมากพอสมควรจึงจะคำนวณหรือคาดคะเนได้แม่นยำมากขึ้น

เช่น การโยนเหรียญเพียง 2 ครั้ง อาจเป็นไปได้ว่า เหรียญจะไม่ออกหัว แต่จะออกก้อยทั้งสองครั้ง แต่ถ้าเราโยน 10 ครั้ง โอกาสที่จะออกตามค่าคณิตศาสตร์ 0.5 คือ ออกหัวและก้อยอย่างละ 5 ครั้ง ย่อมมีมากขึ้น ถ้าเราโยน 10,000 ครั้ง โอกาสความเป็นไปได้ ที่จะออกหัวหรือก้อยเท่ากับหรือใกล้เคียงกับค่า 0.5 ย่อมมีมากขึ้นเรื่อยๆ ตามจำนวนครั้งที่โยนมากขึ้น ผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณจะไม่เป็นไปตามที่คาดคะเนหรือคำนวณไว้เสมอไป ทั้งนี้อาจเนื่องมาจากปัจจัยบางประการที่คาดไม่ถึง เช่น ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณคลาดเคลื่อนหรือไม่ครบถ้วน เป็นต้น จึงกล่าวได้ว่าทฤษฎีว่าด้วยความน่าจะเป็นไปได้และกฎว่าด้วยจำนวนมากเป็นหัวใจของการประกันภัย

5.2.3 การหาค่าเบี้ยประกันภัย

เบี้ยประกันภัยที่บริษัทประกันภัยคำนวณเรียกเก็บจากผู้เอาประกันภัย โดยปกติแล้วจะประกอบด้วย

- 1) ความเสียหายแท้จริงที่คาดคะเนตามสถิติ
- 2) ค่าใช้จ่ายในการบริหารงานบริษัทประกันภัย
- 3) เงินสำรองสำหรับความเสียหายที่คาดไม่ถึง

โดยที่สูตรคำนวณเบี้ยประกันภัย สามารถแสดงได้ดังสมการ (5.1)

$$\text{เบี้ยประกันภัย} = (P \times C) + E + R \quad (5.1)$$

โดยที่	<i>P</i>	(PROBABILITY)	คือ	ความเป็นไปได้ของการเกิดภัย
	<i>C</i>	(COST OF LOSS)	คือ	จำนวนความเสียหายโดยเฉลี่ย เมื่อเกิดภัยแต่ละครั้ง
	<i>E</i>	(EXPENSE)	คือ	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของบริษัทประกันภัย ซึ่งรวมถึงเงินที่จ่ายค่าบำเหน็จ แก่ตัวแทนนายหน้าต่างๆ
	<i>R</i>	(LOSS RESERVE)	คือ	ส่วนที่บริษัทประกันภัยได้บวกเพื่อเอาไว้ เพื่อป้องกันความผิดพลาดของสถิติ รวมทั้งสำรองฉุกเฉินในกรณีที่เกิดมหันตภัยเป็นครั้งคราวจนทำให้ความเสียหายที่คำนวณได้ตามหลักสถิติผิดพลาดไปอย่างมาก

5.2.4 ประโยชน์ของการประกันภัย

5.2.4.1 ด้านผู้เอาประกันภัย

การประกันภัยเป็นการสร้างความมั่นใจให้กับผู้เอาประกันภัยว่า เมื่อทรัพย์สินที่นำมาทำประกันภัยไว้ นั้นได้รับความเสียหายจากภัยที่เอาประกันไว้ ผู้เอาประกันภัยก็จะได้รับการชดเช้ โดยผู้เอาประกันภัยสามารถนำเงินที่ได้รับการชดเช้จากบริษัทประกันภัยไปสร้าง ซ่อมหรือจัดหาทรัพย์สินนั้นใหม่เพื่ออยู่อาศัยหรือดำเนินกิจการต่อไปได้ ถ้าปราศจากการประกันภัยแล้วผู้ใดที่เคราะห์ร้ายก็ต้องสิ้นเนื้อประดาตัว โดยทุนที่สะสมมาตลอดชีวิตก็อาจสูญหายไปในเวลาอันสั้น

5.2.4.2 ด้านเศรษฐกิจและสังคม

การประกันภัยช่วยสร้างความมั่นคงให้แก่สังคม ทำให้สังคมมีหลักประกันความปลอดภัย มีความมั่นใจว่าเมื่อเกิดความเสียหายขึ้นแล้วตนก็จะได้รับการชดเชย เช่น เพลิงไหม้โรงงานอุตสาหกรรมทำให้กิจการต้องหยุดชะงัก ซึ่งถ้าไม่มีการประกันภัยแล้วกิจการนั้นคงหยุดชะงักตลอดไป แต่ถ้ามีการประกันภัยไว้พอเพียงรวมทั้งรู้จักซื้อประกันภัยประเภทความเสียหายอันเป็นผลสืบเนื่องด้วยแล้ว เจ้าของกิจการนั้นจะสามารถจัดหาสถานที่ใหม่ดำเนินธุรกิจต่อไปในเวลาอันรวดเร็วเสมือนหนึ่งว่าอัคคีภัยที่เกิดขึ้นไม่ได้ทำให้เจ้าของกิจการนั้นได้รับความเสียหายทางการเงินแต่อย่างใด

5.2.4.3 ด้านธุรกิจ

การประกันภัยก่อให้เกิดเสถียรภาพในการประกอบธุรกิจ ความมุ่งหมายของการลงทุนก็คือกำไร กำไรจะไม่แน่นอน หากต้นทุนการผลิตไม่แน่นอน แต่ถ้าหากมีการโอนความเสี่ยงภัยไปให้กับบริษัทประกันภัยโดยเสียเบี้ยประกันภัยจำนวนหนึ่งตามที่ตกลงกันไว้ ก็จะทำให้ต้นทุนการผลิตแน่นอนขึ้น การลงทุนก็จะมีเสถียรภาพมากขึ้น และการประกันภัยยังก่อให้เกิดประสิทธิภาพในการประกอบธุรกิจ เนื่องจากผู้ลงทุนสามารถลดการเสี่ยงภัยได้ ซึ่งในปัจจุบันการดำเนินชีวิต รวมถึงการประกอบธุรกิจต่างๆ ต้องอาศัยการใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น ด้วยเหตุนี้จึงส่งผลทำให้ธุรกิจการซื้อขายไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีความสำคัญมากและจะเกิดความผิดพลาดไม่ได้ ไม่เช่นนั้นจะส่งผลเสียหายอย่างคาดไม่ถึง ดังนั้น การทำประกันการซื้อขายไฟฟ้าย่อมเป็นสิ่งที่สำคัญและมีความจำเป็นอย่างมากต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อความมั่นใจในการประกอบกิจการต่างๆ

5.3 หลักการของเกมยุติธรรม

เกมยุติธรรม คือ สถานการณ์ที่สองฝ่ายแข่งขันกันในเรื่องใดเรื่องหนึ่ง โดยหลักการสำคัญคือ ค่าคาดหวังของผลประโยชน์ (หรือจำนวนเงิน) ที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งจะได้หรือเสียมีค่าเท่ากับศูนย์ นั่นคือไม่มีการได้กำไรหรือเสียอย่างแน่นอน นั่นเอง เช่น หากในการแข่งขันหนึ่ง ผู้เล่นมีโอกาสชนะเป็น $\frac{2}{3}$ และโอกาสแพ้เป็น $\frac{1}{3}$ หากเกมนี้เป็นเกมยุติธรรม ผลตอบแทนที่ได้จากการเล่นเกมเมื่อชนะจะต้องเป็น X และเมื่อแพ้จะต้องเป็น $-2X$ เท่านั้น ซึ่งเมื่อคำนวณค่าคาดหวังของผลตอบแทนจากการเล่นเกมดังกล่าว จะเท่ากับศูนย์เสมอ ดังตัวอย่างสมการที่ (5.2)

$$E[\text{ผลตอบแทน}] = \frac{2}{3}X + \frac{1}{3}(-2X) = 0 \quad (5.2)$$

5.4 การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ

เมื่อเราพิจารณาคู่เจรจาระหว่างผู้ขายประกัน และผู้ซื้อประกัน ตามหลักการของเกม ยุติธรรม เมื่อเกิดเหตุการณ์ปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายของผู้ซื้อประกัน ผู้ขายประกันจะต้องจ่ายค่าชดเชยให้กับผู้ซื้อประกัน ดังนั้นผู้ซื้อประกันจะต้องจ่ายค่าเบี้ยประกันที่ยุติธรรมค่าหนึ่งที่สามารถยอมรับได้ทั้ง 2 ฝ่าย ซึ่งเราจะสามารถหาค่าดังกล่าวได้ดังหัวข้อต่อไปนี้

5.4.1 วิธีการหาค่าความเสียหาย ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น

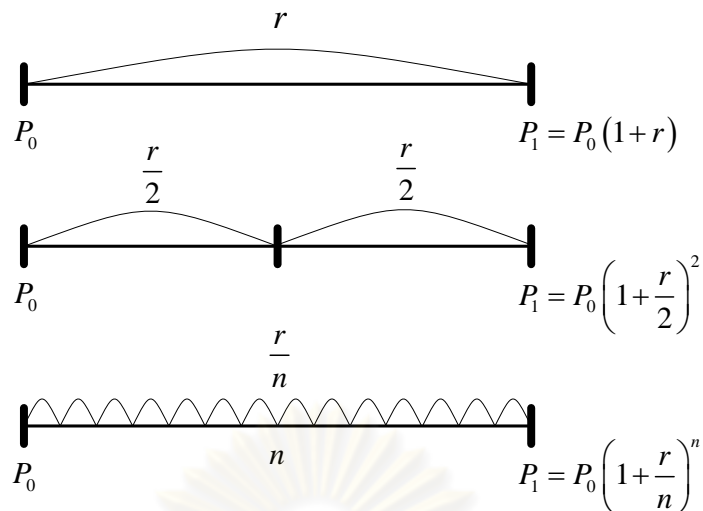
จากเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นด้วยการล่มแบบมอนติคาร์โล เมื่อทำการแก้ปัญหาด้วยการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายออกจะส่งผลเสียหายต่อผู้ซื้อไฟฟ้า ซึ่งค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นนี้จะเกิดจากปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายและค่าชดเชยต่อหน่วยที่ผู้ซื้อประกันเป็นผู้กำหนด ค่าความเสียหายสามารถหาได้จากสมการที่ (5.3)

$$L = \Delta x \times C \quad (5.3)$$

โดยที่	Δx	คือ ปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขาย ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น หน่วย [MWh]
	C	คือ ค่าชดเชยต่อหน่วยที่ผู้ซื้อประกันต้องการเมื่อถูกปลดโหลดตามสัญญา ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น หน่วย [บาท/MWh]
	L	คือ ค่าความเสียหายในคู่สัญญา ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น หน่วย [บาท]

5.4.2 หลักการคิดอัตราคิดลดแบบทบต้น

ความเสียหายจากเหตุขัดข้องเป็นการพิจารณาเหตุการณ์ล่วงหน้าที่จะเกิดขึ้น แต่เราต้องการหาค่าเบี้ยประกันการถูกตัดการซื้อขายไฟฟ้าที่ผู้ซื้อประกันเป็นผู้จ่ายล่วงหน้าให้กับผู้ขายประกันเป็นค่าเงิน ณ ปัจจุบัน ดังนั้น เราจึงต้องนำหลักการคิดอัตราคิดลดแบบทบต้นเข้ามาเกี่ยวข้องด้วย โดยจะใช้ค่าอัตราคิดลด (Discount rate) เพื่อแปลงค่าเงินกลับมา ณ ปัจจุบัน ซึ่งการคิดอัตราคิดลดแบบทบต้นที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถอธิบายได้ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 การคิดอัตราคิดลดแบบทบต้น

โดยที่	r	คือ	อัตราคิดลด
	P_0	คือ	ค่าเงิน ณ ปัจจุบัน
	P_1	คือ	ค่าเงินล่วงหน้า เป็นเวลา 1 ปี

เมื่อทำการแบ่งช่วงการคิดอัตราคิดลดแบบทบต้นในช่วงเวลา 1 ปี ออกเป็น $n \rightarrow \infty$ ช่วง เราจะสามารถประเมินได้ว่า

$$P_1 = \lim_{n \rightarrow \infty} P_0 \left(1 + \frac{r}{n}\right)^n = P_0 e^r \quad (5.4)$$

ในทางกลับกัน เมื่อต้องการหาค่า ณ ปัจจุบัน เราจะสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.5)

$$P_0 = P_1 e^{-r} \quad (5.5)$$

5.4.3 วิธีการหาค่าเบี้ยประกันด้วยวิธีที่นำเสนอ

เนื่องจากค่าความเสียหาย ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นเป็นเหตุการณ์ในอนาคต แต่ค่าเบี้ยประกันเป็นค่าเงิน ณ ปัจจุบันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายให้ผู้ขายประกัน เราสามารถหาค่าเบี้ยประกันด้วยวิธีที่นำเสนอ ได้จากการหาค่าเฉลี่ยของความเสียหายเมื่อถูกปลดไหลดตามสัญญาซื้อขายที่เป็นค่าเงิน ณ ปัจจุบันโดยอาศัยค่าอัตราคิดลด (Discount rate) ที่แสดงได้ดังสมการที่ (5.6)

$$\text{Premium} = E[e^{-rt_i} \times L_i] = \frac{\sum(e^{-rt_i} \times L_i)}{N} \quad (5.6)$$

โดยที่	L_i	คือ	ค่าความเสียหาย ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นครั้งที่ i หน่วย [บาท]
	t_i	คือ	เวลา ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นครั้งที่ i
	N	คือ	จำนวนครั้งที่ทำการซ่อมเหตุขัดข้อง
	r	คือ	อัตราคิดลด (Discount rate)

5.4.4 วิธีการหาค่าสินไหมทดแทน จากการถูกตัดการซื้อขายไฟฟ้า

การหาค่าเบี้ยประกันเกิดจากการกำหนดค่าชดเชยต่อหน่วยของผู้ซื้อประกันเมื่อถูกปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายตามหลักของเกมยุติธรรม ค่าชดเชยค่าเดียวกันนี้ต้องเป็นตัวกำหนดค่าสินไหมทดแทนที่ผู้ขายประกันจะต้องจ่ายให้ชดเชย เพื่อให้เกิดความยุติธรรมและยอมรับได้ทั้ง 2 ฝ่าย ค่าสินไหมทดแทนสามารถหาได้จากการคูณกันโดยตรงระหว่างปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงและค่าชดเชยต่อหน่วยที่ผู้ซื้อประกันเป็นผู้กำหนด แสดงดังสมการที่ (5.7)

$$\text{ค่าสินไหมทดแทน} = \Delta T_k \times C_k \quad (5.7)$$

โดยที่	ΔT_k	คือ	ปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายที่เกิดขึ้นจริงของคู่ที่ k หน่วย [MWh]
	C_k	คือ	ค่าชดเชยต่อหน่วยที่ผู้ซื้อประกันคู่ที่ k ต้องการ หน่วย [บาท/MWh]

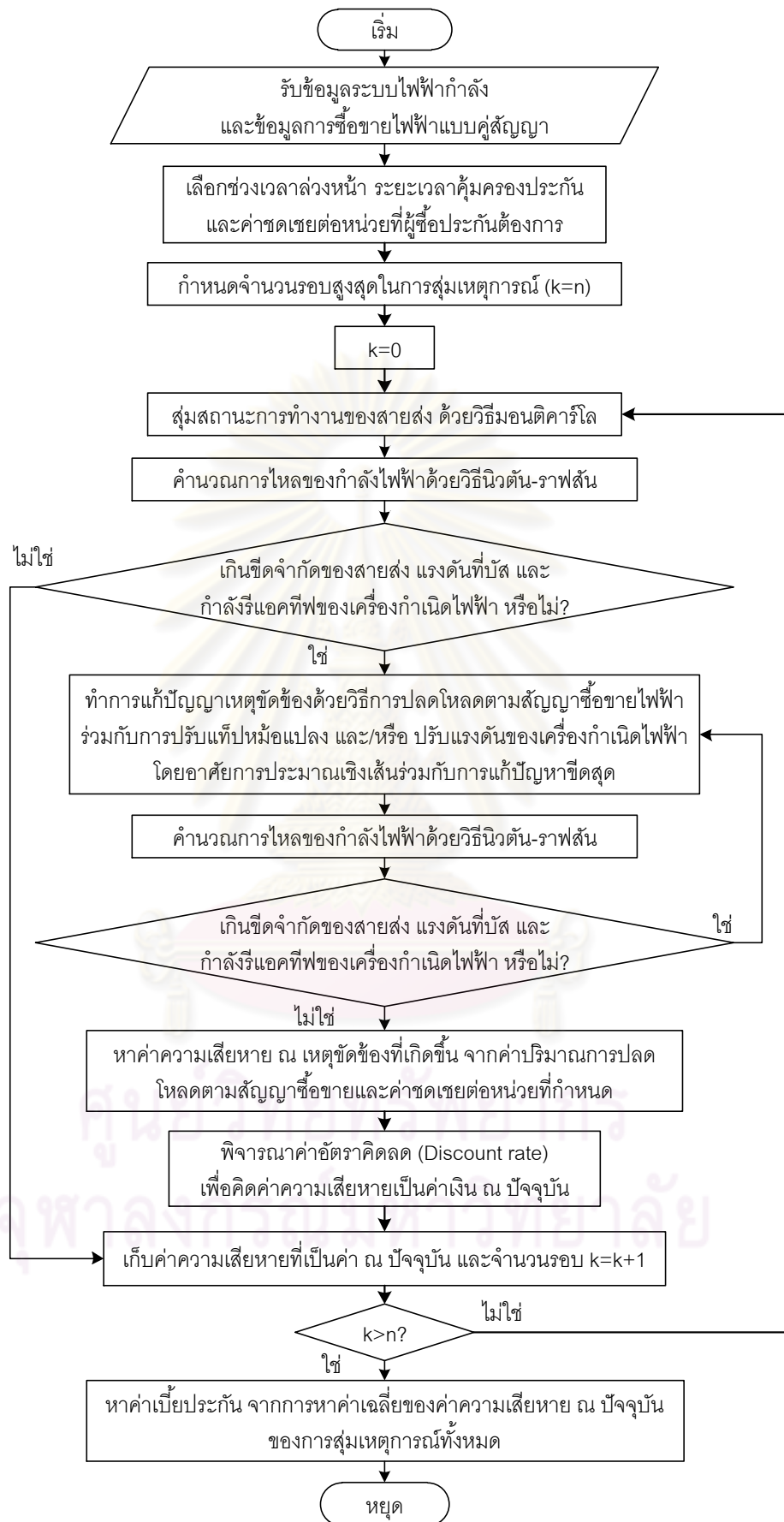
5.4.5 ขั้นตอนในการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่น่าเสนอ

ในวิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอวิธีการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้าสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น โดยที่ขั้นตอนการดำเนินการหาค่าเบี้ยประกันด้วยวิธีที่น่าเสนอ สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

- ขั้นที่ 1 รับข้อมูลระบบไฟฟ้าและข้อมูลการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา
- ขั้นที่ 2 เลือกช่วงเวลาล่วงหน้า ระยะเวลาคุ้มครองประกัน และค่าชดเชยต่อหน่วยที่ต้องการหากถูกปลดโหลดตามสัญญาซื้อขาย เพื่อกำหนดเงื่อนไขของการซื้อขายประกัน
- ขั้นที่ 3 กำหนดจำนวนรอบสูงสุดของการสุ่มเหตุการณ์สำหรับการทดสอบ ($k = n$)
- ขั้นที่ 4 สุ่มสถานะของสายส่งในระบบด้วยวิธีมอนติคาร์โล ในช่วงเวลาที่เลือกซื้อขายประกัน
- ขั้นที่ 5 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

- ขั้นที่ 6 วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังว่าค่าพารามิเตอร์เกินขีดจำกัดของสายส่ง ขีดจำกัดแรงดันที่บัส และขีดจำกัดแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือไม่? ถ้าใช่ ให้ดำเนินการขั้นต่อไป (ถ้าไม่ใช่ ให้ข้ามไปยังขั้นที่ 11)
- ขั้นที่ 7 ทำการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องด้วยวิธีที่น่าเสนอคือ การปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ร่วมกับการปรับแท็ปหม้อแปลง และ/หรือ การปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยอาศัยการประมาณเชิงเส้นร่วมกับการแก้ปัญหาที่สุด
- ขั้นที่ 8 ทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันอีกครั้ง เพื่อตรวจสอบว่าในระบบไฟฟ้ากำลังมีค่าพารามิเตอร์เกินขีดจำกัดที่พิจารณาหรือไม่? ถ้าใช่ ให้กลับไปยังขั้นที่ 7 (ถ้าไม่ใช่ ให้ดำเนินการขั้นต่อไป)
- ขั้นที่ 9 นำค่าปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายของทุกคู่สัญญามาวิเคราะห์ร่วมกับค่าชดเชยต่อหน่วยที่ผู้ซื้อประกันแต่ละคู่สัญญาต้องการหากถูกปลดโหลดตามสัญญาซื้อขาย เพื่อหาเป็นค่าความเสียหาย ณ เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น
- ขั้นที่ 10 เนื่องจากค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นเป็นเหตุการณ์ล่วงหน้าตามที่ได้เลือกซื้อขายประกัน แต่ค่าเบี้ยประกันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายเป็นค่า ณ ปัจจุบัน จึงพิจารณาค่าอัตราคิดลด (Discount rate) เพื่อแปลงค่าความเสียหายที่เกิดขึ้น ณ เหตุการณ์ล่วงหน้า กลับมาเป็นค่าเงิน ณ ปัจจุบัน
- ขั้นที่ 11 ทำการเก็บข้อมูลค่าความเสียหาย ณ ปัจจุบัน และจำนวนรอบที่ได้ทำการสุ่มไปแล้ว ($k = k + 1$)
- ขั้นที่ 12 ตรวจสอบว่าจำนวนรอบของการสุ่มมีค่ามากกว่าจำนวนรอบที่กำหนดหรือไม่? ($k > n$)? ถ้าใช่ ให้ดำเนินการขั้นต่อไป (ถ้าไม่ใช่ ให้กลับไปยังขั้นที่ 4)
- ขั้นที่ 13 นำค่าความเสียหาย ณ ปัจจุบันที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยจากการสุ่มเหตุการณ์ทั้งหมด ซึ่งผลที่ได้จะเป็นค่าเบี้ยประกันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายแก่ผู้ขายประกัน

จากขั้นตอนที่ได้กล่าวมา เราสามารถสรุปเป็นโฟลว์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการดำเนินการกำหนดราคาเบี้ยประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่น่าเสนอ ได้ดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 โฟลว์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการกำหนดราคาเบี่ยงประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ

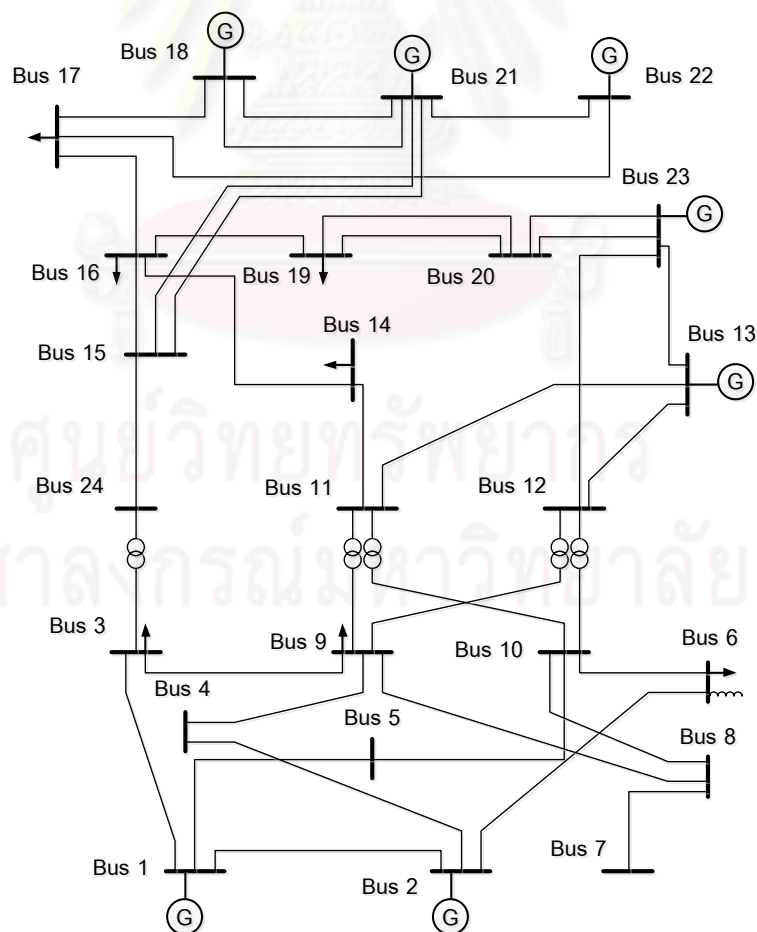
บทที่ 6

การทดสอบและวิเคราะห์ผล

ในบทนี้จะเป็นการทดสอบและวิเคราะห์ผลของการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า โดยทำการทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE RTS-79 รายละเอียดที่นำเสนอในบทนี้จะแบ่งออกเป็นหลายส่วน ดังนี้ (1) ระบบทดสอบ (2) ผลกระทบของการปลดโหลดในคู่สัญญาจากเหตุการณ์สายส่งขัดข้อง (3) ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง และ (4) การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ โดยการทดสอบในวิทยานิพนธ์นี้ จะใช้โปรแกรม MATLAB เพื่อช่วยในการคำนวณที่ซับซ้อน

6.1 ระบบทดสอบ

ในวิทยานิพนธ์นี้การทดสอบเราจะใช้ระบบทดสอบ IEEE RTS-79 [27] ดังแสดงในรูปที่ 6.1 โดยในการทดสอบจะกำหนดให้บัส 13 เป็นบัสอ้างอิง และกำหนดให้มีความต้องการในการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contracts) ณ ช่วงเวลาที่สนใจ เป็นดังตารางที่ 6.1



รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบ IEEE-RTS 79

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่	บัสที่ขายไฟฟ้า	บัสที่ซื้อไฟฟ้า	ปริมาณการซื้อขายไฟฟ้า (MW)
1	1	3	190
2	2	6	190
3	13	9	500
4	18	14	300
5	21	16	400
6	22	17	300
7	23	19	660

6.2 ผลกระทบของการปลดโหลดในคู่สัญญาจากเหตุการณ์สายส่งขัดข้อง

จากการสุ่มสถานะของสายส่ง เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอาจมีสายส่งขัดข้องพร้อมกันหลายเส้น หรือขัดข้องเพียงเส้นเดียว แต่ละเหตุการณ์อาจส่งผลให้ระบบเกิดการล้มเหลว ซึ่งไม่สามารถแก้ไขด้วยการปรับเทปหม้อแปลง และ/หรือ การปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงเท่านั้น จะต้องทำการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าด้วยเพื่อทำให้ระบบกลับมามีความมั่นคงอีกครั้ง เราจึงทำการทดสอบผลกระทบของการปลดโหลดในคู่สัญญาเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งแต่ละเส้นขัดข้อง โดยพิจารณาเฉพาะเหตุขัดข้องของสายส่งเส้นที่ส่งผลให้เกิดการปลดโหลดในคู่สัญญาเท่านั้น ดังตารางที่ 6.2

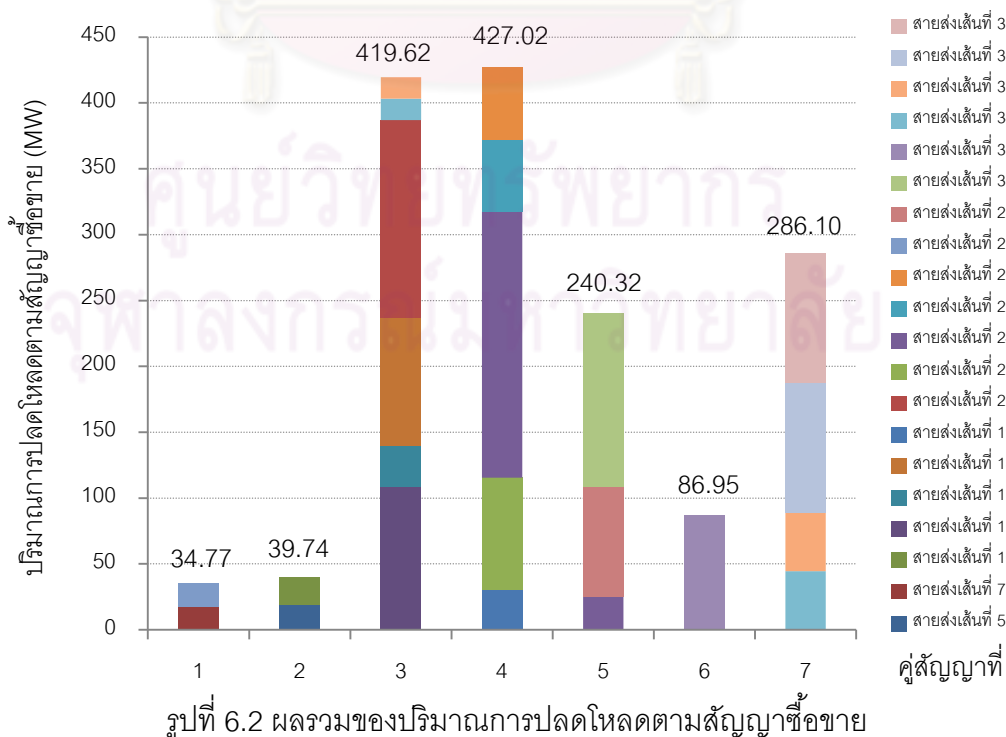
ตารางที่ 6.2 ผลกระทบของการปลดโหลดในคู่สัญญาเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งขัดข้อง

สายส่ง ขัดข้องเส้นที่	ปริมาณโหลดในแต่ละคู่สัญญาที่ถูกปลดตามสัญญา (MW)						
	1	2	3	4	5	6	7
5	0.00	18.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	17.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.00	21.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	108.40	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	30.78	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	97.74	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00	30.19	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	149.95	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	85.20	0.00	0.00	0.00

ตารางที่ 6.2 ผลกระทบของการปลดโหลดในคู่สัญญาเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งขัดข้อง (ต่อ)

สายส่ง ขัดข้องเส้นที่	ปริมาณโหลดในแต่ละคู่สัญญาที่ถูกปลดตามสัญญา (MW)						
	1	2	3	4	5	6	7
24	0.00	0.00	0.00	202.09	25.30	0.00	0.00
25	0.00	0.00	0.00	54.77	0.00	0.00	0.00
26	0.00	0.00	0.00	54.77	0.00	0.00	0.00
27	17.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00	83.19	0.00	0.00
30	0.00	0.00	0.00	0.00	131.83	0.00	0.00
31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	86.95	0.00
34	0.00	0.00	16.38	0.00	0.00	0.00	44.39
35	0.00	0.00	16.38	0.00	0.00	0.00	44.39
36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	98.66
37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	98.66

จากตารางที่ 6.2 เมื่อสายส่งบางเส้นเกิดขัดข้องจะส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าออก เราจึงทำการสรุปรวมผลของปริมาณการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อสายส่งเกิดขัดข้องเพียงเส้นเดียวของแต่ละคู่สัญญา ได้ดังรูปที่ 6.2



6.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง

ในช่วงเวลาที่แตกต่างกัน แนวโน้มของระบบไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับแนวโน้มของสายส่งที่จะเกิดการขัดข้อง เราจึงทำการหาค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง ณ ช่วงเวลาต่างกันที่เกิดจากการสุ่มเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล เพื่อนำมาวิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผลกระทบต่อคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าวในหัวข้อต่อไป ค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้องด้วยวิธีที่น่าเสนอในแต่ละช่วงเวลา แสดงดังตารางที่ 6.3 โดยกำหนดให้สายส่งเริ่มต้นมีสถานะดี

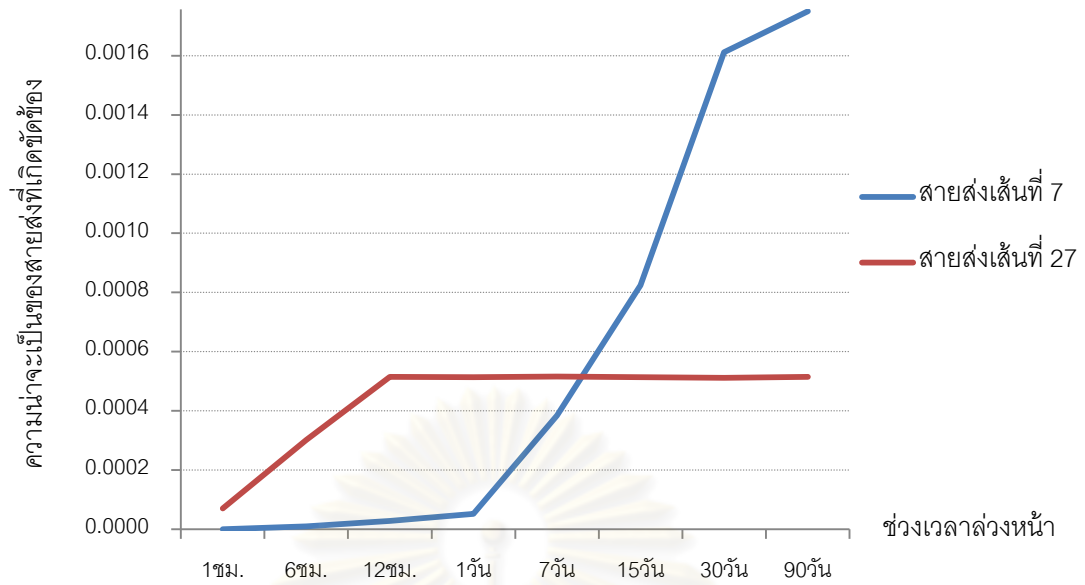
ตารางที่ 6.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง

เส้นที่	ช่วงเวลาล่วงหน้าในอนาคต							
	1 ชม.	6 ชม.	12 ชม.	1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน	90 วัน
1	0.00004	0.00018	0.00034	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044
2	0.00009	0.00038	0.00058	0.00059	0.00058	0.00058	0.00058	0.00059
3	0.00006	0.00024	0.00037	0.00038	0.00038	0.00038	0.00038	0.00038
4	0.00007	0.00029	0.00044	0.00044	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045
5	0.00008	0.00035	0.00055	0.00054	0.00055	0.00055	0.00055	0.00055
6	0.00007	0.00028	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00044
7	0.00000	0.00001	0.00003	0.00005	0.00039	0.00083	0.00161	0.00175
8	0.00006	0.00026	0.00041	0.00042	0.00041	0.00041	0.00041	0.00041
9	0.00006	0.00025	0.00039	0.00039	0.00039	0.00038	0.00039	0.00039
10	0.00006	0.00024	0.00047	0.00092	0.00131	0.00132	0.00132	0.00132
11	0.00005	0.00021	0.00034	0.00034	0.00034	0.00035	0.00035	0.00034
12	0.00007	0.00033	0.00050	0.00050	0.00050	0.00051	0.00050	0.00050
13	0.00007	0.00033	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050
14	0.00000	0.00002	0.00003	0.00006	0.00039	0.00083	0.00162	0.00175
15	0.00000	0.00002	0.00003	0.00005	0.00039	0.00083	0.00161	0.00176
16	0.00000	0.00002	0.00003	0.00006	0.00039	0.00082	0.00162	0.00176
17	0.00000	0.00001	0.00003	0.00006	0.00038	0.00083	0.00162	0.00176
18	0.00008	0.00029	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050	0.00051	0.00050
19	0.00007	0.00029	0.00049	0.00049	0.00049	0.00049	0.00049	0.00049
20	0.00007	0.00030	0.00050	0.00051	0.00051	0.00050	0.00050	0.00050

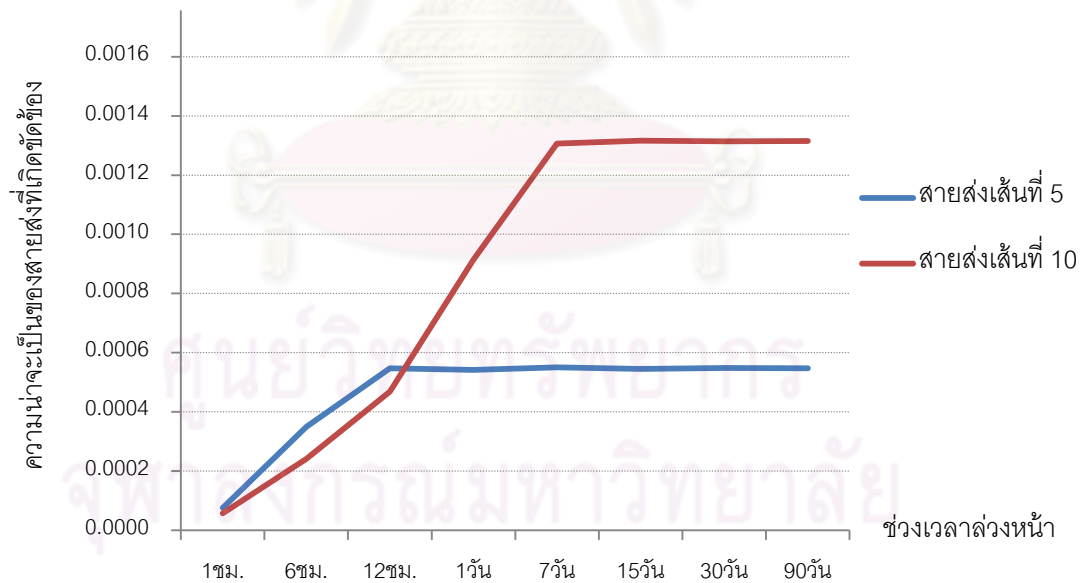
ตารางที่ 6.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง (ต่อ)

เส้นที่	ช่วงเวลาล่วงหน้าในอนาคต							
	1 ชม.	6 ชม.	12 ชม.	1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน	90 วัน
21	0.00009	0.00038	0.00065	0.00065	0.00065	0.00065	0.00065	0.00066
22	0.00008	0.00035	0.00062	0.00061	0.00061	0.00062	0.00062	0.00061
23	0.00007	0.00028	0.00048	0.00047	0.00048	0.00048	0.00048	0.00048
24	0.00006	0.00024	0.00042	0.00042	0.00041	0.00041	0.00041	0.00041
25	0.00007	0.00030	0.00051	0.00052	0.00051	0.00052	0.00052	0.00052
26	0.00007	0.00030	0.00052	0.00051	0.00051	0.00051	0.00051	0.00052
27	0.00007	0.00030	0.00052	0.00052	0.00052	0.00052	0.00051	0.00052
28	0.00006	0.00026	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044
29	0.00006	0.00025	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043
30	0.00006	0.00023	0.00040	0.00040	0.00040	0.00040	0.00040	0.00040
31	0.00009	0.00040	0.00068	0.00068	0.00068	0.00068	0.00068	0.00068
32	0.00006	0.00026	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044
33	0.00006	0.00026	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044	0.00044
34	0.00006	0.00028	0.00048	0.00048	0.00048	0.00048	0.00048	0.00048
35	0.00006	0.00028	0.00048	0.00048	0.00048	0.00048	0.00048	0.00048
36	0.00006	0.00025	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043
37	0.00006	0.00025	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043	0.00043
38	0.00008	0.00034	0.00056	0.00057	0.00057	0.00057	0.00057	0.00057

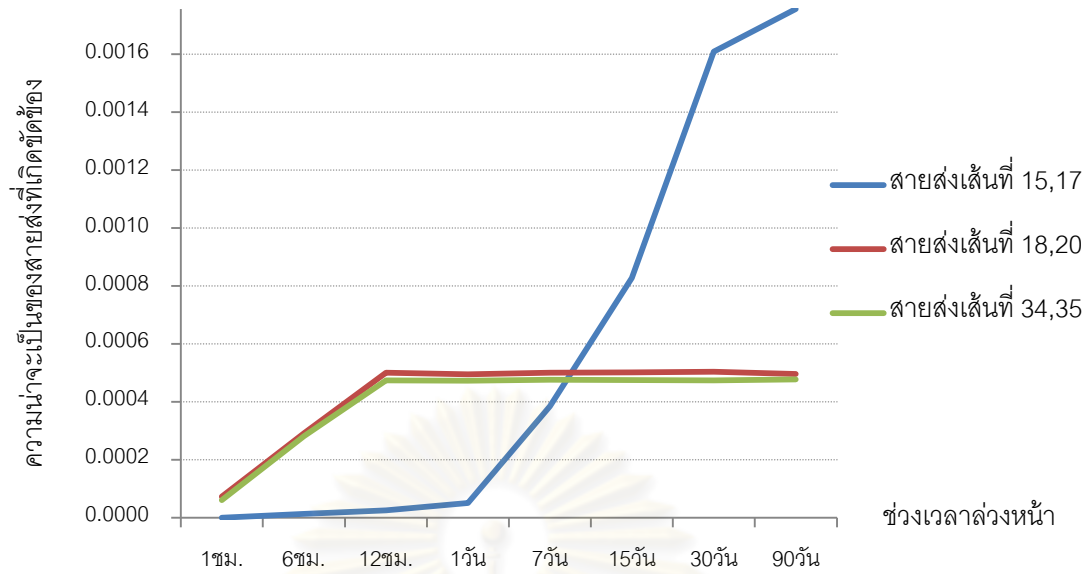
จากผลการทดสอบในตารางที่ 6.3 จะเห็นได้ว่าสายส่งแต่ละเส้นมีความน่าจะเป็นที่จะเกิดการขัดข้องแตกต่างกันออกไป เมื่อระยะเวลามากขึ้นค่าความน่าจะเป็นก็จะมากขึ้น แต่เมื่อถึงช่วงเวลาหนึ่งค่าความน่าจะเป็นก็จะเข้าสู่ค่าคงที่ และจากตารางที่ 6.2 สายส่งแต่ละเส้นจะส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยในคู่สัญญาที่แตกต่างกัน ถ้าเรานำสายส่งเส้นที่ส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยมาพิจารณาพร้อมกับความน่าจะเป็นที่สายส่งเส้นนั้นจะเกิดการขัดข้อง เราจะสามารถเห็นถึงแนวโน้มของการปลอดภัยในคู่สัญญา ณ ช่วงเวลาที่แตกต่างกันได้ดังรูปที่ 6.3-6.9



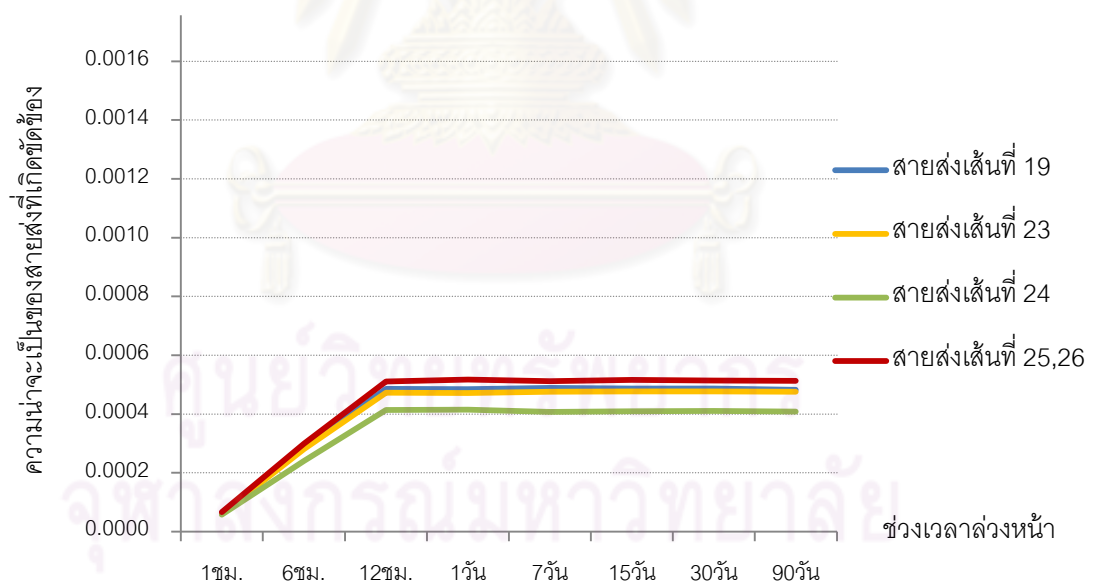
รูปที่ 6.3 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 1



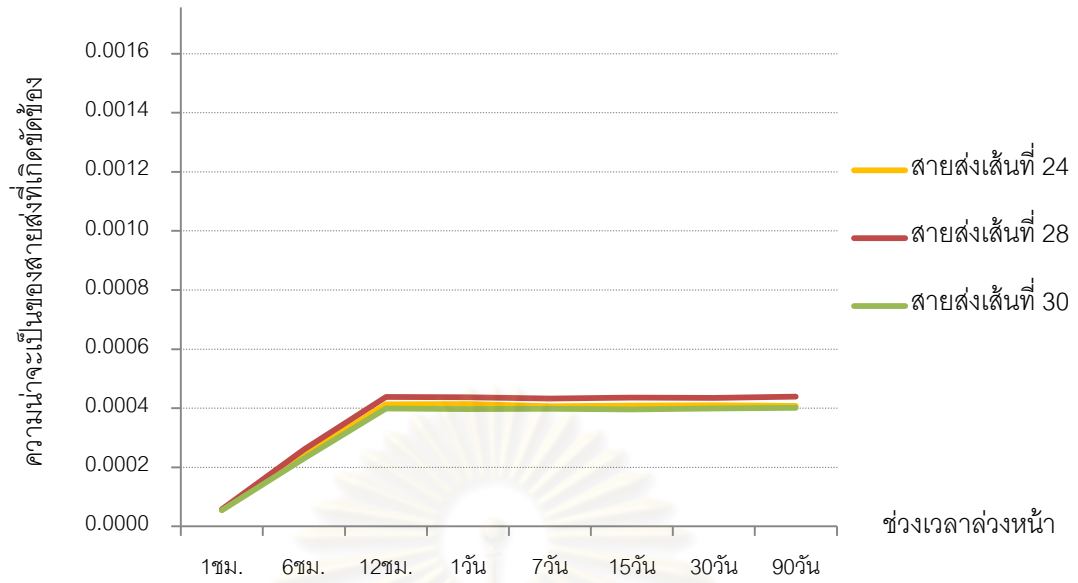
รูปที่ 6.4 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 2



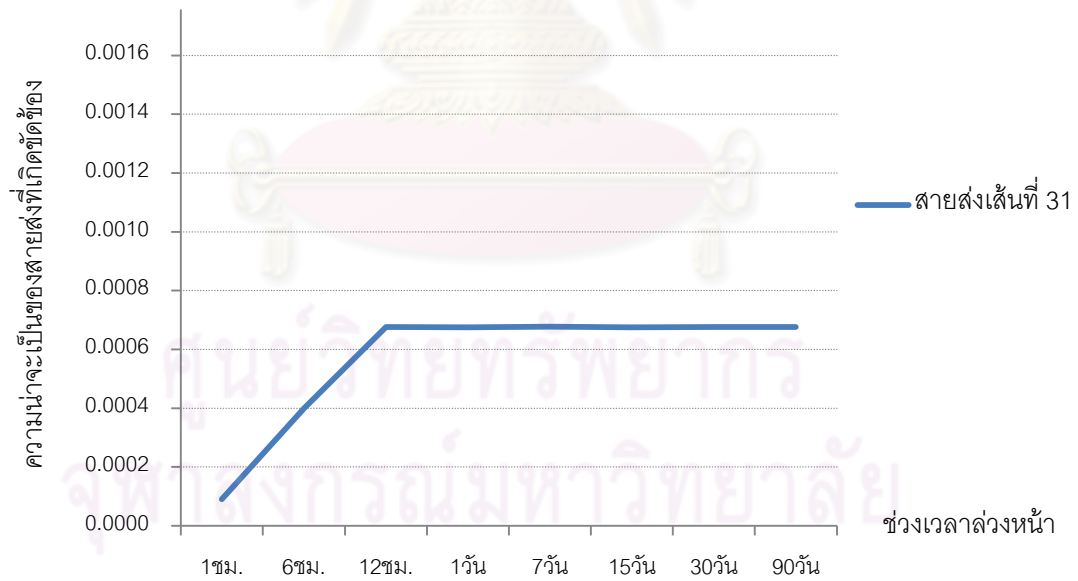
รูปที่ 6.5 สายส่งที่เกิดการชำรุดซึ่งส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 3



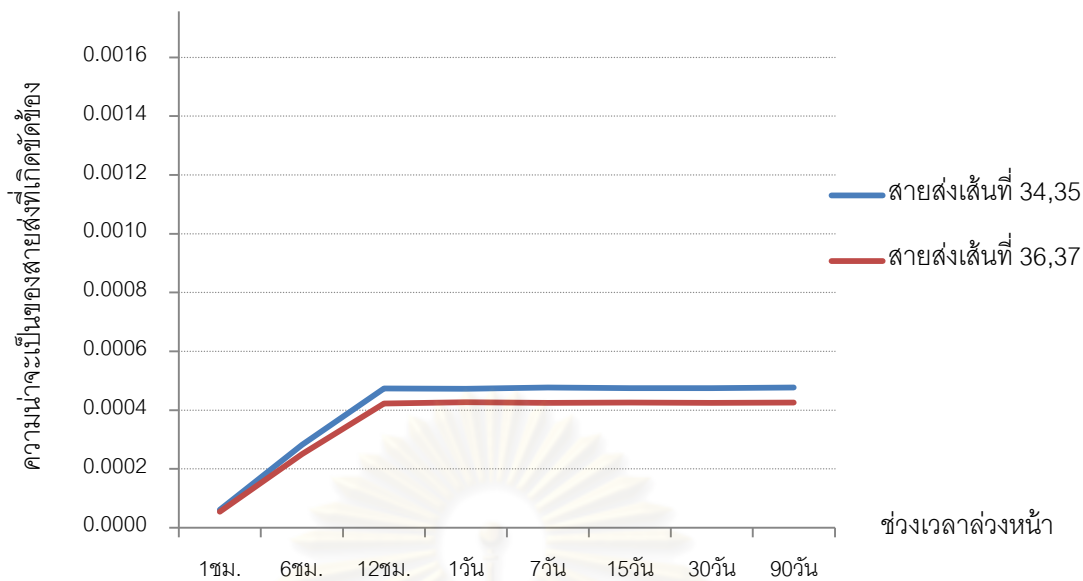
รูปที่ 6.6 สายส่งที่เกิดการชำรุดซึ่งส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 4



รูปที่ 6.7 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 5



รูปที่ 6.8 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 6



รูปที่ 6.9 สายส่งที่เกิดการขัดข้องส่งผลให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายคู่ที่ 7

6.4 การกำหนดราคาประกันไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ

การซื้อขายประกันจะเกิดขึ้นจากการกำหนดช่วงเวลาลวงหน้า ระยะเวลาคุ้มครองประกัน รวมถึงค่าชดเชยต่อหน่วยที่ต้องการหากเกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขาย โดยผู้ซื้อประกันจะเป็นผู้กำหนดรายละเอียดเหล่านี้เพื่อสร้างกรรมธรรม์ประกันภัยขึ้นมา ในวิทยานิพนธ์นี้จะนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าและค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามาประกอบคำอธิบายในการคำนวณหาเบี้ยประกัน ณ ช่วงเวลาซื้อขายประกันตามที่ได้กำหนด โดยแบ่งรูปแบบการซื้อประกันไฟฟ้าออกเป็น 2 รูปแบบ คือ ช่วงเวลาซื้อประกันลวงหน้าต่างกันแต่ระยะเวลาคุ้มครองเท่ากัน และช่วงเวลาซื้อประกันลวงหน้าเท่ากันแต่ระยะเวลาคุ้มครองต่างกัน เพื่อให้ครอบคลุมทุกรูปแบบการซื้อขายประกัน

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่นำมาพิจารณาคือ ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดการล้มเหลว (Loss Of Load Probability, LOLP) โหลดในระบบที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า (Expected Power Not Supply, EPNS) ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดโหลดตามสัญญา (Loss Of Transaction Probability, LOTP) และปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (Expected Transaction Not Supply, ETNS) โดยจะทำการสุ่มเหตุการณ์จำนวน 1,000,000 เหตุการณ์ และกำหนดให้ค่าความสำคัญของทุกคู่สัญญา (c_B) มีค่าเป็น 1 ค่าถ่วงน้ำหนักของการปรับแก้ปห്മ้อแปลง (w_d) และการปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (w_v) มีค่าเป็น 0.001

6.4.1 ช่วงเวลาซื้อประกันล่วงหน้าต่างกันแต่ระยะเวลาคุ้มครองเท่ากัน

การซื้อขายประกันในรูปแบบนี้จะกำหนดช่วงเวลาล่วงหน้าในการซื้อประกันแตกต่างกัน แต่มีระยะเวลาคุ้มครองประกันเท่ากัน เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบกันได้ ในการทดสอบจะแบ่งช่วงเวลาซื้อประกันล่วงหน้าออกเป็น 7 ช่วงเวลาคือ 1 ชั่วโมง, 6 ชั่วโมง, 12 ชั่วโมง, 1 วัน, 7 วัน, 15 วัน และ 30 วัน โดยที่ระยะเวลาคุ้มครองเท่ากับ 1 ชั่วโมง ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่นำมาพิจารณาแสดงได้ดังตารางที่ 6.4-6.6

ตารางที่ 6.4 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบทดสอบ

ดัชนีความเชื่อถือได้	ช่วงเวลาซื้อขายประกันล่วงหน้าที่กำหนด						
	1 ชม.	6 ชม.	12 ชม.	1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
LOLP	0.0011	0.0050	0.0084	0.0089	0.0102	0.0114	0.0139
EPNS (MW)	0.090	0.398	0.654	0.668	0.725	0.793	0.925

ตารางที่ 6.5 ความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดไหลตตามสัญญา (LOTP)

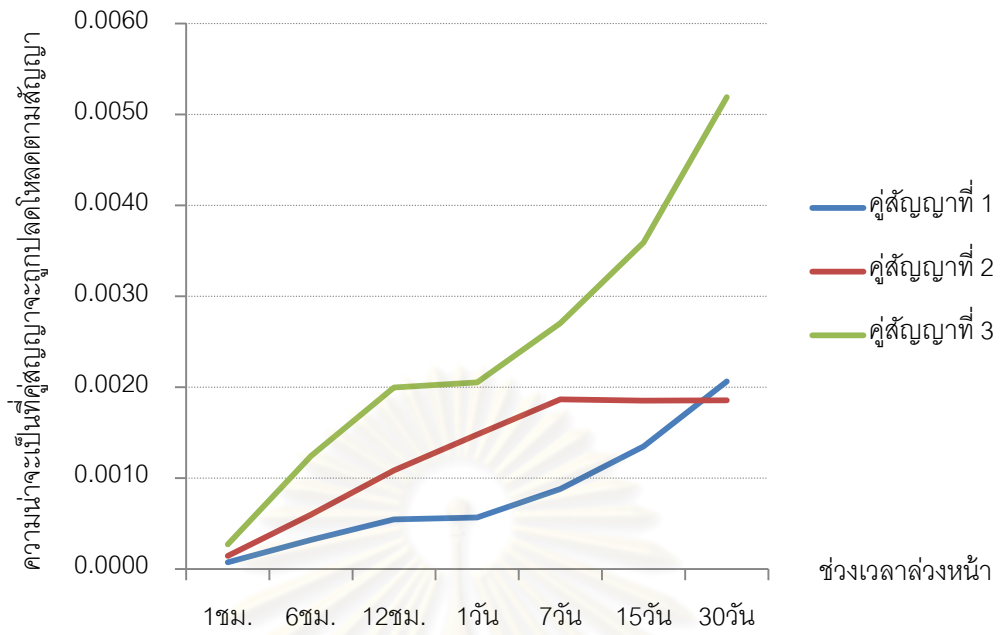
สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่	ปริมาณการซื้อขายไฟฟ้า (MW)	ความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดไหลตตามสัญญา (LOTP)						
		1 ชม.	6 ชม.	12 ชม.	1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	190	0.0001	0.0003	0.0005	0.0006	0.0009	0.0014	0.0021
2	190	0.0001	0.0006	0.0011	0.0015	0.0019	0.0019	0.0019
3	500	0.0003	0.0012	0.0020	0.0021	0.0027	0.0036	0.0052
4	300	0.0003	0.0014	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024
5	400	0.0002	0.0008	0.0012	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
6	300	0.0001	0.0004	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
7	660	0.0002	0.0011	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018

ตารางที่ 6.6 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (ETNS)

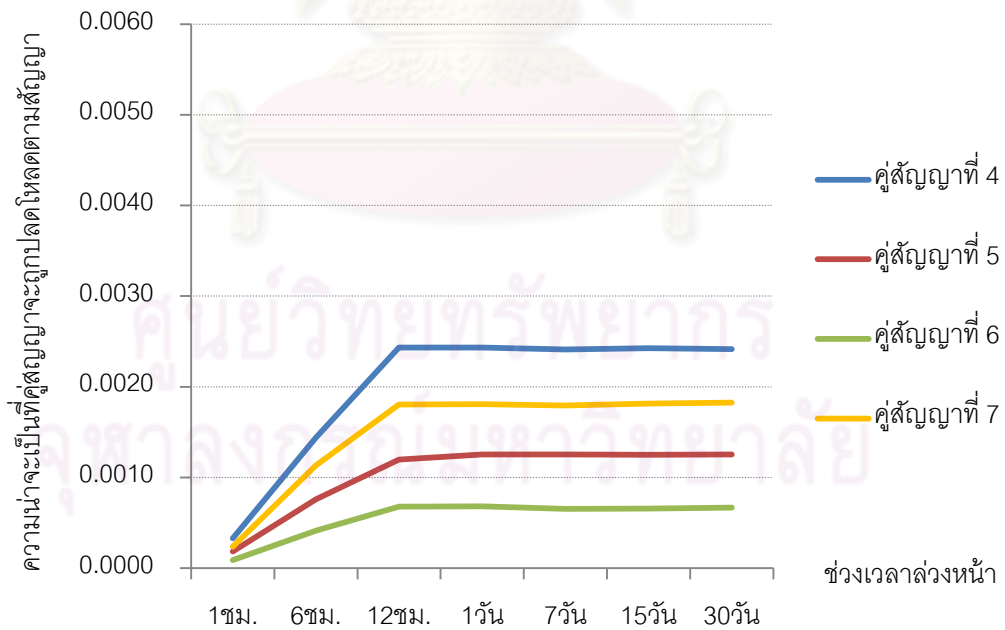
สัญญา ซื้อขาย ไฟฟ้าที่	ปริมาณการ ซื้อขายไฟฟ้า (MW)	ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (MW)						
		1 ชม.	6 ชม.	12 ชม.	1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	190	0.001	0.006	0.009	0.010	0.015	0.024	0.036
2	190	0.003	0.012	0.022	0.030	0.038	0.038	0.038
3	500	0.019	0.088	0.142	0.149	0.194	0.253	0.368
4	300	0.028	0.117	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197
5	400	0.015	0.060	0.095	0.099	0.099	0.099	0.099
6	300	0.008	0.036	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059
7	660	0.016	0.079	0.129	0.129	0.129	0.129	0.129

จากตารางที่ 6.4 จะเห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้านั้นจะขึ้นอยู่กับค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งโดยรวมเกิดขัดข้อง เนื่องจากถ้าความน่าจะเป็นที่สายส่งโดยรวมเกิดขัดข้องมีแนวโน้มที่มากขึ้น ระบบไฟฟ้าย่อมมีแนวโน้มที่จะเกิดการล้มเหลวและต้องทำการปลดโหลดมากขึ้นตามไปด้วย และเมื่อพิจารณาที่คู่สัญญาจากตารางที่ 6.5 และ 6.6 จะเห็นได้ว่าเหตุการณ์ที่จะเกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายในแต่ละคู่สัญญานั้นเกิดการสายส่งเส้นที่เกิดขัดข้องแตกต่างกันออกไป และความน่าจะเป็นที่สายส่งเส้นนั้นเกิดขัดข้องก็มีค่าไม่เท่ากัน ซึ่งได้อธิบายไว้ดังรูปที่ 6.3-6.9 ถ้าสายส่งเส้นที่ส่งผลกระทบต่อการปลดโหลดในคู่สัญญาเกิดขัดข้องมีแนวโน้มที่มากขึ้น คู่สัญญานั้นก็จะมีแนวโน้มที่จะต้องถูกปลดโหลดตามสัญญาจะมีมากขึ้น แต่ถ้าสายส่งเส้นที่ส่งผลกระทบต่อการปลดโหลดในคู่สัญญาเกิดขัดข้องมีแนวโน้มคงที่ คู่สัญญานั้นก็จะมีแนวโน้มที่จะต้องถูกปลดโหลดตามสัญญาก็จะคงที่ตามไปด้วย

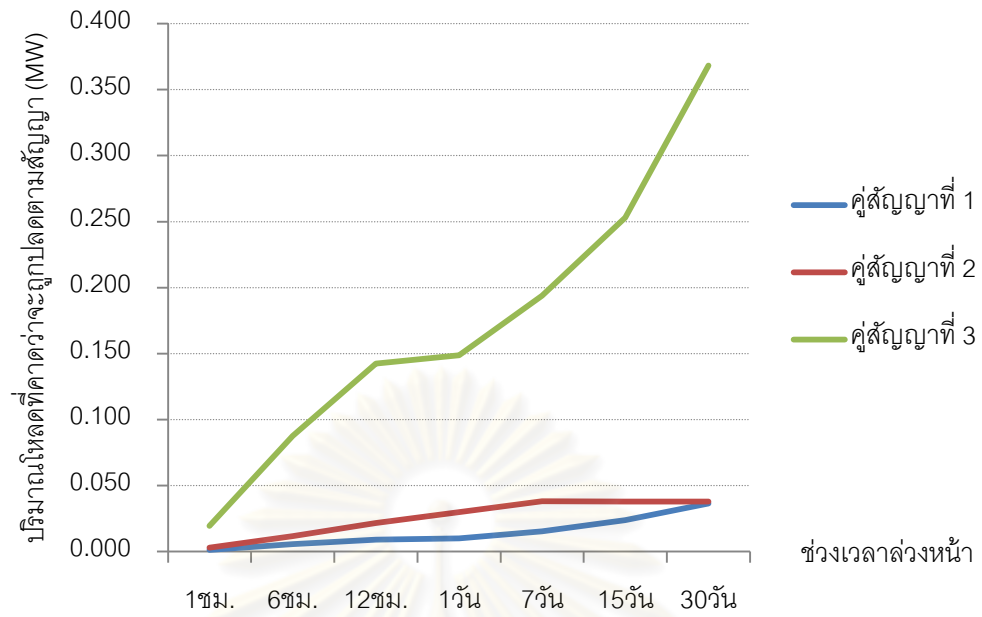
จากผลการทดสอบ เราจะสามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของคู่สัญญามีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ได้แก่ คู่สัญญาที่ 1, 2 และ 3 และในส่วนที่ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของคู่สัญญามีแนวโน้มคงที่ ได้แก่ คู่สัญญาที่ 4, 5, 6 และ 7 แนวโน้มของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของคู่สัญญา แสดงดังรูปที่ 6.10-6.13



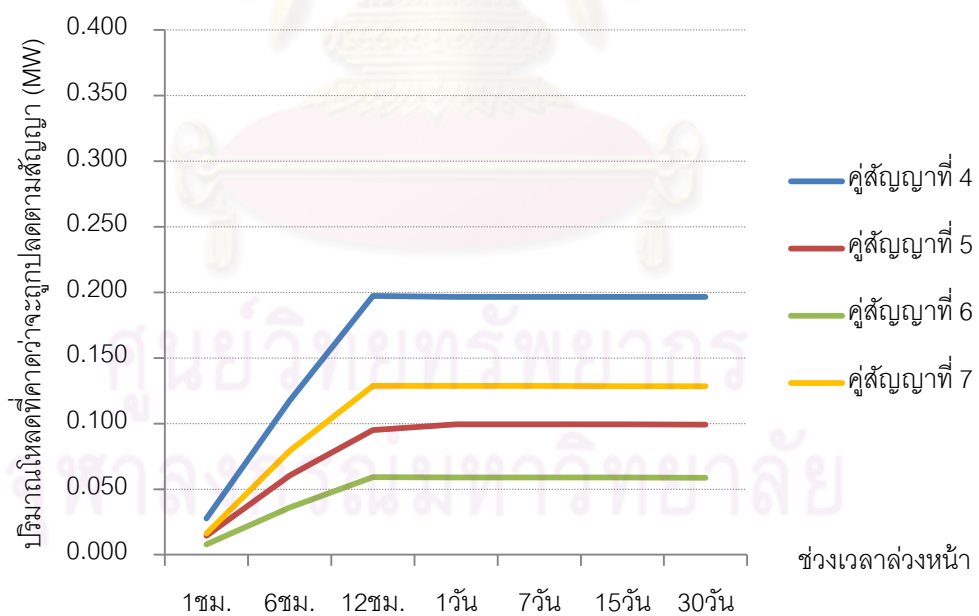
รูปที่ 6.10 ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาที่ 1, 2 และ 3 จะถูกลดโทษตามสัญญา



รูปที่ 6.11 ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาที่ 4, 5, 6 และ 7 จะถูกลดโทษตามสัญญา



รูปที่ 6.12 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญาที่ 1, 2 และ 3



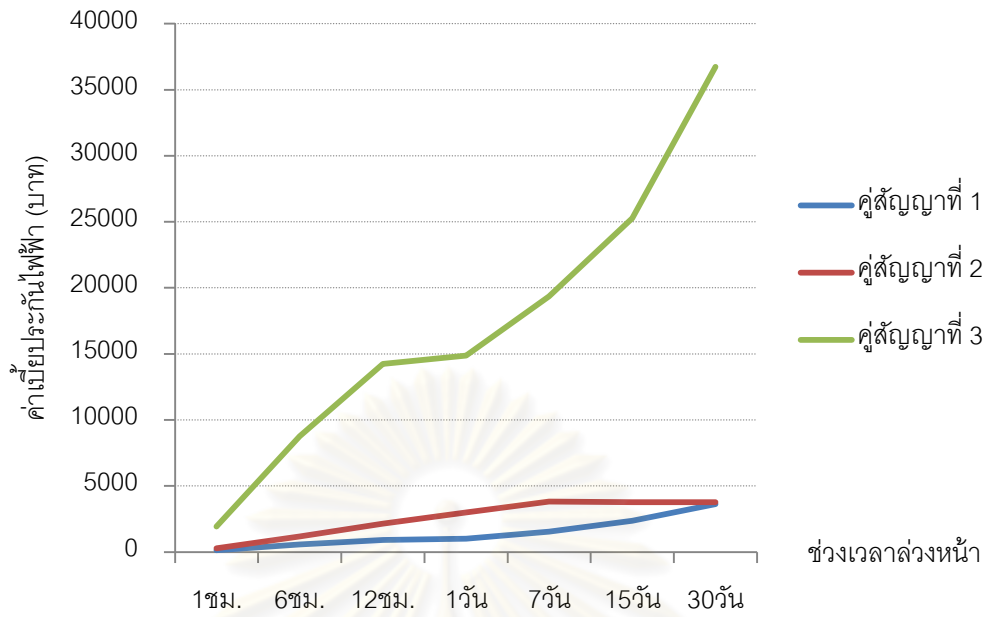
รูปที่ 6.13 ปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญาที่ 4, 5, 6 และ 7

จากการจำลองเหตุการณ์ดังกล่าว เราสามารถคำนวณหาค่าเบี้ยประกัน ณ ช่วงเวลาที่ทำ การซื้อขายประกันที่ได้กำหนดไว้ และค่าสินไหมทดแทนเมื่อเกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขาย ไฟฟ้าทั้งหมดหรือวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุดซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 6.7 โดยที่ค่าชดเชยต่อหน่วยที่ ผู้ซื้อประกันต้องการเมื่อถูกปลดโหลดตามสัญญามีค่าเท่ากับ 100,000 บาท/MWh และค่าอัตรา คิดลด (r) มีค่าเท่ากับ 2.5% ต่อปี

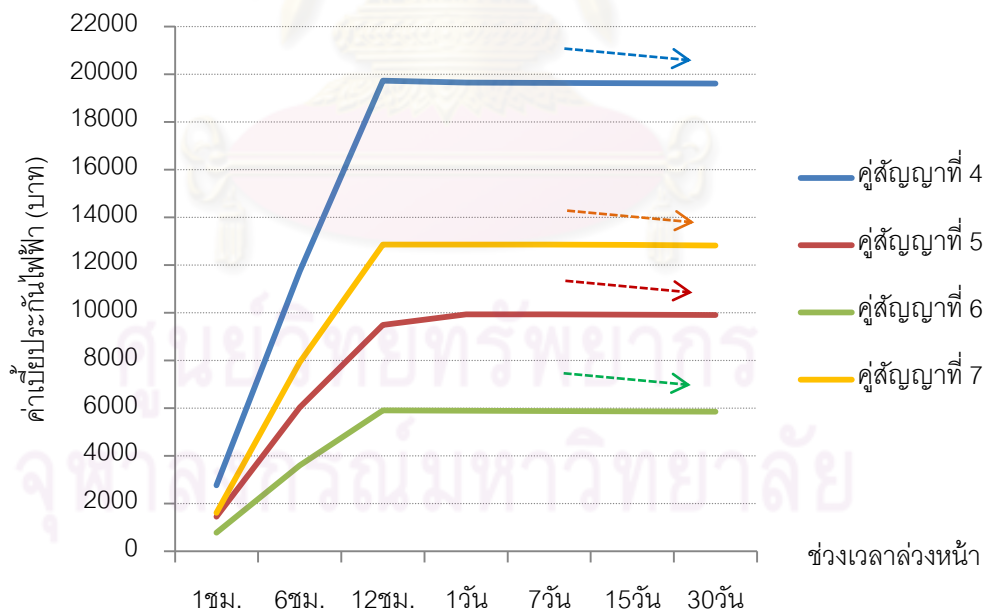
ตารางที่ 6.7 ค่าเบี้ยประกัน ณ ช่วงเวลาทำการซื้อขายและวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด

สัญญา ซื้อขาย ไฟฟ้าที่	วงเงินคุ้มครอง ประกันสูงสุด (ล้านบาท)	ค่าเบี้ยประกัน ณ ช่วงเวลาทำการซื้อขาย (บาท)						
		1 ชม.	6 ชม.	12 ชม.	1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	19	133	564	910	995	1,541	2,372	3,637
2	19	288	1,170	2,150	2,998	3,815	3,772	3,767
3	50	1,939	8,753	14,235	14,873	19,365	25,278	36,742
4	30	2,778	11,740	19,731	19,653	19,643	19,633	19,612
5	40	1,455	6,034	9,496	9,940	9,933	9,921	9,909
6	30	785	3,599	5,909	5,900	5,882	5,876	5,861
7	66	1,611	7,929	12,866	12,865	12,858	12,843	12,824

จากตารางที่ 6.7 จะเห็นได้ว่าค่าเบี้ยประกันที่ได้มานั้นจะมีแนวโน้มตามค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดโหลดตามสัญญา (LOTP) และค่าปริมาณโหลดที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (ETNS) ซึ่งขึ้นอยู่กับความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง ในช่วงแรกค่าเบี้ยประกัน จะมีค่าค่อยๆเพิ่มขึ้นตามแนวโน้มของสายส่งที่เกิดการขัดข้อง แต่เมื่อถึงจุดสภาวะคงตัวของสายส่งค่าเบี้ยประกันก็จะมีค่าคงที่ แต่ผลที่ได้หลังจากผ่านช่วงเวลาคงตัวไปแล้วค่าเบี้ยประกันจะมีค่าลดลงเล็กน้อยตามลำดับ เนื่องจากผลของค่าอัตราคิดลด (Discount rate) ซึ่งเป็นการคิดจากค่าความเสียหายที่เกิดขึ้น ณ เหตุการณ์ล่วงหน้าที่กำหนดประกอบกับหลักการคิดลด ที่แปลงค่าเงิน ณ เหตุการณ์ล่วงหน้าที่เกิดขึ้นกลับมาสู่ค่าเงิน ณ ปัจจุบัน ดังนั้น ค่าเบี้ยประกัน ณ ปัจจุบันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายในช่วงที่สายส่งอยู่ในสภาวะคงตัว เมื่อเวลาผ่านไปจะมีค่าลดลงเล็กน้อยขึ้นอยู่กับค่าอัตราคิดลดที่กำหนด แนวโน้มของค่าเบี้ยประกันสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.14-6.15



รูปที่ 6.14 ค่าเบี่ยประกันไฟฟ้าของคู้สัญญาที่ 1, 2 และ 3



รูปที่ 6.15 ค่าเบี่ยประกันไฟฟ้าของคู้สัญญาที่ 4, 5, 6 และ 7

จากผลการทดสอบจะพบว่า ค่าเบี้ยประกันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายนั้นมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด เพื่อให้เกิดความชัดเจนยิ่งขึ้น เราจะแสดงค่าร้อยละของเบี้ยประกันเมื่อเปรียบเทียบกับวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุดได้ดังตารางที่ 6.8

ตารางที่ 6.8 ค่าร้อยละของเบี้ยประกันเมื่อเปรียบเทียบกับวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด

สัญญา ซื้อขาย ไฟฟ้าที่	วงเงินคุ้มครอง ประกันสูงสุด (ล้านบาท)	ค่าร้อยละของเบี้ยประกัน (เปอร์เซ็นต์)						
		1 ชม.	6 ชม.	12 ชม.	1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	19	0.0007	0.0030	0.0048	0.0052	0.0081	0.0125	0.0191
2	19	0.0015	0.0062	0.0113	0.0158	0.0201	0.0199	0.0198
3	50	0.0039	0.0175	0.0285	0.0297	0.0387	0.0506	0.0735
4	30	0.0093	0.0391	0.0658	0.0655	0.0655	0.0654	0.0654
5	40	0.0036	0.0151	0.0237	0.0248	0.0248	0.0248	0.0248
6	30	0.0026	0.0120	0.0197	0.0197	0.0196	0.0196	0.0195
7	66	0.0024	0.0120	0.0195	0.0195	0.0195	0.0195	0.0194

6.4.2 ช่วงเวลาซื้อประกันล่วงหน้าเท่ากันแต่ระยะเวลาคุ้มครองต่างกัน

การซื้อขายประกันในรูปแบบนี้จะกำหนดช่วงเวลาล่วงหน้าในการซื้อประกันเท่ากัน แต่มีระยะเวลาคุ้มครองประกันที่แตกต่างกัน เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบกันได้ ในการทดสอบจะแบ่งระยะเวลาคุ้มครองประกันออกเป็น 5 ช่วงเวลาคือ 1 ชั่วโมง, 3 ชั่วโมง, 6 ชั่วโมง, 12 ชั่วโมง และ 24 ชั่วโมง โดยที่ช่วงเวลาซื้อประกันล่วงหน้ามีค่าเท่ากับ 1 วัน ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่นำมาพิจารณาสถิติสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.9-6.11

ตารางที่ 6.9 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบทดสอบ

ดัชนีความเชื่อถือได้	ระยะเวลาคุ้มครองประกันที่กำหนด				
	1 ชั่วโมง	3 ชั่วโมง	6 ชั่วโมง	12 ชั่วโมง	1 วัน
LOLP	0.0087	0.0088	0.0089	0.0090	0.0092
EPNS (MW)	0.662	0.664	0.666	0.668	0.679

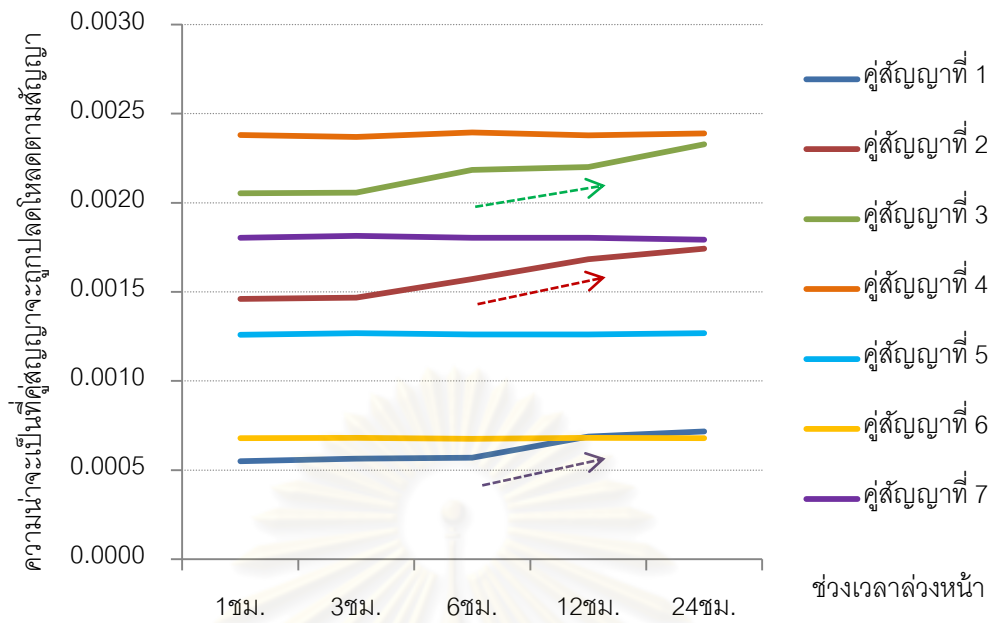
ตารางที่ 6.10 ความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดไหลตตามสัญญา (LOTP)

สัญญาซื้อขาย ไฟฟ้าที่	ปริมาณการ ซื้อขายไฟฟ้า (MW)	ความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดไหลตตามสัญญา (LOTP)				
		1 ชั่วโมง	3 ชั่วโมง	6 ชั่วโมง	12 ชั่วโมง	24 ชั่วโมง
1	190	0.0006	0.0006	0.0006	0.0007	0.0007
2	190	0.0015	0.0015	0.0016	0.0017	0.0017
3	500	0.0021	0.0021	0.0022	0.0022	0.0023
4	300	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024
5	400	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
6	300	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
7	660	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018

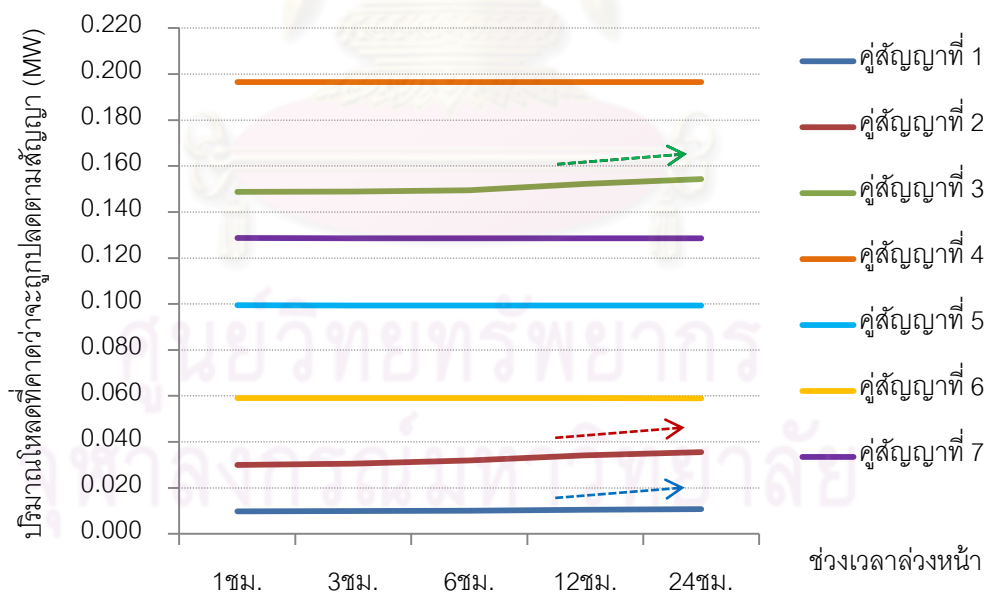
ตารางที่ 6.11 ปริมาณไหลตที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (ETNS)

สัญญาซื้อขาย ไฟฟ้าที่	ปริมาณการ ซื้อขายไฟฟ้า (MW)	ปริมาณไหลตที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (MW)				
		1 ชั่วโมง	3 ชั่วโมง	6 ชั่วโมง	12 ชั่วโมง	24 ชั่วโมง
1	190	0.010	0.010	0.010	0.011	0.011
2	190	0.030	0.031	0.032	0.034	0.036
3	500	0.149	0.149	0.150	0.152	0.154
4	300	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197
5	400	0.099	0.099	0.099	0.099	0.099
6	300	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059
7	660	0.129	0.129	0.129	0.129	0.129

จากตารางที่ 6.9 จะเห็นได้ว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ (LOLP, EPNS) จะมีค่าขึ้นอยู่กับลักษณะของสายส่งโดยรวมของระบบ แต่จากตารางที่ 6.10 และ 6.11 ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดไหลตตามสัญญา (LOTP) และปริมาณไหลตที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา (ETNS) จะมีค่าขึ้นอยู่กับความน่าจะเป็นที่สายส่งเส้นที่ส่งผลกระทบต่อคู่สัญญาเกิดขัดข้อง ถ้าสายส่งเส้นที่ส่งผลกระทบต่อคู่สัญญายังมีค่าเพิ่มขึ้นในช่วงเวลาที่พิจารณา ผลที่ได้ก็จะต้องมีค่าเพิ่มมากขึ้นด้วย แต่ถ้าสายส่งเส้นนั้นอยู่ในสภาวะคงตัวแล้ว ผลที่ได้ก็จะคงที่ตามไปด้วย ซึ่งแนวโน้มของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของคู่สัญญาสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.16-6.17



รูปที่ 6.16 ค่าความน่าจะเป็นที่คู่สัญญาจะถูกปลดไหลตตามสัญญา

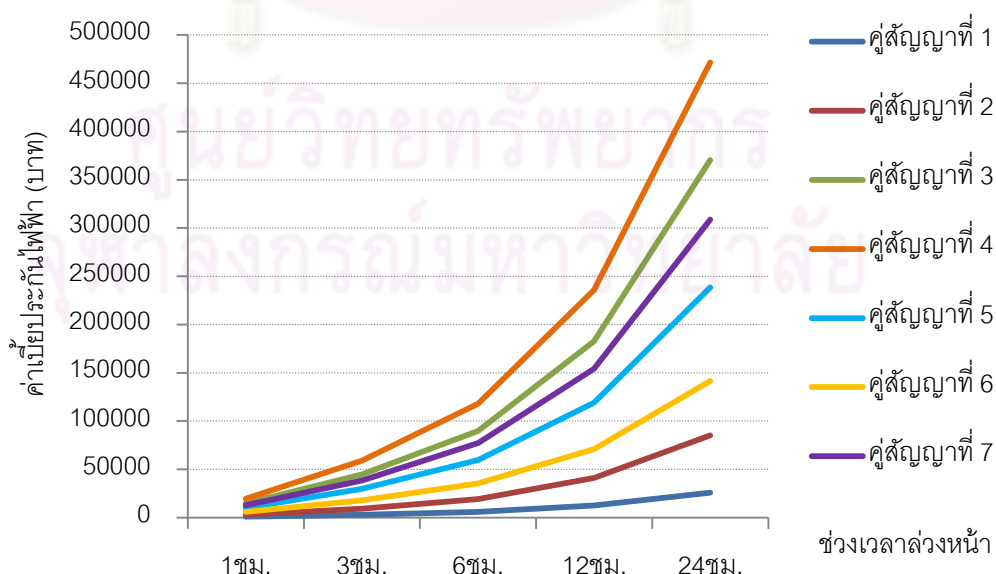


รูปที่ 6.17 ปริมาณไหลตที่คาดว่าจะถูกปลดตามสัญญา

การหาค่าเบี่ยประกันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายนั้นหาได้จากค่าเฉลี่ยของความเสียหายที่เกิดขึ้นจริงแปลงมาเป็นค่า ณ ปัจจุบัน ในช่วงเวลาที่พิจารณา ทำให้ค่าเบี่ยประกันมีค่ามากขึ้นตามจำนวนระยะเวลาคุ้มครองประกันที่มากขึ้นซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 6.12 แนวโน้มของค่าเบี่ยประกันในแต่ละช่วงระยะเวลาคุ้มครองประกันแสดงดังรูปที่ 6.18 และเราสามารถหาค่าสินไหมทดแทนหากเกิดการปลดโหดตามสัญญาซื้อขายทั้งหมดหรือที่เรียกว่าวงเงินคุ้มครองประกันในแต่ละช่วงระยะเวลาคุ้มครองประกันได้ดังตารางที่ 6.13 โดยกำหนดให้ค่าชดเชยต่อหน่วยมีค่าเท่ากับ 100,000 บาท/MWh และค่าอัตราคิดลด (r) มีค่าเท่ากับ 2.5% ต่อปี

ตารางที่ 6.12 ค่าเบี่ยประกัน ณ ช่วงเวลาที่กำหนด

สัญญา ซื้อขายไฟฟ้าที่	ค่าเบี่ยประกัน ณ ช่วงเวลาที่กำหนด (บาท)				
	1 ชั่วโมง	3 ชั่วโมง	6 ชั่วโมง	12 ชั่วโมง	24 ชั่วโมง
1	992	2,997	6,077	12,654	25,801
2	2,998	9,168	19,124	41,028	85,217
3	14,871	44,663	89,698	182,674	370,333
4	19,654	58,958	117,904	235,789	471,557
5	9,942	29,804	59,592	119,151	238,289
6	5,910	17,723	35,441	70,870	141,595
7	12,864	38,582	77,161	154,307	308,598



รูปที่ 6.18 ค่าเบี่ยประกันไฟฟ้าของแต่ละสัญญา

ตารางที่ 6.13 วงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด ณ ช่วงเวลากำหนด

สัญญา ซื้อขายไฟฟ้าที่	วงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด ณ ช่วงเวลากำหนด (ล้านบาท)				
	1 ชั่วโมง	3 ชั่วโมง	6 ชั่วโมง	12 ชั่วโมง	24 ชั่วโมง
1	19	57	114	228	456
2	19	57	114	228	456
3	50	150	300	600	1,200
4	30	90	180	360	720
5	40	120	240	480	960
6	30	90	180	360	720
7	66	198	396	792	1,584

จากตารางที่ 6.12 และรูปที่ 6.18 จะเห็นได้ว่าค่าเบี้ยประกันจะมีค่ามากขึ้นตามระยะเวลาคุ้มครองประกัน แต่ก็ยังมีค่าน้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับค่าวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด แสดงดังตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 ค่าร้อยละของเบี้ยประกันเมื่อเปรียบเทียบกับวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด

สัญญา ซื้อขายไฟฟ้าที่	ค่าร้อยละของเบี้ยประกัน (เปอร์เซ็นต์)				
	1 ชั่วโมง	3 ชั่วโมง	6 ชั่วโมง	12 ชั่วโมง	24 ชั่วโมง
1	0.00522	0.00526	0.00533	0.00555	0.00566
2	0.01578	0.01608	0.01678	0.01799	0.01869
3	0.02974	0.02978	0.02990	0.03045	0.03086
4	0.06551	0.06551	0.06550	0.06550	0.06549
5	0.02486	0.02484	0.02483	0.02482	0.02482
6	0.01970	0.01969	0.01969	0.01969	0.01967
7	0.01949	0.01949	0.01949	0.01948	0.01948

จากผลการทดสอบ 2 รูปแบบที่นำเสนอจะเห็นได้ว่าค่าเบี้ยประกันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายนั้นมีแนวโน้มตามความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง หากค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งเส้นที่ส่งผลกระทบต่อคู่สัญญาเกิดขัดข้องมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้น ค่าเบี้ยประกันของคู่สัญญานั้นก็จะมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย แต่ถ้าหากค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งเกิดขัดข้องอยู่ในช่วงสภาวะ

คงตัว ค่าเบี้ยประกันในช่วงเวลาที่สภาวะคงตัวก็จะมีค่าคงที่และเมื่อเวลาผ่านไปจะมีค่าลดลงตามหลักการของอัตราคิดลด (Discount rate)

จากผลการคำนวณในตัวอย่างที่แสดงจะพบว่า ค่าเบี้ยประกันที่คำนวณได้จะมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับวงเงินคุ้มครองประกันสูงสุด แสดงว่าผู้ซื้อประกันจะเกิดความพึงพอใจกับการจ่ายค่าเบี้ยประกันในส่วนนี้เพื่อที่จะเป็นหลักประกันในการประกอบกิจการให้มั่นคง ซึ่งทางผู้ขายประกันก็จะเกิดความพึงพอใจในการรับค่าเบี้ยประกันส่วนนี้และยินดีจ่ายค่าสินไหมทดแทนในกรณีที่เกิดการปลดไหลตตามสัญญาซื้อขายขึ้นจริงด้วยเช่นกัน เนื่องจากโอกาสที่จะเกิดเหตุขัดข้องและต้องจ่ายค่าสินไหมทดแทนนั้นมีค่าน้อยมาก ผลที่คำนวณได้พิจารณาตามหลักของเกมยุติธรรมจึงทำให้ทั้ง 2 ฝ่าย สามารถยอมรับได้กับค่าเบี้ยประกันและค่าสินไหมทดแทนที่จะเกิดขึ้นในอนาคต



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการกำหนดราคาประกันไฟฟ้า สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดแบบคู่สัญญา ซึ่งอาศัยแบบจำลองของสายส่งไฟฟ้ากำลังกับการล่มสถานะการทำงานของสายส่งด้วยวิธีมอนติคาร์โลเพื่อวิเคราะห์เหตุขัดข้อง เหตุขัดข้องดังกล่าวอาจส่งผลทำให้ระบบเกิดการล้มเหลวได้ ดังนั้น จึงต้องทำการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าร่วมกับการปรับแก้หม้อแปลง และ/หรือ การปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยอาศัยวิธีการประมาณเชิงเส้นของพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อแก้ปัญหาเหตุขัดข้องนี้ให้มีผลกระทบโดยรวมในระบบน้อยที่สุด จากนั้น โดยอาศัยหลักของเกมยุติธรรม เมื่อทำการหาค่าเฉลี่ยของความเสียหายจากการถูกปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เราจะสามารถกำหนดราคาเบี่ยประกันที่ยอมรับได้ทั้งผู้ซื้อและผู้ขายประกัน วิธีการที่นำเสนอได้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับระบบ IEEE RTS-79 เพื่อแสดงเป็นตัวอย่างประกอบการวิเคราะห์

จากการวิเคราะห์วิธีการที่นำเสนอ จะเห็นได้ว่าเราสามารถทำการกำหนดช่วงเวลาทำการซื้อขายประกันล่วงหน้าและช่วงเวลาคุ้มครองประกันได้ตามความต้องการของผู้ซื้อประกัน และค่าเบี่ยประกันการถูกตัดการซื้อไฟฟ้าที่ได้มานั้นจะเกิดจากการวิเคราะห์เหตุการณ์จำนวนมากที่เกิดจากการล่มสถานะการทำงานของสายส่งด้วยวิธีมอนติคาร์โล บางเหตุการณ์อาจส่งผลให้เกิดเหตุขัดข้องขึ้นจึงต้องทำการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องนี้โดยวิธีการแก้ปัญหาที่นำเสนอจะพยายามทำการปรับแก้หม้อแปลง และ/หรือ การปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ก่อนการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายเพื่อป้องกันให้เกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ เนื่องจากหากเกิดการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายขึ้นจะส่งผลร้ายแรงต่อผู้ซื้อไฟฟ้า แต่ถ้าไม่สามารถแก้ปัญหานี้ได้จึงจำเป็นที่จะต้องทำการปลดโหลดตามสัญญาซื้อขายออก โดยที่ผู้ซื้อประกันสามารถกำหนดค่าชดเชยความเสียหายที่ต้องการได้ จากค่าชดเชยนี้จะสามารถหาค่าความเสียหายของคู่สัญญาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องแต่ละเหตุการณ์ที่ล่มได้ จากนั้นนำค่าความเสียหายแต่ละครั้งมาหาค่าเฉลี่ยจากการล่มเหตุการณ์เป็นจำนวนมากและพิจารณาร่วมกับหลักการของอัตราคิดลด (Discount rate) เพื่อให้ค่าเบี่ยประกันที่ได้มานั้นเป็นค่า ณ ปัจจุบันที่จะต้องจ่ายแก่ผู้ขายประกัน ค่าเบี่ยประกันที่เป็นผลมาจากหลักของเกมยุติธรรมจะทำให้เกิดการยอมรับได้ระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายประกัน โดยที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายค่าเบี่ยประกันให้แก่ผู้ขายประกัน และเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง ผู้ขายประกันจะทำการจ่ายค่าชดเชยความเสียหายที่เกิดขึ้นแก่ผู้ซื้อประกันตามสัญญาที่ได้ตกลงกันไว้

ในการทดสอบวิธีการที่นำเสนอนี้ ค่าเบี้ยประกันและค่าสินไหมทดแทนที่เกิดขึ้น มาจากการกำหนดค่าชดเชยของผู้ซื้อประกัน หากผู้ซื้อประกันต้องการค่าสินไหมทดแทนเป็นจำนวนมาก เมื่อถูกปลดโหดตามสัญญาซื้อขาย ผู้ซื้อประกันก็ต้องจ่ายค่าเบี้ยประกันเป็นจำนวนมากขึ้นตามค่าชดเชยที่ได้กำหนดขึ้นมา และผลการทดสอบที่ได้ จะเห็นได้ว่าค่าเบี้ยประกันที่ผู้ซื้อประกันต้องจ่ายให้กับผู้ขายประกัน มีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับค่าสินไหมทดแทนหากโหดตามสัญญาซื้อขายถูกปลดออกหมด หรือที่เรียกว่า “วงเงินคุ้มครองประกัน” ทำให้ผู้ซื้อประกันจะเกิดความพอใจที่จะจ่ายค่าเบี้ยประกันส่วนนี้ และยอมรับกับค่าสินไหมทดแทนเมื่อเกิดการปลดโหดตามสัญญาซื้อขายจากทางผู้ขายประกัน สิ่งที่ได้จากวิทยานิพนธ์นี้ คือ โปรแกรมการคำนวณหาค่าเบี้ยประกัน จากความต้องการของผู้ซื้อประกัน ซึ่งสามารถครอบคลุมทุกรูปแบบเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

- [1] Loi Lei Lai. Power System Restructuring and Deregulation. John Wiley & Sons, 2001.
- [2] คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, สำนักงาน. การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า, พฤศจิกายน, 2543.
- [3] กานต์ วงษ์ปาน. การจัดสรรกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งสำหรับระบบการซื้อขายไฟฟ้าแบบผสมระหว่างการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางและการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2551.
- [4] วิษณุ อ้นทอง. การจัดสรรค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าสำหรับระบบการซื้อขายไฟฟ้าแบบผสมระหว่างการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางและการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.
- [5] Fang, R.S., and David, A.K. Transmission Congestion Management in an Electricity Market. IEEE Transactions on Power Systems, 14, 3 (August 1999): 877-883.
- [6] Gomes, M.H., and Saraiva, J.T. Congestion Management by Maximizing the Overall Satisfaction Degree of All Participants in the Market. IEEE Porto Power Tech Conference, 1 (September 2001).
- [7] Christie, R.D., Wollenberg, B.F., and Wangensteen, I. Transmission Management in the Deregulated Environment. Proceedings of the IEEE, 88, 2 (February 2000): 170-195.
- [8] Hussin, F., Hassan, M.Y., and Lo, K.L. Transmission Congestion Management Assessment in Deregulated Electricity Market. 4th Student Conference on Research and Development (SCOReD), (June 2006): 250-255.
- [9] Singh, H., Hao, S., and Papalexopoulos, A. Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets. IEEE Transactions on Power Systems, 13, 2 (May 1998): 672-680.
- [10] Xiao, J., Wen, F., and MacGill, I. Congestion Management in Hybrid Electricity Markets with a Coordinated Constraint. IEEE Power & Energy Society General

Meeting 2009, (July 2009): 1-6.

- [11] บัณฑิต เจริญพันธ์. แผนการปลดโหลดอย่างเหมาะสมในสภาวะผิดปกติโดยคำนึงถึงปัญหาเสถียรภาพทางแรงดัน. วิทยานิพนธ์ปริญญาามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.
- [12] Saadat, H. Power System Analysis. Singapore: McGraw-Hill, 2004.
- [13] Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Power System. London: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [14] Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Engineering Systems: concepts and techniques. New York: Plenum Press, 1992.
- [15] Audomvongseeree, K. Transmission Reliability Assessment in the Deregulated Environment by means of Probabilistic Approaches. Doctoral dissertation, Faculty of Engineering, the University of Tokyo, September 2004.
- [16] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลแบบสุ่มเปลี่ยนสถานะของระบบ และการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [17] Melo, A.C.G., Pereira, M.V.F., and Leite da Silva, A.M. Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation. IEEE Transactions on Power Systems. 7, 2 (May 1992): 469-476.
- [18] Billinton, R. and Li, W. Composite System Reliability Assessment Using Monte Carlo Approach. Third international conference on probabilistic methods applied to electric power systems PMAPS. (July 1991): 53-57.
- [19] Shah, S., and Shahidehpour, S.M. A Heuristic Approach to Load Shedding Scheme. IEEE Transactions on Power Systems. 4, 4 (November 1989): 1421-1429.
- [20] Audomvongseeree, K., and Yokoyama, A. Transmission Loss Allocation for a Multiple-Transaction Market in the Deregulated Environment. IEE Japan, PE-04, 114.116.118-125.127-128, (2004): 39-44.
- [21] Nash, S.G., and Sofer, A. Linear and Nonlinear Programming. Singapore: McGraw-Hill, International Editions 1996.

- [22] Chong, E.K.P., and Zak, S.H. An Introduction to Optimization. John Wiley & Sons, 3rd Edition 2008.
- [23] ฐิติวดี ชัยวัฒน์. การบริหารความเสี่ยงภัยและการประกันภัยในศตวรรษที่ 21. ภาควิชาสถิติ คณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พิมพ์ครั้งที่ 1, สิงหาคม 2552.
- [24] ศิริวรรณ เสรีรัตน์ และคนอื่นๆ. ธุรกิจทั่วไป : ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับการประกอบธุรกิจ. สำนักพิมพ์ Diamond In Business World, 2546.
- [25] ห้องสมุดสมาคมประกันวินาศภัย. ความรู้เรื่องการประกันภัยเบื้องต้น (ออนไลน์). แหล่งที่มา : <http://www.safety.co.th/gia/library.nsf/home> [2554, มีนาคม 22]
- [26] บทเรียนออนไลน์ มหาวิทยาลัยทักษิณ. หัวข้อทางสถิติ1: บทที่ 1 การเสี่ยงภัย การประกันภัย และหลักพื้นฐานของการประกันภัย (ออนไลน์). แหล่งที่มา: <http://tsl.tsu.ac.th/file.php/1/courseware/math/lesson1/index.html> [2554, มีนาคม 22]
- [27] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee IEEE Reliability Test System. IEEE Transaction on Power Apparatus System. PAS-98, 6 (November 1979): 2047-2054.



ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก
ระบบทดสอบ IEEE RTS-79

ในภาคผนวก ก จะประกอบไปด้วยข้อมูลพื้นฐานของระบบทดสอบ IEEE RTS-79 ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการปรับปรุงระบบทดสอบ ในส่วนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า และกำลังการผลิตไฟฟ้าเดิมของระบบทดสอบ ให้เป็นผลจากปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาที่กำหนดขึ้นเท่านั้น โดยในระบบทดสอบที่ปรับปรุงนี้ประกอบไปด้วยบัส 24 บัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 7 เครื่อง สายส่ง 33 เส้น และหม้อแปลงไฟฟ้า 5 ตัว โดยค่าฐานของการคำนวณเป็น 100 MVA และค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.98 รายละเอียดของข้อมูลของบัส ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลสายส่ง และข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งไฟฟ้าได้แสดงดังตารางที่ ก.1 ก.2 ก.3 และ ก.4 ตามลำดับ

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE RTS-79

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน B_s (MVAr)	ขนาดแรงดัน (p.u.)	แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		P(MW)	Q(MVAr)				
1	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	1.0350	1.10	0.90
2	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	1.0350	1.10	0.90
3	โหลดบัส	190	38.58	0	1.0200	1.05	0.95
4	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95
5	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95
6	โหลดบัส	190	38.58	-100	1.0000	1.05	0.95
7	โหลดบัส	0	0	0	1.0250	1.05	0.95
8	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95
9	โหลดบัส	500	101.53	0	1.0000	1.05	0.95
10	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95
11	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95
12	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95
13	บัสอ้างอิง	0	0	0	1.0200	1.10	0.90
14	โหลดบัส	300	60.92	0	0.9800	1.05	0.95
15	โหลดบัส	0	0	0	1.0140	1.05	0.95

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ (ต่อ)

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน B_s (MVar)	ขนาดแรงดัน (p.u.)	แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		P(MW)	Q(MVar)				
16	โหลดบัส	400	81.22	0	1.0170	1.05	0.95
17	โหลดบัส	300	60.92	0	1.0000	1.05	0.95
18	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	1.0500	1.10	0.90
19	โหลดบัส	660	134.02	0	1.0000	1.05	0.95
20	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95
21	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	1.0500	1.10	0.90
22	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	1.0500	1.10	0.90
23	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	1.0500	1.10	0.90
24	โหลดบัส	0	0	0	1.0000	1.05	0.95

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

บัส	กำลังการผลิต (MW)	แรงดันที่บัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (p.u.)	พิกัดกำลังรีแอกทีฟ (MVar)	
			สูงสุด	ต่ำสุด
1	190	1.035	80	-50
2	190	1.035	80	-50
13	500	1.020	240	0
18	300	1.050	200	-50
21	400	1.050	200	-50
22	300	1.050	96	-60
23	660	1.050	310	-125

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า

บัสต้นทาง	บัสปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง (p.u.)			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วนหม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	0	0
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175	0	0

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง (p.u.)			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วนหม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175	0	0
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175	0	0
2	6	0.0497	0.1920	0.0520	175	0	0
3	9	0.0308	0.1190	0.0322	175	0	0
3	24	0.0023	0.0839	0.0000	300	1.015	0
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175	0	0
5	10	0.0230	0.0883	0.0239	175	0	0
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	175	0	0
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175	0	0
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175	0	0
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175	0	0
9	11	0.0023	0.0839	0.0000	300	1.030	0
9	12	0.0023	0.0839	0.0000	300	1.030	0
10	11	0.0023	0.0839	0.0000	300	1.015	0
10	12	0.0023	0.0839	0.0000	300	1.015	0
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	350	0	0
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500	0	0
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	350	0	0
12	23	0.0124	0.0966	0.0203	500	0	0
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500	0	0
14	16	0.0050	0.0589	0.0818	500	0	0
15	16	0.0020	0.0173	0.0364	500	0	0
15	21	0.0063	0.0490	0.1030	500	0	0
15	21	0.0063	0.0490	0.1030	500	0	0
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500	0	0
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500	0	0
16	19	0.0030	0.0231	0.0490	500	0	0

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

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

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งไฟฟ้า

บัส ต้น ทาง	บัส ปลาย ทาง	อัตราส่วน การล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วน การซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)	เวลาเฉลี่ยของ การล้มเหลว (วัน)	เวลาเฉลี่ยของ การซ่อมแซม (วัน)	ความน่าจะเป็นที่ สายส่งจะหลุด ออกจากระบบ
1	2	0.24	547.5	1520.83	0.67	0.000438
1	3	0.51	876	715.69	0.42	0.000582
1	5	0.33	876	1106.06	0.42	0.000377
2	4	0.39	876	935.90	0.42	0.000445
2	6	0.48	876	760.42	0.42	0.000548
3	9	0.38	876	960.53	0.42	0.000434
3	24	0.02	11.406	18250.00	32.00	0.001750
4	9	0.36	876	1013.89	0.42	0.000411
5	10	0.34	876	1073.53	0.42	0.000388
6	10	0.33	250.286	1106.06	1.46	0.001317
7	8	0.3	876	1216.67	0.42	0.000342
8	9	0.44	876	829.55	0.42	0.000502
8	10	0.44	876	829.55	0.42	0.000502

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งไฟฟ้า (ต่อ)

บัส ต้น ทาง	บัส ปลาย ทาง	อัตราส่วน การล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราส่วน การซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)	เวลาเฉลี่ยของ การล้มเหลว (วัน)	เวลาเฉลี่ยของ การซ่อมแซม (วัน)	ความน่าจะเป็นที่ สายส่งจะหลุด ออกจากระบบ
9	11	0.02	11.406	18250.00	32.00	0.001750
9	12	0.02	11.406	18250.00	32.00	0.001750
10	11	0.02	11.406	18250.00	32.00	0.001750
10	12	0.02	11.406	18250.00	32.00	0.001750
11	13	0.4	796.364	912.50	0.46	0.000502
11	14	0.39	796.364	935.90	0.46	0.000489
12	13	0.4	796.364	912.50	0.46	0.000502
12	23	0.52	796.364	701.92	0.46	0.000653
13	23	0.49	796.364	744.90	0.46	0.000615
14	16	0.38	796.364	960.53	0.46	0.000477
15	16	0.33	796.364	1106.06	0.46	0.000414
15	21	0.41	796.364	890.24	0.46	0.000515
15	21	0.41	796.364	890.24	0.46	0.000515
15	24	0.41	796.364	890.24	0.46	0.000515
16	17	0.35	796.364	1042.86	0.46	0.000439
16	19	0.34	796.364	1073.53	0.46	0.000427
17	18	0.32	796.364	1140.63	0.46	0.000402
17	22	0.54	796.364	675.93	0.46	0.000678
18	21	0.35	796.364	1042.86	0.46	0.000439
18	21	0.35	796.364	1042.86	0.46	0.000439
19	20	0.38	796.364	960.53	0.46	0.000477
19	20	0.38	796.364	960.53	0.46	0.000477
20	23	0.34	796.364	1073.53	0.46	0.000427
20	23	0.34	796.364	1073.53	0.46	0.000427
21	22	0.45	796.364	811.11	0.46	0.000565

ภาคผนวก ข
ความน่าจะเป็นตามแบบจำลองมาร์คอฟฟ์แบบต่อเนื่อง

ในภาคผนวก ข จะประกอบไปด้วย ค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งจะทำงานได้ ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง ที่ได้มาจากกระบวนการมาร์คอฟฟ์แบบต่อเนื่อง ตามสมการที่ (2.33) และ (2.34) ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้องด้วยวิธีที่นำเสนอ และผลการเปรียบเทียบค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้องที่มาจาก การคำนวณตามสมการมาร์คอฟฟ์แบบต่อเนื่องกับวิธีที่นำเสนอ แสดงดังตารางที่ ข.1 ข.2 ข.3 และ ข.4 ตามลำดับ

ตารางที่ ข.1 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะทำงานได้

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในอนาคต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	1	2	0.999660	0.999562	0.999562	0.999562
2	1	3	0.999471	0.999418	0.999418	0.999418
3	1	5	0.999658	0.999623	0.999623	0.999623
4	2	4	0.999595	0.999555	0.999555	0.999555
5	2	6	0.999502	0.999452	0.999452	0.999452
6	3	9	0.999606	0.999566	0.999566	0.999566
7	3	24	0.999946	0.999656	0.999344	0.998934
8	4	9	0.999626	0.999589	0.999589	0.999589
9	5	10	0.999647	0.999612	0.999612	0.999612
10	6	10	0.999346	0.998694	0.998683	0.998683
11	7	8	0.999689	0.999658	0.999658	0.999658
12	8	9	0.999543	0.999498	0.999498	0.999498
13	8	10	0.999543	0.999498	0.999498	0.999498
14	9	11	0.999946	0.999656	0.999344	0.998934
15	9	12	0.999946	0.999656	0.999344	0.998934
16	10	11	0.999946	0.999656	0.999344	0.998934
17	10	12	0.999946	0.999656	0.999344	0.998934
18	11	13	0.999555	0.999498	0.999498	0.999498

ตารางที่ ข.1 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะทำงานได้ (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในอนาคต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
19	11	14	0.999566	0.999511	0.999511	0.999511
20	12	13	0.999555	0.999498	0.999498	0.999498
21	12	23	0.999421	0.999347	0.999347	0.999347
22	13	23	0.999454	0.999385	0.999385	0.999385
23	14	16	0.999577	0.999523	0.999523	0.999523
24	15	16	0.999632	0.999586	0.999586	0.999586
25	15	21	0.999543	0.999485	0.999485	0.999485
26	15	21	0.999543	0.999485	0.999485	0.999485
27	15	24	0.999543	0.999485	0.999485	0.999485
28	16	17	0.999610	0.999561	0.999561	0.999561
29	16	19	0.999621	0.999573	0.999573	0.999573
30	17	18	0.999644	0.999598	0.999598	0.999598
31	17	22	0.999399	0.999322	0.999322	0.999322
32	18	21	0.999610	0.999561	0.999561	0.999561
33	18	21	0.999610	0.999561	0.999561	0.999561
34	19	20	0.999577	0.999523	0.999523	0.999523
35	19	20	0.999577	0.999523	0.999523	0.999523
36	20	23	0.999621	0.999573	0.999573	0.999573
37	20	23	0.999621	0.999573	0.999573	0.999573
38	21	22	0.999499	0.999435	0.999435	0.999435

ตารางที่ ข.2 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในอนาคต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	1	2	0.000340	0.000438	0.000438	0.000438
2	1	3	0.000529	0.000582	0.000582	0.000582
3	1	5	0.000342	0.000377	0.000377	0.000377

ตารางที่ ข.2 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในขนาดต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
4	2	4	0.000405	0.000445	0.000445	0.000445
5	2	6	0.000498	0.000548	0.000548	0.000548
6	3	9	0.000394	0.000434	0.000434	0.000434
7	3	24	0.000054	0.000344	0.000656	0.001066
8	4	9	0.000374	0.000411	0.000411	0.000411
9	5	10	0.000353	0.000388	0.000388	0.000388
10	6	10	0.000654	0.001306	0.001317	0.001317
11	7	8	0.000311	0.000342	0.000342	0.000342
12	8	9	0.000457	0.000502	0.000502	0.000502
13	8	10	0.000457	0.000502	0.000502	0.000502
14	9	11	0.000054	0.000344	0.000656	0.001066
15	9	12	0.000054	0.000344	0.000656	0.001066
16	10	11	0.000054	0.000344	0.000656	0.001066
17	10	12	0.000054	0.000344	0.000656	0.001066
18	11	13	0.000445	0.000502	0.000502	0.000502
19	11	14	0.000434	0.000489	0.000489	0.000489
20	12	13	0.000445	0.000502	0.000502	0.000502
21	12	23	0.000579	0.000653	0.000653	0.000653
22	13	23	0.000546	0.000615	0.000615	0.000615
23	14	16	0.000423	0.000477	0.000477	0.000477
24	15	16	0.000368	0.000414	0.000414	0.000414
25	15	21	0.000457	0.000515	0.000515	0.000515
26	15	21	0.000457	0.000515	0.000515	0.000515
27	15	24	0.000457	0.000515	0.000515	0.000515
28	16	17	0.000390	0.000439	0.000439	0.000439
29	16	19	0.000379	0.000427	0.000427	0.000427
30	17	18	0.000356	0.000402	0.000402	0.000402

ตารางที่ ข.2 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในอนาคต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
31	17	22	0.000601	0.000678	0.000678	0.000678
32	18	21	0.000390	0.000439	0.000439	0.000439
33	18	21	0.000390	0.000439	0.000439	0.000439
34	19	20	0.000423	0.000477	0.000477	0.000477
35	19	20	0.000423	0.000477	0.000477	0.000477
36	20	23	0.000379	0.000427	0.000427	0.000427
37	20	23	0.000379	0.000427	0.000427	0.000427
38	21	22	0.000501	0.000565	0.000565	0.000565

ตารางที่ ข.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้องด้วยวิธีที่นำเสนอ

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในอนาคต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	1	2	0.000341	0.000440	0.000439	0.000441
2	1	3	0.000530	0.000580	0.000585	0.000581
3	1	5	0.000345	0.000378	0.000378	0.000379
4	2	4	0.000405	0.000449	0.000448	0.000444
5	2	6	0.000500	0.000546	0.000550	0.000551
6	3	9	0.000396	0.000434	0.000435	0.000435
7	3	24	0.000055	0.000346	0.000658	0.001064
8	4	9	0.000376	0.000414	0.000413	0.000415
9	5	10	0.000352	0.000392	0.000390	0.000387
10	6	10	0.000653	0.001307	0.001321	0.001314
11	7	8	0.000314	0.000344	0.000342	0.000342
12	8	9	0.000459	0.000505	0.000503	0.000505
13	8	10	0.000460	0.000502	0.000506	0.000504
14	9	11	0.000055	0.000346	0.000660	0.001066
15	9	12	0.000055	0.000345	0.000657	0.001067

ตารางที่ ข.3 ความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้องด้วยวิธีที่นำเสนอ (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในขนาดต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
16	10	11	0.000056	0.000346	0.000661	0.001069
17	10	12	0.000055	0.000345	0.000659	0.001071
18	11	13	0.000448	0.000500	0.000503	0.000505
19	11	14	0.000436	0.000490	0.000488	0.000490
20	12	13	0.000447	0.000500	0.000505	0.000504
21	12	23	0.000582	0.000650	0.000654	0.000653
22	13	23	0.000549	0.000617	0.000616	0.000618
23	14	16	0.000425	0.000476	0.000479	0.000479
24	15	16	0.000367	0.000417	0.000416	0.000414
25	15	21	0.000459	0.000515	0.000515	0.000515
26	15	21	0.000461	0.000513	0.000513	0.000513
27	15	24	0.000461	0.000514	0.000516	0.000515
28	16	17	0.000391	0.000439	0.000441	0.000442
29	16	19	0.000378	0.000426	0.000427	0.000429
30	17	18	0.000356	0.000402	0.000405	0.000402
31	17	22	0.000604	0.000679	0.000679	0.000675
32	18	21	0.000391	0.000440	0.000443	0.000440
33	18	21	0.000389	0.000440	0.000438	0.000442
34	19	20	0.000424	0.000478	0.000477	0.000474
35	19	20	0.000424	0.000476	0.000480	0.000475
36	20	23	0.000384	0.000430	0.000427	0.000426
37	20	23	0.000380	0.000431	0.000429	0.000427
38	21	22	0.000504	0.000562	0.000567	0.000566

ตารางที่ ข.4 ผลการเปรียบเทียบค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในอนาคต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
1	1	2	0.1956%	0.3677%	0.0814%	0.6666%
2	1	3	0.1111%	0.3748%	0.5222%	0.1830%
3	1	5	0.7939%	0.4774%	0.2533%	0.7377%
4	2	4	0.1259%	0.9453%	0.6219%	0.2017%
5	2	6	0.4904%	0.3579%	0.4650%	0.5225%
6	3	9	0.5354%	0.0470%	0.2636%	0.3843%
7	3	24	2.2910%	0.4165%	0.3287%	0.1470%
8	4	9	0.7203%	0.6597%	0.4737%	1.1113%
9	5	10	0.2490%	0.9499%	0.4631%	0.3462%
10	6	10	0.1999%	0.0421%	0.3617%	0.2324%
11	7	8	0.9529%	0.5900%	0.1176%	0.0001%
12	8	9	0.6306%	0.5815%	0.2141%	0.6236%
13	8	10	0.7672%	0.0573%	0.8298%	0.4171%
14	9	11	1.1355%	0.4745%	0.6168%	0.0410%
15	9	12	2.8626%	0.2873%	0.2339%	0.0966%
16	10	11	3.7678%	0.3066%	0.7195%	0.2358%
17	10	12	1.2993%	0.0187%	0.4204%	0.4209%
18	11	13	0.5723%	0.3806%	0.2371%	0.6824%
19	11	14	0.4164%	0.1101%	0.3387%	0.1326%
20	12	13	0.2579%	0.3095%	0.5768%	0.3825%
21	12	23	0.5967%	0.4642%	0.1544%	0.1185%
22	13	23	0.6084%	0.2730%	0.2121%	0.5283%
23	14	16	0.4749%	0.1120%	0.5334%	0.4935%
24	15	16	0.1034%	0.5947%	0.5311%	0.0209%
25	15	21	0.4419%	0.0706%	0.1049%	0.0045%
26	15	21	0.9608%	0.2798%	0.3051%	0.3560%
27	15	24	1.0208%	0.0269%	0.2500%	0.1503%

ตารางที่ ข.4 ผลการเปรียบเทียบค่าความน่าจะเป็นที่สายส่งจะเกิดการขัดข้อง (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	เหตุการณ์ในอนาคต			
			1 วัน	7 วัน	15 วัน	30 วัน
28	16	17	0.4333%	0.0763%	0.3936%	0.6208%
29	16	19	0.2690%	0.0677%	0.0793%	0.5040%
30	17	18	0.1086%	0.0003%	0.8224%	0.0154%
31	17	22	0.5182%	0.2649%	0.1641%	0.3710%
32	18	21	0.3654%	0.1680%	0.9008%	0.2458%
33	18	21	0.1415%	0.2113%	0.3294%	0.6417%
34	19	20	0.3087%	0.2189%	0.0376%	0.5204%
35	19	20	0.2997%	0.0954%	0.6565%	0.4615%
36	20	23	1.5027%	0.7538%	0.0529%	0.2773%
37	20	23	0.4069%	0.9276%	0.5216%	0.0834%
38	21	22	0.6023%	0.4297%	0.4310%	0.2758%

ภาคผนวก ค

การประมาณเชิงเส้นพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้า

ในภาคผนวก ค จะแสดงการเปรียบเทียบผลของการประมาณเชิงเส้นของพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีที่นำเสนอ กับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน เพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอ พารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาพิจารณา คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง แรงดันที่โหลดบัส และกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยทำการประมาณเชิงเส้นให้ขึ้นอยู่กับอัตราการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญา อัตราการเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง และอัตราการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังสมการ ค.1-ค.4

$$[\Delta S_{ij}] = [T_B \quad 0 \quad 0][X] \quad (\text{ค.1})$$

$$[\Delta V^{PQ}] = [R_B \quad R_V \quad R_a][X] \quad (\text{ค.2})$$

$$[\Delta Q_i^{PV}] = [W_B \quad W_V \quad W_a][X] \quad (\text{ค.3})$$

$$[X] = [\Delta T \quad \Delta V^{PV} \quad \Delta a]^T \quad (\text{ค.4})$$

โดยที่	T_B	คือ	เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ที่แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในสายส่งกับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ
	R_B, R_V, R_a	คือ	เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ที่แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงขนาดแรงดันที่บัสกับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ
	W_B, W_V, W_a	คือ	เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ที่แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ
	ΔT	คือ	อัตราการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญา
	ΔV^{PV}	คือ	อัตราการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
	Δa	คือ	อัตราการเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง
	ΔS_{ij}	คือ	อัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง
	ΔV^{PQ}	คือ	อัตราการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่โหลดบัส
	ΔQ_i^{PV}	คือ	อัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดให้บัส 13 เป็นบัสอ้างอิง ซึ่งค่าที่เกี่ยวข้องกับบัสอ้างอิงจะไม่ถูกนำมาพิจารณา เนื่องจากบัสอ้างอิงจะเป็นบัสที่ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง โดยการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วนคือ ส่วนของการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญา ที่จะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงไปของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง แรงดันที่โหลดบัส และกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนของการเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง และการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่จะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงไปเฉพาะแรงดันที่โหลดบัส และกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่านั้น เพื่อทำการตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอ ดังนี้

ค.1 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญา

ในวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดให้มีการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา 7 คู่สัญญา เราจึงสามารถหาค่าการเปลี่ยนแปลงไปของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง แรงดันที่โหลดบัส และกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาทั้ง 7 คู่สัญญา เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้ดังนี้

ค.1.1 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.1-ค.3

ตารางที่ ค.1 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1

สายส่งเส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลงโดยการประมาณเชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบที่ปรับค่า	อัตราการเปลี่ยนแปลง		
1	0.327786	0.327955	0.000169	0.000169	0.0795%
2	1.103651	1.104095	0.000444	0.000444	0.0032%
3	0.792713	0.792890	0.000177	0.000177	0.0017%
4	1.082505	1.082709	0.000204	0.000204	0.0010%
5	0.959967	0.960083	0.000116	0.000116	-0.0002%
6	0.248897	0.248783	-0.000114	-0.000114	-0.2289%
7	1.064772	1.065042	0.000270	0.000270	0.0040%
8	1.043842	1.044037	0.000194	0.000194	-0.0003%

ตารางที่ ค.1 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
9	0.694637	0.694839	0.000202	0.000202	-0.0011%
10	1.125528	1.125432	-0.000096	-0.000096	-0.0018%
11	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000%
12	0.417315	0.417366	0.000052	0.000052	0.0033%
13	0.429736	0.429786	0.000050	0.000050	0.0041%
14	1.570586	1.570670	0.000084	0.000084	0.0102%
15	2.263433	2.263520	0.000087	0.000087	0.0088%
16	1.030838	1.030843	0.000004	0.000004	0.1526%
17	1.461807	1.461760	-0.000047	-0.000047	-0.0116%
18	3.314075	3.314105	0.000030	0.000030	0.0403%
19	2.069379	2.069468	0.000089	0.000089	0.0020%
20	2.050179	2.050176	-0.000004	-0.000004	-0.2777%
21	0.805349	0.805287	-0.000062	-0.000062	-0.0022%
22	0.635473	0.635512	0.000039	0.000039	0.0182%
23	1.194050	1.193977	-0.000073	-0.000073	-0.0040%
24	3.076770	3.076559	-0.000211	-0.000211	0.0044%
25	2.106207	2.106252	0.000045	0.000045	0.0113%
26	2.106207	2.106252	0.000045	0.000045	0.0113%
27	1.042247	1.042545	0.000298	0.000298	0.0111%
28	2.959066	2.959049	-0.000016	-0.000016	-0.0169%
29	0.732158	0.732022	-0.000136	-0.000136	0.0059%
30	4.577947	4.577938	-0.000009	-0.000009	-0.0298%
31	1.587272	1.587267	-0.000005	-0.000005	0.0023%
32	0.653488	0.653470	-0.000018	-0.000018	0.0031%
33	0.653488	0.653470	-0.000018	-0.000018	0.0031%

ตารางที่ ค.1 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
34	2.993325	2.993392	0.000067	0.000067	0.0061%
35	2.993325	2.993392	0.000067	0.000067	0.0061%
36	3.114134	3.114208	0.000074	0.000074	0.0066%
37	3.114134	3.114208	0.000074	0.000074	0.0066%
38	1.369957	1.369963	0.000006	0.000006	0.0041%

ตารางที่ ค.2 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953572	-0.000037	-0.000037	0.0112%
4	0.983761	0.983750	-0.000011	-0.000011	0.0134%
5	1.030183	1.030178	-0.000005	-0.000005	0.0129%
6	0.996133	0.996126	-0.000007	-0.000007	0.0122%
7	0.992615	0.992604	-0.000011	-0.000011	0.0135%
8	0.992109	0.992098	-0.000011	-0.000011	0.0135%
9	0.951689	0.951675	-0.000014	-0.000014	0.0143%
10	1.026427	1.026419	-0.000007	-0.000007	0.0125%
11	0.971163	0.971157	-0.000006	-0.000006	0.0148%
12	0.992466	0.992462	-0.000005	-0.000005	0.0157%
14	0.952450	0.952445	-0.000005	-0.000005	0.0145%
15	1.006148	1.006144	-0.000005	-0.000005	0.0126%
16	0.987214	0.987211	-0.000003	-0.000003	0.0139%
17	1.019740	1.019739	-0.000001	-0.000001	0.0145%

ตารางที่ ค.2 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าใน
คู่สัญญาที่ 1 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
19	0.980063	0.980061	-0.000002	-0.000002	0.0130%
20	1.022827	1.022827	-0.000001	-0.000001	0.0119%
24	0.976849	0.976830	-0.000019	-0.000019	0.0117%

ตารางที่ ค.3 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณ
การซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 1

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.176934	0.000116	0.000116	0.0447%
2	-0.020169	-0.020022	0.000147	0.000147	0.0140%
18	1.880171	1.880232	0.000061	0.000061	0.0150%
21	1.358593	1.358789	0.000195	0.000195	0.0125%
22	-0.098507	-0.098498	0.000008	0.000008	0.0151%
23	2.812524	2.812662	0.000138	0.000138	0.0135%

ค.1.2 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 2

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 2 เท่ากับ 0.001 p.u.
การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.4-ค.6

ตารางที่ ค.4 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขาย
ไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 2

สาย ส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	0.327786	0.327590	-0.000196	-0.000196	-0.0929%

ตารางที่ ค.4 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 2 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
2	1.103651	1.103759	0.000108	0.000108	-0.0012%
3	0.792713	0.792925	0.000212	0.000212	0.0073%
4	1.082505	1.082649	0.000144	0.000144	-0.0010%
5	0.959967	0.960367	0.000400	0.000400	0.0091%
6	0.248897	0.248912	0.000014	0.000014	0.0114%
7	1.064772	1.064741	-0.000031	-0.000031	-0.0127%
8	1.043842	1.043979	0.000137	0.000137	-0.0016%
9	0.694637	0.694898	0.000261	0.000261	0.0009%
10	1.125528	1.126127	0.000598	0.000598	0.0022%
11	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000%
12	0.417315	0.417252	-0.000063	-0.000063	0.0055%
13	0.429736	0.429673	-0.000063	-0.000063	0.0060%
14	1.570586	1.570543	-0.000043	-0.000043	-0.0054%
15	2.263433	2.263382	-0.000051	-0.000051	-0.0048%
16	1.030838	1.030937	0.000098	0.000098	0.0191%
17	1.461807	1.461949	0.000142	0.000142	0.0091%
18	3.314075	3.314119	0.000044	0.000044	0.0277%
19	2.069379	2.069329	-0.000050	-0.000050	0.0059%
20	2.050179	2.050214	0.000035	0.000035	0.0339%
21	0.805349	0.805369	0.000019	0.000019	0.0166%
22	0.635473	0.635477	0.000004	0.000004	0.0635%
23	1.194050	1.194098	0.000049	0.000049	0.0079%
24	3.076770	3.076809	0.000039	0.000039	-0.0043%
25	2.106207	2.106208	0.000001	0.000001	0.1330%
26	2.106207	2.106208	0.000001	0.000001	0.1330%

ตารางที่ ค.4 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 2 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
27	1.042247	1.042208	-0.000039	-0.000039	-0.0102%
28	2.959066	2.959082	0.000016	0.000016	0.0048%
29	0.732158	0.732166	0.000009	0.000009	-0.0414%
30	4.577947	4.577964	0.000017	0.000017	0.0058%
31	1.587272	1.587274	0.000001	0.000001	-0.0027%
32	0.653488	0.653492	0.000005	0.000005	-0.0033%
33	0.653488	0.653492	0.000005	0.000005	-0.0033%
34	2.993325	2.993321	-0.000004	-0.000004	-0.0530%
35	2.993325	2.993321	-0.000004	-0.000004	-0.0530%
36	3.114134	3.114131	-0.000003	-0.000003	-0.0817%
37	3.114134	3.114131	-0.000003	-0.000003	-0.0817%
38	1.369957	1.369956	-0.000001	-0.000001	-0.0064%

ตารางที่ ค.5 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 2

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953604	-0.000005	-0.000005	0.0101%
4	0.983761	0.983754	-0.000006	-0.000006	0.0102%
5	1.030183	1.030172	-0.000010	-0.000010	0.0139%
6	0.996133	0.996091	-0.000042	-0.000042	0.0110%
7	0.992615	0.992602	-0.000013	-0.000013	0.0134%
8	0.992109	0.992096	-0.000013	-0.000013	0.0134%
9	0.951689	0.951681	-0.000008	-0.000008	0.0121%

ตารางที่ ค.5 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าใน
คู่สัญญาที่ 2 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
10	1.026427	1.026408	-0.000019	-0.000019	0.0130%
11	0.971163	0.971157	-0.000006	-0.000006	0.0140%
12	0.992466	0.992460	-0.000006	-0.000006	0.0138%
14	0.952450	0.952446	-0.000004	-0.000004	0.0141%
15	1.006148	1.006147	-0.000001	-0.000001	0.0140%
16	0.987214	0.987213	-0.000001	-0.000001	0.0138%
17	1.019740	1.019740	0.000000	0.000000	0.0132%
19	0.980063	0.980062	-0.000001	-0.000001	0.0157%
20	1.022827	1.022827	0.000000	0.000000	0.0191%
24	0.976849	0.976847	-0.000002	-0.000002	0.0139%

ตารางที่ ค.6 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณ
การซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 2

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.176885	0.000165	0.000165	0.0152%
2	-0.020169	-0.020028	0.000141	0.000141	0.0362%
18	1.880171	1.880198	0.000028	0.000028	0.0128%
21	1.358593	1.358630	0.000037	0.000037	0.0145%
22	-0.098507	-0.098503	0.000004	0.000004	0.0128%
23	2.812524	2.812608	0.000084	0.000084	0.0154%

ค.1.3 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 3

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 3 เท่ากับ 0.001 p.u.

การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.7-ค.9

ตารางที่ ค.7 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 3

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	0.327786	0.327807	0.000021	0.000021	0.0124%
2	1.103651	1.103666	0.000015	0.000015	0.0102%
3	0.792713	0.792635	-0.000078	-0.000078	0.0050%
4	1.082505	1.082577	0.000072	0.000072	0.0086%
5	0.959967	0.959920	-0.000047	-0.000047	0.0031%
6	0.248897	0.248906	0.000009	0.000009	0.4608%
7	1.064772	1.064894	0.000122	0.000122	0.0027%
8	1.043842	1.043920	0.000078	0.000078	0.0048%
9	0.694637	0.694569	-0.000068	-0.000068	0.0013%
10	1.125528	1.125540	0.000011	0.000011	0.0073%
11	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000%
12	0.417315	0.417401	0.000086	0.000086	0.0012%
13	0.429736	0.429821	0.000085	0.000085	0.0015%
14	1.570586	1.570919	0.000333	0.000333	0.0010%
15	2.263433	2.263773	0.000340	0.000340	-0.0001%
16	1.030838	1.030789	-0.000050	-0.000050	0.0001%
17	1.461807	1.461813	0.000006	0.000006	0.0416%
18	3.314075	3.314504	0.000429	0.000429	0.0006%
19	2.069379	2.069344	-0.000035	-0.000035	0.0036%
20	2.050179	2.050578	0.000399	0.000399	0.0015%
21	0.805349	0.805399	0.000049	0.000049	0.0101%
22	0.635473	0.635569	0.000096	0.000096	0.0238%
23	1.194050	1.194089	0.000040	0.000040	0.0121%
24	3.076770	3.076671	-0.000099	-0.000099	0.0022%
25	2.106207	2.106229	0.000022	0.000022	0.0070%

ตารางที่ ค.7 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 3 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
26	2.106207	2.106229	0.000022	0.000022	0.0070%
27	1.042247	1.042385	0.000139	0.000139	0.0037%
28	2.959066	2.959061	-0.000005	-0.000005	-0.0340%
29	0.732158	0.732024	-0.000133	-0.000133	0.0028%
30	4.577947	4.577947	0.000000	0.000000	-1.0260%
31	1.587272	1.587270	-0.000003	-0.000003	0.0010%
32	0.653488	0.653478	-0.000010	-0.000010	0.0018%
33	0.653488	0.653478	-0.000010	-0.000010	0.0018%
34	2.993325	2.993390	0.000066	0.000066	0.0031%
35	2.993325	2.993390	0.000066	0.000066	0.0031%
36	3.114134	3.114205	0.000072	0.000072	0.0034%
37	3.114134	3.114205	0.000072	0.000072	0.0034%
38	1.369957	1.369960	0.000003	0.000003	0.0027%

ตารางที่ ค.8 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 3

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953598	-0.000011	-0.000011	0.0094%
4	0.983761	0.983747	-0.000014	-0.000014	0.0080%
5	1.030183	1.030179	-0.000004	-0.000004	0.0114%
6	0.996133	0.996127	-0.000006	-0.000006	0.0110%
7	0.992615	0.992598	-0.000016	-0.000016	0.0091%
8	0.992109	0.992093	-0.000016	-0.000016	0.0091%

ตารางที่ ค.8 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าใน
คู่สัญญาที่ 3 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
9	0.951689	0.951666	-0.000023	-0.000023	0.0081%
10	1.026427	1.026419	-0.000008	-0.000008	0.0104%
11	0.971163	0.971153	-0.000010	-0.000010	0.0090%
12	0.992466	0.992457	-0.000010	-0.000010	0.0089%
14	0.952450	0.952443	-0.000007	-0.000007	0.0091%
15	1.006148	1.006146	-0.000002	-0.000002	0.0094%
16	0.987214	0.987212	-0.000002	-0.000002	0.0094%
17	1.019740	1.019740	-0.000001	-0.000001	0.0097%
19	0.980063	0.980061	-0.000002	-0.000002	0.0086%
20	1.022827	1.022827	-0.000001	-0.000001	0.0076%
24	0.976849	0.976843	-0.000006	-0.000006	0.0091%

ตารางที่ ค.9 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณ
การซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 3

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.176953	0.000097	0.000097	0.0104%
2	-0.020169	-0.020027	0.000141	0.000141	0.0090%
18	1.880171	1.880218	0.000047	0.000047	0.0099%
21	1.358593	1.358684	0.000091	0.000091	0.0092%
22	-0.098507	-0.098500	0.000006	0.000006	0.0100%
23	2.812524	2.812715	0.000191	0.000191	0.0087%

ค.1.4 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 4

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 4 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.10-ค.12

ตารางที่ ค.10 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 4

สายส่งเส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลงโดยการประมาณเชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบที่ปรับค่า	อัตราการเปลี่ยนแปลง		
1	0.327786	0.327796	0.000009	0.000009	0.0050%
2	1.103651	1.103614	-0.000037	-0.000037	-0.0002%
3	0.792713	0.792717	0.000004	0.000004	-0.0185%
4	1.082505	1.082510	0.000005	0.000005	0.0037%
5	0.959967	0.959975	0.000007	0.000007	-0.0028%
6	0.248897	0.248936	0.000039	0.000039	0.0183%
7	1.064772	1.064858	0.000087	0.000087	0.0019%
8	1.043842	1.043849	0.000007	0.000007	0.0050%
9	0.694637	0.694649	0.000013	0.000013	-0.0018%
10	1.125528	1.125513	-0.000016	-0.000016	0.0035%
11	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000%
12	0.417315	0.417310	-0.000004	-0.000004	-0.0029%
13	0.429736	0.429732	-0.000004	-0.000004	-0.0031%
14	1.570586	1.570491	-0.000095	-0.000095	0.0024%
15	2.263433	2.263455	0.000022	0.000022	0.0069%
16	1.030838	1.030784	-0.000055	-0.000055	0.0046%
17	1.461807	1.461835	0.000028	0.000028	0.0047%
18	3.314075	3.314241	0.000166	0.000166	0.0038%
19	2.069379	2.069756	0.000377	0.000377	0.0031%
20	2.050179	2.050154	-0.000025	-0.000025	-0.0103%
21	0.805349	0.805428	0.000078	0.000078	-0.0005%
22	0.635473	0.635423	-0.000051	-0.000051	-0.0132%

ตารางที่ ค.10 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 4 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
23	1.194050	1.194690	0.000640	0.000640	0.0022%
24	3.076770	3.077102	0.000332	0.000332	0.0006%
25	2.106207	2.106423	0.000216	0.000216	0.0009%
26	2.106207	2.106423	0.000216	0.000216	0.0009%
27	1.042247	1.042350	0.000103	0.000103	0.0006%
28	2.959066	2.959581	0.000515	0.000515	0.0009%
29	0.732158	0.732310	0.000153	0.000153	0.0098%
30	4.577947	4.578475	0.000528	0.000528	0.0012%
31	1.587272	1.587284	0.000012	0.000012	0.0015%
32	0.653488	0.653260	-0.000228	-0.000228	0.0000%
33	0.653488	0.653260	-0.000228	-0.000228	0.0000%
34	2.993325	2.993252	-0.000072	-0.000072	-0.0041%
35	2.993325	2.993252	-0.000072	-0.000072	-0.0041%
36	3.114134	3.114064	-0.000070	-0.000070	-0.0051%
37	3.114134	3.114064	-0.000070	-0.000070	-0.0051%
38	1.369957	1.369946	-0.000011	-0.000011	-0.0008%

ตารางที่ ค.11 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 4

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953606	-0.000003	-0.000003	0.0146%
4	0.983761	0.983758	-0.000003	-0.000003	0.0093%
5	1.030183	1.030181	-0.000002	-0.000002	0.0080%

ตารางที่ ค.11 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าใน
คู่สัญญาที่ 4 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
6	0.996133	0.996130	-0.000004	-0.000004	0.0082%
7	0.992615	0.992610	-0.000005	-0.000005	0.0091%
8	0.992109	0.992104	-0.000005	-0.000005	0.0091%
9	0.951689	0.951684	-0.000005	-0.000005	0.0095%
10	1.026427	1.026422	-0.000004	-0.000004	0.0083%
11	0.971163	0.971155	-0.000008	-0.000008	0.0087%
12	0.992466	0.992464	-0.000002	-0.000002	0.0087%
14	0.952450	0.952433	-0.000017	-0.000017	0.0079%
15	1.006148	1.006144	-0.000004	-0.000004	0.0098%
16	0.987214	0.987208	-0.000006	-0.000006	0.0106%
17	1.019740	1.019738	-0.000002	-0.000002	0.0101%
19	0.980063	0.980060	-0.000003	-0.000003	0.0125%
20	1.022827	1.022827	-0.000001	-0.000001	0.0164%
24	0.976849	0.976845	-0.000005	-0.000005	0.0099%

ตารางที่ ค.12 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณ
การซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 4

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177016	0.000035	0.000035	0.0125%
2	-0.020169	-0.020127	0.000042	0.000042	0.0084%
18	1.880171	1.880247	0.000076	0.000076	0.0280%
21	1.358593	1.358800	0.000206	0.000206	0.0100%
22	-0.098507	-0.098481	0.000025	0.000025	0.0099%
23	2.812524	2.812622	0.000098	0.000098	0.0167%

ค.1.5 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 5

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 5 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.13-ค.15

ตารางที่ ค.13 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 5

สายส่งเส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลงโดยการประมาณเชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบที่ปรับค่า	อัตราการเปลี่ยนแปลง		
1	0.327786	0.327788	0.000002	0.000002	-0.0001%
2	1.103651	1.103643	-0.000008	-0.000008	-0.0019%
3	0.792713	0.792713	0.000001	0.000001	-0.0221%
4	1.082505	1.082506	0.000001	0.000001	0.0000%
5	0.959967	0.959969	0.000001	0.000001	-0.0048%
6	0.248897	0.248911	0.000014	0.000014	0.0008%
7	1.064772	1.064783	0.000011	0.000011	-0.0017%
8	1.043842	1.043844	0.000002	0.000002	0.0013%
9	0.694637	0.694639	0.000003	0.000003	-0.0042%
10	1.125528	1.125525	-0.000003	-0.000003	0.0006%
11	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000%
12	0.417315	0.417314	0.000000	0.000000	-0.0101%
13	0.429736	0.429736	0.000000	0.000000	-0.0136%
14	1.570586	1.570575	-0.000011	-0.000011	0.0004%
15	2.263433	2.263432	-0.000001	-0.000001	-0.0234%
16	1.030838	1.030826	-0.000012	-0.000012	0.0033%
17	1.461807	1.461809	0.000002	0.000002	0.0053%
18	3.314075	3.314088	0.000013	0.000013	0.0101%
19	2.069379	2.069421	0.000041	0.000041	0.0040%
20	2.050179	2.050186	0.000007	0.000007	0.0134%
21	0.805349	0.805336	-0.000014	-0.000014	0.0036%
22	0.635473	0.635484	0.000010	0.000010	0.0081%

ตารางที่ ค.13 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 5 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
23	1.194050	1.194008	-0.000042	-0.000042	0.0026%
24	3.076770	3.077281	0.000511	0.000511	-0.0001%
25	2.106207	2.106467	0.000260	0.000260	0.0001%
26	2.106207	2.106467	0.000260	0.000260	0.0001%
27	1.042247	1.042263	0.000016	0.000016	-0.0019%
28	2.959066	2.959497	0.000432	0.000432	0.0001%
29	0.732158	0.732111	-0.000046	-0.000046	-0.0097%
30	4.577947	4.578349	0.000402	0.000402	0.0005%
31	1.587272	1.587331	0.000059	0.000059	-0.0001%
32	0.653488	0.653688	0.000200	0.000200	0.0002%
33	0.653488	0.653688	0.000200	0.000200	0.0002%
34	2.993325	2.993350	0.000025	0.000025	0.0053%
35	2.993325	2.993350	0.000025	0.000025	0.0053%
36	3.114134	3.114167	0.000033	0.000033	0.0051%
37	3.114134	3.114167	0.000033	0.000033	0.0051%
38	1.369957	1.369897	-0.000060	-0.000060	-0.0001%

ตารางที่ ค.14 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 5

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953607	-0.000002	-0.000002	0.0042%
4	0.983761	0.983760	-0.000001	-0.000001	0.0036%
5	1.030183	1.030182	0.000000	0.000000	0.0031%

ตารางที่ ค.14 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าใน
คู่สัญญาที่ 5 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
6	0.996133	0.996132	-0.000001	-0.000001	0.0032%
7	0.992615	0.992614	-0.000001	-0.000001	0.0036%
8	0.992109	0.992108	-0.000001	-0.000001	0.0036%
9	0.951689	0.951687	-0.000001	-0.000001	0.0037%
10	1.026427	1.026426	-0.000001	-0.000001	0.0033%
11	0.971163	0.971161	-0.000002	-0.000002	0.0034%
12	0.992466	0.992466	0.000000	0.000000	0.0045%
14	0.952450	0.952446	-0.000004	-0.000004	0.0030%
15	1.006148	1.006144	-0.000004	-0.000004	0.0036%
16	0.987214	0.987208	-0.000006	-0.000006	0.0028%
17	1.019740	1.019738	-0.000003	-0.000003	0.0035%
19	0.980063	0.980059	-0.000004	-0.000004	0.0029%
20	1.022827	1.022826	-0.000001	-0.000001	0.0029%
24	0.976849	0.976846	-0.000004	-0.000004	0.0036%

ตารางที่ ค.15 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณ
การซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 5

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177036	0.000014	0.000014	0.0043%
2	-0.020169	-0.020158	0.000010	0.000010	0.0033%
18	1.880171	1.880387	0.000216	0.000216	0.0040%
21	1.358593	1.358700	0.000107	0.000107	0.0103%
22	-0.098507	-0.098477	0.000030	0.000030	0.0041%
23	2.812524	2.812662	0.000138	0.000138	0.0030%

ค.1.6 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 6

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 6 เท่ากับ 0.001 p.u.
การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.16-ค.18

ตารางที่ ค.16 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 6

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	0.327786	0.327786	0.000000	0.000000	-0.0381%
2	1.103651	1.103651	-0.000001	-0.000001	-0.0502%
3	0.792713	0.792712	-0.000001	-0.000001	0.0253%
4	1.082505	1.082505	0.000000	0.000000	-0.0623%
5	0.959967	0.959967	0.000000	0.000000	0.0603%
6	0.248897	0.248899	0.000002	0.000002	-0.0218%
7	1.064772	1.064771	-0.000001	-0.000001	0.1035%
8	1.043842	1.043843	0.000000	0.000000	-0.0098%
9	0.694637	0.694636	0.000000	0.000000	0.0693%
10	1.125528	1.125528	-0.000001	-0.000001	-0.0063%
11	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000%
12	0.417315	0.417315	0.000000	0.000000	0.0446%
13	0.429736	0.429736	0.000000	0.000000	0.0365%
14	1.570586	1.570583	-0.000003	-0.000003	-0.0015%
15	2.263433	2.263434	0.000002	0.000002	0.0244%
16	1.030838	1.030834	-0.000004	-0.000004	0.0056%
17	1.461807	1.461808	0.000001	0.000001	0.0108%
18	3.314075	3.314090	0.000015	0.000015	0.0145%
19	2.069379	2.069401	0.000022	0.000022	0.0092%
20	2.050179	2.050190	0.000011	0.000011	0.0157%
21	0.805349	0.805341	-0.000009	-0.000009	0.0104%
22	0.635473	0.635482	0.000008	0.000008	0.0143%

ตารางที่ ค.16 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 6 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
23	1.194050	1.194029	-0.000020	-0.000020	0.0084%
24	3.076770	3.076911	0.000141	0.000141	-0.0006%
25	2.106207	2.106277	0.000070	0.000070	-0.0011%
26	2.106207	2.106277	0.000070	0.000070	-0.0011%
27	1.042247	1.042247	0.0000000	0.0000000	2.0297%
28	2.959066	2.958880	-0.000186	-0.000186	0.0021%
29	0.732158	0.732130	-0.000028	-0.000028	0.0088%
30	4.577947	4.578387	0.000440	0.000440	0.0007%
31	1.587272	1.587692	0.000419	0.000419	0.0001%
32	0.653488	0.653688	0.000200	0.000200	0.0003%
33	0.653488	0.653688	0.000200	0.000200	0.0003%
34	2.993325	2.993339	0.000014	0.000014	0.0101%
35	2.993325	2.993339	0.000014	0.000014	0.0101%
36	3.114134	3.114151	0.000017	0.000017	0.0093%
37	3.114134	3.114151	0.000017	0.000017	0.0093%
38	1.369957	1.370498	0.000541	0.000541	0.0008%

ตารางที่ ค.17 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 6

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953608	-0.000001	-0.000001	0.0043%
4	0.983761	0.983761	0.000000	0.000000	0.0046%
5	1.030183	1.030183	0.000000	0.000000	0.0044%

ตารางที่ ค.17 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าใน
คู่สัญญาที่ 6 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
6	0.996133	0.996133	0.000000	0.000000	0.0047%
7	0.992615	0.992614	0.000000	0.000000	0.0050%
8	0.992109	0.992109	0.000000	0.000000	0.0050%
9	0.951689	0.951688	0.000000	0.000000	0.0049%
10	1.026427	1.026426	0.000000	0.000000	0.0050%
11	0.971163	0.971162	-0.000001	-0.000001	0.0054%
12	0.992466	0.992466	0.000000	0.000000	0.0074%
14	0.952450	0.952449	-0.000001	-0.000001	0.0041%
15	1.006148	1.006147	-0.000001	-0.000001	0.0028%
16	0.987214	0.987212	-0.000002	-0.000002	0.0033%
17	1.019740	1.019736	-0.000004	-0.000004	0.0031%
19	0.980063	0.980061	-0.000001	-0.000001	0.0037%
20	1.022827	1.022827	0.000000	0.000000	0.0042%
24	0.976849	0.976848	-0.000001	-0.000001	0.0024%

ตารางที่ ค.18 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณ
การซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 6

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177045	0.000005	0.000005	0.0054%
2	-0.020169	-0.020165	0.000003	0.000003	0.0042%
18	1.880171	1.880497	0.000326	0.000326	0.0034%
21	1.358593	1.358717	0.000124	0.000124	0.0099%
22	-0.098507	-0.098476	0.000030	0.000030	0.0676%
23	2.812524	2.812571	0.000047	0.000047	0.0046%

ค.1.7 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7 เท่ากับ 0.001 p.u.
การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.19-ค.21

ตารางที่ ค.19 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	0.327786	0.327782	-0.000004	-0.000004	-0.0006%
2	1.103651	1.103670	0.000019	0.000019	0.0018%
3	0.792713	0.792700	-0.000013	-0.000013	0.0026%
4	1.082505	1.082502	-0.000003	-0.000003	0.0011%
5	0.959967	0.959960	-0.000007	-0.000007	0.0022%
6	0.248897	0.248874	-0.000023	-0.000023	-0.0053%
7	1.064772	1.064725	-0.000047	-0.000047	0.0010%
8	1.043842	1.043840	-0.000002	-0.000002	-0.0008%
9	0.694637	0.694625	-0.000012	-0.000012	0.0020%
10	1.125528	1.125531	0.000002	0.000002	0.0005%
11	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000%
12	0.417315	0.417317	0.000003	0.000003	0.0022%
13	0.429736	0.429739	0.000003	0.000003	0.0023%
14	1.570586	1.570578	-0.000008	-0.000008	0.0009%
15	2.263433	2.263468	0.000035	0.000035	0.0015%
16	1.030838	1.030826	-0.000012	-0.000012	0.0040%
17	1.461807	1.461820	0.000014	0.000014	0.0035%
18	3.314075	3.314174	0.000099	0.000099	0.0018%
19	2.069379	2.069500	0.000121	0.000121	0.0018%
20	2.050179	2.050192	0.000012	0.000012	0.0109%
21	0.805349	0.805411	0.000062	0.000062	-0.0008%
22	0.635473	0.635442	-0.000031	-0.000031	-0.0092%

ตารางที่ ค.19 การเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7 (ต่อ)

สายส่ง เส้นที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
23	1.194050	1.193943	-0.000106	-0.000106	0.0005%
24	3.076770	3.076831	0.000061	0.000061	0.0040%
25	2.106207	2.106215	0.000008	0.000008	0.0112%
26	2.106207	2.106215	0.000008	0.000008	0.0112%
27	1.042247	1.042193	-0.000054	-0.000054	0.0013%
28	2.959066	2.959103	0.000037	0.000037	0.0064%
29	0.732158	0.732355	0.000198	0.000198	0.0117%
30	4.577947	4.577988	0.000042	0.000042	0.0052%
31	1.587272	1.587274	0.000002	0.000002	0.0046%
32	0.653488	0.653493	0.000005	0.000005	0.0021%
33	0.653488	0.653493	0.000005	0.000005	0.0021%
34	2.993325	2.993734	0.000409	0.000409	-0.0001%
35	2.993325	2.993734	0.000409	0.000409	-0.0001%
36	3.114134	3.114578	0.000445	0.000445	0.0005%
37	3.114134	3.114578	0.000445	0.000445	0.0005%
38	1.369957	1.369956	-0.000001	-0.000001	0.0002%

ตารางที่ ค.20 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953607	-0.000002	-0.000002	0.0052%
4	0.983761	0.983760	-0.000001	-0.000001	0.0056%
5	1.030183	1.030182	0.000000	0.000000	0.0058%

ตารางที่ ค.20 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าใน
คู่สัญญาที่ 7 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
6	0.996133	0.996133	-0.000001	-0.000001	0.0055%
7	0.992615	0.992614	-0.000001	-0.000001	0.0053%
8	0.992109	0.992108	-0.000001	-0.000001	0.0053%
9	0.951689	0.951687	-0.000001	-0.000001	0.0054%
10	1.026427	1.026426	-0.000001	-0.000001	0.0053%
11	0.971163	0.971161	-0.000002	-0.000002	0.0050%
12	0.992466	0.992465	-0.000001	-0.000001	0.0042%
14	0.952450	0.952447	-0.000003	-0.000003	0.0049%
15	1.006148	1.006146	-0.000002	-0.000002	0.0043%
16	0.987214	0.987210	-0.000004	-0.000004	0.0041%
17	1.019740	1.019739	-0.000001	-0.000001	0.0041%
19	0.980063	0.980053	-0.000009	-0.000009	0.0037%
20	1.022827	1.022823	-0.000004	-0.000004	0.0048%
24	0.976849	0.976848	-0.000002	-0.000002	0.0057%

ตารางที่ ค.21 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณ
การซื้อขายไฟฟ้าในคู่สัญญาที่ 7

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177034	0.000017	0.000017	0.0050%
2	-0.020169	-0.020160	0.000009	0.000009	0.0060%
18	1.880171	1.880268	0.000097	0.000097	0.0041%
21	1.358593	1.358686	0.000093	0.000093	0.0044%
22	-0.098507	-0.098494	0.000013	0.000013	0.0041%
23	2.812524	2.812869	0.000345	0.000345	0.0070%

ค.2 การเปลี่ยนแปลงค่าแท็พหม้อแปลง

ในระบบทดสอบ IEEE RTS-79 มีหม้อแปลงไฟฟ้าอยู่ 5 ตัว เราจึงสามารถหาค่าการเปลี่ยนแปลงไปของแรงดันที่โหลดบัส และกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงค่าแท็พหม้อแปลงทั้ง 5 ตัว เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้ดังนี้

ค.2.1 การเปลี่ยนแปลงค่าแท็พหม้อแปลงตัวที่ 1 (บัส 3 ไปยัง บัส 24)

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแท็พหม้อแปลงตัวที่ 1 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.22 และ ค.23

ตารางที่ ค.22 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็พหม้อแปลง ตัวที่ 1

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953947	0.000338	0.000338	-0.1334%
4	0.983761	0.983815	0.000055	0.000055	-0.1383%
5	1.030183	1.030195	0.000013	0.000013	-0.1449%
6	0.996133	0.996154	0.000021	0.000021	-0.1471%
7	0.992615	0.992677	0.000062	0.000063	-0.1417%
8	0.992109	0.992171	0.000062	0.000062	-0.1417%
9	0.951689	0.951787	0.000098	0.000098	-0.1389%
10	1.026427	1.026452	0.000026	0.000026	-0.1495%
11	0.971163	0.971184	0.000022	0.000022	-0.1825%
12	0.992466	0.992493	0.000026	0.000026	-0.1490%
14	0.952450	0.952451	0.000001	0.000001	-2.2032%
15	1.006148	1.006091	-0.000057	-0.000057	-0.0190%
16	0.987214	0.987186	-0.000028	-0.000028	-0.0066%
17	1.019740	1.019731	-0.000009	-0.000009	-0.0064%
19	0.980063	0.980046	-0.000017	-0.000017	-0.0060%
20	1.022827	1.022822	-0.000006	-0.000006	-0.0052%
24	0.976849	0.976586	-0.000263	-0.000263	-0.0231%

ตารางที่ ค.23 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็บหม้อแปลงตัวที่ 1

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.178784	-0.001734	-0.001736	-0.1366%
2	-0.020169	-0.020720	-0.000551	-0.000552	-0.1384%
18	1.880171	1.880855	0.000684	0.000684	-0.0064%
21	1.358593	1.361004	0.002411	0.002412	-0.0191%
22	-0.098507	-0.098414	0.000093	0.000093	-0.0064%
23	2.812524	2.812798	0.000274	0.000274	0.1468%

ค.2.2 การเปลี่ยนแปลงค่าแท็บหม้อแปลงตัวที่ 2 (บัส 9 ไปยัง บัส 11)

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแท็บหม้อแปลงตัวที่ 2 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.24 และ ค.25

ตารางที่ ค.24 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหนดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็บหม้อแปลง ตัวที่ 2

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953725	0.000116	0.000116	-0.1606%
4	0.983761	0.983906	0.000145	0.000145	-0.1557%
5	1.030183	1.030179	-0.000004	-0.000004	0.7457%
6	0.996133	0.996127	-0.000006	-0.000006	0.7513%
7	0.992615	0.992744	0.000129	0.000130	-0.1837%
8	0.992109	0.992238	0.000129	0.000130	-0.1837%
9	0.951689	0.951956	0.000267	0.000268	-0.1547%
10	1.026427	1.026419	-0.000008	-0.000008	0.7528%
11	0.971163	0.971019	-0.000144	-0.000144	-0.0216%
12	0.992466	0.992519	0.000052	0.000052	-0.1912%
14	0.952450	0.952357	-0.000093	-0.000093	-0.0170%

ตารางที่ ค.24 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็บหม้อแปลง ตัวที่ 2 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
15	1.006148	1.006149	0.000001	0.000001	-1.7292%
16	0.987214	0.987201	-0.000013	-0.000013	0.0458%
17	1.019740	1.019736	-0.000004	-0.000004	0.0453%
19	0.980063	0.980055	-0.000008	-0.000008	0.0516%
20	1.022827	1.022825	-0.000003	-0.000003	0.0604%
24	0.976849	0.976894	0.000045	0.000045	-0.1839%

ตารางที่ ค.25 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็บหม้อแปลงตัวที่ 2

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177564	-0.000514	-0.000515	-0.2426%
2	-0.020169	-0.021290	-0.001121	-0.001123	-0.1828%
18	1.880171	1.880483	0.000312	0.000312	0.0449%
21	1.358593	1.358553	-0.000040	-0.000041	-1.7493%
22	-0.098507	-0.098464	0.000042	0.000042	0.0449%
23	2.812524	2.812232	-0.000292	-0.000294	-0.4269%

ค.2.3 การเปลี่ยนแปลงค่าแท็บหม้อแปลงตัวที่ 3 (บัส 9 ไปยัง บัส 12)

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแท็บหม้อแปลงตัวที่ 3 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.26 และ ค.27

ตารางที่ ค.26 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 3

บัลที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953728	0.000119	0.000120	-0.1595%
4	0.983761	0.983902	0.000141	0.000141	-0.1594%
5	1.030183	1.030180	-0.000003	-0.000003	0.9694%
6	0.996133	0.996128	-0.000005	-0.000005	0.9569%
7	0.992615	0.992741	0.000127	0.000127	-0.1878%
8	0.992109	0.992236	0.000127	0.000127	-0.1878%
9	0.951689	0.951950	0.000261	0.000262	-0.1577%
10	1.026427	1.026420	-0.000007	-0.000006	0.9260%
11	0.971163	0.971217	0.000054	0.000054	-0.1979%
12	0.992466	0.992327	-0.000139	-0.000139	-0.0245%
14	0.952450	0.952489	0.000039	0.000039	-0.1958%
15	1.006148	1.006163	0.000015	0.000015	-0.1745%
16	0.987214	0.987227	0.000013	0.000013	-0.1853%
17	1.019740	1.019745	0.000004	0.000004	-0.1837%
19	0.980063	0.980070	0.000008	0.000008	-0.1970%
20	1.022827	1.022830	0.000003	0.000003	-0.2168%
24	0.976849	0.976904	0.000054	0.000054	-0.1661%

ตารางที่ ค.27 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 3

บัลที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177588	-0.000538	-0.000539	-0.2366%
2	-0.020169	-0.021264	-0.001095	-0.001097	-0.1871%
18	1.880171	1.879851	-0.000320	-0.000320	-0.1825%

ตารางที่ ค.27 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 3 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
21	1.358593	1.357944	-0.000649	-0.000651	-0.1752%
22	-0.098507	-0.098550	-0.000043	-0.000044	-0.1824%
23	2.812524	2.813780	0.001256	0.001256	0.0141%

ค.2.4 การเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 4 (บัส 10 ไปยัง บัส 11)

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 4 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.28 และ ค.29

ตารางที่ ค.28 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 4

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953603	-0.000006	-0.000006	0.4728%
4	0.983761	0.983759	-0.000002	-0.000002	2.1761%
5	1.030183	1.030344	0.000162	0.000162	-0.1379%
6	0.996133	0.996402	0.000269	0.000269	-0.1395%
7	0.992615	0.992782	0.000167	0.000167	-0.1603%
8	0.992109	0.992276	0.000167	0.000167	-0.1603%
9	0.951689	0.951688	-0.000001	-0.000001	7.5831%
10	1.026427	1.026760	0.000333	0.000333	-0.1379%
11	0.971163	0.971011	-0.000152	-0.000152	-0.0181%
12	0.992466	0.992537	0.000071	0.000071	-0.1628%
14	0.952450	0.952349	-0.000101	-0.000101	-0.0167%
15	1.006148	1.006137	-0.000012	-0.000012	0.0124%
16	0.987214	0.987193	-0.000021	-0.000021	-0.0084%
17	1.019740	1.019733	-0.000007	-0.000007	-0.0090%

ตารางที่ ค.28 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 4 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
19	0.980063	0.980050	-0.000012	-0.000012	-0.0056%
20	1.022827	1.022823	-0.000004	-0.000004	-0.0014%
24	0.976849	0.976841	-0.000009	-0.000009	0.1579%

ตารางที่ ค.29 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 4

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.178958	-0.001908	-0.001910	-0.1477%
2	-0.020169	-0.021572	-0.001403	-0.001405	-0.1626%
18	1.880171	1.880669	0.000498	0.000498	-0.0094%
21	1.358593	1.359082	0.000489	0.000489	0.0131%
22	-0.098507	-0.098439	0.000068	0.000068	-0.0095%
23	2.812524	2.812195	-0.000329	-0.000331	-0.3794%

ค.2.5 การเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 5 (บัส 10 ไปยัง บัส 12)

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 5 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.30 และ ค.31

ตารางที่ ค.30 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 5

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953613	0.000004	0.000004	-0.9408%
4	0.983761	0.983763	0.000002	0.000002	-1.9605%

ตารางที่ ค.30 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัลเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลง ตัวที่ 5 (ต่อ)

บัลที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
5	1.030183	1.030342	0.000159	0.000159	-0.1401%
6	0.996133	0.996398	0.000265	0.000265	-0.1416%
7	0.992615	0.992783	0.000168	0.000169	-0.1606%
8	0.992109	0.992277	0.000168	0.000169	-0.1606%
9	0.951689	0.951694	0.000005	0.000005	-1.6179%
10	1.026427	1.026755	0.000328	0.000329	-0.1399%
11	0.971163	0.971237	0.000074	0.000074	-0.1656%
12	0.992466	0.992321	-0.000145	-0.000145	-0.0191%
14	0.952450	0.952500	0.000050	0.000050	-0.1674%
15	1.006148	1.006154	0.000006	0.000006	-0.2228%
16	0.987214	0.987224	0.000010	0.000010	-0.1847%
17	1.019740	1.019744	0.000003	0.000003	-0.1840%
19	0.980063	0.980069	0.000006	0.000006	-0.1916%
20	1.022827	1.022830	0.000002	0.000002	-0.2019%
24	0.976849	0.976855	0.000005	0.000005	-0.4438%

ตารางที่ ค.31 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 5

บัลที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.178987	-0.001937	-0.001939	-0.1475%
2	-0.020169	-0.021579	-0.001410	-0.001412	-0.1631%
18	1.880171	1.879929	-0.000242	-0.000242	-0.1834%
21	1.358593	1.358346	-0.000247	-0.000248	-0.2235%

ตารางที่ ค.31 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแท็ปหม้อแปลงตัวที่ 5 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
22	-0.098507	-0.098540	-0.000033	-0.000033	-0.1834%
23	2.812524	2.813875	0.001351	0.001351	0.0103%

ค.3 การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดให้มีการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา 7 คู่สัญญา จึงมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 7 เครื่อง แต่เราจะไม่พิจารณาบัส 13 ที่เป็นอ้างอิง เราจึงสามารถหาค่าการเปลี่ยนแปลงไปของแรงดันที่โหลดบัส และกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 6 เครื่อง เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้ดังนี้

ค.3.1 การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.32 และ ค.33

ตารางที่ ค.32 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953955	0.000346	0.000346	0.0130%
4	0.983761	0.983861	0.000100	0.000100	0.0625%
5	1.030183	1.030828	0.000645	0.000645	0.0053%
6	0.996133	0.996345	0.000212	0.000212	0.0243%
7	0.992615	0.992832	0.000217	0.000217	0.0184%
8	0.992109	0.992326	0.000217	0.000217	0.0184%
9	0.951689	0.951858	0.000170	0.000170	0.0183%

ตารางที่ ค.32 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
10	1.026427	1.026686	0.000259	0.000259	0.0166%
11	0.971163	0.971264	0.000101	0.000101	-0.0204%
12	0.992466	0.992559	0.000092	0.000092	-0.0218%
14	0.952450	0.952525	0.000075	0.000075	-0.0197%
15	1.006148	1.006189	0.000041	0.000041	-0.0059%
16	0.987214	0.987246	0.000032	0.000032	-0.0111%
17	1.019740	1.019751	0.000010	0.000010	-0.0062%
19	0.980063	0.980082	0.000019	0.000019	-0.0342%
20	1.022827	1.022834	0.000007	0.000007	-0.0678%
24	0.976849	0.977008	0.000158	0.000158	-0.0017%

ตารางที่ ค.33 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.095443	0.081607	0.081528	0.0974%
2	-0.020169	-0.096644	-0.076475	-0.076475	-0.0003%
18	1.880171	1.879412	-0.000759	-0.000759	-0.0025%
21	1.358593	1.356834	-0.001759	-0.001759	-0.0082%
22	-0.098507	-0.098610	-0.000103	-0.000103	-0.0021%
23	2.812524	2.810840	-0.001684	-0.001685	-0.0538%

ค.3.2 การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.34 และ ค.35

ตารางที่ ค.34 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953728	0.000119	0.000119	0.0428%
4	0.983761	0.984361	0.000600	0.000600	0.0088%
5	1.030183	1.030295	0.000112	0.000112	0.0317%
6	0.996133	0.996575	0.000442	0.000442	0.0068%
7	0.992615	0.992851	0.000236	0.000236	0.0135%
8	0.992109	0.992345	0.000236	0.000236	0.0135%
9	0.951689	0.951931	0.000242	0.000242	0.0108%
10	1.026427	1.026651	0.000224	0.000224	0.0147%
11	0.971163	0.971270	0.000107	0.000107	-0.0224%
12	0.992466	0.992567	0.000101	0.000101	-0.0238%
14	0.952450	0.952524	0.000074	0.000074	-0.0224%
15	1.006148	1.006168	0.000020	0.000020	-0.0076%
16	0.987214	0.987235	0.000021	0.000021	-0.0165%
17	1.019740	1.019747	0.000007	0.000007	-0.0099%
19	0.980063	0.980075	0.000013	0.000013	-0.0490%
20	1.022827	1.022832	0.000005	0.000005	-0.0959%
24	0.976849	0.976907	0.000058	0.000058	0.0049%

ตารางที่ ค.35 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.253478	-0.076428	-0.076428	-0.0005%
2	-0.020169	0.060335	0.080504	0.080425	0.0972%

ตารางที่ ค.35 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า巴士ที่ 2 (ต่อ)

巴士ที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
18	1.880171	1.879675	-0.000496	-0.000496	-0.0049%
21	1.358593	1.357763	-0.000830	-0.000830	-0.0117%
22	-0.098507	-0.098574	-0.000067	-0.000067	-0.0043%
23	2.812524	2.810985	-0.001539	-0.001540	-0.0590%

ค.3.3 การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า巴士ที่ 18

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า巴士ที่ 18 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.36 และ ค.37

ตารางที่ ค.36 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า巴士ที่ 18

巴士ที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953705	0.000096	0.000096	-0.0217%
4	0.983761	0.983795	0.000034	0.000034	-0.0318%
5	1.030183	1.030203	0.000021	0.000021	-0.0313%
6	0.996133	0.996167	0.000034	0.000034	-0.0357%
7	0.992615	0.992667	0.000053	0.000053	-0.0400%
8	0.992109	0.992162	0.000053	0.000053	-0.0400%
9	0.951689	0.951750	0.000061	0.000061	-0.0361%
10	1.026427	1.026469	0.000042	0.000042	-0.0404%
11	0.971163	0.971247	0.000084	0.000084	-0.0434%
12	0.992466	0.992489	0.000023	0.000023	-0.0881%
14	0.952450	0.952638	0.000188	0.000188	-0.0169%
15	1.006148	1.006332	0.000184	0.000184	0.0035%

ตารางที่ ค.36 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 18 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
16	0.987214	0.987534	0.000320	0.000320	-0.0004%
17	1.019740	1.020447	0.000707	0.000707	-0.0005%
19	0.980063	0.980252	0.000189	0.000189	-0.0085%
20	1.022827	1.022894	0.000067	0.000067	-0.0198%
24	0.976849	0.977002	0.000152	0.000152	0.0071%

ตารางที่ ค.37 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 18

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177751	-0.000700	-0.000701	-0.0419%
2	-0.020169	-0.020622	-0.000453	-0.000453	-0.0264%
18	1.880171	1.984597	0.104427	0.104328	0.0943%
21	1.358593	1.269691	-0.088903	-0.088903	-0.0001%
22	-0.098507	-0.105485	-0.006979	-0.006979	-0.0004%
23	2.812524	2.805835	-0.006689	-0.006691	-0.0273%

ค.3.4 การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 21

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 21 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.38 และ ค.39

ตารางที่ ค.38 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 21

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953884	0.000275	0.000275	-0.0118%
4	0.983761	0.983824	0.000063	0.000063	-0.0220%
5	1.030183	1.030210	0.000028	0.000028	-0.0262%
6	0.996133	0.996179	0.000046	0.000046	-0.0303%
7	0.992615	0.992702	0.000087	0.000087	-0.0297%
8	0.992109	0.992196	0.000087	0.000087	-0.0297%
9	0.951689	0.951803	0.000115	0.000115	-0.0248%
10	1.026427	1.026484	0.000057	0.000057	-0.0345%
11	0.971163	0.971263	0.000100	0.000100	-0.0418%
12	0.992466	0.992505	0.000038	0.000038	-0.0634%
14	0.952450	0.952650	0.000200	0.000200	-0.0177%
15	1.006148	1.006736	0.000587	0.000587	0.0008%
16	0.987214	0.987537	0.000323	0.000323	-0.0001%
17	1.019740	1.019849	0.000109	0.000109	0.0043%
19	0.980063	0.980253	0.000191	0.000191	-0.0087%
20	1.022827	1.022895	0.000067	0.000067	-0.0209%
24	0.976849	0.977320	0.000471	0.000471	0.0014%

ตารางที่ ค.39 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 21

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.178691	-0.001641	-0.001641	-0.0237%
2	-0.020169	-0.020916	-0.000748	-0.000748	-0.0195%

ตารางที่ ค.39 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 21 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
18	1.880171	1.790919	-0.089251	-0.089252	-0.0003%
21	1.358593	1.473921	0.115328	0.115219	0.0945%
22	-0.098507	-0.115011	-0.016504	-0.016504	-0.0001%
23	2.812524	2.805620	-0.006904	-0.006906	-0.0288%

ค.3.5 การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 22

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 22 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.40 และ ค.41

ตารางที่ ค.40 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 22

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953623	0.000014	0.000014	-0.0273%
4	0.983761	0.983766	0.000005	0.000005	-0.0430%
5	1.030183	1.030186	0.000003	0.000003	-0.0427%
6	0.996133	0.996138	0.000005	0.000005	-0.0500%
7	0.992615	0.992622	0.000007	0.000007	-0.0573%
8	0.992109	0.992116	0.000007	0.000007	-0.0573%
9	0.951689	0.951698	0.000009	0.000009	-0.0505%
10	1.026427	1.026433	0.000006	0.000006	-0.0584%
11	0.971163	0.971175	0.000012	0.000012	-0.0646%
12	0.992466	0.992470	0.000003	0.000003	-0.1350%
14	0.952450	0.952476	0.000026	0.000026	-0.0210%
15	1.006148	1.006174	0.000026	0.000026	0.0144%

ตารางที่ ค.40 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 22 (ต่อ)

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
16	0.987214	0.987258	0.000044	0.000044	0.0051%
17	1.019740	1.019839	0.000098	0.000098	0.0010%
19	0.980063	0.980089	0.000026	0.000026	-0.0075%
20	1.022827	1.022837	0.000009	0.000009	-0.0266%
24	0.976849	0.976870	0.000021	0.000021	0.0228%

ตารางที่ ค.41 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 22

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.177150	-0.000100	-0.000100	-0.0617%
2	-0.020169	-0.020233	-0.000064	-0.000064	-0.0337%
18	1.880171	1.873016	-0.007155	-0.007155	0.0014%
21	1.358593	1.341731	-0.016862	-0.016862	0.0000%
22	-0.098507	-0.074607	0.023899	0.023876	0.0982%
23	2.812524	2.811577	-0.000947	-0.000947	-0.0391%

ค.3.6 การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 23

กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 23 เท่ากับ 0.001 p.u. การเปรียบเทียบผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีที่นำเสนอแสดงดังตารางที่ ค.42 และ ค.43

ตารางที่ ค.42 การเปรียบเทียบค่าแรงดันที่โหลดบัสเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 23

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
3	0.953609	0.953749	0.000140	0.000140	-0.0155%
4	0.983761	0.983857	0.000096	0.000096	-0.0138%
5	1.030183	1.030256	0.000073	0.000073	-0.0108%
6	0.996133	0.996255	0.000122	0.000122	-0.0117%
7	0.992615	0.992781	0.000166	0.000166	-0.0133%
8	0.992109	0.992275	0.000166	0.000166	-0.0133%
9	0.951689	0.951864	0.000176	0.000176	-0.0141%
10	1.026427	1.026578	0.000152	0.000152	-0.0114%
11	0.971163	0.971294	0.000131	0.000131	-0.0211%
12	0.992466	0.992731	0.000265	0.000265	-0.0069%
14	0.952450	0.952651	0.000201	0.000201	-0.0166%
15	1.006148	1.006311	0.000162	0.000162	-0.0093%
16	0.987214	0.987494	0.000280	0.000280	-0.0095%
17	1.019740	1.019833	0.000093	0.000093	-0.0097%
19	0.980063	0.980690	0.000627	0.000627	-0.0086%
20	1.022827	1.023706	0.000879	0.000879	-0.0039%
24	0.976849	0.977002	0.000153	0.000153	-0.0088%

ตารางที่ ค.43 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 23

บัสที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
1	-0.177050	-0.178622	-0.001572	-0.001572	-0.0153%
2	-0.020169	-0.021572	-0.001403	-0.001403	-0.0123%

ตารางที่ ค.43 การเปรียบเทียบค่ากำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า巴士ที่ 23 (ต่อ)

巴士ที่	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (p.u.)			อัตราการเปลี่ยนแปลง โดยการประมาณ เชิงเส้น (p.u.)	การเปรียบเทียบ ผลจาก 2 วิธี (เปอร์เซ็นต์)
	ระบบเดิม	ระบบ ที่ปรับค่า	อัตราการ เปลี่ยนแปลง		
18	1.880171	1.873443	-0.006728	-0.006728	-0.0098%
21	1.358593	1.351687	-0.006906	-0.006907	-0.0092%
22	-0.098507	-0.099421	-0.000914	-0.000914	-0.0098%
23	2.812524	2.847238	0.034714	0.034680	0.0995%

จากผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่พิจารณาจากวิธีการประมาณเชิงเส้นที่นำเสนอมีความคลาดเคลื่อนน้อยมากเมื่อเทียบกับผลที่ได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน ดังนั้น ผลการประมาณเชิงเส้นด้วยวิธีที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เป็นที่น่าพอใจและให้ค่าใกล้เคียงกับความเป็นจริง เราจึงสามารถนำไปใช้ในการแก้ปัญหาเหตุขัดข้องด้วยวิธีที่นำเสนอได้อย่างถูกต้อง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายอรรณพ นิจอนันต์ เกิดวันที่ 23 มิถุนายน พ.ศ. 2530 ที่จังหวัดราชบุรี สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2551 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2552



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย