ขั้นตอนวิธีปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการจำกัดกระแสลัดวงจรและดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดัน

นายคัมภีร์ บุญสุวรรณ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2555

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository(CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

TRANSMISSION NETWORK RECONFIGURATION ALGORITHM CONSIDERING SHORT-CIRCUIT CURTAILMENT AND VOLTAGE STABILITY INDEX

Mr.Kumpee Boonsuwan

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 2012
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	ขั้นตอนวิธีปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการจำกัดกระแสลัดวงจร และดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดัน
โดย	นายคัมภีร์ บุญสุวรรณ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.... ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

.... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

.... กรรมการ

(อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.อาทิตย์ โสตรโยม)

คัมภีร์ บุญสุวรรณ : ขั้นตอนวิธีปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการจำกัดกระแสลัดวงจร และดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดัน. (TRANSMISSION NETWORK RECONFIGURATION ALGORITHM CONSIDERING SHORT-CIRCUIT CURTAILMENT AND VOLTAGE STABILITY INDEX) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ผศ.ดร.แนบบุญ หุนเจริญ, 114 หน้า.

การขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตเมืองใหญ่ ทำให้ระบบส่งไฟฟ้ามีความเสี่ยงต่อขนาดกระแสลัดวงจรที่มีค่าสูง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอขั้นตอนวิธีปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีแบ่งแยกบัสเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ นำเสนอกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐานโดยคำนึงถึงความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ คำตอบที่ได้จะแสดงถึงตำแหน่งและจำนวนการแบ่งแยกบัสที่มีความเหมาะสม จากนั้นนำมาประเมินผลกระทบต่อความมั่นคงเชิงเสถียรภาพแรงดันของระบบผ่านดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันพีคิว ทดสอบสมรรถนะกับระบบส่งไฟฟ้าจริงของประเทศไทย โดยพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรเฉพาะสถานีไฟฟ้าแรงสูง 21 แห่ง บริเวณเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล เมื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบกับทางเลือกอื่นๆ ที่ได้ศึกษามาก่อนหน้านี้พบว่าวิธีการที่ได้นำเสนอจะมีค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันพีคิวที่ต่ำกว่าวิธีอื่นๆ แสดงให้เห็นว่าระบบมีความมั่นคงเชิงเสถียรภาพแรงดันที่ดีกว่า

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต ....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ....

ปีการศึกษา 2555

5270660221 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS : SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION / NETWORK RECONFIGURATION / BUS SPLITTING / VOLTAGE STABILITY / PQVSI

KUMPEE BOONSUWAN : TRANSMISSION NETWORK RECONFIGURATION ALGORITHM CONSIDERING SHORT-CIRCUIT CURTAILMENT AND VOLTAGE STABILITY INDEX. ADVISOR : ASST. PROF. NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 114 pp.

The transmission network expansion may cause a power system at risk of high short-circuit current level. This thesis presents transmission network reconfiguration algorithm by bus splitting to limit short-circuit current to less than the interrupting capacity of the circuit breakers. Standard rules of bus splitting are developed with regard to the feasibility in practice. The proposed algorithm determines suitable pattern of the bus splitting while minimizing the number of buses to be split. Then, the impact on voltage stability of the system will be evaluated through PQ voltage stability index (PQVSI). The proposed solution has been tested on the actual transmission system in Thailand, considering the short-circuit currents only at the 21 high voltage stations in the metropolitan area. When comparing to other techniques proposed earlier, the test results show that the proposed method gives less impact on the system security with respect to the computed PQVSI.

Department : Electrical Engineering Student's Signature ....

Field of Study : Electrical Engineering Advisor's Signature ....

Academic Year : 2012

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เรื่องนี้ สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีจากความกรุณาของผศ. ดร. แนบบุญ หุนเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา

ขอขอบคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี ที่กรุณารับเป็นประธานกรรมการ อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ และดร. อาทิตย์ โสตรโยม กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ที่สละเวลามาให้ข้อคิดเห็น ข้อเสนอะแนะ ข้อความรู้อันมีค่า และมุมมองอันเป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์เรื่องนี้เป็นอย่างดี

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่เอื้อเฟื้อข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์นี้

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณพระคุณบิดา มารดา ผู้มีพระคุณมากที่สุดในชีวิตของข้าพเจ้า ที่คอยเลี้ยงดู อบรมสั่งสอน ทั้งยังสละกำลังทรัพย์ให้ข้าพเจ้าได้ศึกษาเล่าเรียนมาโดยตลอด รวมไปถึงเพื่อนๆ นักศึกษาปริญญาโททุกท่านที่ให้ความช่วยเหลือและเป็นกำลังใจมาโดยตลอด

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ จ

กิตติกรรมประกาศ ฉ

สารบัญ ช

สารบัญตาราง ญ

สารบัญภาพ ฏ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษา 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 3

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 4

บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 5

2.1 ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า 5

2.1.1 ความหมายและประเภทของความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า 5

2.1.2 การวิเคราะห์ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า 7

2.1.3 การคำนวณกระแสลัดวงจร 8

2.1.3.1 ส่วนประกอบสมมาตร 8

2.1.3.2 การคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์สมมูลที่บัสใดๆ 11

2.1.3.3 การคำนวณความผิดพร่องแบบลัดวงจรประเภท 3 เฟส 11

2.2 ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันพีคิว 13

บทที่ 3 วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้า 19

3.1 การลดกระแสลัดวงจรโดยวิธีการแบบพาสซีฟ 19

3.1.1 การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้า 20

3.1.1.1 หลักการของการแบ่งแยกบัสเพื่อลดกระแสลัดวงจร 20

หน้า

3.1.1.2 ข้อดีของการแบ่งแยกบัส 21
3.1.1.3 ผลกระทบของการแบ่งแยกบัส 21
3.1.2 การเปิดวงจรสายส่ง 22
3.1.2.1 หลักการของการเปิดวงจรสายส่งเพื่อลดกระแสลัดวงจร 22
3.1.2.2 ข้อดีของการเปิดวงจรสายส่ง 23
3.1.2.3 ผลกระทบของการเปิดวงจรสายส่ง 24
3.1.3 การใช้อุปกรณ์ Current Limiting Inductor/Reactor 24
3.1.3.1 หลักการของอุปกรณ์ CLR เพื่อลดกระแสลัดวงจร 24
3.1.3.2 ข้อดีของการใช้อุปกรณ์ CLR 26
3.1.3.3 ผลกระทบของการใช้อุปกรณ์ CLR 26
3.2 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวกับการลดกระแสลัดวงจร 26
บทที่ 4 แนวคิดการสร้างรูปแบบมาตรฐานในการแบ่งแยกบัส 28
4.1 การจำแนกสถานีไฟฟ้าแรงสูงตามลักษณะการเชื่อมต่อ 28
4.1.1 สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 1 แห่ง 28
4.1.2 สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 2 แห่ง 28
4.1.3 สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 3 แห่ง 30
4.2 การสังเคราะห์กฎการแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้า 31
4.3.1 กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 1 32
4.3.2 กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 2 33
4.3.3 กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 3 34
4.3.4 กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 4 35
บทที่ 5 การปรับเปลี่ยนโครงข่ายเพื่อหาคำตอบที่เหมาะสมสำหรับการจำกัดกระแสลัดวงจร และรักษาเสถียรภาพแรงดัน 37
5.1 นิยามตัวแปร 37
5.2 รูปแบบของปัญหา 38
5.2.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ 38
5.2.2 เงื่อนไขบังคับที่ใช้ในทางปฏิบัติ 39
5.3 กระบวนการในการแก้ปัญหา 40

หน้า

5.3.1 ขั้นตอนการแก้ปัญหาโดยการประยุกต์ใช้กฎการแบ่งแยกบัส 43

5.3.2 ขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ 44

บทที่ 6 การทดสอบสมรรถนะ 48

6.1 ระบบทดสอบ 48

6.2 การทดสอบโปรแกรมการจำกัดกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 50

6.2.1 กรณีฐาน 50

6.2.2 กรณีแบ่งแยกบัสเพียงแห่งเดียว 52

6.2.3 การแบ่งแยกบัสมากกว่า 1 แห่ง 95

6.2.3.1 กรณีแบ่งแยกบัสที่มีกำลังผลิตมากที่สุดในระบบ 95

6.2.3.2 กรณีแบ่งแยกบัสโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัส 99

6.2.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบการแบ่งแยกบัส ตามวิธีที่นำเสนอ 108

บทที่ 7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 109

7.1 สรุปผลการวิจัย 109

7.1 ข้อเสนอแนะ 110

รายการอ้างอิง 111

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 114

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 6.1 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสบางกะปิ 53

ตารางที่ 6.2 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสบางพลี 55

ตารางที่ 6.3 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อย 57

ตารางที่ 6.4 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะ 59

ตารางที่ 6.5 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสลาดพร้าว 61

ตารางที่ 6.6 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือ 64

ตารางที่ 6.7 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสรังสิต 67

ตารางที่ 6.8 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษก 69

ตารางที่ 6.9 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 71

ตารางที่ 6.10 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสพระนครใต้ 73

ตารางที่ 6.11 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้ 75

ตารางที่ 6.12 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ 77

ตารางที่ 6.13 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสคลองด่าน 79

หน้า

ตารางที่ 6.14 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสนวนคร 81
ตารางที่ 6.15 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสลำลูกกา 83
ตารางที่ 6.16 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสหนองจอก 500 กิโลโวลต์ 86
ตารางที่ 6.17 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ 88
ตารางที่ 6.18 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ 90
ตารางที่ 6.19 ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดของการแบ่งแยกบัส 94
ตารางที่ 6.20 ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 97
ตารางที่ 6.21 ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่ง 99
ตารางที่ 6.22 สถานีไฟฟ้าที่สามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์ 100
ตารางที่ 6.23 คำตอบที่เหมาะสมที่สุดของการแบ่งแยกบัสโดยพิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวม 101
ตารางที่ 6.24 คำตอบที่เหมาะสมที่สุดของการแบ่งแยกบัสโดยพิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 103
ตารางที่ 6.25 ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล กรณีแบ่งแยกสถานีไฟฟ้าโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัส 106
ตารางที่ 6.26 ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งในกรณีต่างๆ 108

สารบัญภาพ

		หน้า
ภาพที่ 2.1	ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า	6
ภาพที่ 2.2	ค่ากระแสลัดวงจรเทียบกับเวลาของ Rotating machine	7
ภาพที่ 2.3	ส่วนประกอบสมมาตร	9
ภาพที่ 2.4	ตัวอย่างการหาวงจรสมมูลเทวินิน	11
ภาพที่ 2.5	ความผิดพร่องแบบลัดวงจรประเภท 3 เฟส	12
ภาพที่ 2.6	วงจรการเชื่องโยงของส่วนประกอบสมมาตรการลัดวงจรประเภท 3 เฟส	13
ภาพที่ 2.7	แบบจำลองของสายส่งแบบ π	14
ภาพที่ 2.8	เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดัน	16
ภาพที่ 3.1	การเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่งภายหลังการแบ่งแยกบัส	20
ภาพที่ 3.2	สถานีไฟฟ้าที่เป็นแหล่งจ่ายภายหลังจากแบ่งแยกบัส	20
ภาพที่ 3.3	ประเภทการแบ่งแยกบัส	21
ภาพที่ 3.4	แบบจำลองระบบไฟฟ้า 2 บัส ก่อนเปิดวงจรสายส่ง	23
ภาพที่ 3.5	แบบจำลองระบบไฟฟ้า 2 บัส หลังเปิดวงจรสายส่ง	23
ภาพที่ 3.6	วงจรสมมูลของ CLR ชนิด Air core current-limiting reactor	25
ภาพที่ 3.7	อุปกรณ์ CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์	25
ภาพที่ 3.8	อุปกรณ์ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้า	25
ภาพที่ 3.9	อุปกรณ์ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออก	26
ภาพที่ 4.1	การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้า A กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง	28
ภาพที่ 4.2	การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้า X กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง	29
ภาพที่ 4.3	การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้า ก. กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง	30
ภาพที่ 4.4	การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง	32
ภาพที่ 4.5	การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง	32
ภาพที่ 4.6	การเชื่อมต่อโหลดกับสถานีไฟฟ้าบางกะปิ	34
ภาพที่ 4.7	การเชื่อมต่อวงจรหม้อแปลงไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าบางกะปิ	35
ภาพที่ 4.8	การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ	36

หน้า

ภาพที่ 5.1 แผนผังวิธีการหาตำแหน่งและจำนวนการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสม 42
ภาพที่ 5.2 แผนผังขั้นตอนการใช้กฎการแบ่งแยกบัส 44
ภาพที่ 5.3 แผนผังขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ 47
ภาพที่ 6.1 แผนที่ระบบส่งไฟฟ้ารอบเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 48
ภาพที่ 6.2 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ก่อนการแบ่งแยกบัส 50
ภาพที่ 6.3 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสบางกะปิ 53
ภาพที่ 6.4 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางกะปิกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 54
ภาพที่ 6.5 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสบางพลี 55
ภาพที่ 6.6 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางพลีกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 56
ภาพที่ 6.7 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อย 57
ภาพที่ 6.8 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 58
ภาพที่ 6.9 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะ 59
ภาพที่ 6.10 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 60
ภาพที่ 6.11 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสลาดพร้าว 61
ภาพที่ 6.12 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าลาดพร้าวกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 62
ภาพที่ 6.13 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสหนองจอก 63
ภาพที่ 6.14 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือ 64
ภาพที่ 6.15 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 65
ภาพที่ 6.16 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชA 66
ภาพที่ 6.17 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสรังสิต 67
ภาพที่ 6.18 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้ารังสิตกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 68
ภาพที่ 6.19 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษก 69
ภาพที่ 6.20 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 70
ภาพที่ 6.21 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 71
ภาพที่ 6.22 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าไทรน้อยกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 72
ภาพที่ 6.23 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสพระนครใต้ 73
ภาพที่ 6.24 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าพระนครใต้กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 74
ภาพที่ 6.25 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้ 74

หน้า

ภาพที่ 6.26 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 75
ภาพที่ 6.27 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ 76
ภาพที่ 6.28 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 77
ภาพที่ 6.29 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสคลองด่าน 78
ภาพที่ 6.30 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าคลองด่านกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 79
ภาพที่ 6.31 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสนวนคร 80
ภาพที่ 6.32 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้านวนครกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 81
ภาพที่ 6.33 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสลำลูกกา 82
ภาพที่ 6.34 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าลำลูกกากับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 83
ภาพที่ 6.35 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชB 84
ภาพที่ 6.36 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกที่หนองจอก 500 กิโลโวลต์ 85
ภาพที่ 6.37 วงจรสายส่งระหว่างหนองจอก 500 กิโลโวลต์กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 87
ภาพที่ 6.38 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกที่อ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ 87
ภาพที่ 6.39 วงจรสายส่งระหว่างอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 89
ภาพที่ 6.40 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกที่ไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ 90
ภาพที่ 6.41 วงจรสายส่งระหว่างไทรน้อย 500 กิโลโวลต์กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 91
ภาพที่ 6.42 Switching Diagram ของสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ 93
ภาพที่ 6.43 การเชื่อมต่อสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ(A) และ (B) กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 96
ภาพที่ 6.44 การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าพระนครใต้(A) และ (B) กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 96
ภาพที่ 6.45 ค่ากระแสลัดวงจร กรณีแบ่งแยกบัสที่มีกำลังผลิตมากที่สุดในระบบ 98
ภาพที่ 6.46 รูปแบบการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือของคำตอบรูปแบบที่ 1 101
ภาพที่ 6.47 การแบ่งแยกบัสบางพลีของคำตอบรูปแบบที่ 1 102
ภาพที่ 6.48 ระบบส่งไฟฟ้าภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลของคำตอบรูปแบบที่ 1 103
ภาพที่ 6.49 การแบ่งแยกบัสพระนครเหนือของคำตอบรูปแบบที่ 2 104
ภาพที่ 6.50 การแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ของคำตอบรูปแบบที่ 2 104
ภาพที่ 6.51 ระบบส่งไฟฟ้าภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลของคำตอบรูปแบบที่ 2 105
ภาพที่ 6.52 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ก่อนและหลังการแบ่งแยกบัสทั้งสองรูปแบบคำตอบ 107

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และในหัวข้อสุดท้ายจะเป็นการกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในทุกวันนี้ประเทศไทยมีความต้องการไฟฟ้าในปริมาณที่สูงขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลหรือเขตนครหลวงอันเนื่องมาจากเป็นบริเวณที่มีประชากรอาศัยอยู่อย่างหนาแน่น เพื่อรองรับต่อปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจึงจำเป็นต้องขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยการสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ส่งผลให้โครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น หากเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบจะทำให้ระบบมีขนาดกระแสลัดวงจรสูงมาก ซึ่งอาจมีค่าสูงเกินกว่าค่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งไฟฟ้า

การแก้ปัญหากระแสลัดวงจรที่สูงเกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งไฟฟ้าสามารถทำได้หลายวิธี [1] เช่น การปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกัน (Circuit Breaker) ให้มีพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้น การยกระดับแรงดันไฟฟ้าสายส่ง จาก 230 เควี เป็น 500 เควี และการใช้อุปกรณ์พิเศษ (HVDC, CLR) เพิ่มเติมในระบบส่งไฟฟ้า เป็นต้น แต่วิธีเหล่านี้ล้วนมีข้อจำกัดทางด้านงบประมาณและพื้นที่ที่จำกัดในเขตนครหลวง

ในปัจจุบันมีการศึกษาการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรที่สูงเกินด้วยวิธีการลดทอนระดับกระแสลัดวงจร โดยแนวทางที่พิจารณาในที่นี้คือการปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Network Reconfiguration) โดยการแบ่งแยกบัส (Bus Splitting) วิธีการนี้จะลดความรุนแรงของกระแสลัดวงจร โดยจะแบ่งแยกแหล่งกำเนิดของกระแสลัดวงจร ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรลดลงได้ วิธีการนี้มีข้อดีกว่าวิธีอื่นๆ คือใช้เงินลงทุนที่ต่ำกว่า เป็นวิธีที่สามารถประยุกต์ใช้ได้จริงในปัจจุบันและใช้เวลาดำเนินการไม่มาก ซึ่งในอดีตที่ผ่านมาการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้มีการศึกษาและนำวิธีการแบ่งแยกบัสไปใช้งานจริงในสถานีไฟฟ้าหลายๆ แห่ง เช่น สถานีไฟฟ้าอ่อนนุช สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และสถานีไฟฟ้าพระนครใต้

การปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้าจะส่งผลให้ความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลง เห็นได้จากการแบ่งแยกบัสจะทำให้มีระบบมีความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้า

ลดลง และส่งผลกระทบโดยตรงต่อระดับแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ ทำให้แรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม เสถียรภาพแรงดันจึงเป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงในทุกๆครั้งที่มีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้า เพราะอาจทำให้เกิดสภาวะแรงดันพังทลายเมื่อระบบมีการส่งถ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างหนัก ซึ่งจะส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับทั้งระบบหรือแค่บางส่วน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้าโดยการแบ่งแยกบัสเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ภายในสถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล โดยกำหนดกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐานเพื่อแสดงตำแหน่งและจำนวนการแบ่งแยกบัสที่มีความเหมาะสม นอกจากนี้เสถียรภาพแรงดันของระบบเป็นสิ่งจำเป็นที่จะต้องพิจารณาควบคู่ไปกับเงื่อนไขบังคับที่ใช้ในทางปฏิบัติได้แก่ พิกัดกระแสลัดวงจรและแรงดันบัส พิกัดสายส่ง พิกัดไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และต้องไม่เกิดการแยกตัวจากกันของระบบ วิธีการที่ได้นำเสนอได้ถูกมาใช้ทดสอบกับระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.2 วัตถุประสงค์

นำเสนอการปรับเปลี่ยนโครงข่ายในระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้วิธีการแบ่งแยกบัส และกำหนดกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐาน เพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยพิจารณาเสถียรภาพแรงดันของระบบควบคู่ไปกับเงื่อนไขบังคับที่ใช้ในทางปฏิบัติ

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาระบบส่งไฟฟ้าเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล และทำงานในสภาวะอยู่ตัว
2. พิจารณาค่ากระแสลัดวงจรประเภท 3 เฟสสมดุลในช่วง Sub Transient และพิจารณาเฉพาะภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล
3. พิจารณาเสถียรภาพเชิงแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้ดัชนี PQVSI
4. ไม่ยอมรับให้มีการละเมิดเงื่อนไขบังคับที่ใช้ในทางปฏิบัติ
5. พิจารณาโหลดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าคงที่ และตัวประกอบกำลังคงที่
6. กำหนดกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐาน
7. สามารถแสดงรูปแบบที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งที่สามารถแบ่งแยกได้ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล

8. ทดสอบสมรรถนะของวิธีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้ระบบทดสอบเป็นระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์ และขอบเขตของการศึกษาวิจัย
2. ศึกษาปัญหาและผลกระทบของกระแสลัดวงจรสูงในระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ.
3. ศึกษาการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส เพื่อนำมาเลือกพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งไฟฟ้า
4. ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับนิยามและกระบวนการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้า
5. ศึกษารูปแบบในการแบ่งแยกบัส เพื่อนำมาสร้างเป็นกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐาน
6. พัฒนากระบวนการหาตำแหน่งและจำนวนการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมโดยประยุกต์ใช้กับกฎการแบ่งแยกบัส
7. ศึกษาเครื่องมือที่ใช้วัดความมีเสถียรภาพเชิงแรงดันของระบบ และนำดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันมาใช้เพื่อแสดงสถานะของระบบ
8. ออกแบบโปรแกรมค้นหารูปแบบการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมโดยใช้โปรแกรม MATLAB
9. ทดสอบสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
10. วิเคราะห์ผลการศึกษาและสรุปผลการวิจัย
11. เรียบเรียง พิมพ์ผลงานวิจัย และจัดเข้ารูปเล่มเพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายไฟฟ้าอย่างเหมาะสมโดยการแบ่งแยกบัสสามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์
2. ช่วยให้ทาง กฟผ. สามารถนำวิธีการแบ่งแยกบัสที่มีความเหมาะสมกับระบบไฟฟ้าจริงในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล มาช่วยในการตัดสินใจในการวางแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าต่อไป

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องซึ่งเนื้อหาจะประกอบด้วยเรื่องความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า การคำนวณค่ากระแสลัดวงจร และดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันของระบบส่งไฟฟ้า

บทที่ 3 กล่าวถึงงานวิจัยในอดีตเกี่ยวกับการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยวิธีการแบ่งแยกบัส และการเปิดวงจรสายส่ง เพื่อใช้จำกัดค่ากระแสลัดวงจร นอกจากนี้ยังได้กล่าวถึงอุปกรณ์ Current Limiting Inductor/Reactor ซึ่งสามารถนำมาใช้ลดค่ากระแสลัดวงจรได้เช่นเดียวกัน

บทที่ 4 อธิบายการกฎการแบ่งแยกบัสที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ พร้อมทั้งแสดงการจำแนกสถานีไฟฟ้าแรงสูงตามลักษณะการเชื่อมต่อโดยแบ่งเป็น 3 ประเภทตามจุดการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

บทที่ 5 กล่าวถึงการกำหนดตำแหน่งและจำนวนการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสม เพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้า โดยนำเสนอรูปแบบของปัญหาและกระบวนการในการแก้ปัญหาเพื่อหาคำตอบ

บทที่ 6 กล่าวถึงการทดสอบสมรรถนะของระบบ โดยใช้กฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐานมาเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดของอุปกรณ์ป้องกัน โดยทดสอบกับระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย

บทที่ 7 กล่าวถึงการสรุปผลการวิจัย และข้อเสนอเสนอแนะในการพัฒนางานวิจัยต่อไป

บทที่ 2

หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

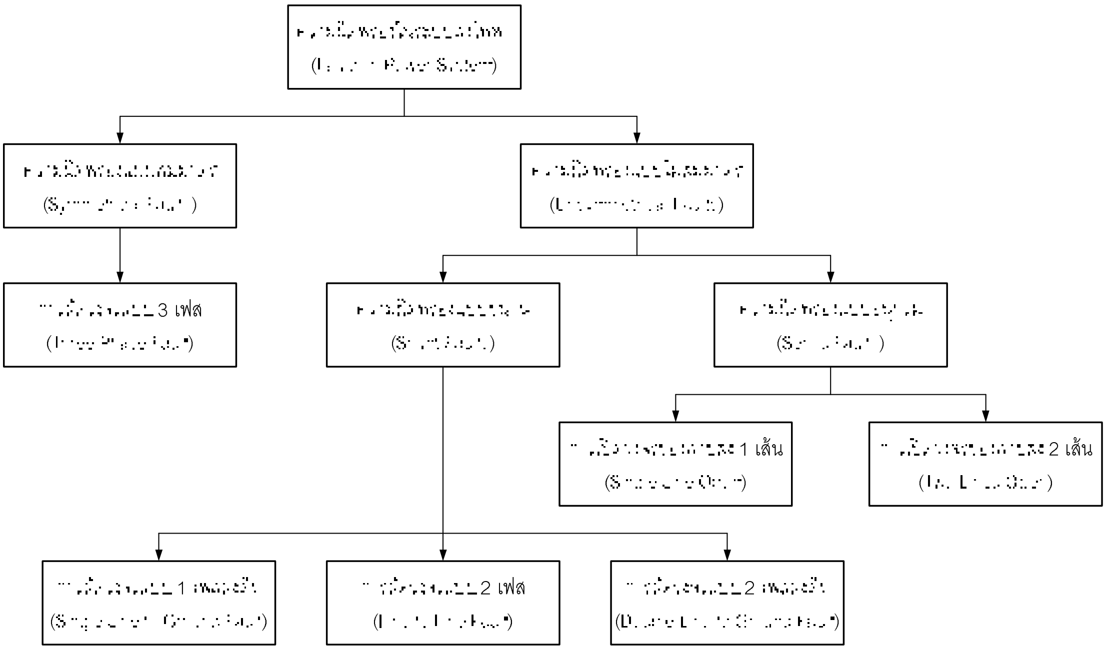
ในบทนี้จะกล่าวถึงหลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องในวิทยานิพนธ์นี้ ทั้งในเรื่องของความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า และเสถียรภาพแรงดันของระบบส่งไฟฟ้า

2.1 ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า [2-7]

ในการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังจะต้องคำนึงถึงความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สิน การวิเคราะห์การทำงานของระบบเมื่อเกิดความผิดพร่องจึงเป็นประเด็นสำคัญ เนื้อหาในบทนี้จะแนะนำให้ทราบถึงความสำคัญของการวิเคราะห์ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า รวมถึงวิธีการที่ใช้ในการวิเคราะห์ ซึ่งประกอบด้วยส่วนต่างๆ ที่สำคัญ ได้แก่ ความหมายและประเภทของความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า การวิเคราะห์ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า และวิธีการคำนวณกระแสความผิดพร่องหรือกระแสลัดวงจร ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1.1 ความหมายและประเภทของความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า

ความผิดพร่องของระบบไฟฟ้า คือ ภาวะที่ระบบไฟฟ้าเกิดความบกพร่องหรือล้มเหลว (Failure) ซึ่งทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ โดยสาเหตุที่มักจะก่อให้เกิดความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้าเช่น เกิดจากการชำรุดเองของอุปกรณ์ตามการเวลา ฟ้าผ่า ต้นไม้ทับสายส่ง เป็นต้น ด้วยสาเหตุที่แตกต่างกันนี้ทำให้โอกาสการเกิดความผิดพร่องมีได้หลายแบบด้วยกัน ซึ่งสามารถแบ่งประเภทความผิดพร่องได้ ดังแสดงในภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า [2]

ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทหลัก ประกอบด้วย

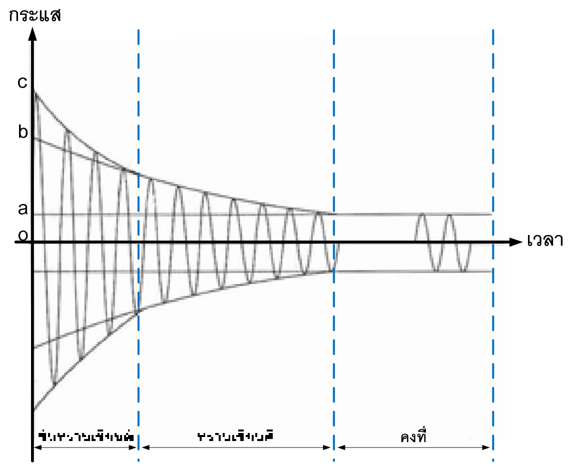
1) ความผิดพร่องแบบสมมาตร (Symmetrical faults) จะเป็นการลัดวงจรแบบ 3 เฟส พร้อมกัน หรือการเกิดการลัดวงจรพร้อมกันทั้งสามเฟสในจุดเดียวกัน ความผิดพร่องประเภทนี้มักมีโอกาสเกิดขึ้นน้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับความผิดพร่องแบบอื่นๆ คิดเป็น 5 % ของความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด แต่ความรุนแรงของผลที่ตามมาสูงกว่า และกระแสผิดพร่องมีค่าสูงเมื่อเทียบกับความผิดพร่องแบบอื่นๆ ความผิดพร่องประเภทนี้จึงถูกนำมาใช้ในการพิจารณาเลือกพิกัดอุปกรณ์ป้องกัน
2) ความผิดพร่องแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical faults) จะเป็นความผิดพร่องที่เกิดขึ้นแล้วทำให้ขนาดมุมของกระแสหรือแรงดันต่างเฟสกันไม่เท่ากับ 120 องศา แบ่งออกเป็น 5 ประเภทคือ การลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน (Single line to ground fault) การลัดวงจรแบบ 2 เฟส (Line to line fault) การลัดวงจรแบบ 2 เฟสลงดิน (Double line to ground fault) การเปิดวงจรของสายส่ง 1 เส้น (Single line open) และการเปิดวงจรของสายส่ง 2 เส้น (Two lines open) ในความผิดพร่องทั้งหมดนั้น การลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดินเป็นความผิดพร่องที่เกิดขึ้นบ่อยที่สุด คิดเป็น 70 – 80 % ของความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด

เนื่องจากการลัดวงจรแบบ 3 เฟสมีความรุนแรงของปัญหาสูงที่สุด เพราะกระแสลัดวงจรมีค่าสูงที่สุด ดังนั้นในการพิจารณาผลกระทบของกระแสลัดวงจรที่มีค่าสูงเกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งกำลังไฟฟ้า จะพิจารณากระแสลัดวงจรที่เกิดจากการลัดวงจรแบบ 3 เฟส

2.1.2 **การวิเคราะห์ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า**

เมื่อมีการขยายระบบผลิตและส่งกำลังฟ้าของ กฟผ. พบว่าระดับความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้าจะสูงขึ้น ส่งผลให้ค่าของ AC system short circuit current มีค่าสูงขึ้น ดังนั้นการเลือกค่า interrupting capacitor rating ของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (Circuit Breaker) ที่เหมาะสม จะต้องใช้การวิเคราะห์ความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า เพื่อนำมาใช้หาค่ากระแสลัดวงจรในระบบ

การพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรเทียบกับเวลา สามารถแสดงได้ด้วยความผิดพร่องของ Rotating machine ดังภาพที่ 2.2 พบว่ากระแสจะมีค่าสูงขึ้นอย่างมากในช่วง 2-3 ไซเคิลแรก ช่วงนี้จะเรียกว่าช่วงซับทรานเซียนต์ (Sub-transient state) และจะลดลงอย่างรวดเร็วในช่วงไซเคิลถัดมา เรียกว่าช่วงทรานเซียนต์ (Transient state) อัตราการลดลงจะช้าลงจนกระทั่งกระแสคงที่ในช่วงสุดท้าย หรือช่วงคงที่ (Steady state)



ภาพที่ 2.2 ค่ากระแสลัดวงจรเทียบกับเวลาของ Rotating machine [2-3]

สำหรับการเกิดกระแสลัดวงจรในช่วงต่างๆ นั้น เนื่องมาจากผลของอาร์เมเจอร์รีแอกชันในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส โดยพิจารณากระแสที่เกิดขึ้นทันทีหลังจากมีความผิดพร่องที่ไม่ใช่ค่ากระแสคงที่

ค่ารีแอกแตนซ์ (Reactance) ของ Rotating machine ที่ใช้คำนวณหากระแสลัดวงจรจะมีลักษณะเปลี่ยนค่าไปตามเวลา ไม่เหมือนกับหม้อแปลงไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าที่จะมีค่าคงที่ รอบหมุนของอุปกรณ์จะคงเท่าเดิมอยู่ชั่วขณะหนึ่งหลังจากเกิดความผิดพร่อง เนื่องจากยังมี Field excitation voltage และเวลาต่อมาค่า Reactance ของอุปกรณ์จะเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทำให้กระแสลัดวงจรในช่วงแรกมีค่าสูงสุดและค่อยๆ ลดต่ำลง โดยค่าความต้านทาน (Resistive reactance) ขณะเกิดความผิดพร่องจะมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับค่าอินดักทีฟรีแอกแตนซ์ (Inductive reactance) ดังนั้นเราจะคิดเฉพาะค่าอินดักทีฟขณะเกิดความผิดพร่องของ Rotating machine โดยค่ารีแอกแตนซ์ในแต่ละช่วงจะมีชื่อเรียกและค่าที่ต่างกันไปดังนี้

1) Sub-transient reactance ใช้สัญลักษณ์ $X_d^{''}$ เป็นรีแอกแตนซ์ของ Stator winding ในช่วงเริ่มต้นหลังเกิดความผิดพร่อง กระแสจะไหลอยู่ในช่วง 2-3 ไซเคิลแรก
2) Transient reactance ใช้สัญลักษณ์ $X_d^{'}$ ใช้ในการหาค่ากระแสในช่วงที่ต่อจาก Sub-transient reactance จะมีค่าอยู่ในช่วงครึ่งวินาทีหรือนานกว่านั้น
3) Synchronous reactance ใช้สัญลักษณ์ X_d เป็นรีแอกแตนซ์ช่วงที่เกิดสภาพ steady state condition จะเกิดขึ้นหลังจากเกิดความผิดพร่องหลายวินาทีผ่านไป

เมื่อพิจารณาค่ากระแสผิดพร่องจากภาพที่ 2.2 พบว่าค่ากระแสผิดพร่องในช่วงซับทรานเซียนต์มีค่าสูงที่สุด จึงมักนำค่ารีแอกแตนซ์ในช่วงนี้มาประกอบในการพิจารณาในเรื่องพิกัดของอุปกรณ์ป้องกัน

2.1.3 การคำนวณกระแสลัดวงจร

เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าแบบ 3 เฟส ในการคำนวณกระแสลัดวงจรจะใช้หลักการของวิธีองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component) ในการแก้ปัญหาเมื่อเกิดความผิดพร่องแบบสมมาตรและไม่สมมาตร โดยระบบไฟฟ้า 3 เฟสจะประกอบไปด้วยซีเควนซ์บวก (Positive Sequence) ซีเควนซ์ลบ (Negative Sequence) และซีเควนซ์ศูนย์ (Zero Sequence) ซึ่งสามารถที่จะคำนวณหากระแสลัดวงจรในแต่ละประเภทได้

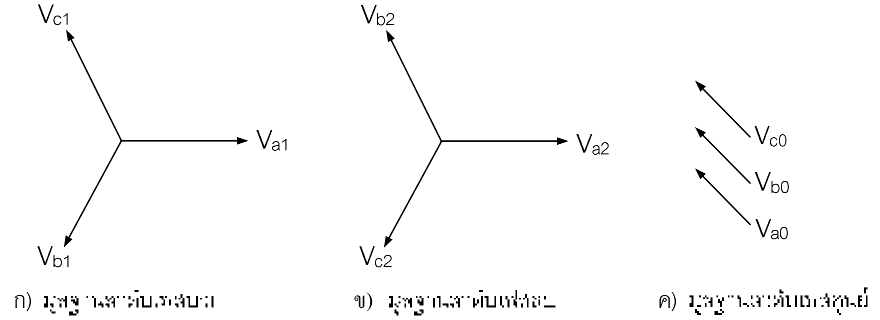
2.1.3.1 ส่วนประกอบสมมาตร

วิธีส่วนประกอบสมมาตรได้ถูกนำเสนอครั้งแรกโดย C. L. Fortescus ในปี ค.ศ. 1918 ซึ่งการคำนวณจะใช้หลักการแปลงเชิงเส้นแปลงเฟสเซอร์ของแรงดัน และกระแสทั้ง 3 เฟสให้อยู่ในรูปของแรงดัน และกระแสที่เป็นผลบวกมูลฐานที่เรียกว่า ส่วนประกอบสมมาตร ได้แก่ มูลฐานลำดับเฟสบวก (Positive-sequence components) มูลฐานลำดับเฟสลบ (Negative-sequence

components) และมูลฐานลำดับเฟสศูนย์ (Zero-sequence components) เมื่อกำหนดให้เวกเตอร์ของเฟสเซอร์แรงดันที่บัส k ใดๆ ประกอบด้วยค่าแรงดันทั้ง 3 เฟสเขียนเป็นเวกเตอร์ดังนี้

$$\vec{V}_k = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{2.1}$$

โดยที่สามารถเขียนส่วนประกอบสมมาตรของแรงดันในแต่ละมูลฐานลำดับเฟสได้ดังภาพที่ 2.3



ภาพที่ 2.3 ส่วนประกอบสมมาตร

สามารถเขียนสมการเฟสเซอร์แรงดันในแต่ละเฟสในรูปของผลบวกของแรงดันแต่ละมูลฐานดังนี้

$$V_a = V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \tag{2.2}$$

$$V_b = V_b^0 + V_b^1 + V_b^2 \tag{2.3}$$

$$V_c = V_c^0 + V_c^1 + V_c^2 \tag{2.4}$$

ถ้ากำหนดให้ $a = e^{j120^\circ}$ สามารถเขียนสมการความสัมพันธ์แรงดันระหว่างเฟสดังนี้

$$V_a = V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \tag{2.5}$$

$$V_b = V_a^0 + a^2 V_a^1 + aV_a^2 \tag{2.6}$$

$$V_c = V_a^0 + aV_a^1 + a^2 V_a^2 \tag{2.7}$$

หรือเขียนในรูปเมตริกซ์ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

เขียนความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันที่บัส k ในรูปแต่ละเฟส และ ในรูปแต่ละส่วนประกอบสมมาตรดังนี้

$$[V_k]^{abc} = [A][V_k]^{012} \quad (2.9)$$

$$[V_k]^{012} = [A]^{-1}[V_k]^{abc} \quad (2.10)$$

โดยที่

$[V_k]^{abc}$ คือ เวกเตอร์แรงดัน 3 เฟสที่บัส k

$[A]$ คือ $\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$

$[V_k]^{012}$ คือ เวกเตอร์แรงดันที่บัส k ในแต่ละส่วนประกอบสมมาตร

$[A]^{-1}$ คือ $\frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$

ในทำนองเดียวกันสามารถเขียนความสัมพันธ์ระหว่างกระแสที่บัส k ในรูปแต่ละเฟส และในรูปแต่ละส่วนประกอบสมมาตรดังนี้

$$[I_k]^{abc} = [A][I_k]^{012} \quad (2.11)$$

$$[I_k]^{012} = [A]^{-1}[I_k]^{abc} \quad (2.12)$$

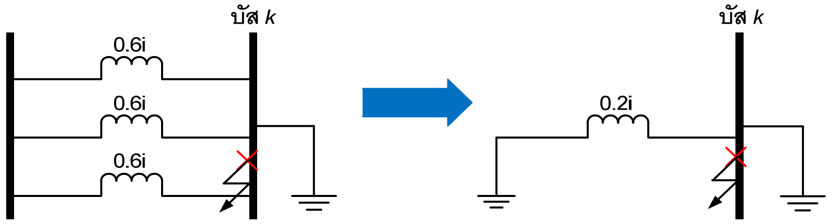
โดยที่

$[I_k]^{abc}$ คือ เวกเตอร์กระแส 3 เฟสที่บัส k

$[I_k]^{012}$ คือ เวกเตอร์กระแสที่บัส k ในแต่ละส่วนประกอบสมมาตร

2.1.3.2 การคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์สมมูลที่บัสใด ๆ

ในการคำนวณกระแสลัดวงจรนี้ ค่าอิมพีแดนซ์ที่ใช้ในการคำนวณสามารถหาได้จากวงจรสมมูลเทวินิน ตัวอย่างการคำนวณแสดงดังภาพที่ 2.4 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส *k*



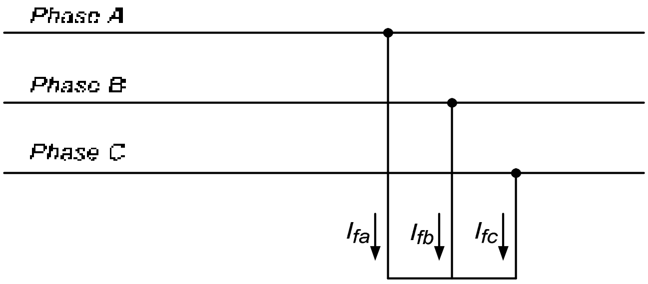
ภาพที่ 2.4 ตัวอย่างการหาวงจรสมมูลเทวินิน

จากรูปมีอิมพีแดนซ์ต่อขนานกัน 3 ตัว ขนาดตัวละ 0.6i ต่ออยู่ทางซ้ายมือของบัส *k* สามารถแปลงเป็นวงจรสมมูลเทวินิน โดยเป็นการต่อแบบขนานกันลงดินจะได้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลเท่ากับ 0.2i

แต่สำหรับการคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ ในการคำนวณหาอิมพีแดนซ์สมมูลโดยแปลงเป็นวงจรสมมูลเทวินินอาจทำได้ยากจึงอาศัยหลักการคำนวณวงจรสมมูลเทวินิน โดยใช้การแปลงอิมพีแดนซ์เป็นเมตริกซ์ของอิมพีแดนซ์สมมูล หรือ Z_{bus} ซึ่งการคำนวณ Z_{bus} นิยมแปลงมาจากการอินเวอร์ส Y_{bus} ซึ่งค่าอิมพิแดนซ์สมมูลที่นำมาใช้หาค่ากระแสลัดวงจรจะคิดจากค่า Impedance characteristic ของอุปกรณ์แต่ละชนิดที่เกี่ยวข้องในระบบส่งไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่เป็นแหล่งจ่ายกระแสลัดวงจร เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และมอเตอร์ไฟฟ้ากระแสสลับ

2.1.3.3 การคำนวณความผิดพร่องแบบลัดวงจรประเภท 3 เฟส

การลัดวงจรแบบ 3 เฟสเป็นความผิดพร่องประเภทหนึ่งที่ทั้งสามเฟสเกิดการลัดวงจรพร้อมกันเช่น การเกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรด้วยกันสามเฟส หรือการเกิดกระแสลัดวงจรเข้าด้วยกันแล้วไหลผ่านลงดิน ดังแสดงในภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 ความผิดพร่องแบบลัดวงจรประเภท 3 เฟส

จากที่ได้กล่าวแล้วก่อนหน้านี้ถึงโอกาสการเกิดความผิดพร่องแบบลัดวงจร 3 เฟส ซึ่งมีโอกาสเกิดขึ้นเพียง 5% ของความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด แต่ขนาดของกระแสผิดพร่องนี้จะสูงมากเมื่อเปรียบเทียบกับกับความผิดพร่องในลักษณะอื่นๆ

จากภาพที่ 2.5 สมมติให้ความผิดพร่องเกิดขึ้น ที่บัส k (แทนบัสใดๆ) พิจารณากระแสที่ไหลในแต่ละเฟสได้ดังนี้

$$I_{fa} + I_{fb} + I_{fc} = 0 \tag{2.13}$$

$$V_{fa} = V_{fb} = V_{fc} \tag{2.14}$$

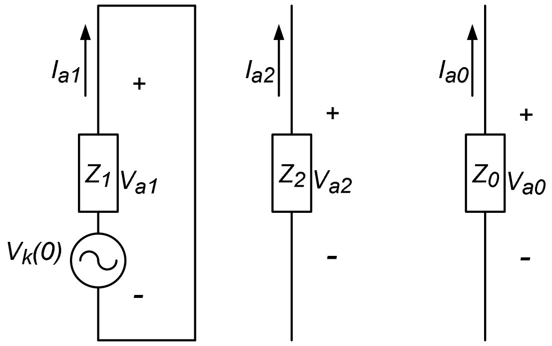
แทนค่าในสมการที่ (2.11) ได้ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสที่บัส k ในแต่ละเฟส และส่วนประกอบสมมาตรดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{0} \\ I_{fa}^{1} \\ I_{fa}^{2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} = a^2 I_{fa} \\ I_{fc} = aI_{fa} \end{bmatrix} \tag{2.15}$$

ได้ความสัมพันธ์ของกระแสลัดวงจรในแต่ละองค์ประกอบสมมาตร ดังสมการที่ 2.16

$$I_{fa}^{0} = I_{fa}^{2} = 0\,, \qquad I_{fa} = I_{fa}^{1} \tag{2.16}$$

สามารถเขียนการเชื่องโยงของวงจรแต่ละองค์ประกอบสมมาตรได้ดังภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 วงจรการเชื่องโยงของส่วนประกอบสมมาตรการลัดวงจรประเภท 3 เฟส

จากรูปสามารถหาค่ากระแสลัดวงจรได้ดังนี้

$$I_{fa} = \frac{V_k(0)}{Z_{kk}^1} \tag{2.17}$$

โดยที่

$V_k(0)$ คือ แรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดความผิดพร่องในระบบที่บัส k

Z_{kk}^1 คือ ค่าอิมพีแดนซ์ที่บัส k โดยหาได้จากอิมพีแดนซ์สมมูลหรือ Z_{bus}

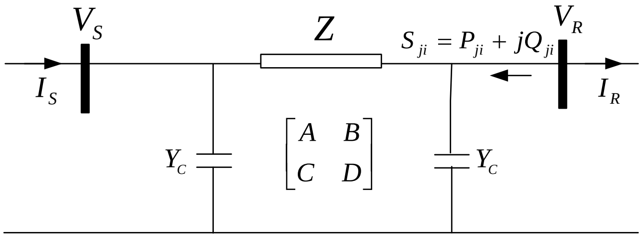
2.2 **ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันพีคิว** [8-10]

การชี้วัดเสถียรภาพแรงดันของระบบ สามารถวิเคราะห์ได้ในสถานะคงตัวของระบบด้วยดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน เมื่อพิจารณาถึงประเภทของดัชนีชี้วัดนี้สามารถแบ่งได้เป็นสองประเภทคือ ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งไฟฟ้า และดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันที่บัส นอกจากนี้การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าสามารถวิเคราะห์แบบเฉพาะแห่ง (Local) โดยจะพิจารณาเฉพาะบัสหรือสายส่งที่สนใจเท่านั้น หรือแบบวงกว้าง (Global) โดยจะสนใจทุกๆ บัส หรือทุกๆ สายส่งในระบบไฟฟ้า วิธีการที่ใช้สำหรับวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันภายหลังการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ ดัชนี PQVSI

P-Q Voltage Stability Index (PQVSI) [11-12]

ดัชนี PQVSI เป็นดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันเพื่อแสดงถึงประสิทธิภาพของสายส่งไฟฟ้า ดัชนีนี้จะแสดงถึงความแตกต่างระหว่างขนาดของกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสปลายทาง และ

ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงคาดหวังที่จุดพังทลายทางแรงดันที่ไหลออกจากบัสปลายทาง โดยหลักการของดัชนี PQVSI สร้างขึ้นมาจากความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งของแบบจำลองสายส่งแบบ π ที่มีค่าตัวแปรของสายส่งเป็นแบบวงจร 2 ท่า ABCD ดังภาพที่ 2.7 โดยแสดงถึงบัสต้นทางและบัสปลายทางในการส่งและรับกำลังไฟฟ้า



ภาพที่ 2.7 แบบจำลองของสายส่งแบบ π

โดย V_S, V_R คือ ขนาดและมุมของแรงดันที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามลำดับ

I_S, I_R คือ ขนาดและมุมของกระแสที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามลำดับ

S_{ji} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลจากบัสปลายทางไปสู่บัสต้นทาง

Z คือ อิมพีแดนซ์ของสายส่งไฟฟ้า

Y คือ แอดมิตแตนซ์ของสายส่งไฟฟ้า

ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ โดยอาศัยความสัมพันธ์ของวงจร 2 ท่า เป็นดังสมการ (2.18) และกระแสไฟฟ้าที่บัสปลายทาง (บัสที่รับกำลังไฟฟ้า) สามารถแสดงได้ดังสมการ (36)

$$V_S = AV_R + BI_R \tag{2.18}$$

$$I_R = \left(\frac{-S_{ij}}{V_R} \right)^* \tag{2.19}$$

ค่าตัวแปรของสายส่งในแบบวงจร 2 ท่า ABCD เป็นดังนี้

$$A = 1 + ZY_c$$

$$B = Z$$

$$C = 2Y_c\left(1 + \frac{ZY_c}{2}\right)$$

$$D = A$$

แทนค่า (2.19) ลงใน (2.18) จะสามารถจัดรูปสมการได้ดัง (2.20)-(2.23)

$$V_S V_R^* - A|V_R|^2 = -B(P_{ji} - jQ_{ji}) \tag{2.20}$$

$$B^* V_S V_R^* = AB^* |V_R|^2 - |B|^2 (P_{ji} - jQ_{ji}) \tag{2.21}$$

$$B^* V_S V_R^* = (|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji}) + j(|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji}) \tag{2.22}$$

$$|B|^2 |V_S|^2 |V_R|^2 = (|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji})^2 + (|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji})^2 \tag{2.23}$$

สมการ (2.23) สามารถจัดให้อยู่ในรูปแบบของสมการกำลังสอง (quadratic equation) ได้ดังสมการ (2.24) ซึ่งจะมีคำตอบแสดงได้ดัง (2.25)

$$a(|V_R|^2)^2 + b|V_R|^2 + c = 0 \tag{2.24}$$

$$|V_R|^2 = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \tag{2.25}$$

โดยที่

a	คือ	$\operatorname{Re}\{AB^*\}^2 + \operatorname{Im}\{AB^*\}^2$
b	คือ	$2\operatorname{Im}\{AB^*\}|B|^2 Q_{ji} - 2\operatorname{Re}\{AB^*\}|B|^2 P_{ji} - |B|^2 |V_S|^2$
c	คือ	$|B|^4 P_{ji}^2 + |B|^4 Q_{ji}^2$

จากสมการ (2.25) จะมีคำตอบของขนาดแรงดันไฟฟ้าที่เป็นจำนวนจริง $|V_R|^2$ อยู่สองคำตอบ แต่ที่จุดพังทลายทางแรงดันนั้น คำตอบของแรงดันทั้งสองจะเป็นจุดเดียวกัน ตามเงื่อนไขในสมการ (2.26)

$$b^2 - 4ac = 0 \tag{2.26}$$

แทนค่า a, b และ c ลงในสมการ (2.26) จะได้สมการ (2.27)

$$|B|^4 (2\operatorname{Im}\{AB^*\} Q_{ji}^{NP} - 2\operatorname{Re}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} - |V_S|^2)^2 = 4(\operatorname{Re}\{AB^*\}^2 + \operatorname{Im}\{AB^*\}^2)|B|^4 \left(P_{ji}^{NP^2} + Q_{ji}^{NP^2}\right) \tag{2.27}$$

เมื่อจัดรูปสมการ (2.27) จะได้

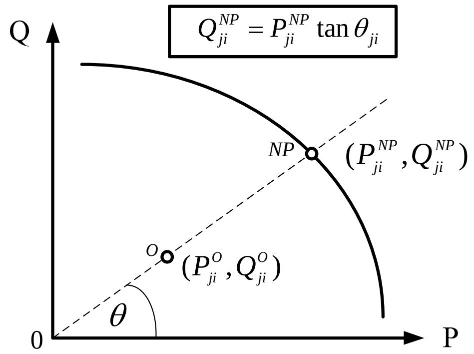
$$(2\,\mathrm{Im}\{AB^*\}Q_{ji}^{NP} - 2\,\mathrm{Re}\{AB^*\}P_{ji}^{NP} - |V_S|^2)^2 = 4|A|^2|B|^2\left(P_{ji}^{NP^2} + Q_{ji}^{NP^2}\right) \tag{2.28}$$

โดยที่

P_{ji}^{NP} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งที่ทำให้เกิดสภาวะพังทลายของแรงดัน

Q_{ji}^{NP} คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ไหลในสายส่งที่ทำให้เกิดสภาวะพังทลายของแรงดัน

ความหมายของสมการ (2.28) จะแสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ไหลในสายส่งที่สอดคล้องกันตามสมการนี้ จะทำให้เกิดสภาวะพังทลายของแรงดันขึ้น ความสัมพันธ์ดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.8 โดยเราทราบค่าของตัวแปร V_s และค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองสายส่ง A และ B แล้ว ดังนั้นสมการ (2.28) จะเป็นการหาค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ทำให้เกิดสภาวะพังทลายของแรงดันขึ้น



ภาพที่ 2.8 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดัน

ในการศึกษานี้ กำหนดให้การเพิ่มของโหลดเป็นการเพิ่มแบบตัวประกอบกำลังคงที่ตามแนวเส้นประที่แสดงในภาพที่ 2.12 ดังนั้นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่จุดพังทลายของแรงดันตามเงื่อนไขดังกล่าว สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$Q_{ji}^{NP} = P_{ji}^{NP} \tan\theta_{ji} \tag{2.29}$$

แทนค่า (2.29) ลงในสมการ (2.28) จะได้

$$(2\,\mathrm{Im}\{AB^*\}P_{ji}^{NP} \tan\theta_{ji} - 2\,\mathrm{Re}\{AB^*\}P_{ji}^{NP} - |V_S|^2)^2 = 4|A|^2|B|^2(P_{ji}^{NP^2} \sec^2\theta_{ji}) \tag{2.30}$$

เมื่อจัดรูปสมการ (2.30) สามารถอธิบายความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดันกับพารามิเตอร์ของสายส่งและแรงดันที่จุดทำงานปัจจุบันได้ดัง (2.31)

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_S|^2}{2\,\mathrm{Im}\{AB^*\}\tan\theta_{ji} - 2\,\mathrm{Re}\{AB^*\} \pm 2|A||B|\sec\theta_{ji}} \tag{2.31}$$

เนื่องจากกำหนดให้สายส่งที่พิจารณามีบัสปลายทางเป็นบัสที่รับกำลังไฟฟ้าจริงนั่นคือ $P_{ji} < 0$ ซึ่งตามทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าดังกล่าว จะทำให้ค่า $sec\ \theta_{ji} < 0$ เสมอ ดังนั้นจากสมการ (2.32) สามารถสรุปได้ว่า

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_S|^2}{2\,\mathrm{Im}\{AB^*\}\tan\theta_{ji} - 2\,\mathrm{Re}\{AB^*\} + 2|A||B|\sec\theta_{ji}} \tag{2.32}$$

จากแนวคิดที่ว่าระบบไฟฟ้ากำลังที่แข็งแรงจะต้องมีจุดทำงานในสภาวะปัจจุบันห่างจากจุดที่เกิดการพังทลายของแรงดันมาก ดังนั้นในการพิจารณาความสัมพันธ์ส่วนนี้ จะนิยามดัชนี PQVSI จากอัตราส่วนระหว่างขนาดของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่จุดทำงานปัจจุบันกับขนาดของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่จุดพังทลายทางแรงดัน นั่นคือ

$$PQVSI = \sqrt{\frac{P_{ji}^{o^2} + Q_{ji}^{o^2}}{P_{ji}^{NP^2} + Q_{ji}^{NP^2}}} \tag{2.33}$$

$$PQVSI = \frac{P_{ji}^{o}}{P_{ji}^{NP}}\sqrt{\frac{1+\tan^2\theta_{ji}}{1+\tan^2\theta_{ji}}} \tag{2.34}$$

ดัชนี PQVSI สามารถจัดรูปสมการให้อยู่ในรูปอย่างง่ายดังนี้

$$PQVSI = \frac{P_{ji}^{o}}{P_{ji}^{NP}} \tag{2.35}$$

โดยที่

P_{ji}^{o} คือ ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสด้านรับ

P_{ji}^{NP} คือ ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงคาดหวังที่จุดพังทลายทางแรงดันที่ไหลออกจากบัสด้านรับ

ระบบที่มีเสียรภาพแรงดัน ดัชนี PQVSI ของสายส่งทุกเส้นในระบบไฟฟ้า จะต้องมีค่าอยู่ในช่วง $0 \le PQVSI \le 1$ หากคำนวณดัชนีนี้ได้ค่าที่สูงเกินกว่า 1 แสดงว่าระบบจะสูญเสียเสถียรภาพแรงดัน และจะทำให้ระบบเกิดสภาวะแรงดันพังทลาย นอกจากนี้ดัชนี PQVSI จะแสดงค่า Global index ของทั้งระบบไฟฟ้ากำลังได้ แสดงดังสมการ (2.36) ด้านล่าง

$$Global \quad PQVSI = \max\left(PQVSI_{ji}\right) \tag{2.36}$$

บทที่ 3

วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้า

เมื่อเกิดปัญหาขนาดของค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าสูงเกินกว่าค่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. อาจแก้ปัญหาด้วยวิธีการเปลี่ยนเซอร์กิตเบรกเกอร์ให้มีพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรสูงขึ้น แต่วิธีการนี้อาจไม่เหมาะสม เนื่องจากในทางปฏิบัติการเพิ่มขนาดพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ค่อนข้างจะทำได้ยาก เพราะจะส่งผลกระทบต่อขนาดพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ของผู้ใช้ไฟที่ใช้อยู่ในปัจจุบันที่เชื่อมต่อกับ กฟผ. ทั่วประเทศ ทำให้เกิดผลกระทบแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้าง และ ต้องมีการลงทุนค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูงดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาวิธีลดค่ากระแสลัดวงจรสูงที่เกิดขึ้น โดยที่ระบบยังสามารถทำงานภายใต้เงื่อนไขบังคับที่ใช้ในทางปฏิบัติ

เนื่องจากวิธีการลดกระแสลัดวงจรในปัจจุบันมีอยู่หลากหลายวิธี ซึ่งแต่ละวิธีต่างก็มีข้อดีและข้อเสียหรือความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้ที่แตกต่างกัน ดังนั้นเพื่อเป็นพื้นฐานและก่อให้เกิดความเข้าใจในการแก้ปัญหาวิธีการลดกระแสลัดวงจรมากยิ่งขึ้น เนื้อหาในบทนี้จะทำการศึกษาหลักการลดกระแสลัดวงจรโดยวิธีการแบบพาสซีฟ ข้อดีและข้อเสียของวิธีการลดกระแสลัดวงจรแต่ละวิธีที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน และส่วนท้ายจะแสดงงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวกับวิธีลดกระแสลัดวงจรสูงที่ใช้จริงในต่างประเทศ เพื่อประกอบการพิจารณาในการเลือกวิธีแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงที่เหมาะสม สำหรับการนำมาประยุกต์ใช้กับระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย

3.1 การลดกระแสลัดวงจรโดยวิธีการแบบพาสซีฟ

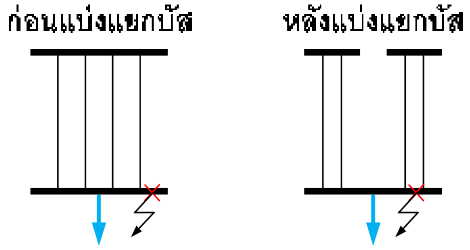
การแบ่งแยกบัสโดยวิธีการแบบพาสซีฟมีคุณสมบัติ คือ จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบเปลี่ยนแปลงไปทั้งในสภาวะที่ระบบทำงานปกติ และสภาวะที่ระบบเกิดลัดวงจร โดยค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจะเพิ่มขึ้นเพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นให้มีค่าลดลง ซึ่งจะพบว่าค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไม่มีการเปลี่ยนแปลงตามสภาวะการทำงานของระบบ ทำให้ส่งผลกระทบกับการทำงานของระบบในสภาวะปกติ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องพิจารณาการทำงานของระบบที่เปลี่ยนแปลงไปอย่างรอบคอบก่อนนำมาใช้งาน ซึ่งวิธีการลดกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบพาสซีฟที่มีการนำมาใช้ในปัจจุบัน มี ดังนี้

3.1.1 **การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้า** [3, 13-15]

การแบ่งแยกบัสเป็นวิธีการหนึ่งที่สามารถนำมาใช้ลดกระแสลัดวงจรได้ดี โดยเทคนิคการลดกระแสลัดวงจรที่สำคัญคือ การเพิ่มค่าอิมพีแดนซ์โดยรวมของระบบ [16] ซึ่งการแบ่งแยกบัสจะช่วยลดการเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่งหรือหม้อแปลงไฟฟ้าลง ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์บริเวณจุดที่เกิดการลัดวงจรมีค่าเพิ่มขึ้นภายหลังจากการแบ่งแยกบัส วิธีการนี้จะใช้เวลาดำเนินการน้อย และราคาลงทุนไม่สูงมากเมื่อเทียบกับการแก้ปัญหาด้วยการติดตั้งอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรประเภทอื่นๆ

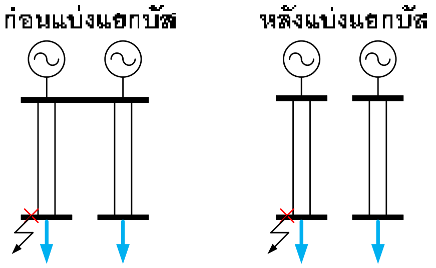
3.1.1.1 **หลักการของการแบ่งแยกบัสเพื่อลดกระแสลัดวงจร**

การแบ่งแยกบัสในระบบส่งไฟฟ้าเปรียบเสมือนการลดการเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่งหรือหม้อแปลงในระบบ ทำให้ค่าความต้านทานโดยรวมของระบบมีค่าสูงขึ้น ซึ่งส่งผลให้ขนาดของกระแสลัดวงจร ณ จุดต่างๆของระบบมีค่าลดต่ำลง แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 3.1



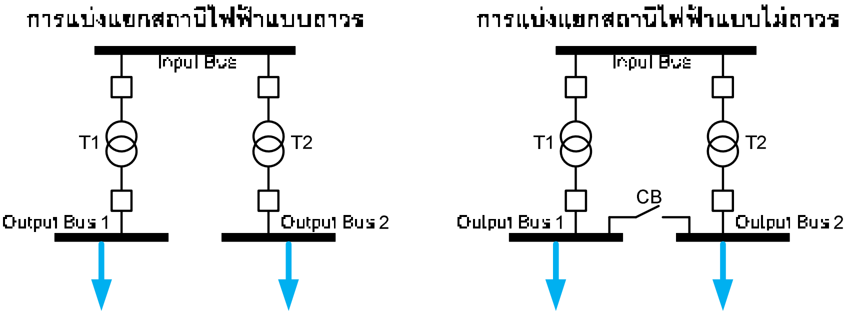
ภาพที่ 3.1 การเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่งภายหลังการแบ่งแยกบัส [3]

อีกจุดประสงค์หนึ่งของการแบ่งแยกบัสคือ การทำให้สถานีไฟฟ้าที่เป็นแหล่งจ่ายกระแสลัดวงจร มีความสามารถในการจ่ายที่ลดลง แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 สถานีไฟฟ้าที่เป็นแหล่งจ่ายภายหลังจากแบ่งแยกบัส [3]

การแบ่งแยกบัสจะกระทำที่บัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า โดยทั่วไปการแบ่งแยกบัสแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ การแบ่งแยกบัสแบบถาวรและไม่ถาวรดังแสดงในภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 ประเภทการแบ่งแยกบัส [3]

จากภาพที่ 3.3 จะแสดงให้เห็นว่าการแบ่งแยกบัสแบบไม่ถาวรจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เชื่อมระหว่าง Output Bus 1 และ Output Bus 2 ซึ่งต่างจากการแบ่งแยกบัสแบบถาวรที่ไม่มีการเชื่อมต่อระหว่าง Output Bus 1 และ Output Bus 2

3.1.1.2 **ข้อดีของการแบ่งแยกบัส**

วิธีการนี้ถือเป็นการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าประเภทหนึ่ง ซึ่งไม่ต้องนำอุปกรณ์จำกัดกระแสมาเชื่อมต่อส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบ โดยจะใช้การแบ่งแยกแหล่งกำเนิดของกระแสลัดวงจรเพื่อให้ค่ากระแสลัดวงจรมีค่าลดลง วิธีการนี้สามารถประยุกต์ใช้ได้จริงในปัจจุบัน ใช้เวลาดำเนินการไม่มาก และค่าใช้จ่ายต่ำมากเมื่อเทียบกับการแก้ปัญหาด้วยการติดตั้งอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรต่างๆ

3.1.1.3 **ผลกระทบของการแบ่งแยกบัส**

เนื่องจากการแบ่งแยกบัสเปรียบเสมือนการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้า จึงส่งผลกระทบกับสถานะการทำงานต่างๆ ของระบบ ซึ่งแบ่งแยกได้ดังนี้

1) **ผลกระทบต่อเสถียรภาพแรงดันของระบบ**

ทำให้ระบบมีความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดน้อยลง ดังนั้นแรงดันไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งจะลดลง จึงส่งผลกระทบโดยตรงต่อเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าและอาจนำมาสู่สภาวะแรงดันพังทลายในกรณีที่โหลดมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น อาจทำให้เกิดไฟฟ้าดับในบริเวณกว้างได้

2) ผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบ

การไหลของกำลังไฟฟ้าภายหลังการแบ่งแยกบัสจะเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม อาจทำให้ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งบางเส้น หรือระดับแรงดันบางตำแหน่งเข้าใกล้ค่าขีดจำกัดของระบบ ซึ่งส่งผลทำให้ไม่สามารถรองรับเงื่อนไขความมั่นคงของระบบที่สามารถรับรองการทำงานของระบบในกรณีที่เกิดความเสียหาย 1 อุปกรณ์ภายในระบบ

3) ผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบ

สถานีไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือหม้อแปลงเชื่อมต่อ เช่น สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ ภายหลังการแบ่งแยกบัสจะทำให้ความเชื่อถือได้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดต่างๆในระบบมีค่าลดลง เนื่องจากจำนวนของหม้อแปลงที่อยู่ในเส้นทางส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดลดลง ทำให้โอกาสที่โหลด ณ จุดต่างๆ ในระบบจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น

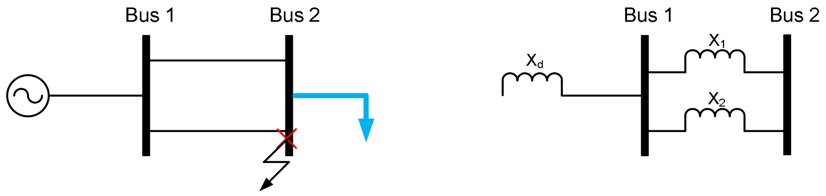
3.1.2 **การเปิดวงจรสายส่ง** (Line Removal) [2, 17-19]

วิธีการลดกระแสลัดวงจรโดยการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าด้วยการปลดวงจรสายส่งในระบบส่งไฟฟ้าโดยการเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ติดตั้งอยู่ทั้งทางต้นสายส่งและปลายสายส่งเส้นนั้นๆ โดยไม่จำเป็นต้องรื้อสายส่งออกจากระบบไฟฟ้า เป็นวิธีการแก้ปัญหาในระยะสั้น และในสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยมีจุดประสงค์เพื่อลดการเชื่อมต่อขนานของสายส่งในระบบ ทำให้อิมพีแดนซ์ของระบบโดยรวมมีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลให้ค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดต่างๆ ในระบบลดลง

3.1.2.1 **หลักการของการเปิดวงจรสายส่งเพื่อการลดกระแสลัดวงจร**

การเปิดวงจรสายส่งจะทำให้ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลของระบบเพิ่มขึ้น ซึ่งจะเป็นสัดส่วนแบบผกผันกับปริมาณกระแสลัดวงจร ตัวอย่างการลดทอนกระแสลัดวงจรอันเนื่องมาจากการเปิดวงจรสายส่งสามารถพิจารณาได้จากแบบจำลองระบบไฟฟ้า 2 บัส โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 2

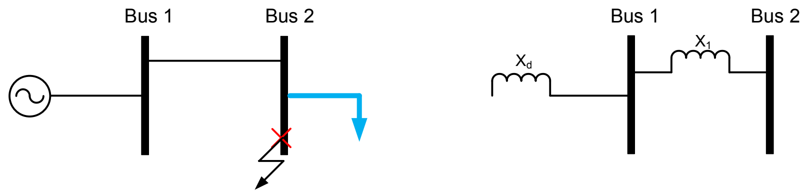
ภาพที่ 3.4 แสดงแบบจำลองระบบไฟฟ้า 2 บัส และค่าอิมพีแดนซ์สมมูลก่อนเปิดวงจรและภาพที่ 3.5 แสดงแบบจำลองระบบไฟฟ้า 2 บัสและค่าอิมพีแดนซ์สมมูลหลังเปิดวงจรสายส่ง



ก) ข)

ภาพที่ 3.4 ก) แบบจำลองระบบไฟฟ้า 2 บัส และ

ข) อิมพีแดนซ์สมมูลของระบบก่อนเปิดวงจรสายส่งเมื่อมองจากจุดที่เกิดการลัดวงจร [2]



ก) ข)

ภาพที่ 3.5 ก) แบบจำลองระบบไฟฟ้า 2 บัส และ

ข) อิมพีแดนซ์สมมูลของระบบหลังเปิดวงจรสายส่งเมื่อมองจากจุดที่เกิดการลัดวงจร [2]

จากภาพที่ 3.5 ก) ก่อนเปิดวงจรสายส่ง ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลมีค่าเท่ากับ

$$Z_{eq} = X_d + (X_1 // X_2) \tag{3.1}$$

แต่หลังเปิดวงจรสายส่ง พบว่าอิมพีแดนซ์สมมูลมีค่าเท่ากับ

$$Z_{eq} = X_d + X_1 \tag{3.2}$$

ดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น ระดับกระแสลัดวงจรจะเป็นสัดส่วนแบบผกผันกับค่าอิมพีแดนซ์สมมูล เมื่อพิจารณาอิมพีแดนซ์สมมูลทั้งก่อนและหลังเปิดวงจรสายส่งพบว่าค่าอิมพีแดนซ์มีค่าเพิ่มขึ้น ดังนั้นระดับกระแสลัดวงจรจึงมีค่าลดลง

3.1.2.2 **ข้อดีของการเปิดวงจรสายส่ง**

วิธีการนี้ถือเป็นการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าประเภทหนึ่ง ซึ่งไม่ต้องนำอุปกรณ์จำกัดกระแสมาเชื่อมต่อส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบ วิธีการนี้สามารถประยุกต์ใช้ได้จริงในปัจจุบัน ใช้เวลาดำเนินการแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็วและง่ายดาย แทบไม่มีความจำเป็นในการใช้เงินลงทุน

3.1.2.3 **ผลกระทบของการเปิดวงจรสายส่ง**

เมื่อเปิดวงจรสายส่งออกเพื่อลดระดับกระแสลัดวงจร จะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าโดยรวมทั้งทางด้านความมั่นคง เสถียรภาพ และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ยังรวมไปถึงผลกระทบด้านอื่นๆ ต่อระบบ เช่น

1) เมื่อมีการเปิดวงจรสายส่งบางเส้นออก สายส่งเส้นที่เหลือจะต้องรับภาระในการส่งกำลังไฟฟ้ามากขึ้น อาจส่งผลให้เกินขีดจำกัดของสายส่งบางเส้นได้
2) ทำให้ระบบมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดน้อยลง ดังนั้นแรงดันไฟฟ้าในแต่ละสถานีไฟฟ้าจะลดลง ส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพแรงดันของระบบส่งไฟฟ้า และอาจนำมาสู่สภาวะแรงดันพังทลาย ซึ่งทำให้เกิดไฟฟ้าดับในบริเวณกว้างได้
3) การเปิดวงจรสายส่งทำให้ระบบมีค่าอิมพิแดนซ์สมมูลเพิ่มขึ้น ส่งผลให้กำลังสูญเสียของระบบมีค่ามากตามไปด้วย
4) ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบลดลง

3.1.3 **การใช้อุปกรณ์** Current Limiting Inductor/Reactor [18, 20]

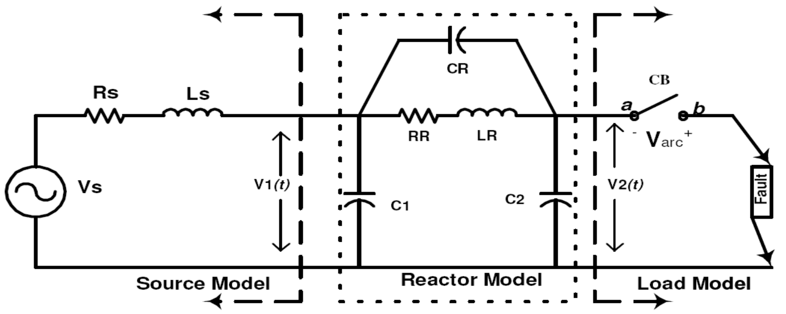
อุปกรณ์ Current Limiting Reactor (CLR) เป็นอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความต้านทานโดยรวมสูงขึ้น มีลักษณะการต่อแบบอนุกรมเข้าไปภายในระบบไฟฟ้า

3.1.3.1 **หลักการของอุปกรณ์ CLR เพื่อลดกระแสลัดวงจร**

การใช้งานของ CLR สามารถใช้งานได้หลากหลายรูปแบบแล้วแต่จุดประสงค์ของผู้ใช้งาน เช่น ใช้เพื่อป้องกันกระแสลัดวงจรลงดิน หรือป้องกันกระแสลัดวงจรระหว่างเฟส นอกจากนี้ CLR ที่ใช้งานมีหลายประเภท ดังนี้

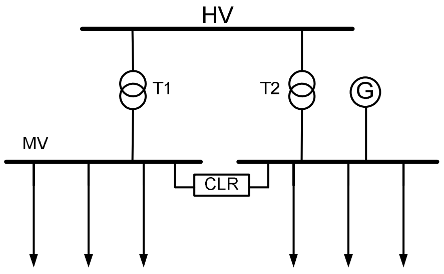
1) Air core current-limiting reactor
2) Dry type current-limiting reactor
3) Indoor/outdoor current-limiting reactor
4) Single phase /three phase current-limiting reactor

ตัวอย่างวงจรสมมูลของ CLR ชนิด Air core current-limiting reactor ที่ใช้งานในประเทศบราซิล แสดงดังภาพที่ 3.6

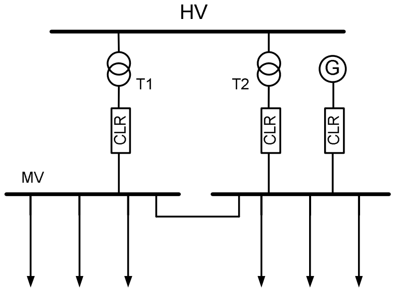


ภาพที่ 3.6 วงจรสมมูลของ CLR ชนิด Air core current-limiting reactor [18]

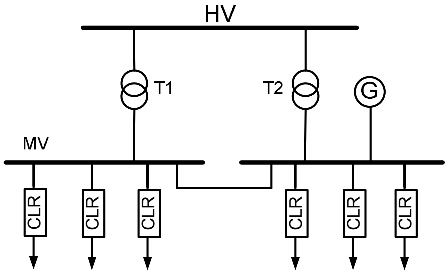
การใช้งานของ CLR จะต้องเลือกตำแหน่งในการติดตั้งเข้ากับระบบไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด และสามารถต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้หลายลักษณะ ภาพที่ 3.7 แสดงการต่ออุปกรณ์ CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์ที่ระดับแรงดันปานกลาง ในภาพที่ 3.8 แสดงการต่ออุปกรณ์ CLR เชื่อมโยงระหว่างหม้อแปลงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับบัสบาร์ที่ระดับแรงดันปานกลาง และภาพที่ 3.9 จะต่ออุปกรณ์ CLR ออกจากบัสบาร์ระดับแรงดันปานกลาง



ภาพที่ 3.7 อุปกรณ์ CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์ [18]



ภาพที่ 3.8 อุปกรณ์ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้า [18]



ภาพที่ 3.9 อุปกรณ์ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออก [18]

การต่ออุปกรณ์ CLR กับบัสบาร์ในสถานีไฟฟ้าที่แตกต่างกันทั้ง 3 ลักษณะข้างต้น จะก่อให้เกิดข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ผู้ใช้จำเป็นต้องเลือกให้เหมาะสมตามลักษณะการใช้งาน

3.1.3.2 ข้อดีของการใช้อุปกรณ์ CLR

อุปกรณ์ CLR เป็นอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการป้องกันกระแสลัดวงจรระดับสูงได้ดี และช่วยจำกัดอุณหภูมิไม่ให้สูงเกินไปเพื่อยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ต่างๆ ภายในระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ประเภทนี้มีราคาไม่สูงมาก และสามารถทำการติดตั้งเข้าไปในระบบได้สะดวกโดยมีลักษณะการต่อแบบอนุกรมเข้าไปภายในระบบส่งไฟฟ้า

3.1.3.3 ผลกระทบของการใช้อุปกรณ์ CLR

อุปกรณ์ CLR เป็นอุปกรณ์มีค่าอิมพีแดนซ์สูง ส่งผลให้เกิดปัญหากำลังสูญเสียภายในระบบส่งไฟฟ้าสูงขึ้น แรงดันตกคร่อมภายในอุปกรณ์ทำให้เกิดปัญหาแรงดันตกซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญของการสูญเสียเสถียรภาพทางแรงดัน นอกจากนี้อุปกรณ์ CLR บางประเภทก่อให้เกิด Magnetic flux ซึ่งส่งผลต่อสุขภาวะของสิ่งมีชีวิต และสวาวะการทำงานของอุปกรณ์อิเลคทรอนิคส์

3.2 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวกับการลดกระแสลัดวงจร

ปัญหาขนาดกระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงเป็นปัญหาที่เกิดขึ้นจริงในหลายประเทศ โดยในปัจจุบันมีงานวิจัยที่นำเสนอกรณีศึกษาการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงของประเทศต่างๆ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

[15] ทำการลดค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเชื่อมต่ออยู่ในระบบ โดยใช้วิธีการลดกระแสลัดวงจรแบบต่างๆ งานวิจัยนี้แสดงให้เห็นว่าการแบ่งแยกบัสแบบชั่วคราวเป็นวิธีที่มีความเหมาะสมมากที่สุด เนื่องจากใช้เวลาในการดำเนินการ

แก้ปัญหาน้อย มีราคาที่ไม่สูง และสามารถลดกระแสลัดวงจรให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยที่ระบบยังคงสามารถรักษาเสถียรภาพแรงดันและมีระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม

[17] เป็นงานวิจัยที่ทำการวิเคราะห์หาวิธีการที่เหมาะสมในการลดกระแสลัดวงจร โดยทำการเปรียบเทียบวิธีการประยุกต์ใช้ HVDC และวิธีการแบ่งแยกบัส โดยพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการลดกระแสลัดวงจร เช่นการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่บัส การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ กำลังสูญเสีย เปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน และทำการวิเคราะห์ผลกระทบกับเสถียรภาพแรงดันของระบบ ซึ่งผลการทดสอบแสดงว่าวิธีการแบ่งแยกบัสที่ระดับแรงดัน 230 kV ในเขตเมืองหลวง สามารถลดกระแสลัดวงจรที่สูงเกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันได้ดีกว่าวิธีการประยุกต์ใช้ HVDC แต่จากการวิเคราะห์ผลกระทบที่มีต่อเสถียรภาพแรงดัน พบว่าวิธีการแบ่งแยกบัสส่งผลให้เสถียรภาพแรงดันของระบบแย่ลงตามไปด้วย

[20] ศึกษาวิธีการลดขนาดกระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ขนาด 40 kA ระบบเพาเวอร์กริดระดับแรงดัน 345 กิโลโวลต์ โดยใช้กรณีทดสอบด้วยวิธีการติดตั้ง CLR วิธีการแบ่งแยกบัส และวิธีการติดตั้ง SCFCL จากนั้นจึงเปรียบเทียบผลการทดสอบโดยพิจารณาผลกระทบในด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบ ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าวิธีแบ่งแยกบัสไม่เหมาะสมเนื่องจากส่งผลกระทบต่อการรักษาเสถียรภาพแรงดันของระบบในสภาวะเกิดการลัดวงจรมากที่สุด ส่วนการประยุกต์ใช้ SCFCL ถึงแม้ว่าจะให้ผลจากการพิจารณาดีที่สุด แต่ยังไม่เหมาะสมสำหรับการนำมาใช้ในทางปฏิบัติ เนื่องจากมีระดับแรงดันการใช้งานสูงสุดเพียง 145 kV และยังเป็นเทคโนโลยีที่อยู่ในช่วงวิจัยและพัฒนา วิธีที่เหมาะสมสำหรับนำมาใช้ในการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในคือ วิธีการประยุกต์ใช้ CLR

[21] เป็นการศึกษาเพื่อลดระดับกระแสลัดวงจรในประเทศคูเวต ประกอบด้วยวิธีการศึกษา 6 ประเภทโดยการเปลี่ยนประเภทหม้อแปลงไฟฟ้า การใช้งานสายส่งประเภท HVDC การใช้งานอุปกรณ์ CLR การแบ่งแยกบัส การแบ่งแยกระบบไฟฟ้า และการสร้างสายส่งไฟฟ้าในระดับแรงดันที่สูงขึ้น จากการศึกษาพบว่าทุกวิธีมีความสามารถในการลดระดับกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นได้เป็นอย่างดี แต่วิธีเหล่านี้ต่างมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน เช่น การเปลี่ยนประเภทหม้อแปลงไฟฟ้าให้เป็นประเภท Earthed Though Small Resistances จะทำให้ความไวในการทำงานของ Over-Current Relays ลดลง การใช้ HVDC มีข้อจำกัดด้านราคาของอุปกรณ์ที่ใช้มีราคาที่สูง และการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งเป็นไปได้ยาก และการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าทำให้ความแข็งแกร่ง ความเชื่อถือได้ และเสถียรภาพในระบบลดลง โดยวิธีการที่ประเทศคูเวตคาดว่าจะใช้ในอนาคตคือวิธีการสร้างสายส่งไฟฟ้าในระดับแรงดันที่สูงขึ้นเพิ่ม

บทที่ 4

แนวคิดการสร้างรูปแบบมาตรฐานในการแบ่งแยกบัส

4.1 การจำแนกสถานีไฟฟ้าแรงสูงตามลักษณะการเชื่อมต่อ

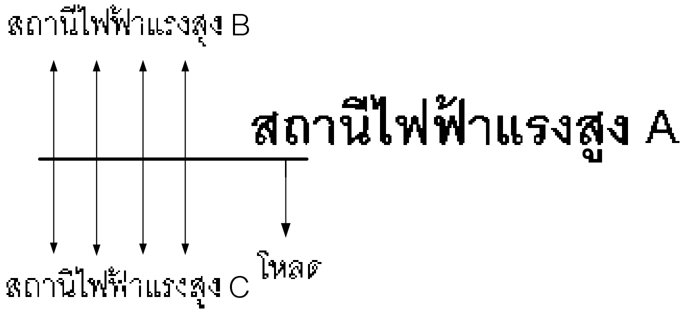
ลักษณะการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงจะมีความแตกต่างกัน วิทยานิพนธ์นี้จะใช้การจำแนกสถานีไฟฟ้าออกเป็น 3 ประเภท ตามจำนวนการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในบริเวณที่พิจารณา สถานีไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท ประกอบด้วย

1) สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 1 แห่ง
2) สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 2 แห่ง
3) สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 3 แห่ง

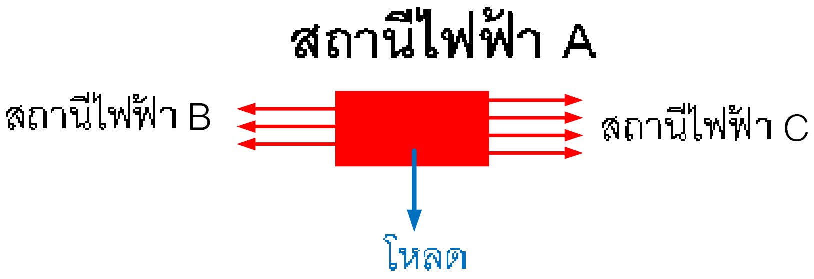
4.1.1 สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 1 แห่ง

สถานีไฟฟ้าแรงสูงประเภทนี้จะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในบริเวณที่พิจารณาที่ระดับแรงดัน 230 หรือ 500 กิโลโวลต์ เพียง 1 แห่งเท่านั้น ตัวอย่างของสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถแสดงได้ดังนี้

สถานีไฟฟ้าแรงสูง A เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ จะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงสูง B และ C โดยมีสถานีไฟฟ้าB เป็นสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในบริเวณที่พิจารณาเท่านั้น ส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูง C เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงนอกเขตที่พิจารณา และมีการจ่ายโหลดที่ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ ลักษณะการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้า A กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง แสดงดังภาพที่ 4.1



ก) แผนภาพเส้นเดียว



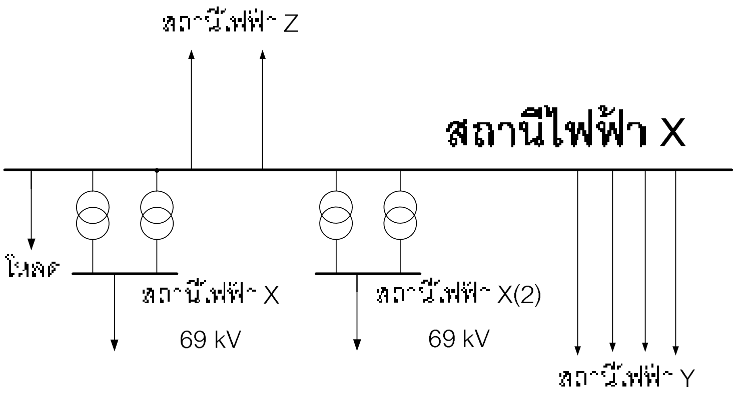
ข) แผนภาพอย่างง่าย

ภาพที่ 4.1 การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้า A กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

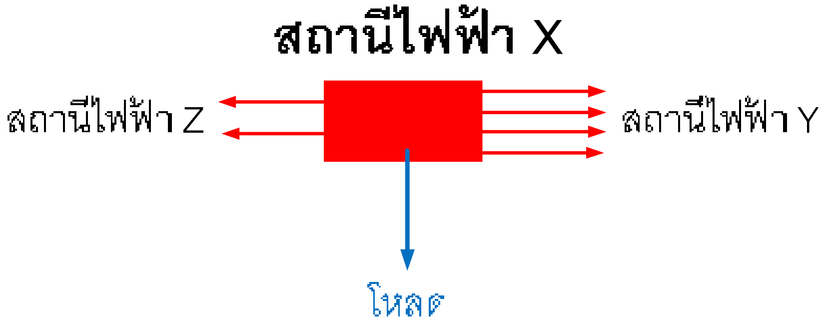
4.1.2 สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 2 แห่ง

สถานีไฟฟ้าแรงสูงประเภทนี้จะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในบริเวณที่พิจารณาที่ระดับแรงดัน 230 หรือ 500 กิโลโวลต์ จำนวน 2 แห่ง ตัวอย่างของสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถแสดงได้ดังนี้

สถานีไฟฟ้าแรงสูง X เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ จะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงสูง Y และ Z ด้วยวงจรสายส่ง 4 และ 2 วงจรตามลำดับ ทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดที่ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ โดยผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า 2 ชุด ชุดละ 2 วงจร และส่งกำลังไฟฟ้าโดยตรงให้โหลด 1 วงจร ที่ระดับ 230 กิโลโวลต์ แผนภาพเส้นเดียว และการเชื่อมต่ออย่างง่ายของสถานีไฟฟ้า A แสดงดังภาพที่ 4.2



ก) แผนภาพเส้นเดียว



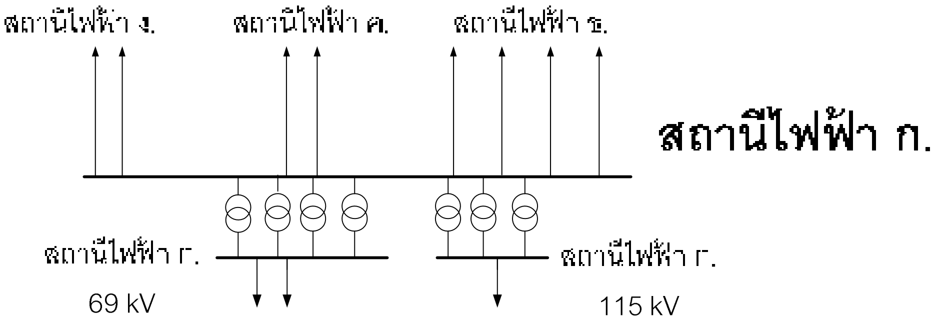
ข) แผนภาพอย่างง่าย

ภาพที่ 4.2 การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้า X กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

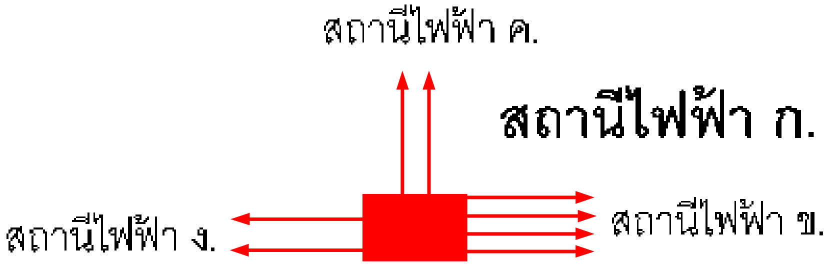
4.1.3 สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 3 แห่ง

สถานีไฟฟ้าแรงสูงประเภทนี้จะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในบริเวณที่พิจารณาที่ระดับแรงดัน 230 หรือ 500 กิโลโวลต์ จำนวน 3 แห่ง ตัวอย่างของสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถแสดงได้ดังนี้

สถานีไฟฟ้า ก. เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ ทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้า ข. และสถานีไฟฟ้า ค. ผ่านทางวงจรสายส่ง 4 และ 2 วงจร ตามลำดับ และจะส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่สถานีไฟฟ้า ง. แสดงแผนภาพเส้นเดียวและแผนภาพอย่างง่ายของสถานีไฟฟ้า ก. ในภาพที่ 4.3 นอกจากนี้สถานีไฟฟ้า ก. ยังทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดที่ระดับแรงดัน 69 และ 115 กิโลโวลต์ โดยผ่านวงจรหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 4 และ 3 วงจร ตามลำดับ



ก) แผนภาพเส้นเดียว



ข) แผนภาพอย่างง่าย

ภาพที่ 4.3 การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้า ก. กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

4.2 การสังเคราะห์กฎการแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้า

การแบ่งแยกบัสในวิทยานิพนธ์นี้ได้พิจารณาสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเฉพาะในเขตนครหลวงเท่านั้น ซึ่งประกอบไปด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 17 แห่ง ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าบางกะปิ บางพลี บางกอกน้อย แจ้งวัฒนะ ลาดพร้าว หนองจอก พระนครเหนือ อ่อนนุช รังสิต รัชดาภิเษก ไทรน้อย พระนครใต้ ธนบุรีใต้ เทพารักษ์ คลองด่าน นวนคร และลำลูกกา โดยสถานีไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้ามีอยู่สองแห่ง คือ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ สถานีไฟฟ้าทุกๆ แห่งจะทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดซึ่งก็คือการไฟฟ้านครหลวง การจ่ายกำลังไฟฟ้าจะจ่ายที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ นอกจากนี้สถานีไฟฟ้าบางแห่งมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระดับ 230 กิโลโวลต์ ให้แก่การไฟฟ้านครหลวงโดยตรง

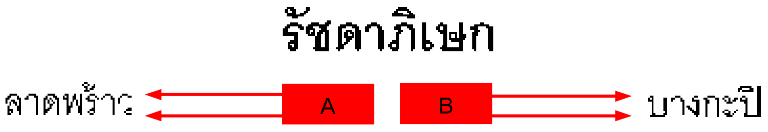
จำนวนคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมดของการแบ่งแยกบัสในแต่ละแห่งโดยพิจารณาในทุกๆ กรณีที่เป็นไปได้จะมีค่าเท่ากับ 2 ยกกำลังด้วยจำนวนวงจรที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น สถานีไฟฟ้าบางกะปิ จะประกอบด้วยวงจรสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมไปยังสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกและสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช จำนวน 2 และ 4 วงจร ตามลำดับ หม้อแปลงไฟฟ้าลดระดับแรงดันจำนวน 4 วงจร และสายส่งไฟฟ้าเพื่อจ่ายโหลดที่ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ มีจำนวน 1 วงจร รวมมีวงจรที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบางกะปิทั้งหมด 11 วงจร แสดงได้ดังภาพที่ 4.7 จำนวนรูปแบบที่เป็นไปได้ของการแบ่งแยกบัสจึงมีค่าเท่ากับ $2^{11} = 2048$ รูปแบบ ซึ่งเป็นจำนวนที่มากเกินไป ดังนั้นเพื่อจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด วิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐาน ซึ่งภายหลังการแบ่งแยกบัสจะต้องไม่ก่อให้เกิดการแยกตัวของระบบส่งไฟฟ้าและสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรได้อย่างแท้จริง กฎการแบ่งแยกบัสแบ่งออกเป็น 4 ข้อ โดยมีรายละเอียดดังนี้

4.3.1 กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 1

กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 1 เป็นการแบ่งแยกบัสที่บัสบาร์ระดับแรงดัน 230 และ 500 กิโลโวลต์ เพื่อกำจัดการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าที่มีลักษณะเป็นวง ซึ่งลักษณะสถานีไฟฟ้าภายหลังการแบ่งแยกบัสจะเป็นดังนี้

1) สถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยกจะประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าเก่า(A) และสถานีไฟฟ้าใหม่(B)
2) วงจรสายส่งจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงแต่ละแห่งสามารถเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าเก่า(A) หรือสถานีไฟฟ้าใหม่(B) ได้เพียงตำแหน่งเดียวเท่านั้น
3) สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 2 แห่ง จะมีลักษณะการแบ่งแยกบัสเพียง 1 รูปแบบเท่านั้น ตัวอย่างของการแบ่งแยกบัสดังภาพที่ 4.4 แสดงการเชื่อมต่อสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงก่อนและหลังการแบ่งแยกบัส

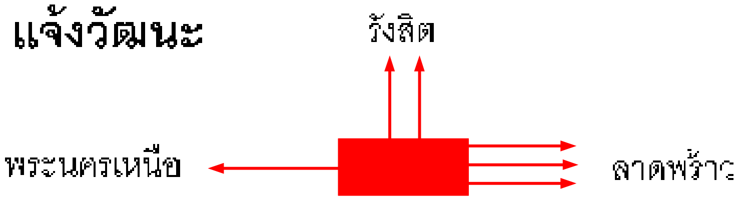
ก) สถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกก่อนการแบ่งแยกบัส



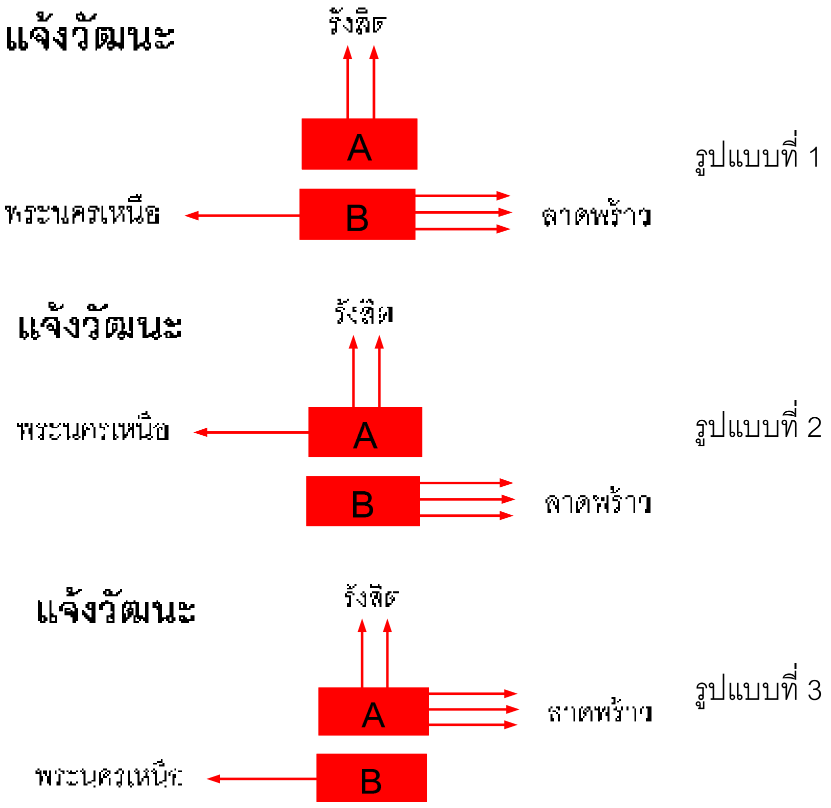
ข) สถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกภายหลังการแบ่งแยกบัส

ภาพที่ 4.4 การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

4) สถานีไฟฟ้าที่มีจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง 3 แห่ง จะมีลักษณะการแบ่งแยกบัส 3 รูปแบบ ตัวอย่างของการแบ่งแยกบัสดังภาพที่ 4.5 แสดงการเชื่อมต่อสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงก่อนและหลังการแบ่งแยกบัส



ก) สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะก่อนการแบ่งแยกบัส



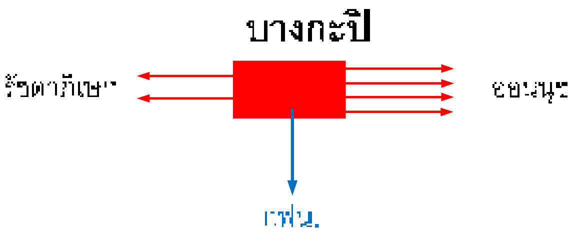
ข) สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะภายหลังการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 รูปแบบ

ภาพที่ 4.5 การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

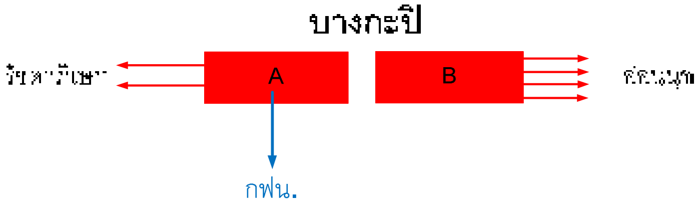
กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 1 เป็นเพียงวิธีการแบ่งแยกบัสบาร์ระดับแรงดัน 230 และ 500 กิโลโวลต์ ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง ส่วนวิธีการเชื่อมต่อของโหลด วงจรหม้อแปลงไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถทำได้โดยพิจารณาจากกฎการแบ่งแยกบัสในข้อที่ 2 ถึง 4

4.3.2 **กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่** 2

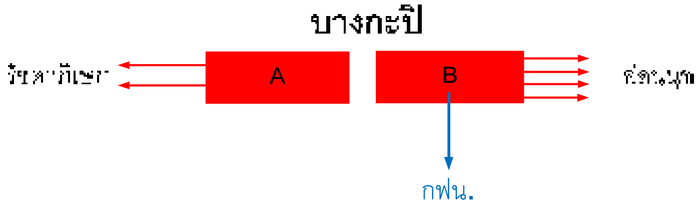
กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 2 เป็นการเชื่อมต่อโหลดกับสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก ซึ่งโหลดในที่นี้คือการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวงโดยตรง โดยไม่จำเป็นต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อลดระดับแรงดันก่อน สถานีไฟฟ้าที่มีการจ่ายโหลดโดยตรงประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าบางกะปิ สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว สถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้ และสถานีไฟฟ้าคลองด่าน ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ โหลดสามารถเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าเก่า(A) หรือสถานีไฟฟ้าใหม่(B) ได้เพียงตำแหน่งเดียวเท่านั้น ดังนั้นจะมีลักษณะของการเชื่อมต่อโหลด 2 รูปแบบ ตัวอย่างในภาพที่ 4.6 แสดงการเชื่อมต่อโหลดกับสถานีไฟฟ้าบางกะปิก่อนและหลังการแบ่งแยกบัส



ก) สถานีไฟฟ้าบางกะปิก่อนการแบ่งแยกบัส



รูปแบบที่ 1



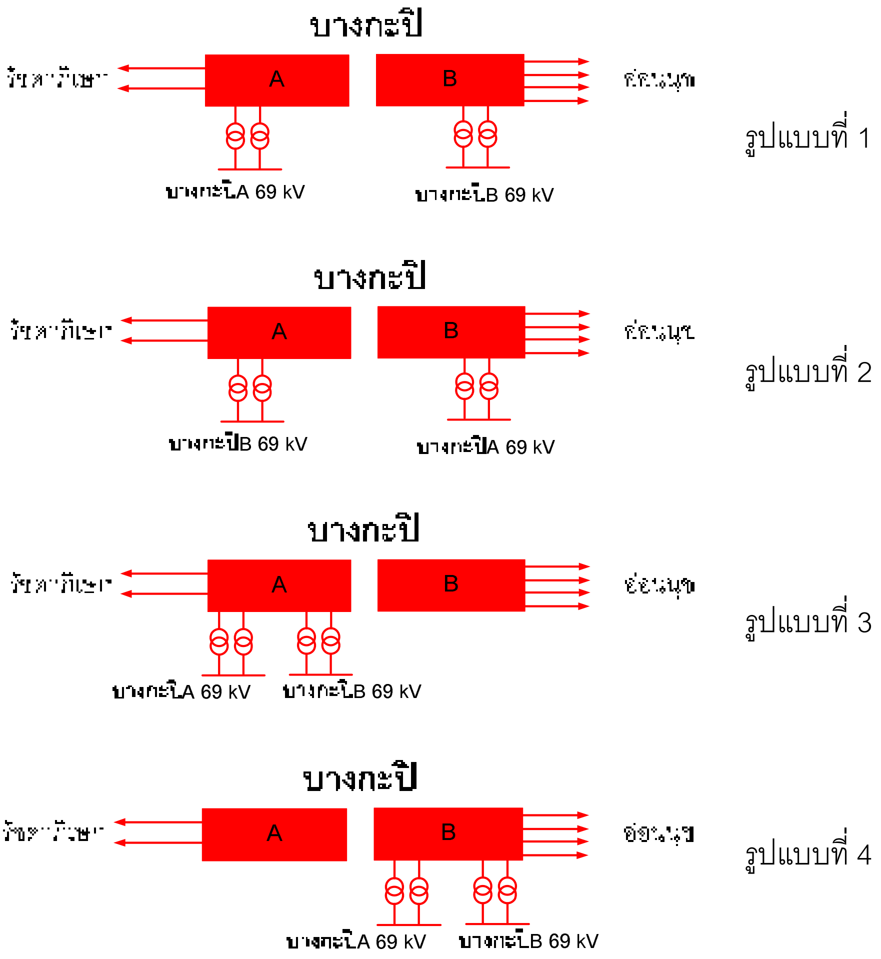
รูปแบบที่ 2

ข) สถานีไฟฟ้าบางกะปิภายหลังการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 รูปแบบ

ภาพที่ 4.6 การเชื่อมต่อโหลดกับสถานีไฟฟ้าบางกะปิ

4.3.3 **กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 3**

กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 3 เป็นการเชื่อมต่อวงจรหม้อแปลงไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก โดยหม้อแปลงไฟฟ้าจะทำหน้าที่ลดระดับแรงดันไฟฟ้าเป็น 115 และ 69 กิโลโวลต์ เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง ตัวอย่างเช่น สถานีไฟฟ้าบางกะปิระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ จะมีการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบางกะปิA 69 กิโลโวลต์ ผ่านวงจรหม้อแปลงไฟฟ้าที่ประกอบด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ลูก และเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบางกะปิB 69 กิโลโวลต์ ผ่านวงจรหม้อแปลงไฟฟ้าที่ประกอบด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ลูก วงจรหม้อแปลงไฟฟ้าแต่ละวงจรสามารถเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าเก่า(A) หรือสถานีไฟฟ้าใหม่(B) ได้เพียงตำแหน่งเดียวเท่านั้น รูปแบบการเชื่อมต่อวงจรหม้อแปลงไฟฟ้าจะมีจำนวนรูปแบบเท่ากับ $2^{\text{จำนวนชุดหม้อแปลง}}$ รูปแบบ ดังนั้นจะมีลักษณะของการเชื่อมต่อวงจรหม้อแปลงไฟฟ้า 4 รูปแบบ ดังภาพที่ 4.7 จะแสดงการเชื่อมต่อวงจรหม้อแปลงไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าบางกะปิภายหลังการแบ่งแยกบัส

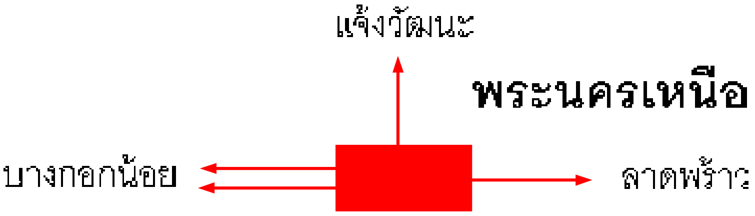


ภาพที่ 4.7 การเชื่อมต่อวงจรหม้อแปลงไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าบางกะปิ

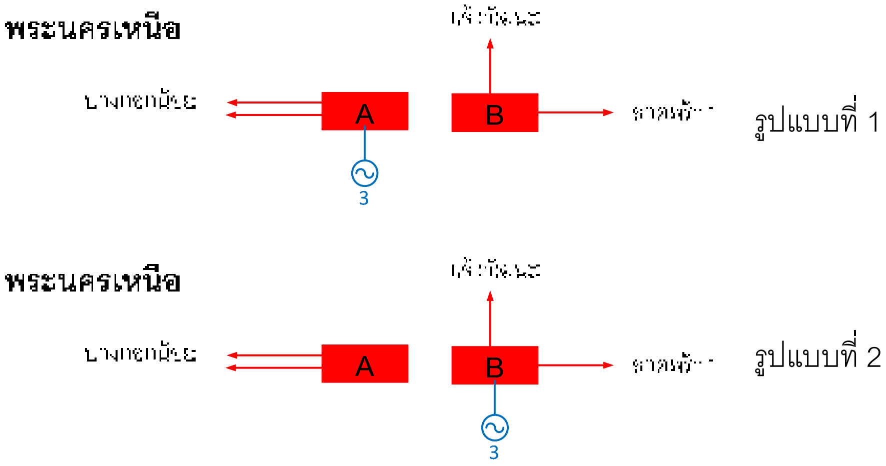
4.3.4 **กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่** 4

กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 4 เป็นการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก สถานีไฟฟ้าที่มีการผลิตกำลังไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลจะมีอยู่ 2 แห่งคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ และสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้ โดยทั้งสองสถานีไฟฟ้านี้เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หรือ Combined Cycle Power Plant ซึ่งใน 1 ยูนิตของการผลิตไฟฟ้าจะเป็นการทำงานร่วมกันของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 2 เครื่อง กับโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ 1 เครื่อง สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือมีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 1 ยูนิต และสถานีไฟฟ้าพระนครใต้มีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 3 ยูนิต โรงไฟฟ้าแต่ละยูนิตจะสามารถเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าเก่า(A) หรือสถานีไฟฟ้าใหม่(B) ได้เพียงตำแหน่งเดียวเท่านั้น

รูปแบบการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีจำนวนรูปแบบเท่ากับ $2^{\text{จำนวนยูนิต}}$ รูปแบบ ดังนั้น รูปแบบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือจะมี $2^{1} = 2$ รูปแบบ และ รูปแบบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพระนครใต้จะมี $2^{3} = 8$ รูปแบบ ตัวอย่างในภาพที่ 4.8 แสดงการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือก่อนและหลังการแบ่งแยกบัส



ก) สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือก่อนการแบ่งแยกบัส



ข) สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือภายหลังการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 รูปแบบ

ภาพที่ 4.8 การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสแรงสูงแต่ละแห่งที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้ง 4 ข้อ ดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น จะมีจำนวนเท่ากับ

$$\text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง}+\text{จำนวนโหลด}+\text{จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$$

บทที่ 5

การปรับเปลี่ยนโครงข่ายเพื่อหาคำตอบที่เหมาะสม สำหรับการจำกัดกระแสลัดวงจรและรักษาเสถียรภาพแรงดัน

การหาคำตอบที่เหมาะสมของกระบวนการปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยการแบ่งแยกบัส จะแสดงให้เห็นถึงตำแหน่งและจำนวนของสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก โดยระบบไฟฟ้าภายหลังการปรับเปลี่ยนโครงข่ายจะต้องไม่สูญเสียเสถียรภาพแรงดัน ความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบ เนื้อหาในส่วนนี้จะประกอบไปด้วยส่วนต่างๆ ที่สำคัญ ได้แก่ การนิยามของตัวแปรที่ใช้สื่อความหมายในสมการของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ หรือในสมการเงื่อนไขจำกัดต่างๆ และรูปแบบของปัญหาที่ใช้พิจารณา ในตอนท้ายของบทนี้จะแสดงขั้นตอนในการแก้ปัญหาค่ากระแสลัดวงจรสูงโดยการประยุกต์ใช้กฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้

5.1. นิยามตัวแปร

ตัวแปรในสมการทางคณิตศาสตร์เพื่อใช้ระบุปัญหาการกำหนดตำแหน่งและจำนวนการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมนั้นมีหลายตัวแปร เพื่อความเข้าใจจะกล่าวถึงนิยามของตัวแปรที่ใช้ในสมการต่างๆ ดังนี้

NB	คือ จำนวนของสถานีไฟฟ้าที่ต้องทำการแบ่งแยก
p	คือ เซตของสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก
x_{NB}	คือ ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าที่ต้องทำการแบ่งแยก
$PQVSI_{ij}$	คือ ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่ง
P_{G_i} , P_{G_i}	คือ กำลังการผลิตจริงและรีแอคทีฟที่บัส i
P_{D_i} , P_{D_i}	คือ ความต้องการไฟฟ้าจริงและรีแอคทีฟที่บัส i
$V_i\angle\delta_i$	คือ แรงดันและเฟสเซอร์ของแรงดันที่บัส i
$I_{SC,i}$	คือ ค่ากระแสลัดวงจรที่บัส i
$IC_i^{\max}$	คือ พิกัดการตัดกระแสลัดวงจรสูงสุดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่บัส i
S_{ij}	คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j
$P_{G_i}^{\min}$, $P_{G_i}^{\max}$	คือ พิกัดของกำลังการผลิตจริงต่ำสุดและสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
$Q_{G_i}^{\min}$, $Q_{G_i}^{\max}$	คือ พิกัดของกำลังการผลิตรีแอคทีฟต่ำสุดและสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$V_i^{\min}, V_i^{\max}$ คือ พิกัดของขนาดแรงดันต่ำสุดและสูงสุดที่บัส *i*

$S_{ij}^{\max}$ คือ พิกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ไหลจากบัส *i* ไปยังบัส *j*

5.2 รูปแบบของปัญหา

ปัญหาการปรับเปลี่ยนโครงข่าย คือการหาตำแหน่งและจำนวนที่เหมาะสมในการแบ่งแยกบัส ถือเป็นปัญหาการหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่ไม่สามารถเขียนให้อยู่ในรูปฟังก์ชันต่อเนื่องได้ เป็นปัญหาที่มีความซับซ้อน ต้องทำการพิจารณาอย่างรอบคอบ เมื่อมีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายจะส่งผลให้ความมั่นคงของระบบ ความเชื่อถือได้ของระบบ และเสถียรภาพของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม หากมีจำนวนการแบ่งแยกบัสเพิ่มขึ้น จะทำให้ระบบแย่ยิ่งขึ้นกว่าเดิม ดังนั้นจึงต้องพยายามให้มีการเปลี่ยนแปลงกับระบบน้อยที่สุดเพื่อให้ระบบมีความแข็งแกร่งมากที่สุด โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์แสดงในสมการที่ 5.1 และมีเงื่อนไขบังคับแสดงในสมการที่ 5.3 – 5.9

5.2.1 **ฟังก์ชันวัตถุประสงค์** (Objective Function)

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการจำกัดกระแสลัดวงจรโดยวิธีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายมีวัตถุประสงค์เพื่อหาตำแน่งของการแบ่งแยกบัส โดยมีจำนวนการแบ่งแยกที่น้อยที่สุด เนื่องจากเราพิจารณาเฉพาะการแบ่งแยกบัสแบบไม่ถาวรซึ่งเป็นไปตามหลักเกณฑ์ที่ทาง กฟผ. พิจารณา ดังนั้นการแบ่งแยกบัสจะเป็นการเพิ่มจำนวนอุปกรณ์ป้องกันในระบบทั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ และ Disconnecting Switch เพื่อลดเงินลงทุนดังกล่าวจึงจำเป็นต้องทำการแบ่งแยกบัสให้น้อยที่สุด

สมการที่ 5.1 แสดงถึงจำนวนของสถานีไฟฟ้าที่ต้องทำการแบ่งแยกให้น้อยที่สุดเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยมีตำแน่งของสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยกสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 5.2

$$Minimize\ \ NB \tag{5.1}$$

$$p = \left\{\, x_{NB} \in \left\{\, Bus\ can\ \ split. \,\right\} \;\middle|\; x_{NB}\ \ is\ \ splitting\ bus. \,\right\} \tag{5.2}$$

5.2.2 **เงื่อนไขบังคับ** (Constraints)

เงื่อนไขบังคับสำหรับการแบ่งแยกบัสแรงสูงแบ่งออกเป็นเงื่อนไขบังคับในทางปฏิบัติและเงื่อนไขบังคับการทำงานของระบบของ สามารถแสดงได้ดังนี้

1) ภายหลังแบ่งแยกบัสแล้วจะเกิดสถานีไฟฟ้าใหม่(A) และสถานีไฟฟ้าเก่า(B) ซึ่งลักษณะการแบ่งแยกต้องเป็นไปตามกฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 1
2) เงื่อนไขบังคับแบบสมการแสดงสมดุลของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่บัสใดๆ ตามเงื่อนไขสมการโหลดโฟลว์

$$P_{G,i} - P_{D,i} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i||V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{5.3}$$

$$Q_{G,i} - Q_{D,i} = -\sum_{i=1}^{nbus} |V_i||V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{5.4}$$

3) เงื่อนไขบังคับค่ากระแสลัดวงจรที่บัสต้องน้อยกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรสูงสุดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่บัส *i*

$$\left|I_{SC,i}\right| \le \left|IC_i^{\max}\right| \tag{5.5}$$

4) เงื่อนไขบังคับกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งต้องไม่เกินพิกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด

$$\left|S_{ij}\right| \le \left|S_{ij}^{\max}\right| \tag{5.6}$$

5) เงื่อนไขบังคับพิกัดไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_{G,i}^{\min} \le P_{G,i} \le P_{G,i}^{\max} \tag{5.7}$$

$$Q_{G,i}^{min} \le Q_{G,i} \le Q_{G,i}^{max} \tag{5.8}$$

6) เงื่อนไขบังคับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัส

$$\left|V_i^{\min}\right| \le \left|V_i\right| \le \left|V_i^{\max}\right| \tag{5.9}$$

7) รูปร่างของโครงข่ายภายหลังการแบ่งแยกบัสจะต้องไม่เกิดการแยกตัวของระบบ ซึ่งเป็นลักษณะที่ไม่ต้องการเพราะอาจทำให้บางจุดโหลดได้รับกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอ

5.3 กระบวนการในการแก้ปัญหา

วิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐาน เพื่อแก้ปัญหาค่ากระแสลัดวงจรสูงเกินกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยนำกฎการแบ่งแยกบัสมาประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาตามรูปแบบของปัญหาดังที่กล่าวไว้แล้วในหัวข้อ 5.2 โดยขั้นตอนของการแก้ปัญหาสามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลัก ประกอบด้วยขั้นตอนการแก้ปัญหาโดยการประยุกต์ใช้กฎการแบ่งแยกบัสและขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ ซึ่งมีรายละเอียดในการแก้ปัญหา ดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้ทั้งหมด

ขั้นตอนนี้เป็นการกำหนดตำแหน่งสถานีไฟฟ้าที่สามารถทำการแบ่งแยกได้ โดยจะประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าทั้ง 21 แห่ง ภายในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล รายชื่อสถานีไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 4.1 โดยจะสร้างเป็นเซตของสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาการแบ่งแยก

ขั้นตอนที่ 2 เลือกสถานีไฟฟ้าที่ต้องการแบ่งแยก 1 แห่ง

ขั้นตอนนี้เป็นการเลือกสถานีไฟฟ้าที่จะทำการแบ่งแยกเพียง 1 สถานีไฟฟ้าเท่านั้น โดยจะเลือกจากเซตของสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาการแบ่งแยก ซึ่งได้มาจากขั้นตอนที่ 1

ขั้นตอนที่ 3 ใช้กฎการแบ่งแยกบัสเพื่อหารูปแบบการแบ่งแยกทั้งหมด

ขั้นตอนนี้เป็นการนำกฎการแบ่งแยกบัสเพื่อหารูปแบบการแบ่งแยกบัสแต่ละแห่งที่เป็นไปได้ทั้งหมด รายละเอียดของขั้นตอนนี้แสดงในหัวข้อที่ 5.3.1 ขั้นตอนการแก้ปัญหาโดยการประยุกต์ใช้กฎการแบ่งแยกบัส ในลำดับถัดไป

ขั้นตอนที่ 4 บันทึกรูปแบบการแบ่งแยกบัสทุกรูปแบบ

ขั้นตอนนี้เป็นการบันทึกรูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมดที่ได้จากการใช้กฎการแบ่งแยกบัสโดยจะสร้างเป็นเซตของรูปแบบการแบ่งแยกบัส

ขั้นตอนที่ 5 แบ่งแยกบัสทีละรูปแบบ

ขั้นตอนนี้เป็นการแบ่งแยกบัสทีละรูปแบบตามที่ได้บันทึกไว้ในเซตของรูปแบบการแบ่งแยกบัส

ขั้นตอนที่ 6 วิเคราะห์คุณภาพของคำตอบตามขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ

ขั้นตอนนี้เป็นการวิเคราะห์คุณภาพของคำตอบตามวิธีการที่จะนำเสนอในหัวข้อที่ 5.3.2 ในลำดับถัดไป โดยขั้นตอนนี้จะพิจารณาคุณภาพของคำตอบที่ผ่านเงื่อนไขบังคับทุกข้อ แล้วบันทึกเป็นเซตคำตอบ

ขั้นตอนที่ 7 แบ่งแยกครบทุกรูปแบบหรือไม่

ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าได้ทำการแบ่งแยกบัสและวิเคราะห์คุณภาพของคำตอบครบทุกรูปแบบตามเซตของรูปแบบการแบ่งแยกบัสหรือไม่ ถ้าทำครบแล้วให้ไปยังขั้นตอนถัดไป แต่ถ้ายังทำไม่ครบให้กลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 5

ขั้นตอนที่ 8 แบ่งแยกครบทุกสถานีไฟฟ้าหรือไม่

ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าได้ทำการแบ่งแยกบัสครบทุกสถานีไฟฟ้า ตามเซตของสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาการแบ่งแยกหรือไม่ ถ้าทำครบแล้วให้ไปยังขั้นตอนถัดไป แต่ถ้ายังทำไม่ครบให้เปลี่ยนสถานีไฟฟ้าที่ต้องการแบ่งแยก แล้วกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 9 มีคำตอบหรือไม่

ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่ามีคำตอบจากเซตคำตอบในขั้นตอนที่ 6 หรือไม่ ถ้ามีคำตอบให้ทำขั้นตอนถัดไป แต่ถ้าไม่มีคำตอบให้เพิ่มการแบ่งแยกที่สถานีไฟฟ้าอีก 1 แห่ง แล้วกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 2

ขั้นตอนที่ 10 บันทึกรูปแบบการแบ่งแยกบัสทุกรูปแบบเป็นเซตคำตอบ

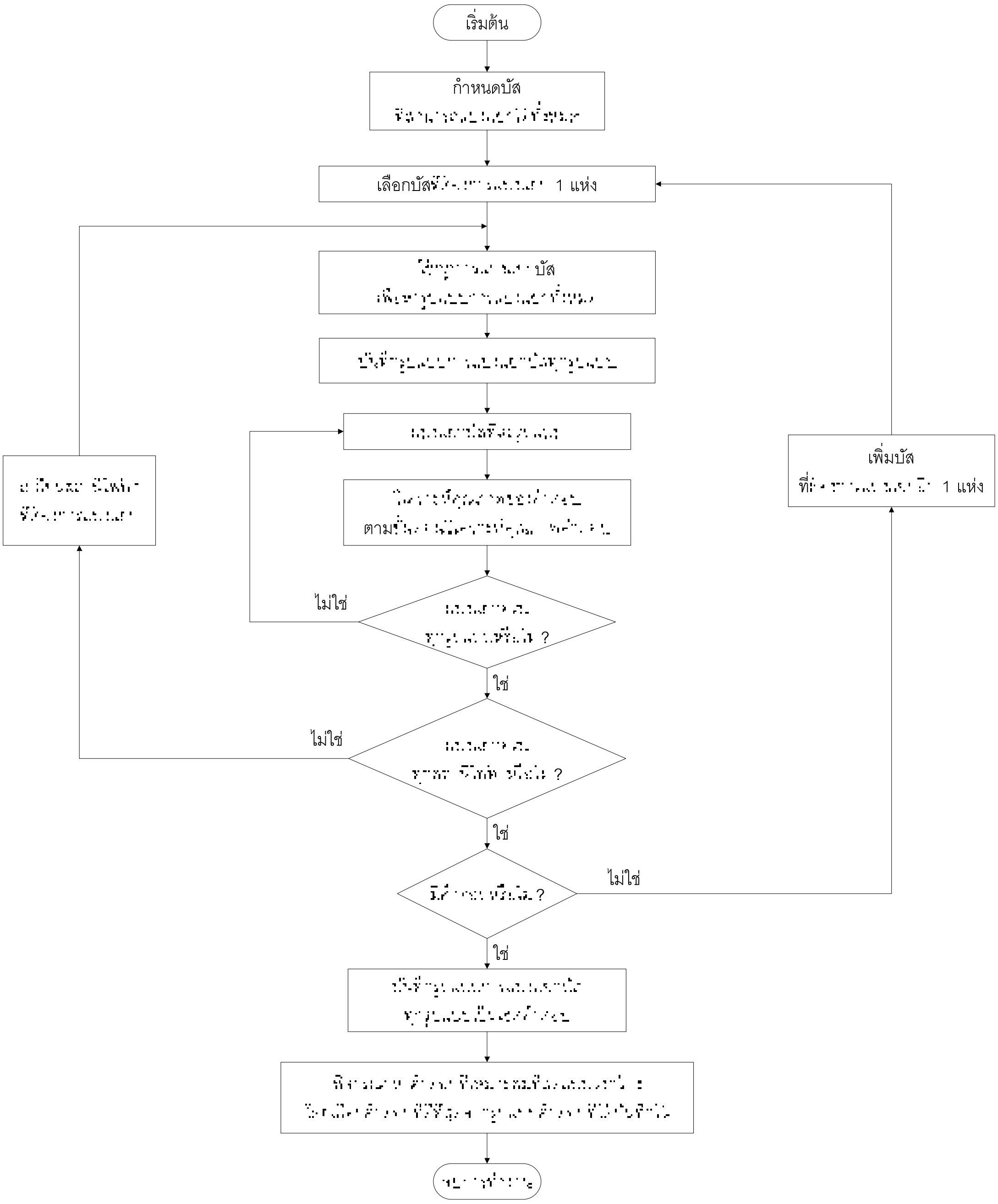
ขั้นตอนนี้เป็นการบันทึกรูปแบบคำตอบทั้งหมดของการแบ่งแยกบัสที่ผ่านเงื่อนไขบังคับทุกข้อ แล้วนำไปพิจารณาหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในขั้นตอนถัดไป

ขั้นตอนที่ 11 พิจารณาหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้าง โดยเลือกคำตอบที่ดีที่สุดจากรูปแบบคำตอบที่ได้บันทึกไว้ ซึ่งคำตอบที่ดีที่สุดจะเป็นรูปแบบการแบ่งแยกบัสที่ให้ค่าต่ำสุดของดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PQVSI แบบวงกว้าง ซึ่งหาได้จากขั้นตอนที่ 6 โดยแสดงได้ดังสมการที่ 5.10

$$Minimize\ \ Global(PQVSI) \tag{5.10}$$

รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่ให้ค่าต่ำสุดของของดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PQVSI แบบวงกว้าง จะแสดงให้เห็นถึงระบบส่งไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยกที่มีความแข็งแกร่งในเชิงเสถียรภาพแรงดันมากที่สุด

จากขั้นตอนการแก้ปัญหาทั้ง 11 ขั้นตอนข้างต้น สามารถสรุปให้อยู่ในรูปแผนผังการทำงานของกระบวนการในการแก้ปัญหา ซึ่งแสดงดังภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 แผนผังวิธีการหาตำแหน่งและจำนวนการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสม

5.3.1 ขั้นตอนการแก้ปัญหาโดยการประยุกต์ใช้กฎการแบ่งแยกบัส

ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนหลักที่ใช้ในกระบวนการแก้ปัญหาการหาตำแหน่งของการแบ่งแยกบัส โดยมีจำนวนการแบ่งแยกบัสที่น้อยที่สุด ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ 3 จากแผนผังในภาพที่ 5.1 โดยสามารถแบ่งออกเป็นขั้นตอนย่อยได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 เป็นการรับข้อมูลของสถานีไฟฟ้าที่ต้องการจะแบ่งแยก

ขั้นตอนที่ 2 เป็นการหาจำนวนการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในเขตนครหลวง

ขั้นตอนที่ 3 เมื่อรู้จำนวนสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในเขตนครหลวงแล้ว ขั้นตอนนี้เป็นการแบ่งแยกบัสบาร์ที่ระดับแรงดัน 230 และ 500 กิโลโวลต์ ซึ่งเป็นไปตามกฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 1 โดยมีรายละเอียดเป็นดังหัวข้อที่ 4.3.1

ขั้นตอนที่ 4 เป็นการตรวจสอบว่าสถานีไฟฟ้าที่จะแบ่งแยกมีการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ใดบ้าง ซึ่งอาจจะเชื่อมต่อกับโหลด หม้อแปลงไฟฟ้า หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

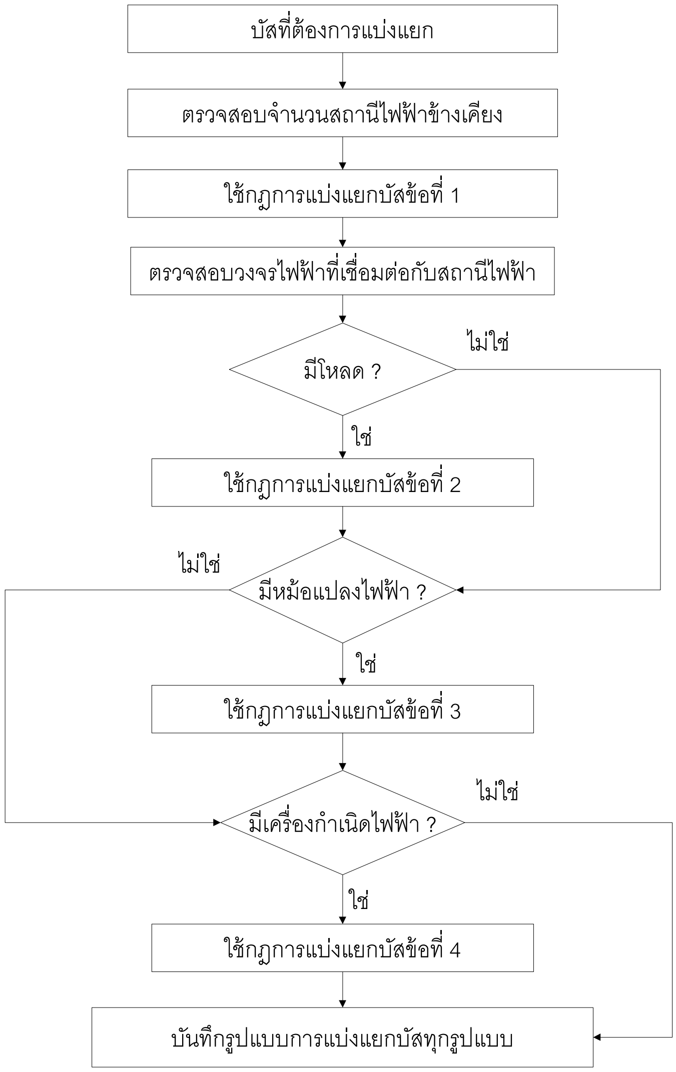
ขั้นตอนที่ 5 เป็นการตรวจสอบว่ามีการเชื่อมต่อกับโหลดหรือไม่ ถ้ามีการเชื่อมต่อจะใช้กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 2 แต่หากไม่มีให้ทำขั้นตอนถัดไป

ขั้นตอนที่ 6 เป็นการตรวจสอบว่ามีการเชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าหรือไม่ ถ้ามีการเชื่อมต่อจะใช้กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 3 แต่หากไม่มีให้ทำขั้นตอนถัดไป

ขั้นตอนที่ 7 เป็นการตรวจสอบว่ามีการเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือไม่ ถ้ามีการเชื่อมต่อจะใช้กฎการแบ่งแยกบัสข้อที่ 4 แต่หากไม่มีให้ทำขั้นตอนถัดไป

ขั้นตอนที่ 8 เป็นการบันทึกรูปแบบทั้งหมดของสถานีไฟฟ้าที่ต้องการการแบ่งแยก

จากขั้นตอนการแก้ปัญหาทั้ง 8 ขั้นตอนข้างต้น สามารถสรุปให้อยู่ในรูปแผนผังแสดงขั้นตอนการใช้กฎการแบ่งแยกบัส ซึ่งแสดงดังภาพที่ 5.2



ภาพที่ 5.2 แผนผังขั้นตอนการใช้กฎการแบ่งแยกบัส

5.3.2 ขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ

ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนหลักที่ใช้ในกระบวนการแก้ปัญหาการหาตำแหน่งของการแบ่งแยกบัส โดยมีจำนวนการแบ่งแยกบัสที่น้อยที่สุด ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ 6 จากแผนผังในภาพที่ 5.1 โดยสามารถแบ่งออกเป็นขั้นตอนย่อยได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 เป็นการรับค่ารูปแบบทั้งหมดของสถานีไฟฟ้าที่ต้องการการแบ่งแยกที่เป็นไปตามกฎการการแบ่งแยกบัส

ขั้นตอนที่ 2 เป็นการปรับเปลี่ยนข้อมูลบัส สายส่งไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อนำมาวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน

ขั้นตอนที่ 3 เป็นการตรวจสอบเงื่อนไขบังคับของระบบ ซึ่งจะประกอบด้วยขั้นตอนย่อยๆ หลายขั้นตอน แสดงขั้นตอนย่อยที่ 3.1 -3.5 ได้ดังนี้

ขั้นตอนย่อยที่ 3.1 พิจารณาว่าเกิดการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัสหรือไม่ ถ้าไม่มีการแยกตัวของระบบให้ทำขั้นตอนย่อยถัดไป แต่ถ้ามีให้ข้ามไปยังขั้นตอนที่ 6

ขั้นตอนย่อยที่ 3.2 พิจารณาค่ากระแสลัดวงจรมีค่าสูงกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์หรือไม่ ถ้าไม่เกินให้ทำขั้นตอนย่อยถัดไป แต่ถ้าเกินให้ข้ามไปยังขั้นตอนที่ 6 พร้อมกับพิจารณาค่าที่ได้มาจากการประยุกต์ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าที่มีค่าสูงเกิน 50 กิโลแอมป์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อแสดงสถานะของค่ากระแสลัดวงจรโดยรวมสำหรับการแบ่งแยกบัสแต่ละรูปแบบ แสดงค่าดัชนีดังสมการที่ (5.10)

$$\sigma_{S/C} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left(S/C_i - IC\right)^2} \qquad (6.1)$$

โดยที่

$\sigma_{S/C}$	คือ	ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าที่มีค่าสูงเกินกว่าพิกัดอุปกรณ์ป้องกัน
IC	คือ	พิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์ขนาด 50 กิโลแอมป์
S/C	คือ	ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ
i	คือ	สถานีไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงกว่า 50 กิโลแอมป์
N	คือ	จำนวนสถานีไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงกว่า 50 กิโลแอมป์

ขั้นตอนย่อยที่ 3.3 พิจารณากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งว่าเกินพิกัดที่ตั้งไว้หรือไม่ ถ้าไม่เกินให้ทำขั้นตอนย่อยถัดไป แต่ถ้ามีให้ข้ามไปยังขั้นตอนที่ 6

ขั้นตอนย่อยที่ 3.4 ตรวจสอบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าเกินพิกัดที่ตั้งไว้หรือไม่ ถ้าไม่เกินให้ทำขั้นตอนย่อยถัดไป แต่ถ้ามีให้ข้ามไปยังขั้นตอนที่ 6

ขั้นตอนย่อยที่ 3.5 พิจารณาแรงดันที่บัสว่าเกินพิกัดที่ตั้งไว้หรือไม่ ถ้าไม่เกินให้ทำขั้นตอนย่อยถัดไป แต่ถ้ามีให้ข้ามไปยังขั้นตอนที่ 6

ขั้นตอนที่ 4 เป็นการพิจารณาคุณภาพของคำตอบด้วยดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน โดยในขั้นตอนนี้กำหนดให้ดัชนี PQVSI เป็นตัวแปรชี้วัดคุณภาพของคำตอบ ซึ่งค่าของดัชนีตัวนี้จะสะท้อนให้เห็นถึงเสถียรภาพแรงดันของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส

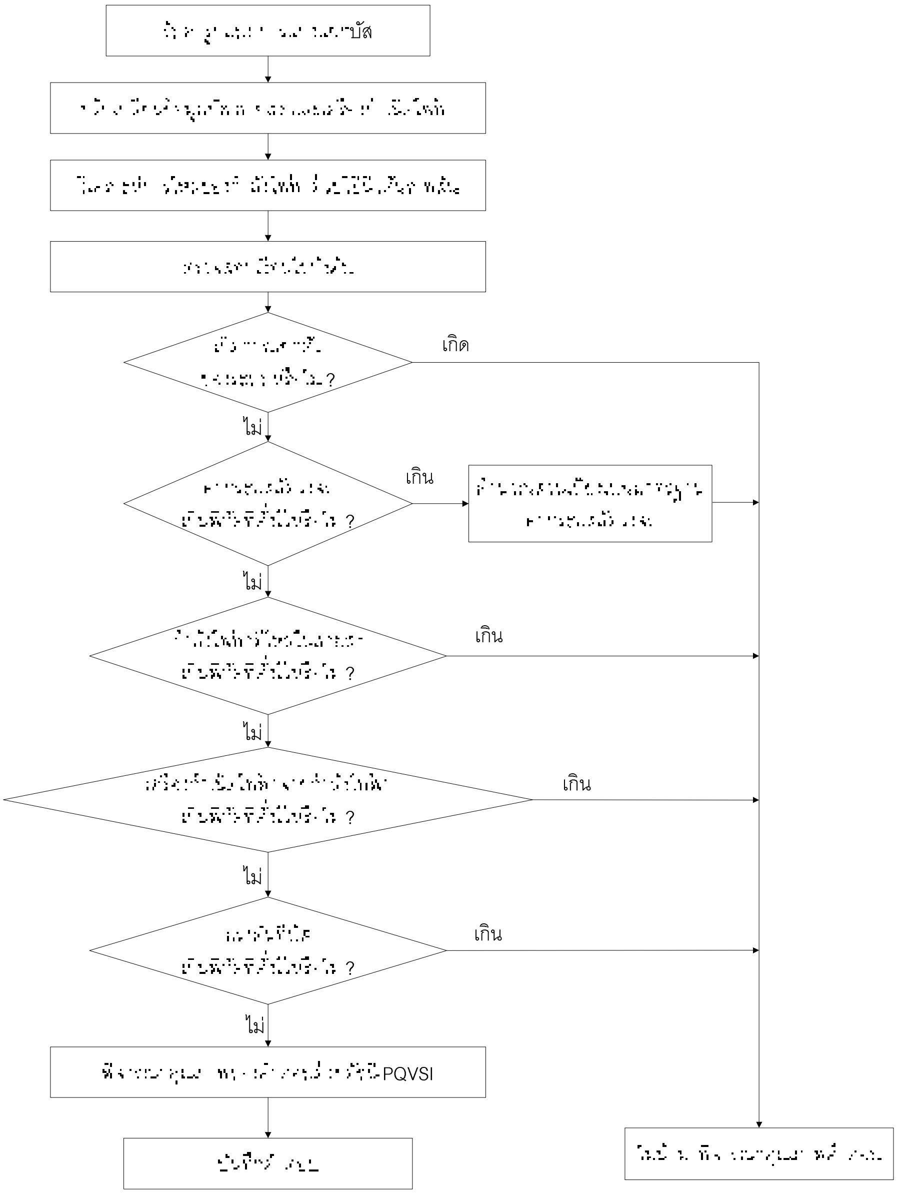
ระบบที่มีเสียรภาพแรงดัน ค่าดัชนี PQVSI ของสายส่งทุกวงจรในระบบไฟฟ้า จะต้องมีค่าอยู่ในช่วง $0 \le PQVSI \le 1$ หากคำนวณดัชนีนี้ได้ค่าที่สูงเกินกว่า 1 แสดงว่าระบบจะสูญเสียเสถียรภาพแรงดัน

ในขั้นตอนนี้จะกำหนดให้ค่าดัชนี PQVSI แบบวงกว้าง ของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส เป็นค่าสูงสุดของดัชนี PQVSI บนสายส่งไฟฟ้าทุกวงจรภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.10)

$$Global\ PQVSI = \max(PQVSI_{ji}) \qquad (5.10)$$

ขั้นตอนที่ 5 เป็นการเก็บค่าดัชนี PQVSI แบบวงกว้าง และบันทึกรูปแบบการแบ่งแยกบัสที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับของระบบในขั้นตอนที่ 3 เพื่อนำไปเปรียบเทียบหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้าง ซึ่งเป็นขั้นตอนสุดท้ายของกระบวนการแก้ปัญหา ดังแสดงในภาพที่ 5.1แผนผังการทำงานของกระบวนการในการแก้ปัญหา

จากขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบทั้ง 5 ขั้นตอนข้างต้น สามารถสรุปให้อยู่ในรูปแผนผังแสดงขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ ซึ่งแสดงดังภาพที่ 5.3



ภาพที่ 5.3 แผนผังขั้นตอนวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ

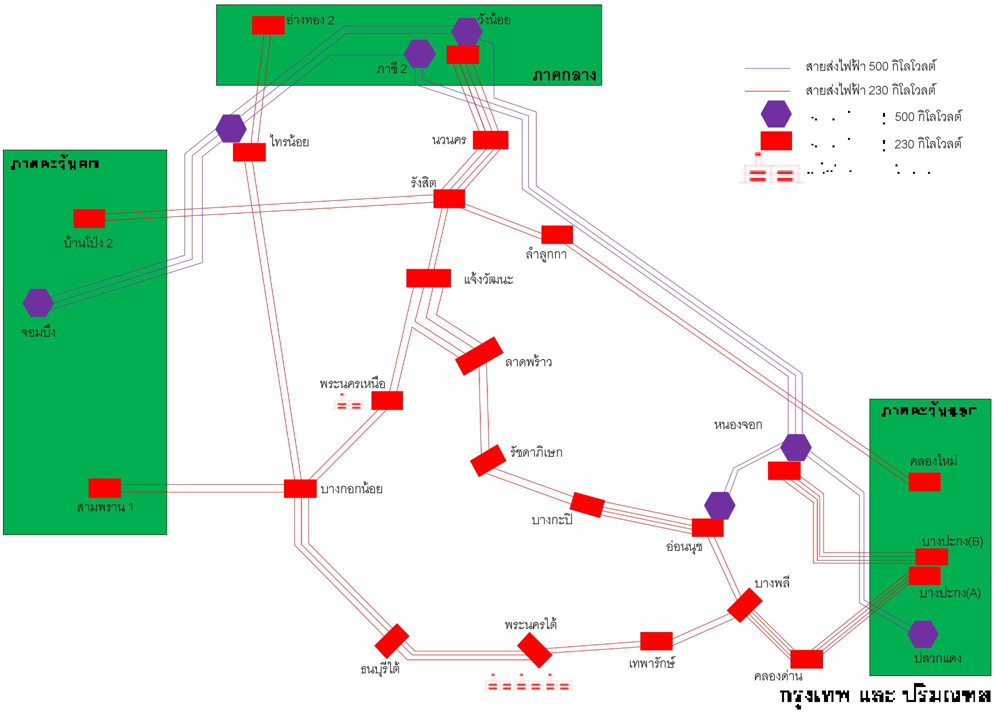
บทที่ 6

การทดสอบสมรรถนะ

เนื้อหาในบทนี้จะอธิบายถึงการทดสอบโปรแกรมการปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยการแบ่งแยกบัสเพื่อช่วยจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล โดยคำตอบของโปรแกรมที่ถูกพัฒนาขึ้นจะแสดงให้เห็นถึงตำแหน่งและจำนวนสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยกอย่างเหมาะสม เนื้อหาส่วนต่างๆ ที่สำคัญภายในบทนี้ประกอบด้วยรายละเอียดของระบบทดสอบ ผลการทดสอบการแบ่งแยกบัสตามวิธีต่างๆ เทียบกับวิธีที่ถูกนำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ สุดท้ายเป็นการวิเคราะห์และสรุปผลคำตอบที่ได้จากการทดสอบในแต่ละกรณี

6.1 ระบบทดสอบ [22]

วิธีการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ถูกทดสอบกับระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยจะพิจารณาปัญหากระแสลัดวงจรสูงเกินกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ และ 500 กิโลโวลต์ ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล แสดงแผนที่ระบบส่งไฟฟ้าได้ดังภาพที่ 6.1



ภาพที่ 6.1 แผนที่ระบบส่งไฟฟ้ารอบเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

รายชื่อสถานีไฟฟ้าจำนวน 21 แห่ง และจำนวนจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงภายในเขตนครหลวงสามารถแสดงได้ดังตารางด้านล่าง

สถานีไฟฟ้า	แรงดัน (กิโลโวลต์)	จำนวนจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงในเขตนครหลวง
บางกะปิ	230	2
บางพลี	230	3
บางกอกน้อย	230	3
แจ้งวัฒนะ	230	3
ลาดพร้าว	230	3
หนองจอก	230	1
พระนครเหนือ	230	3
อ่อนนุช A	230	2
รังสิต	230	3
รัชดาภิเษก	230	2
ไทรน้อย	230	2
พระนครใต้	230	2
ธนบุรีใต้	230	2
เทพารักษ์	230	2
คลองด่าน	230	1
นวนคร	230	1
ลำลูกกา	230	1
อ่อนนุช B	230	2
หนองจอก	500	2
อ่อนนุช	500	2
ไทรน้อย	500	1

รายละเอียดที่สำคัญของระบบทดสอบประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 108 เครื่อง ขนาดกำลังการผลิตรวม 17,520 MW และขนาดของโหลดรวม เท่ากับ 17,401 MW มีจำนวนสถานีไฟฟ้าในระบบทั้งหมด 243 สถานี วงจรสายส่งและหม้อแปลงมีจำนวน 203 และ 214 วงจร

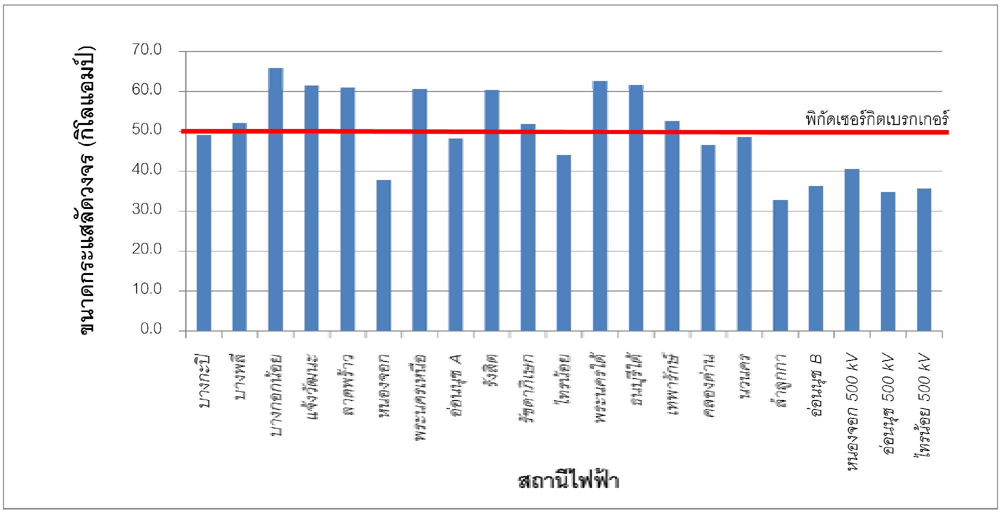
6.2 การทดสอบโปรแกรมการจำกัดกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

ในหัวข้อนี้จะแสดงผลการทดสอบโปรแกรมการจำกัดกระแสลัดวงจรกับระบบทดสอบ โดยผลการทดสอบจะแสดงจำนวนและตำแหน่งของการแบ่งแยกบัส เพื่อเป็นการเปรียบเทียบผลของการแบ่งแยกบัสตามที่ กฟผ. พิจารณา และวิธีการแบ่งแยกบัสโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัส จะแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี ได้แก่

1) กรณีฐาน
2) กรณีแบ่งแยกบัสเพียงแห่งเดียว
3) การแบ่งแยกบัสมากกว่า 1 แห่ง

6.2.1 กรณีฐาน

การทดสอบในกรณีนี้จะไม่มีการแบ่งแยกสภานีไฟฟ้า ซึ่งใช้ข้อมูลตั้งต้นที่ไม่มีการปรับเปลี่ยนข้อมูลบัส สายส่ง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ก่อนนำมาวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน ซึ่งผลการทดสอบพบว่ามีการละเมิดเงื่อนไขค่ากระแสลัดวงจรเกินพิกัดที่ตั้งไว้ที่ 50 กิโลแอมป์ แต่ไม่มีการละเมิดเงื่อนไขบังคับข้ออื่นๆ ในภาพที่ 6.2 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในลักษณะกราฟแท่งพร้อมเงื่อนไขบังคับเรื่องค่ากระแสลัดวงจรที่บัสต้องมีค่าต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์



ภาพที่ 6.2 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ก่อนการแบ่งแยกบัส

ขนาดกระแสลัดวงจร ณ สถานีไฟฟ้าแรงสูงแต่ละแห่งของระบบทดสอบในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ก่อนการแบ่งแยกบัสสามารถแสดงได้ ดังนี้

สถานีไฟฟ้า		ระดับแรงดัน (กิโลโวลต์)	ค่ากระแสลัดวงจร ก่อนแบ่งแยกบัส (กิโลแอมป์)
BK_230	บางกะปิ	230	49.1
BPL_230	บางพลี	230	52.2
BN_230	บางกอกน้อย	230	65.9
CHW_230	แจ้งวัฒนะ	230	61.5
LPR_230	ลาดพร้าว	230	61.0
NCO_230	หนองจอก	230	37.8
NB_230	พระนครเหนือ	230	60.6
ON_230	อ่อนนุช A	230	48.2
RS_230	รังสิต	230	60.3
RPS_230	รัชดาภิเษก	230	51.9
SNO_230	ไทรน้อย	230	44.1
SB(A)_230	พระนครใต้	230	62.7
STB_230	ธนบุรีใต้	230	61.7
TPR_230	เทพารักษ์	230	52.7
KLD_230	คลองด่าน	230	46.6
NV_230	นวนคร	230	48.6
LLA_230	ลำลูกกา	230	32.8
ON(B)_230	อ่อนนุช B	230	36.4
NCO_500	หนองจอก	500	40.6
ON_500	อ่อนนุช	500	34.8
SNO(A)_500	ไทรน้อย	500	35.7

จากผลการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรพบว่าที่สถานีไฟฟ้าบางแห่งจะมีค่ากระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์ขนาด 50 กิโลแอมป์ที่ทาง กฟผ. ใช้งานจริงในปัจจุบันนี้ จากตารางข้างต้นพบว่าสถานีไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงเกิน 50 กิโลแอมป์ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ จำนวน 10 แห่ง ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าบางพลี บางกอกน้อย แจ้งวัฒนะ ลาดพร้าว พระนครเหนือ รังสิต รัชดาภิเษก พระนครใต้ ธนบุรีใต้ และเทพารักษ์

6.2.2 กรณีแบ่งแยกบัสเพียงแห่งเดียว

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งสามารถแบ่งแยกได้หลายรูปแบบจำนวนคำตอบที่เป็นไปได้ของการแบ่งแยกบัสในแต่ละแห่งโดยพิจารณาในทุกๆ กรณีที่เป็นไปได้จะมีคำตอบเป็นจำนวนมากดังตัวอย่างที่แสดงไว้ในหัวข้อ 4.3 ที่สถานีไฟฟ้าบางกะปิ ซึ่งมีจำนวนรูปแบบที่เป็นไปได้ของการแบ่งแยกบัสมีค่าเท่ากับ 2^{11} = 2048 รูปแบบ ดังนั้นต้องจำกัดรูปแบบให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด ซึ่งภายหลังการแบ่งแยกบัสจะต้องไม่ก่อให้เกิดการแยกตัวของระบบไฟฟ้าและช่วยลดค่ากระแสลัดวงจรได้อย่างแท้จริง

จากผลการทดสอบการแบ่งแยกบัสเพียง 1 แห่ง ไม่สามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ทุกๆสถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลให้มีค่าต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์ เพื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบในหัวข้อการทดสอบนี้จะกำหนดดัชนีชี้วัดขึ้นมาใหม่ ดังที่แสดงไว้แล้วในสมการที่ (5.10) ซึ่งเป็นการประยุกต์มาจากส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าที่มีค่าสูงเกิน 50 กิโลแอมป์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อแสดงสถานะของค่ากระแสลัดวงจรโดยรวมสำหรับการแบ่งแยกบัสแต่ละรูปแบบ

ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรจะพิจารณาจากสถานีไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงกว่า 50 กิโลแอมป์ ในกรณีฐานเป็นหลัก ดังนั้นจะกำหนดให้ N มีค่าเท่ากับ 10 เสมอ และในกรณีสถานีไฟฟ้าบางแห่งก่อนแบ่งแยกมีค่ากระแสลัวงจรสูงเกิน 50 กิโลแอมป์ แต่ภายหลังการแบ่งแยกมีค่าต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์ จะกำหนดให้ค่า $S/C_i - IC$ มีค่าเท่ากับศูนย์

ผลการคำนวณส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของระบบทดสอบในกรณีฐาน ซึ่งเป็นรูปแบบระบบส่งไฟฟ้าก่อนการแบ่งแยกบัสมีค่า

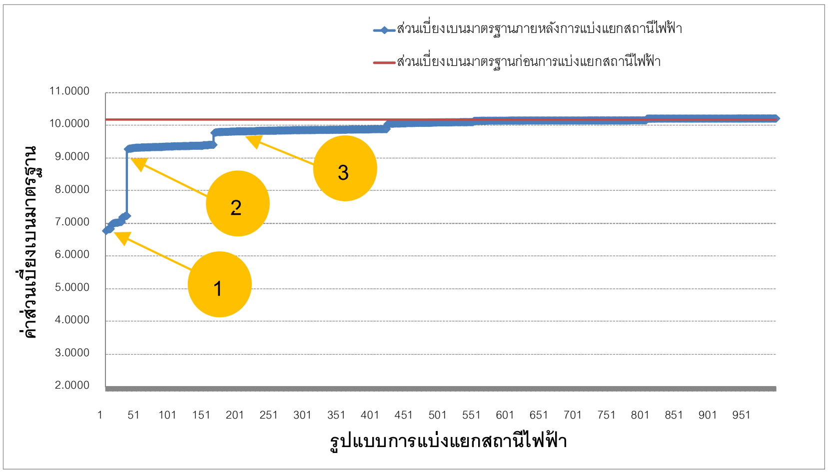
$$\sigma_{S/C} = 10.1811$$

ภายหลังการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ หากค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานมีค่าต่ำกว่า 10.1811 แสดงว่าการแบ่งแยกบัสในรูปแบบนั้นสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรได้

เนื่องจากค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสโดยส่วนใหญ่แล้วจะมีค่าต่ำกว่าค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานก่อนการแบ่งแยกบัส เราจึงต้องใช้กฎการแบ่งแยกบัสดังที่แสดงไว้ในหัวข้อที่ 4.3 เพื่อจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสให้เหมาะสมมากที่สุด และมีรูปแบบเป็นมาตรฐานสำหรับสถานีไฟฟ้าทุกแห่ง โดยค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสแต่ละแห่งจะถูกแสดงด้วยกราฟดังภาพที่ 6.3 – 6.23 การทดสอบการแบ่งแยกบัสเพื่อหารูปแบบที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าต่างๆ จะแสดงผลการทดสอบของการแบ่งแยกบัสแต่ละแห่งได้ดังนี้

1) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าบางกะปิ

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบางกะปิทั้งหมด 11 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสบางกะปิจึงมีทั้งหมด $2^{11} = 2{,}048$ รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 992 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสบางกะปิในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.3



ภาพที่ 6.3 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสบางกะปิ

จากกราฟในภาพที่ 6.3 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสบางกะปิทั้ง 992 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสบางกะปิ

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 - 32	6.7648 - 7.2237	1 - 8	6.7648 - 6.8246
2	33 - 160	9.2696 – 9.4011	-	-
3	161 - 992	9.7683 – 10.2069	-	-

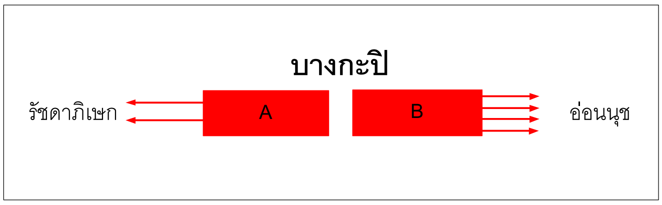
จากตารางที่ 6.1 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางกะปิจำนวน 8 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสทั้ง 8 รูปแบบ จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานอยู่ระหว่าง 6.7648 - 6.8246

สถานีไฟฟ้าบางกะปิเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด และส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ จำนวน 1 วงจร ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางกะปิโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จึงมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 x $2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$ = 1 X $2^{(2+1+0)}$

= 8 รูปแบบ

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษก และอ่อนนุช จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.4

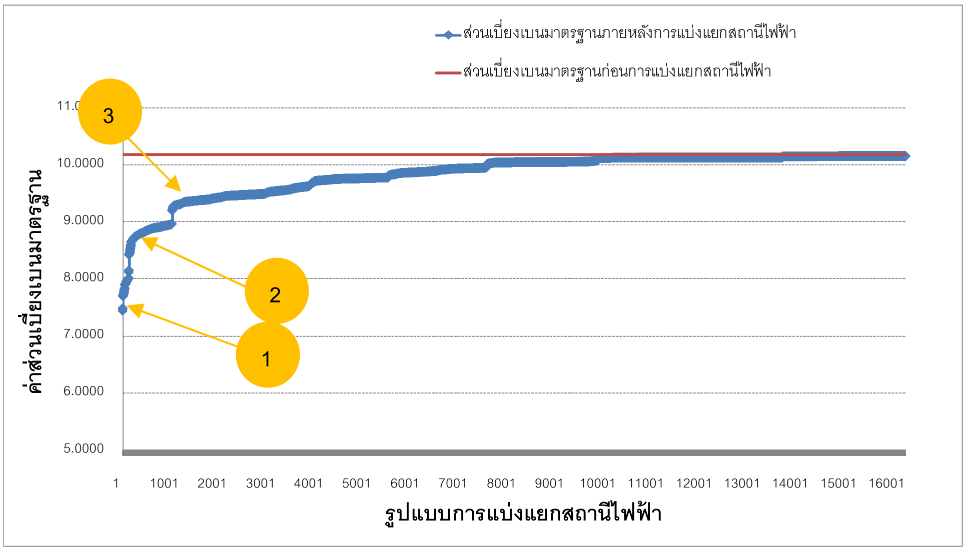


ภาพที่ 6.4 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางกะปิกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางกะปิให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางพลีเพียง 8 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1-8 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.1 โดยทั้ง 8 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด และวงจรโหลด 1 วงจร ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าบางกะปิ(A) หรือ สถานีไฟฟ้าบางกะปิ(B) ก็ได้

2) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าบางพลี

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบางพลีทั้งหมด 15 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสบางพลีจึงมีทั้งหมด 2^{15} = 32,768 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 16,256 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสบางพลีในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.5



ภาพที่ 6.5 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสบางพลี

จากกราฟในภาพที่ 6.5 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสบางพลีทั้ง 16256 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.2 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสบางพลี

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 – 132	7.4412 – 8.1592	1 – 4 129 - 132	7.4412 – 7.4923 8.1216 – 8.1592
2	133 – 1,024	8.4202 – 8.9672	-	-
3	1,025 – 16,256	9.2046 – 10.1552	1,151 1,170 1,337 1,640	9.3043 9.3067 9.3572 9.3837

จากตารางที่ 6.2 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางพลีจำนวน 132 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสเฉพาะในรูปแบบที่ 1 ถึง 4 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานอยู่ระหว่าง 7.4412 – 7.4923

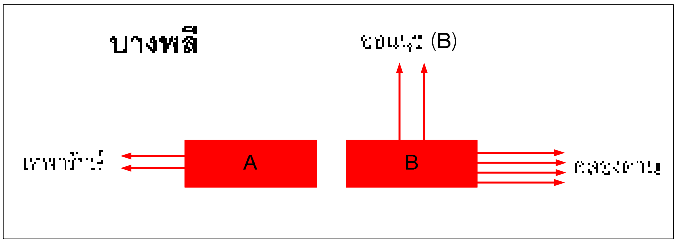
สถานีไฟฟ้าบางพลีเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางพลี โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

$$\text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง}+\text{จำนวนโหลด}+\text{จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 3 \text{ X } 2^{(2+0+0)}$$

$$= 12 \text{ รูปแบบ}$$

ส่วนรูปแบบอื่นๆ ของการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องกับกฎการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 ข้อ จะอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ในรูปแบบที่ 129 ถึง 132 และกราฟช่วงที่ 3

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าคลองด่าน อ่อนนุช(B) และเทพารักษ์ที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.6



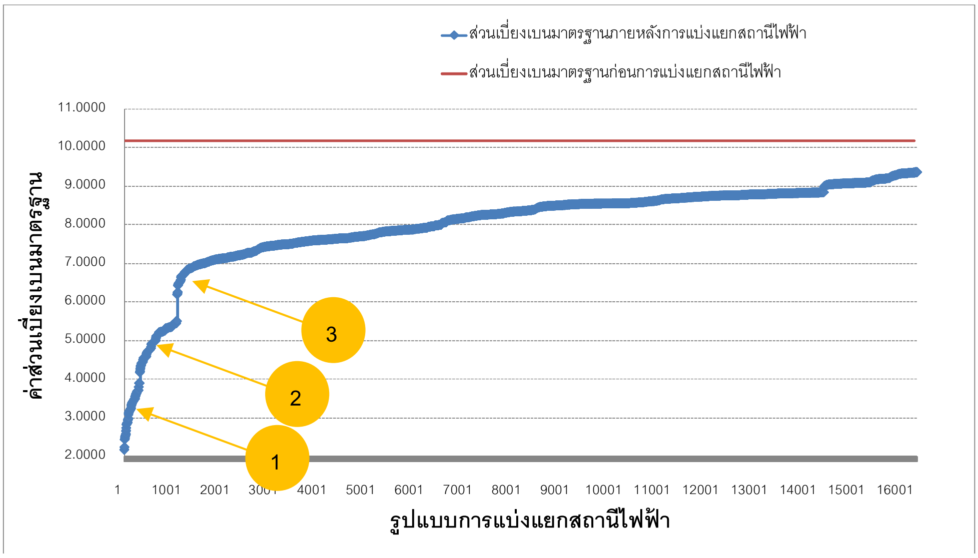
ภาพที่ 6.6 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางพลีกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางพลีให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางพลีเพียง 4 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 4 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.2 โดยทั้ง 4 รูปแบบ เกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าบางพลี(A) หรือสถานีไฟฟ้าบางพลี(B)

3) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยทั้งหมด 15 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อยทั้งหมด จึงมีทั้งหมด 2^{15} = 32,768 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 16,320 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

ภายหลังการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อยในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.7



ภาพที่ 6.7 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อย

จากกราฟในภาพที่ 6.7 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อยทั้งหมด ทั้ง 16,320 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วงและค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อย

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 – 320	2.1585 – 3.8950	1 – 8 89-94 101, 106	2.1585 – 2.2406 3.0697 – 3.1306 3.1409, 3.1629
2	321 – 1,088	4.1688 – 5.5015	459 – 462 467 470 - 472	4.6486 – 4.6549 4.6700 4.69900 – 4.7004
3	1,089 – 16,320	6.1880 – 9.364	-	-

จากตารางที่ 6.3 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อยทั้งหมด จำนวน 320 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสเฉพาะในรูปแบบที่ 1 ถึง 8 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ โดยมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานน้อยที่สุดอยู่ระหว่าง 2.1585 – 2.2406

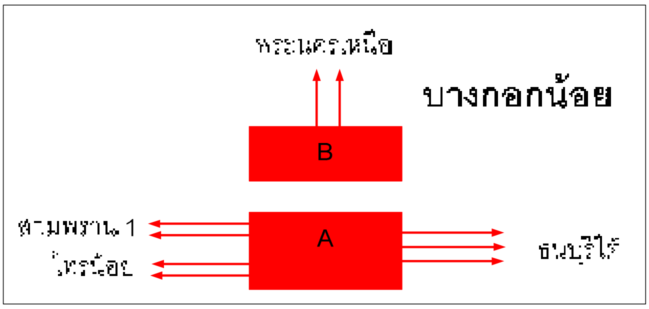
สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยทั้งหมดเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 3 ชุด ดังนั้น จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อยทั้งหมด โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 x $2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$ $= 3 \times 2^{(3+0+0)}$

= 24 รูปแบบ

ส่วนรูปแบบอื่นๆ ของการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องกับกฎการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 ข้อ จะอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ในรูปแบบที่ 89 – 94, 101, 106 และกราฟช่วงที่ 2

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ ธนบุรีใต้ สามพราน1 และไทรน้อยที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.8

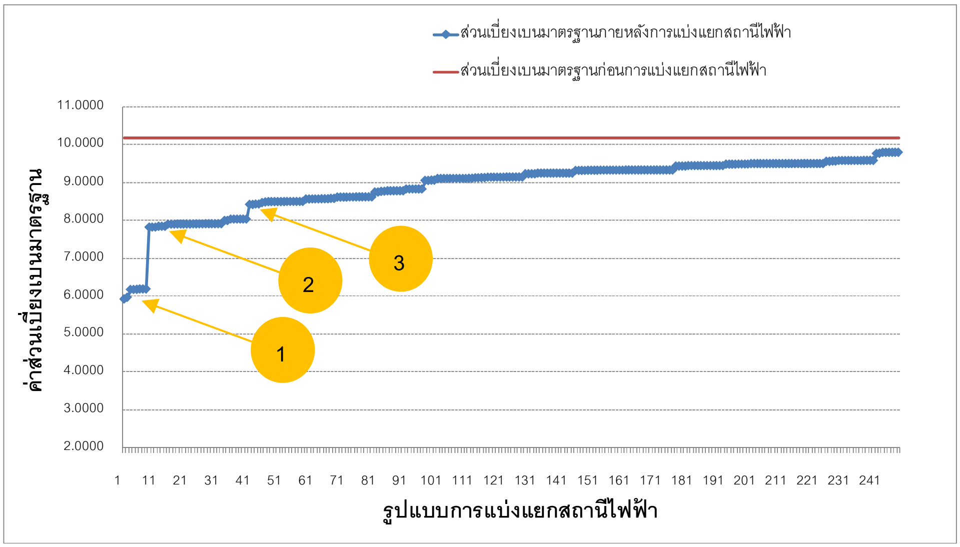


ภาพที่ 6.8 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อยให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสบางกอกน้อยเพียง 8 รูปแบบเท่านั้น ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 8 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.3 โดยทั้ง 8 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 3 ชุด ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย(A) หรือ สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย(B) ก็ได้

4) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะมีทั้งหมด 9 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะจึงมีทั้งหมด 2^9 = 512 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 248 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.9



ภาพที่ 6.9 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะ

จากกราฟในภาพที่ 6.9 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะทั้ง 248 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.4

ตารางที่ 6.4 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะ

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 - 8	5.9115 – 6.1770	1, 2	5.9115, 5.9551
2	9 - 40	7.8119 – 8.0260	33, 34	7.9862, 7.9886
3	41 - 248	8.4123 – 9.7939	45, 46	8.4613, 8.4785

จากตารางที่ 6.4 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะจำนวน 8 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสเฉพาะในรูปแบบที่ 1 และ 2 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน 5.9115 และ 5.9551 ตามลำดับ

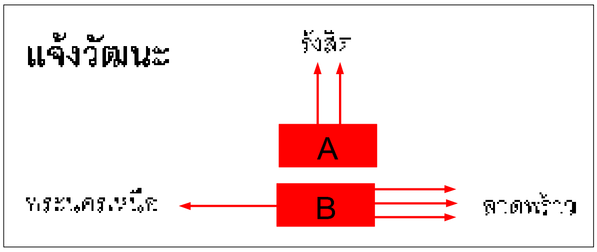
สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะ โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

$$\text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง}+\text{จำนวนโหลด}+\text{จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 3 \text{ X } 2^{(1+0+0)}$$

$$= 6 \text{ รูปแบบ}$$

ส่วนรูปแบบอื่นๆ ของการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องกับกฎการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 ข้อ จะอยู่ในกราฟช่วงที่ 2 และ 3

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้ารังสิต ลาดพร้าว และพระนครเหนือที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.10



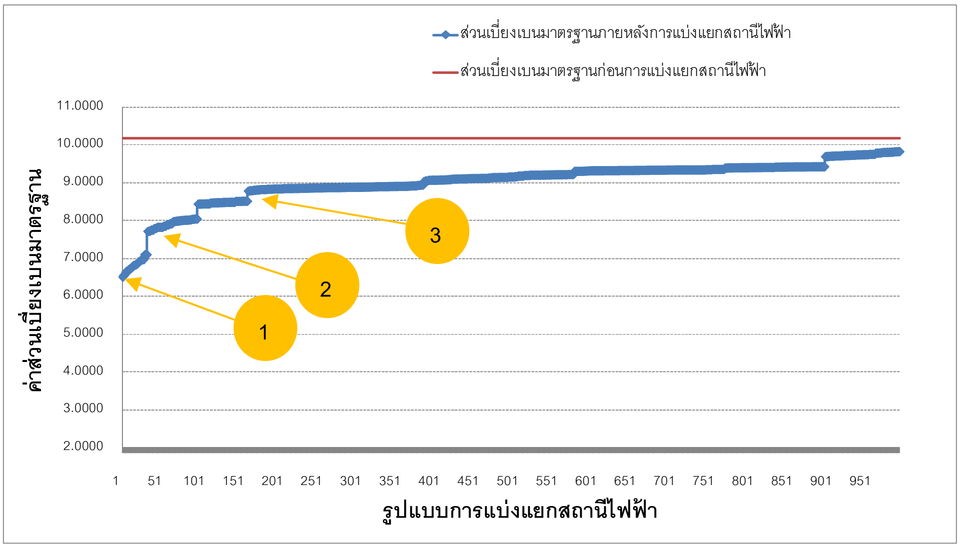
ภาพที่ 6.10 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะเพียง 2 รูปแบบเท่านั้น ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 และ 2 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.4 โดยทั้ง 2 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้า 1 ชุด ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ(A) หรือ สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ(B) ก็ได้

5) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าลาดพร้าว

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าลาดพร้าวทั้งหมด 11 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสลาดพร้าวจึงมีทั้งหมด 2^{11} = 2,048 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่

สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 992 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสลาดพร้าวในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.11



ภาพที่ 6.11 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสลาดพร้าว

จากกราฟในภาพที่ 6.11 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสลาดพร้าวทั้ง 992 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสแสดงดังตารางที่ 6.5

ตารางที่ 6.5 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสลาดพร้าว

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 - 32	6.5119 – 7.0986	1 - 8	6.5119 – 6.6966
2	33 - 96	7.7122 – 8.0388	33 – 40 65 - 72	7.7122 – 7.7493 7.9641 – 7.9861
3	97 - 992	8.4298 – 9.8090	-	-

จากตารางที่ 6.5 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสลาดพร้าวจำนวน 32 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 8 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานระหว่าง 6.5119 – 6.6966

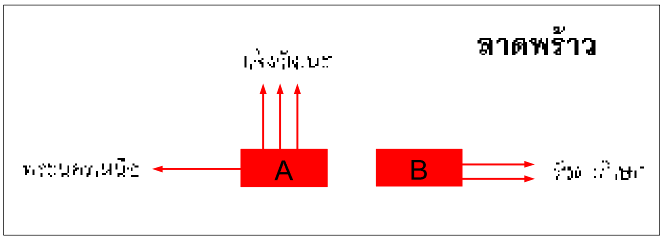
สถานีไฟฟ้าลาดพร้าวเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด และส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ จำนวน 1 วงจร ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสลาดพร้าวโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

$$\text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 3 \text{ X } 2^{(2+1+0)}$$

$$= 24 \text{ รูปแบบ}$$

ส่วนรูปแบบอื่นๆ ของการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องกับกฎการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 ข้อ จะอยู่ในกราฟช่วงที่ 2

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ รัชดาภิเษก และพระนครเหนือที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.12



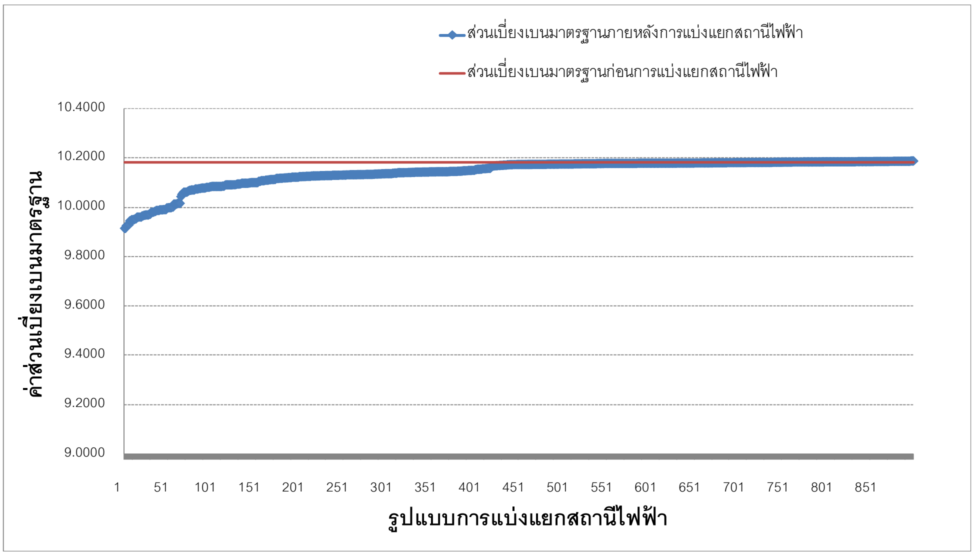
ภาพที่ 6.12 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าลาดพร้าวกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสลาดพร้าวให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะเพียง 8 รูปแบบเท่านั้น ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 8 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.5 โดยทั้ง 8 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด และโหลดซึ่งจ่ายให้แก่การไฟฟ้านครหลวงโดยตรง โดยสามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว(A) หรือ สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว(B) ก็ได้

6) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าหนองจอก

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าหนองจอกทั้งหมด 11 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสหนองจอกจึงมีทั้งหมด 2^{11} = 2,048 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่

สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 896 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสหนองจอกในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.13



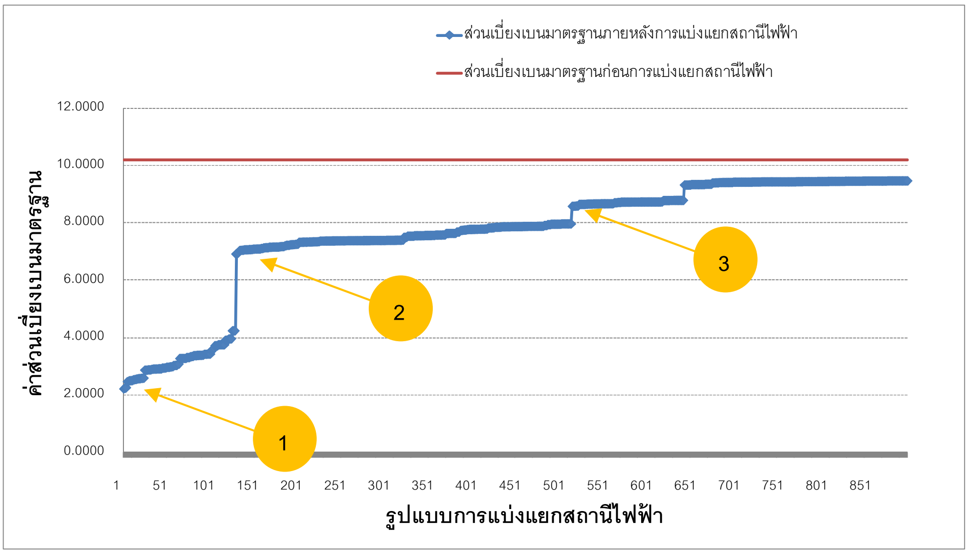
ภาพที่ 6.13 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสหนองจอก

สถานีไฟฟ้าหนองจอกจะรับกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าบางปะกงเพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่สถานีไฟฟ้าต่างๆ ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล และจากกราฟในภาพที่ 6.13 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรก่อนและภายหลังการแบ่งแยกบัสหนองจอกทั้ง 896 รูปแบบ จะมีค่าใกล้เคียงกันมากและบางรูปแบบของการแบ่งแยกบัสจะมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานมากกว่าก่อนการแบ่งแยกบัส โดยมีค่าระหว่าง 9.9122 - 10.1865

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าไม่มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสหนองจอกใดๆ ที่เหมาะสำหรับการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

7) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือทั้งหมด 11 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือจึงมีทั้งหมด 2^{11} = 2,048 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 896 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.14



ภาพที่ 6.14 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือ

จากกราฟในภาพที่ 6.14 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือทั้ง 896 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.6

ตารางที่ 6.6 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือ

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 - 128	2.2227 – 4.2387	1 – 4 101 - 104	2.2227 – 2.2682 3.5361 – 3.6381
2	129 - 512	6.9063 – 7.9570	385 - 392	7.7165 – 7.7416
3	513 - 896	8.5643 – 9.4502	513 - 520	8.5643 – 8.5778

จากตารางที่ 6.6 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือจำนวน 128 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 4 และ 101 – 104 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานระหว่าง 2.227 – 2.2682 และ 3.5361 – 3.6381 ตามลำดับ

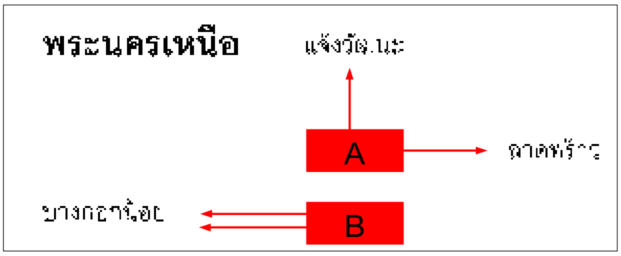
สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือมีการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 1 ยูนิต และเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 x $2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$ $= 3 \times 2^{(2+0+1)}$

= 24 รูปแบบ

ส่วนรูปแบบอื่นๆ ของการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องกับกฎการแบ่งแยกบัสทั้ง 3 ข้อ จะอยู่ในกราฟช่วงที่ 2 และ 3

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ บางกอกน้อย และลาดพร้าวที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.15

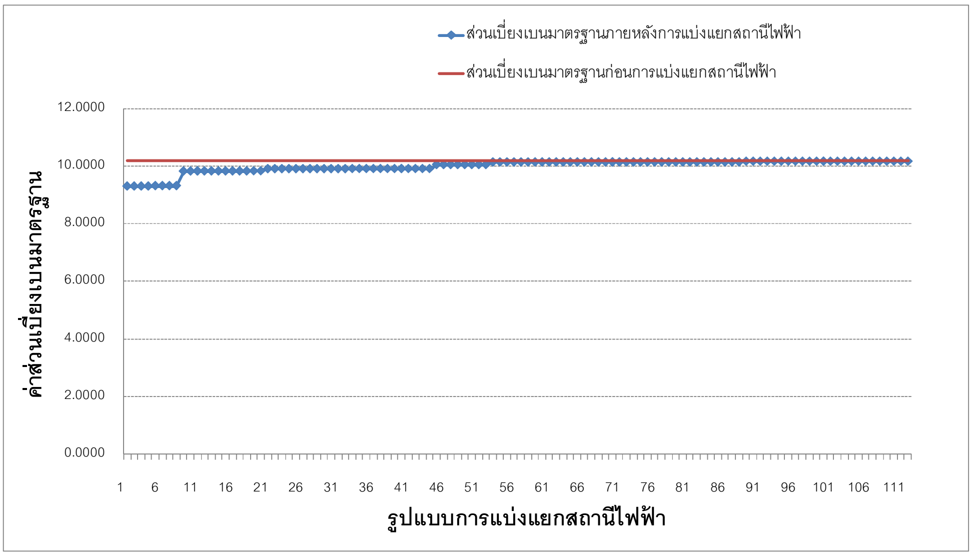


ภาพที่ 6.15 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสแจ้งวัฒนะเพียง 8 รูปแบบเท่านั้น ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 4 และ 101 – 104 ซึ่งอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.6 โดยทั้ง 8 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ยูนิต โดยจะเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ(A) หรือ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ(B) ก็ได้

8) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชA

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่ต่อกับสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชA ทั้งหมด 7 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช Aจึงมีทั้งหมด 2^7 = 256 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 112 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช Aในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.16



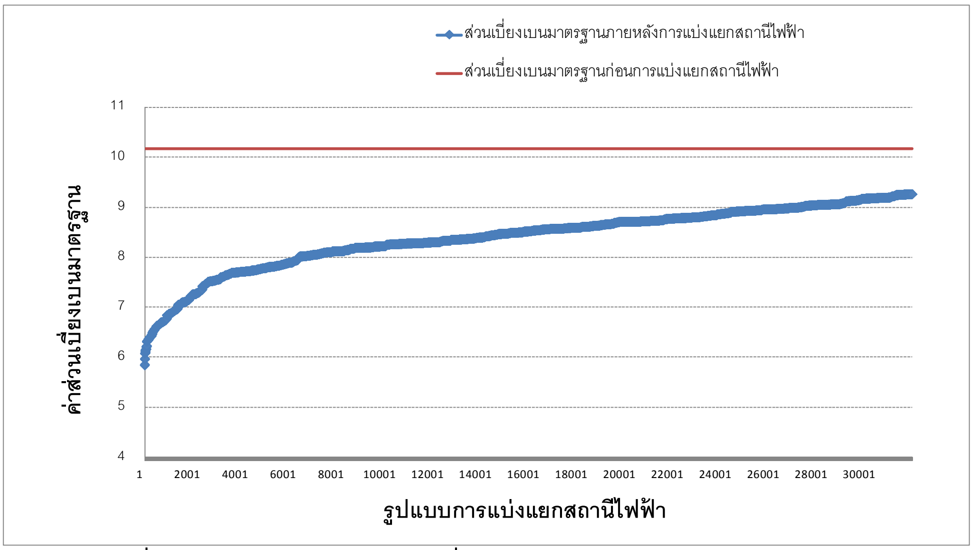
ภาพที่ 6.16 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชA

สถานีไฟฟ้าอ่อนนุชA จะรับกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่สถานีไฟฟ้าบางกะปิ และจากกราฟในภาพที่ 6.16 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรก่อนและภายหลังการแบ่งแยกบัสหนองจอกทั้ง 112 รูปแบบ จะมีค่าใกล้เคียงกันมากโดยมีค่าระหว่าง 9.2959 ถึง 10.1698

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าไม่มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชA ใดๆ ที่เหมาะสำหรับการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

9) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้ารังสิต

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้ารังสิตทั้งหมด 17 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสรังสิตจึงมีทั้งหมด 2^{17} = 131,072 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 65,408 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสรังสิตในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.17



ภาพที่ 6.17 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสรังสิต

จากกราฟในภาพที่ 6.17 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสรังสิตเพียง 32,000 รูปแบบ (โปรแกรม Microsoft Office Excel 2007 แสดงข้อมูลได้มากสุด 32,000 ข้อมูล) รายละเอียดกราฟจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.7

ตารางที่ 6.7 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสรังสิต (10,000 รูปแบบแรก)

รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1 – 10,000	5.8269 – 8.2192	1-4 5-8	5.8269 - 5.8497 5.9499 – 5.9660

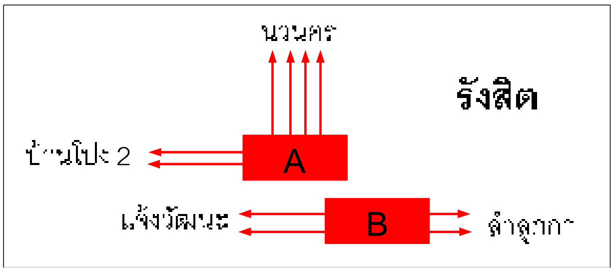
จากตารางที่ 6.7 พบว่าการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 8 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน 5.8269 – 5.9660

สถานีไฟฟ้ารังสิตมีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด และเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบ้านโป่ง2 ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าภายนอกเขตนครหลวง จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสรังสิตโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะต้องคูณ 2 เนื่องจากมีการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าบ้านโป่ง2 ดังนั้นจำนวนรูปแบบจะมีจำนวนเท่ากับ

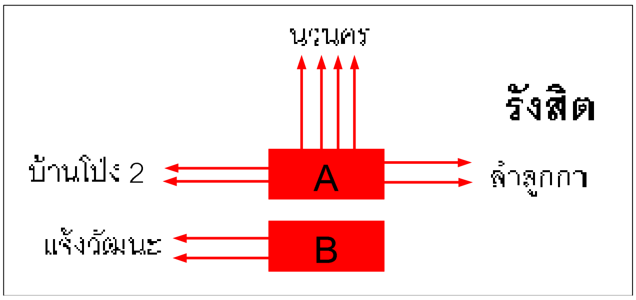
$$2 \times \text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 2 \times 3 \times 2^{(2+0+0)}$$

$$= 24 \text{ รูปแบบ}$$

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้านวนคร ลำลูกกา แจ้งวัฒนะ และบ้านโป่ง 2 ที่เหมาะสมจะมี 2 รูปแบบ แสดงได้ดังภาพที่ 6.18



ก) รูปแบบที่ 1



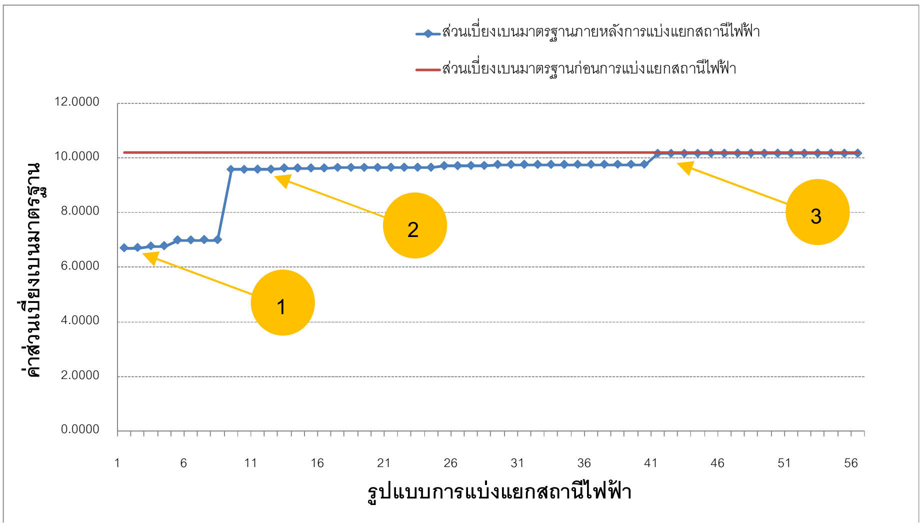
ข) รูปแบบที่ 2

ภาพที่ 6.18 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้ารังสิตกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสรังสิตให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสไทรน้อยมี 2 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบดังแสดงในภาพที่ 6.18

10) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษก

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกทั้งหมด 7 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษกจึงมีทั้งหมด $2^7 = 128$ รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 56 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษกในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.19



ภาพที่ 6.19 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษก

จากกราฟในภาพที่ 6.19 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษกทั้ง 56 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.8

ตารางที่ 6.8 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษก

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 – 8	6.6962 – 6.9992	1 - 4	6.6962 – 6.7758
2	9 – 40	9.5730 – 9.7615	-	-
3	41 - 56	10.1616 – 10.1639	-	-

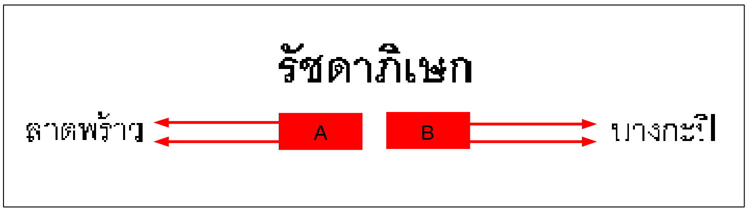
จากตารางที่ 6.8 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษกจำนวน 56 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 4 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน 6.6962 – 6.9992

สถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกมีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษกโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 x $2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$ $= 1 \times 2^{(2+0+0)}$

$= 4$ รูปแบบ

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าลาดพร้าว และบางกะปิที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.20

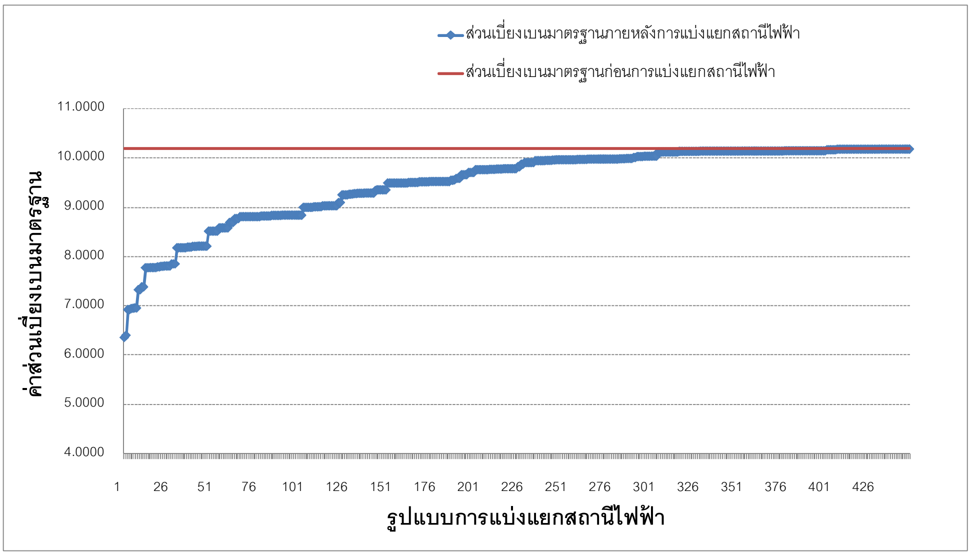


ภาพที่ 6.20 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษกให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสรัชดาภิเษกมี 4 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 4 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.8 โดยทั้ง 4 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษก(A) หรือ สถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษก(B) ก็ได้

11) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าไทรน้อย

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าไทรน้อยทั้งหมด 10 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสไทรน้อยจึงมีทั้งหมด $2^{10} = 1,024$ รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 448 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสไทรน้อยในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.21



ภาพที่ 6.21 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสไทรน้อย

จากกราฟในภาพที่ 6.21 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสไทรน้อยทั้ง 448 รูปแบบ รายละเอียดกราฟจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.9

ตารางที่ 6.9 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสไทรน้อย

รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1 – 448	6.2493 – 10.1768	1, 2	6.3493, 6.3925

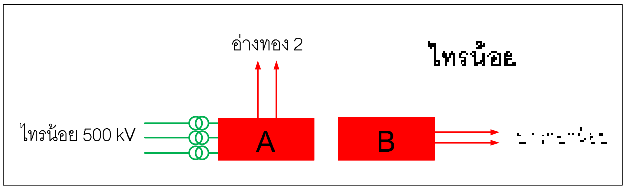
จากตารางที่ 6.9 พบว่าการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 2 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน 6.2493 – 10.1768

สถานีไฟฟ้าไทรน้อยมีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด และเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 2 ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าภายนอกเขตนครหลวง จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสไทรน้อยโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะต้องคูณ 2 ด้วย เนื่องจากมีการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 2 ดังนั้นจำนวนรูปแบบจะมีจำนวนเท่ากับ

$2 \times \text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 2 \times 1 \times 2^{(1+0+0)}$

$= 4$ รูปแบบ

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย ไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ และอ่างทอง 2 ที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.22

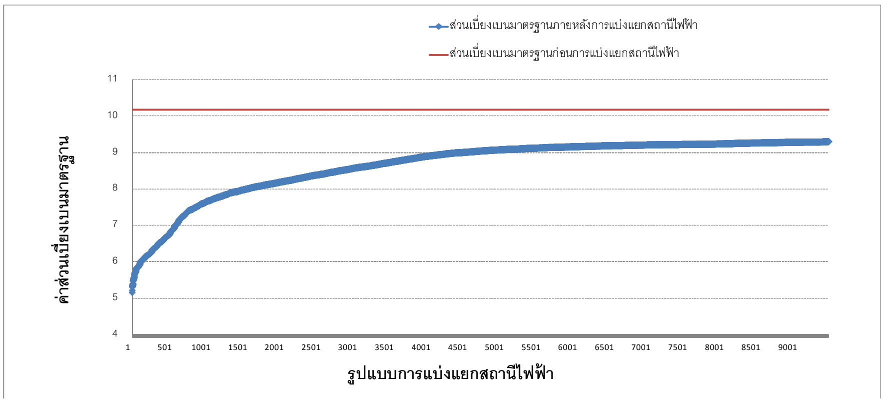


ภาพที่ 6.22 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าไทรน้อยกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

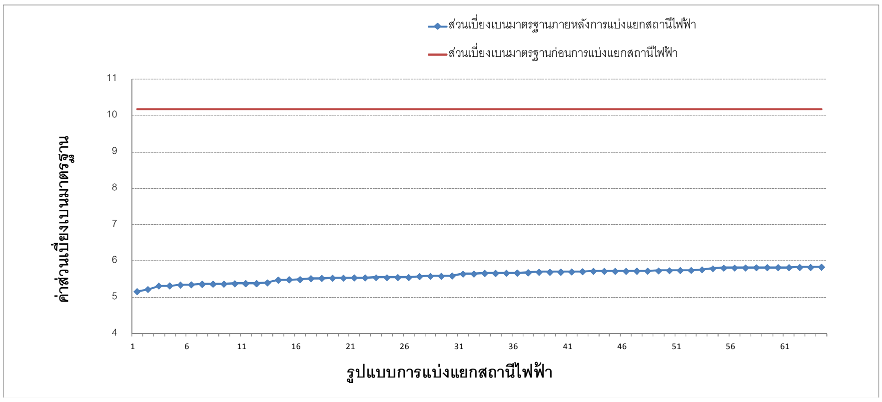
จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสไทรน้อยให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 2 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 2 ดังแสดงในตารางที่ 6.9

12) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าพระนครใต้

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ทั้งหมด 20 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสพระนครใต้จึงมีทั้งหมด 2^{20} = 1,048,576 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสพระนครใต้ในรูปแบบต่างๆ จำนวน 9,500 รูปแบบ (โดยการสุ่ม) โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.23 ก) และ ภาพที่ 6.23 ข) จะแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของสถานีไฟฟ้าที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส



ก) ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานจำนวน 9,500 รูปแบบ (โดยการสุ่ม)



ข) ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส

ภาพที่ 6.23 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสพระนครใต้

จากกราฟในภาพที่ 6.23 จะแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสพระนครใต้จำนวน 9,500 รูปแบบ (โดยการสุ่ม) กราฟจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.10 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสพระนครใต้

รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1 - 9,500	5.1598 – 9.2960	-	-

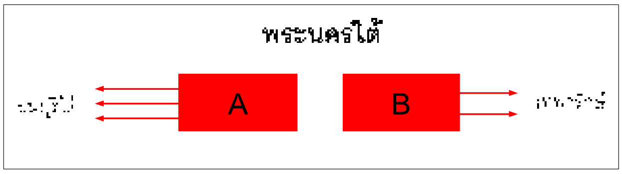
จากตารางที่ 6.10 จะไม่มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสใดเลยที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ โดยรูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ จะมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานระหว่าง 4.7547 – 7.5387 ดังแสดงในภาพที่ 6.23 ข)

สถานีไฟฟ้าพระนครใต้มีการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 3 ยูนิต และเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 3 ชุด จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสพระนครใต้โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 x $2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$ $= 1 \times 2^{(3+3+0)}$

$= 64$ รูปแบบ

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้ และเทพารักษ์ที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.24

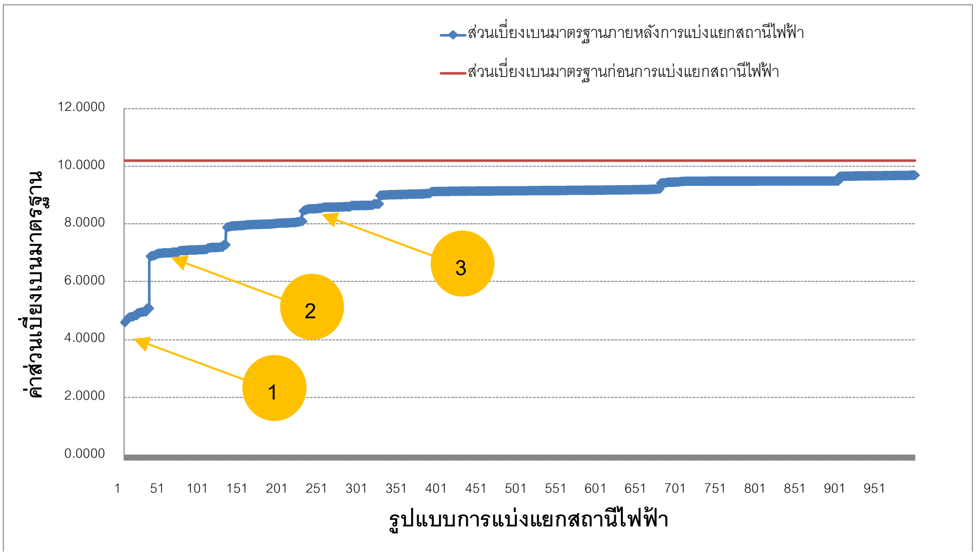


ภาพที่ 6.24 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าพระนครใต้กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสพระนครใต้ให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสพระนครใต้มี 64 รูปแบบ

13) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้ทั้งหมด 11 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้จึงมีทั้งหมด 2^{11} = 2,048 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 992 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้ในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.25



ภาพที่ 6.25 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้

จากกราฟในภาพที่ 6.25 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้ทั้ง 992 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.11

ตารางที่ 6.11 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
ของการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 – 32	4.5968 - 5.0900	1 - 8	4.5968 - 4.7891
2	33 – 224	6.8828 – 8.0975	-	-
3	225 - 992	8.4530 – 9.6919	-	-

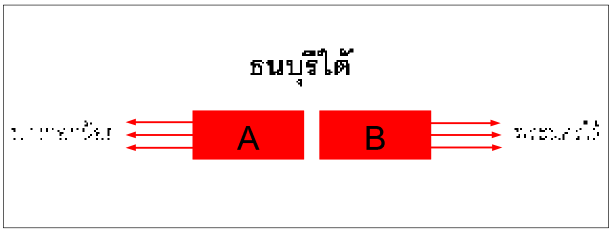
จากตารางที่ 6.12 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้จำนวน 32 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 8 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานระหว่าง 4.5968 - 4.7891

สถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้มีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด และส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ จำนวน 1 วงจร ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 $\times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$ $= 1 \times 2^{(2+1+0)}$

$= 8$ รูปแบบ

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ และบางกอกน้อยที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.26

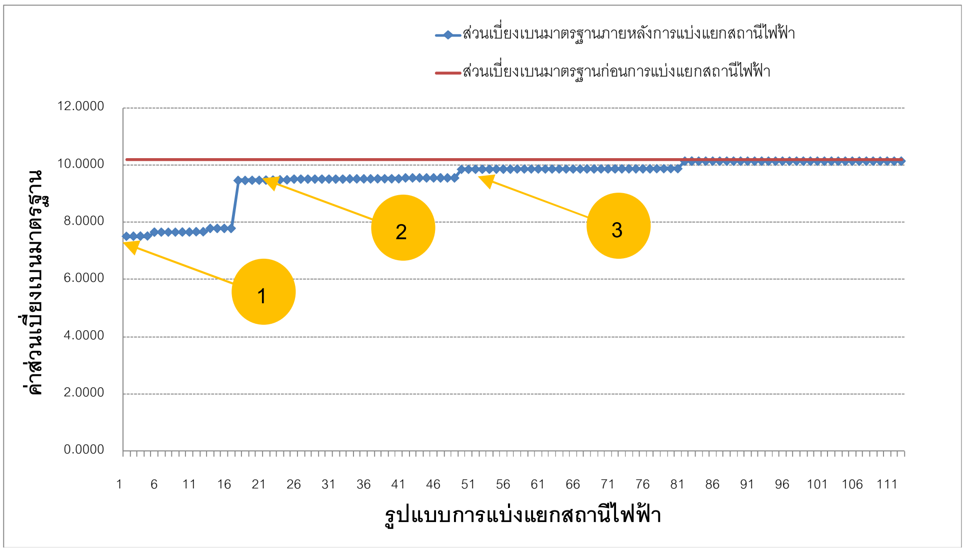


ภาพที่ 6.26 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้ให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสธนบุรีใต้ 8 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 8 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.11 โดยทั้ง 8 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้(A) หรือสถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้(B) ก็ได้

14) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ทั้งหมด 8 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์จึงมีทั้งหมด $2^8 = 256$ รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 112 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.27



ภาพที่ 6.27 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์

จากกราฟในภาพที่ 6.27 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ทั้ง 112 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสแสดงดังตารางที่ 6.12

ตารางที่ 6.12 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
ของการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 – 16	7.4976 – 7.7750	1 - 4	7.4976 – 7.5091
2	17 – 48	9.4625 – 9.5544	-	-
3	49 - 112	9.8549 – 10.1464	-	-

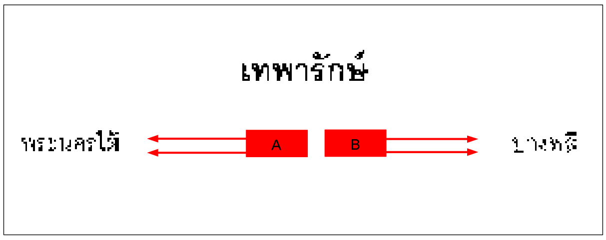
จากตารางที่ 6.12 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์จำนวน 16 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 4 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานระหว่าง 7.4976 – 7.5091

สถานีไฟฟ้าเทพารักษ์มีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 $\times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง}+\text{จำนวนโหลด}+\text{จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 1 \times 2^{(2+0+0)}$

$= 4$ รูปแบบ

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ และบางพลีที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.28



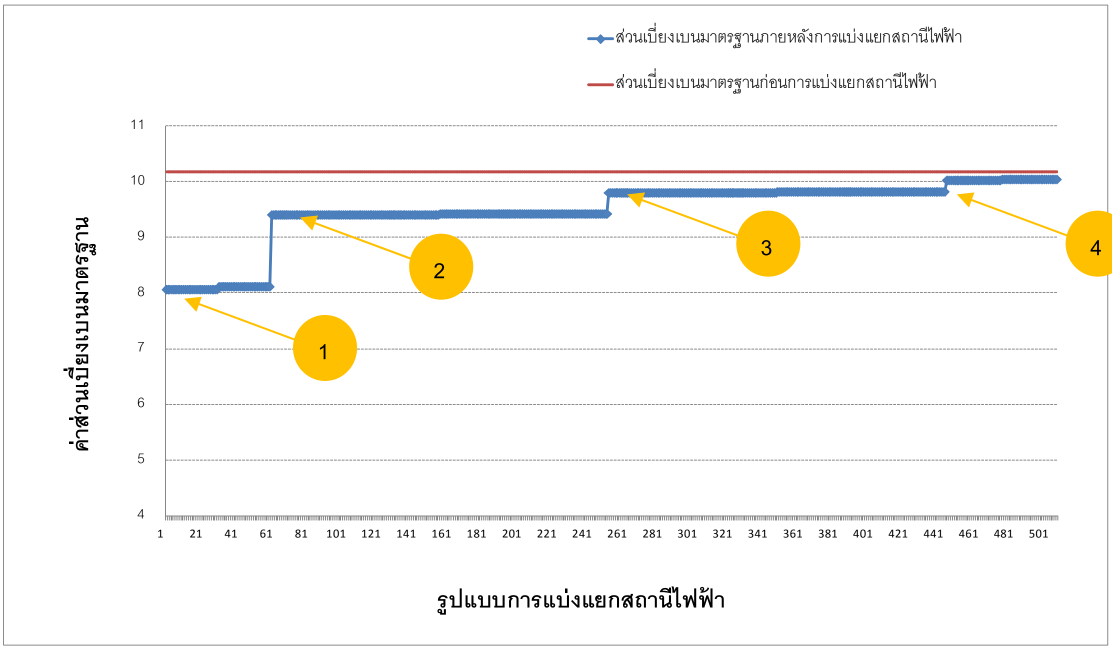
ภาพที่ 6.28 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ 4 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 - 4 และอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดัง

แสดงในตารางที่ 6.12 โดยทั้ง 4 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าเทพารักษ์(A) หรือสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์(B) ก็ได้

15) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าคลองด่าน

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าคลองด่านทั้งหมด 9 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสคลองด่านจึงมีทั้งหมด $2^9 = 512$ รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขบังคับแล้วพบว่ามีรูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้ 508 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสคลองด่านในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.29



ภาพที่ 6.29 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสคลองด่าน

จากกราฟในภาพที่ 6.29 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสคลองด่านทั้ง 508 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 4 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสแสดงดังตารางที่ 6.13

ตารางที่ 6.13 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน ของการแบ่งแยกบัสคลองด่าน

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 – 60	8.0719 – 8.1142	1 - 2	8.0719
2	61 – 252	9.4064 – 9.4279	-	-
3	253 – 444	9.8105 – 9.8269	-	-
4	445 - 508	10.0292 – 10.0407	-	-

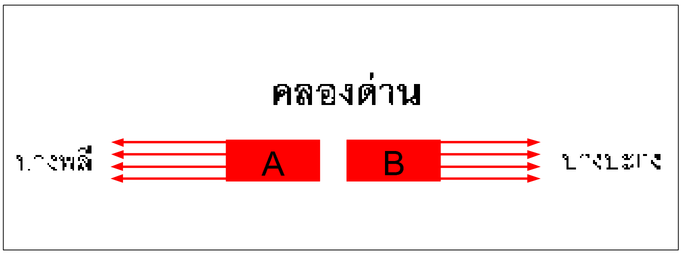
จากตารางที่ 6.13 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสคลองด่านจำนวน 60 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 - 2 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 8.0719

สถานีไฟฟ้าคลองด่านไม่มีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าเลย แต่จะมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยตรงให้แก่การไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสคลองด่านโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

$$\text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่}1 \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง}+\text{จำนวนโหลด}+\text{จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 1 \times 2^{(0+1+0)}$$

$$= 2 \text{ รูปแบบ}$$

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าบางปะกง และบางพลีที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.30



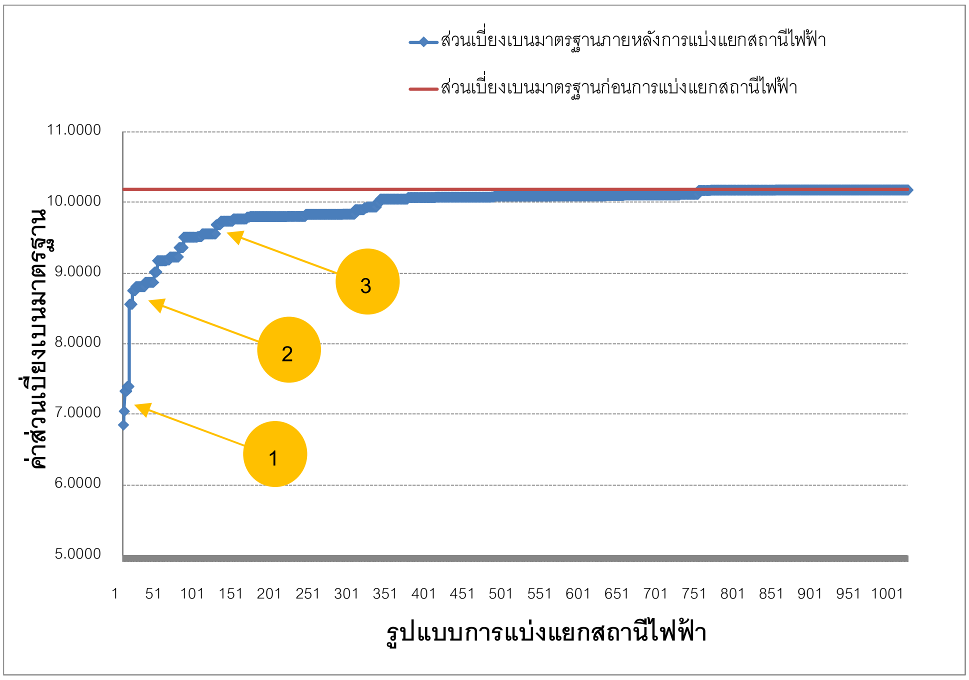
ภาพที่ 6.30 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าคลองด่านกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสคลองด่านให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสคลองด่าน 2 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 และ 2 ซึ่งอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดัง

แสดงในตารางที่ 6.13 โดยทั้ง 2 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อโหลดที่จ่ายให้แก่การไฟฟ้านครหลวง โดยสามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าคลองด่าน(A) หรือสถานีไฟฟ้าคลองด่าน(B) ก็ได้

16) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้านวนคร

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้านวนครทั้งหมด 11 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสนวนครจึงมีทั้งหมด 2^{11} = 2,048 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 1,016 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสนวนครในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.31



ภาพที่ 6.31 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสนวนคร

จากกราฟในภาพที่ 6.31 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสนวนครทั้ง 1,016 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
ของการแบ่งแยกบัสนวนคร

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 - 8	6.8419 – 7.3891	1, 2	6.8419, 7.0362
2	9 – 120	8.5573 – 9.5580	-	-
3	121 - 1016	9.6878 – 10.1810	-	-

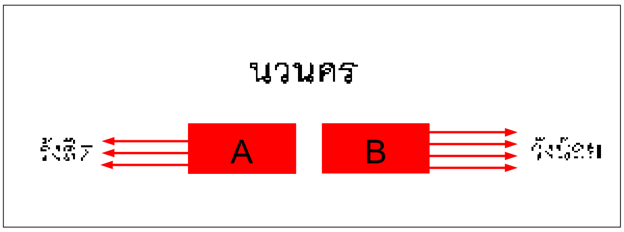
จากตารางที่ 6.14 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสนวนครจำนวน 8 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 และ 2 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อและมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 6.8419 และ 7.0362 ตามลำดับ

สถานีไฟฟ้านวนครมีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสนวนครโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

$$\text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 1 \times 2^{(1+0+0)}$$

$$= 2 \text{ รูปแบบ}$$

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้ารังสิตและวังน้อยที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.32

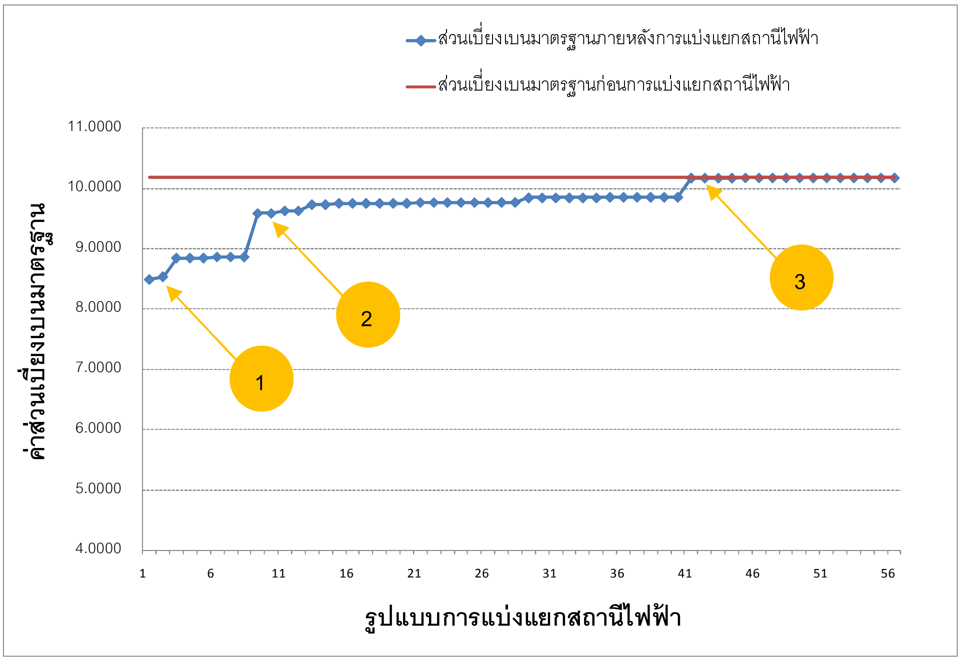


ภาพที่ 6.32 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้านวนครกับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสนวนครให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสนวนคร 2 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 และ 2 ซึ่งอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.14 โดยทั้ง 2 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้า 1 ชุด ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้านวนคร(A) หรือสถานีไฟฟ้านวนคร(B)

17) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าลำลูกกา

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าลำลูกกาทั้งหมด 7 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสลำลูกกาจึงมีทั้งหมด 2^7 = 128 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 56 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสลำลูกกาในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.33



ภาพที่ 6.33 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสลำลูกกา

จากกราฟในภาพที่ 6.33 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสลำลูกกาทั้ง 56 รูปแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.15 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสลำลูกกา

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 - 8	8.4889 – 8.8638	1, 2	8.4889, 8.5351
2	9 – 40	9.5885 – 9.8580	-	-
3	41 - 56	10.1767 – 10.1807	-	-

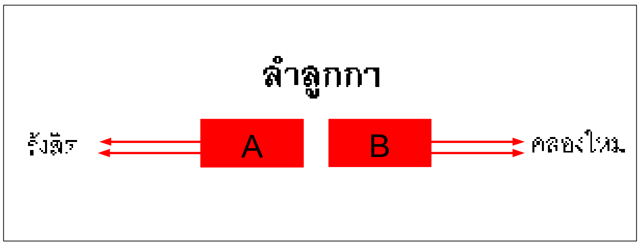
จากตารางที่ 6.15 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสลำลูกกาจำนวน 8 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 และ 2 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 8.4889 และ 8.5351 ตามลำดับ

สถานีไฟฟ้าลำลูกกามีการเชื่อมต่อกับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด ดังนั้นจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสลำลูกกาโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

$$\text{จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1} \times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง+จำนวนโหลด+จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})} = 1 \times 2^{(1+0+0)}$$

$$= 2 \text{ รูปแบบ}$$

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้ารังสิตและคลองใหม่ที่เหมาะสมมากที่สุด จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.34

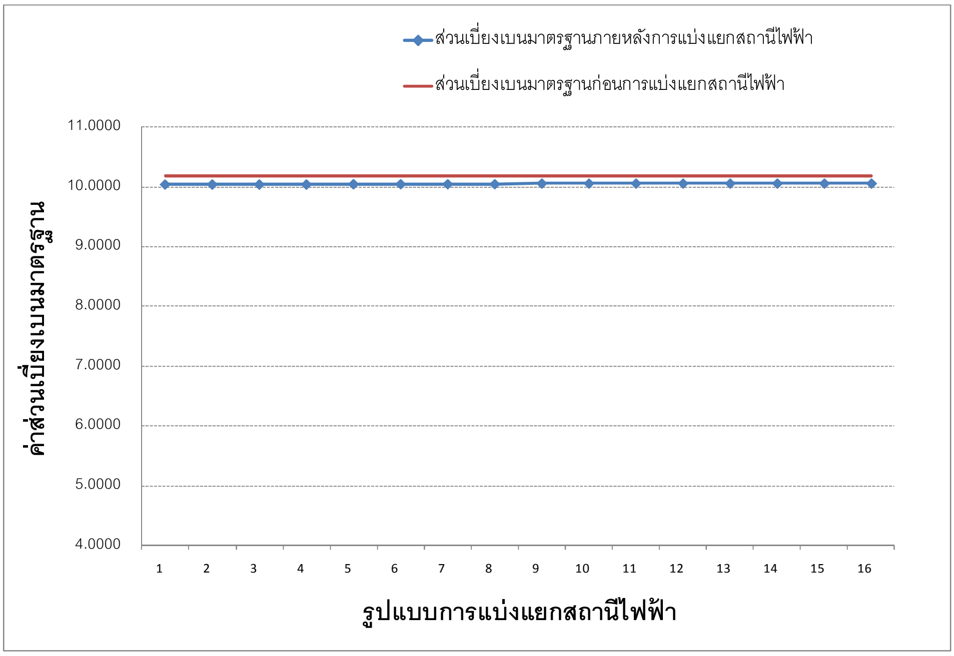


ภาพที่ 6.34 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าลำลูกกากับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสลำลูกกาให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสลำลูกกา 2 รูปแบบ ซึ่งเป็นรูปแบบที่ 1 และ 2 ซึ่งอยู่ในกราฟช่วงที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 6.15 โดยทั้ง 2 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของชุดหม้อแปลงไฟฟ้า 1 ชุด ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าลำลูกกา(A) หรือ สถานีไฟฟ้าลำลูกกา(B) ก็ได้

18) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชB

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชBทั้งหมด 5 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชB จึงมีทั้งหมด 2^5 = 32 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 16 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชB ในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.35



ภาพที่ 6.35 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชB

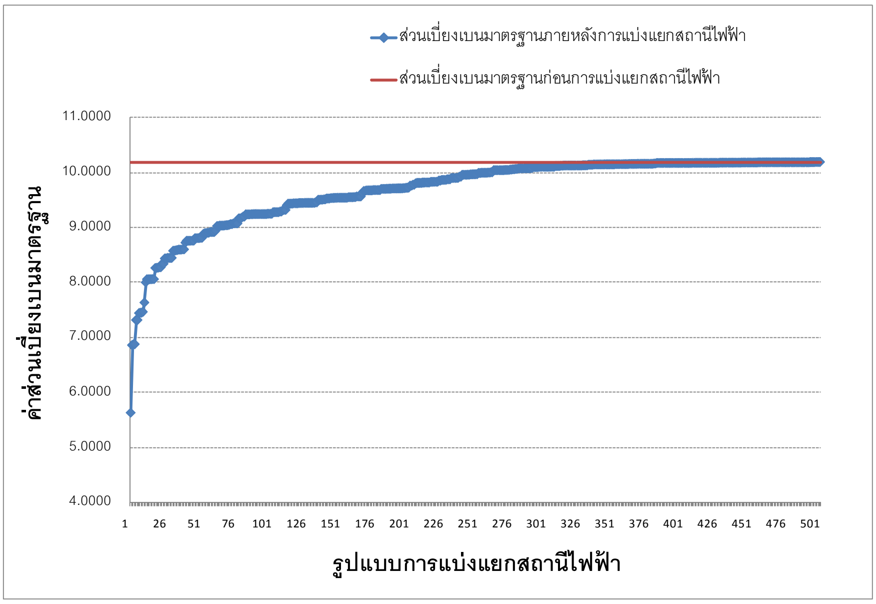
สถานีไฟฟ้าอ่อนนุชB จะรับกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่สถานีไฟฟ้าบางพลี กราฟในภาพที่ 6.35 แสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรก่อนและภายหลังการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชB ทั้ง 16 รูปแบบ ซึ่งจะมีค่าใกล้เคียงกันมาก โดยมีค่าระหว่าง 10.0410 – 10.0581

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าไม่มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสอ่อนนุชB ใดๆ ที่เหมาะสำหรับการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

19) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าหนองจอก 500 กิโลโวลต์

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าหนองจอก 500 กิโลโวลต์ ทั้งหมด 10 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสหนองจอก 500 กิโลโวลต์ จึงมีทั้งหมด 2^{10} = 1,024 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการ

แบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 504 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสหนองจอก 500 กิโลโวลต์ ในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.36



ภาพที่ 6.36 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยก
สถานีไฟฟ้าหนองจอก 500 กิโลโวลต์

จากกราฟในภาพที่ 6.36 จะแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสหนองจอก 500 กิโลโวลต์ ทั้ง 504 รูปแบบ รายละเอียดกราฟจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.16

ตารางที่ 6.16 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน ของการแบ่งแยกบัสหนองจอก 500 กิโลโวลต์

รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1 - 504	5.6389 – 10.1850	1	5.6389
		11	7.6344
		12	7.9992
		38	8.5964
		63	8.9387
		72	9.0401
		82	9.1760
		173	9.6695

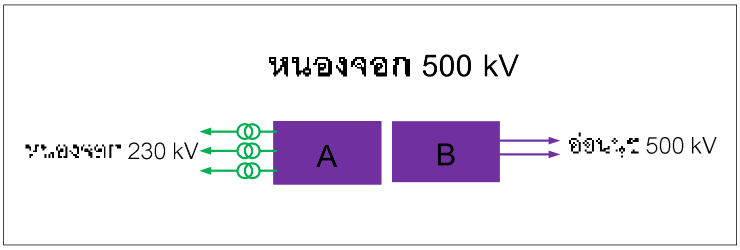
จากตารางที่ 6.16 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสหนองจอก 500 กิโลโวลต์ จำนวน 8 รูปแบบ ซึ่งสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานดังแสดงในตาราง

สถานีไฟฟ้าหนองจอก 500 กิโลโวลต์ รับกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าภาชี2 ปลวกแดง และวังน้อย ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าภายนอกเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าอ่อนนุชที่ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และจะลดระดับแรงดันเป็น 230 กิโลโวลต์ เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าหนองจอก 230 กิโลโวลต์ จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสหนงจอกโดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 x $2^{(\text{จำนวนสถานีไฟฟ้าภายนอกเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล})}$ = 1 X $2^{(3)}$

= 8 รูปแบบ

ลักษณะการเชื่อมต่อวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.37

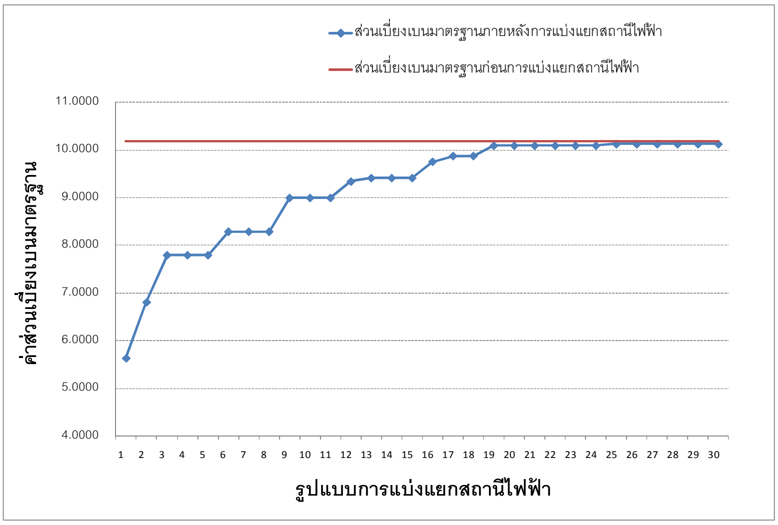


ภาพที่ 6.37 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าหนองจอก 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสหนองจอก 500 กิโลโวลต์ ให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสลำลูกกา 8 โดยทั้ง 8 รูปแบบจะเกิดจากการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าภายนอกเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลทั้ง 3 แห่ง ที่สามารถเลือกเชื่อมต่อกับที่สถานีไฟฟ้าหนองจอก(A) 500 กิโลโวลต์ หรือสถานีไฟฟ้าหนองจอก(B) 500 กิโลโวลต์ ก็ได้

20) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ทั้งหมด 6 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ จึงมีทั้งหมด 2^6 = 64 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 30 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานภายหลังการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ ในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมากแสดงได้ดังภาพที่ 6.38



ภาพที่ 6.38 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์

จากกราฟในภาพที่ 6.38 จะแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ ทั้ง 30 รูปแบบ รายละเอียดกราฟจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.17

ตารางที่ 6.17 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์

รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1 - 30	6.6369 – 10.1254	1	5.6369
		2	6.8091
		12	9.3428

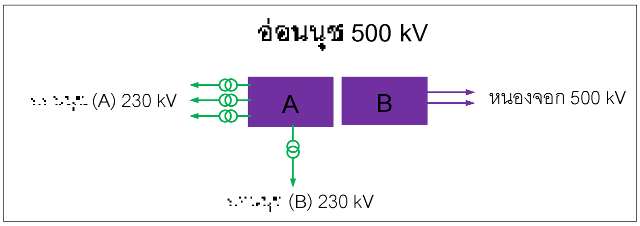
จากตารางที่ 6.17 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ จำนวน 3 รูปแบบ ซึ่งสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานดังแสดงในตาราง

สถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ ทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าหนองจอก เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าอ่อนนุชA และอ่อนนุชB ที่ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

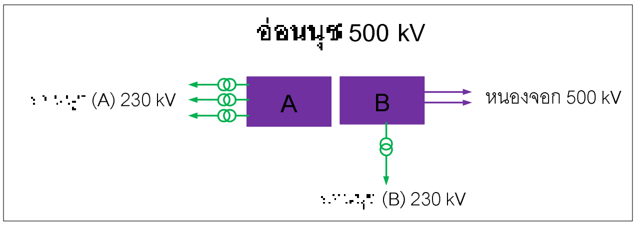
จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 $\times 2^{(\text{จำนวนชุดหม้อแปลง}+\text{จำนวนโหลด}+\text{จำนวนยูนิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า})}$ $= 3 \text{ X } 2^{(0+0+0)}$

= 3 รูปแบบ

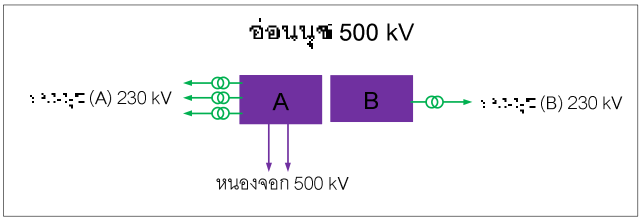
เนื่องจากสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ ไม่มีการลดระดับแรงดันเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง และเมื่อพิจารณาการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ ทั้ง 3 รูปแบบ พบว่าเป็นการแบ่งแยกบัสที่มีลักษณะเดียวกับการเปิดวงจรสายส่งทุกประการดังแสดงในภาพที่ 6.39



ก) รูปแบบที่ 1 ของการแบ่งแยกของการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช



ข) รูปแบบที่ 2 ของการแบ่งแยกของการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช



ค) รูปแบบที่ 3 ของการแบ่งแยกของการแบ่งแยกบัสอ่อนนุช

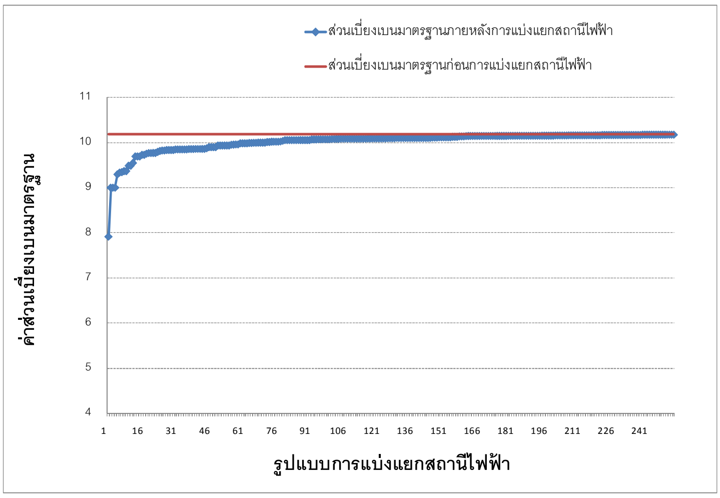
ภาพที่ 6.39 การเชื่อมต่อวงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

จากภาพที่ 6.39 ก) จะแสดงรูปแบบที่ 1 ของการแบ่งแยกบัส โดยเสมือนเป็นการเปิดวงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าหนองจอก 500 กิโลโวลต์ ส่วนในรูปแบบที่ 2 ดังแสดงในภาพที่ 6.39 ข) เปรียบเสมือนการเปิดวงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช(A) 230 กิโลโวลต์ และในภาพที่ 6.39 ค) จะเป็นการเปิดวงจรระหว่างสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าอ่อนนุช(B) 230 กิโลโวลต์

21) การแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์

จำนวนวงจรสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ทั้งหมด 9 วงจร ดังนั้นความน่าจะเป็นในการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ จึงมีทั้งหมด 2^9 = 512 รูปแบบ แต่เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเรื่องการแยกตัวของระบบภายหลังการแบ่งแยกบัส พบว่ารูปแบบสถานีไฟฟ้าที่สามารถแบ่งแยกได้มีทั้งหมด 254 รูปแบบ และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

ภายหลังการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ ในรูปแบบต่างๆ โดยเรียงจากค่าน้อยไปมาก แสดงได้ดังภาพที่ 6.40



ภาพที่ 6.40 กราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานการแบ่งแยก
สถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์

จากกราฟในภาพที่ 6.40 ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ ทั้ง 254 รูปแบบ จะถูกแบ่งออกเป็น 2 ช่วง ซึ่งกราฟในแต่ละช่วงจะแจกแจงรายละเอียดต่างๆ ประกอบด้วยจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสในกราฟแต่ละช่วง และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการแบ่งแยกบัสทั้งที่สอดคล้องและไม่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส แสดงดังตารางที่ 6.18

ตารางที่ 6.18 ตารางแสดงรายละเอียดข้อมูลจากกราฟแสดงค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
ของการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์

กราฟช่วงที่	รูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งหมด		รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัส	
	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	รูปแบบที่	ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	1 - 12	7.9234 – 9.5578	1	7.9234
			5	9.3044
			7	9.3541
			12	9.5578
2	13 - 254	9.7017 – 10.1818	45	9.8821
			79	10.0458
			148	10.1193

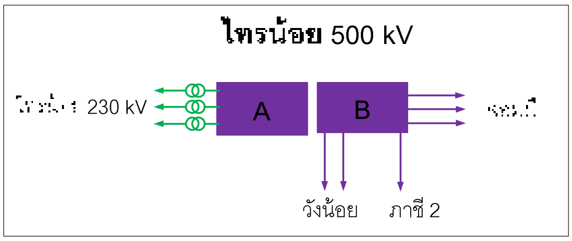
จากตารางที่ 6.18 พบว่ากราฟในช่วงที่ 1 มีรูปแบบการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ จำนวน 12 รูปแบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1, 5, 7 และ 12 จะสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสทั้งทุกข้อ และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 7.9234, 9.3044, 9.3541 และ 9.5578 ตามลำดับ

สถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ ทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าวังน้อย จอมบึง และภาชี2 ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าภายนอกเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล และลดระดับแรงดันเป็น 230 กิโลโวลต์ เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าไทรน้อย 230 กิโลโวลต์ จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ โดยสอดคล้องตามกฎการแบ่งแยกบัสที่เป็นไปได้จะมีจำนวนเท่ากับ

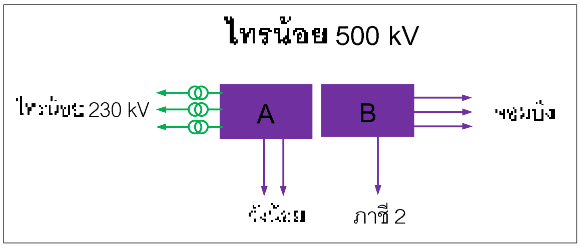
จำนวนรูปแบบตามกฎข้อที่1 $x\ 2^{\text{(จำนวนสถานีไฟฟ้าภายนอกเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล)}}$ $= 1 \times 2^{(3)}$

$= 8$ รูปแบบ

ลักษณะวงจรสายส่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงของสถานีไฟฟ้าไทรน้อย จะแสดงได้ดังภาพที่ 6.41



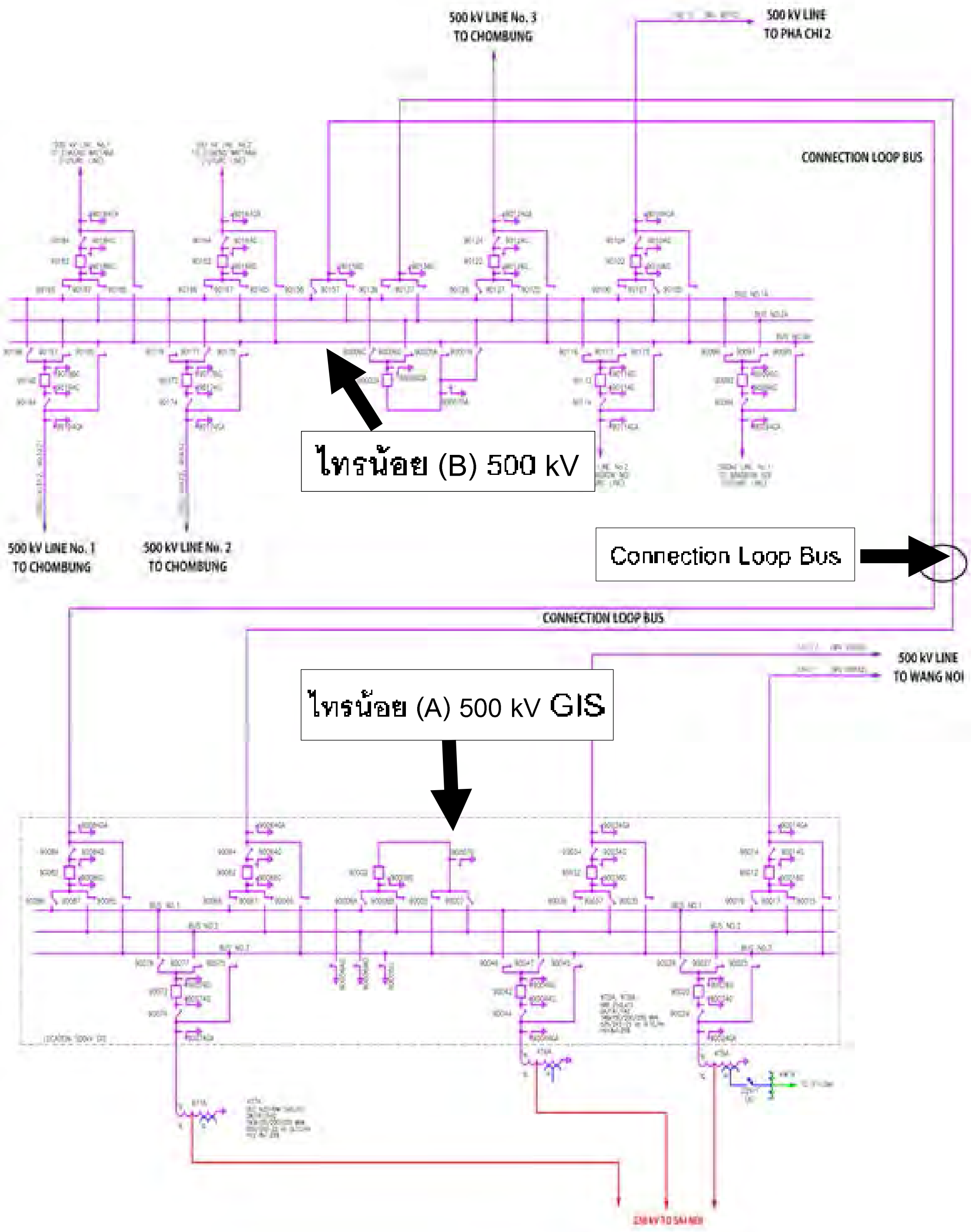
ก) รูปแบบที่ 1 ของการแบ่งแยกของการแบ่งแยกบัสไทรน้อย



ข) รูปแบบที่ 5 ของการแบ่งแยกของการแบ่งแยกบัสไทรน้อย

ภาพที่ 6.41 วงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

ภาพที่ 6.41 ก) แสดงรูปแบบที่ 1 ของการแบ่งแยกบัส ซึ่งเปรียบเสมือนการเปิดวงจรสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ กับสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 230 กิโลโวลต์ ส่วนในรูปแบบที่ 5 ดังแสดงในภาพที่ 6.41 ข) เป็นการแบ่งแยกบัสที่สอดคล้องกับรูปแบบสถานีไฟฟ้าที่ใช้งานจริงในปัจจุบันของทางกฟผ. ดังแสดงตาม Switching Diagram ในภาพที่ 6.42 ซึ่งภายในสถานีไฟฟ้าจะมี Connection Loop Bus ทำหน้าที่เชื่อมสถานีไฟฟ้าไทรน้อย(A) 500 กิโลโวลต์และไทรน้อย(B) 500 กิโลโวลต์ เข้าด้วยกัน โดยที่สถานีไฟฟ้าไทรน้อย(A) 500 กิโลโวลต์ จะเป็นสถานีไฟฟ้าในรูปแบบ GIS ดังนั้นในระบบปฏิบัติการของทางกฟผ. หากต้องการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ ก็สามารถเปิดวงจรเซอร์กิตเบรคเกอร์ที่ด้านหัวและท้ายของวงจร Connecting loop bus



ภาพที่ 6.42 Switching Diagram ของสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 500 กิโลโวลต์

จากผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นว่าเมื่อนำกฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้เข้ามาจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกบัสไทรน้อย 500 กิโลโวลต์ ให้น้อยลงและมีความเหมาะสมมากที่สุด จะมีรูปแบบการแบ่งแยกบัส 7 รูปแบบ ดังแสดงในตารางที่ 6.18

จากการทดสอบการแบ่งแยกบัสเพียงแห่งเดียวพบว่าไม่มีการแบ่งแยกบัสใดเลยที่สามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้มีค่าต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์ เมื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบด้วยค่าต่ำสุดของดัชนีส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจร พบว่าการแบ่งแยกบัสทุกแห่งสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรได้ ดังแสดงในตารางที่ 6.19 โดยค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดของการแบ่งแยกบัสแต่ละแห่งจะเป็นรูปแบบการแบ่งแยกตามกฎการแบ่งแยกบัส

ตารางที่ 6.19 ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดของการแบ่งแยกบัส

สถานีไฟฟ้า	แรงดัน (kV)	รูปแบบการแบ่งแยกบัส (รูปแบบ)			ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุด
		ทั้งหมด	พิจารณาการแยกตัวของระบบ	ตามกฎการแบ่งแยกสถานีไฟฟ้า	
บางกะปิ	230	2,048	992	8	6.7648
บางพลี	230	32,768	16,256	12	7.4412
บางกอกน้อย	230	32,768	16,320	24	2.1585
แจ้งวัฒนะ	230	512	248	6	5.9115
ลาดพร้าว	230	2,048	992	24	6.5119
หนองจอก	230	2,048	896	-	9.9122
	500	1,024	504	8	5.6389
พระนครเหนือ	230	2,048	896	24	2.2227
อ่อนนุช	230 A	256	112	-	9.2959
	230 B	32	32	-	10.0410
	500	64	64	3	5.6369
รังสิต	230	131,072	65,408	24	5.8269
รัชดาภิเษก	230	128	56	4	6.6962
ไทรน้อย	230	1,024	448	4	6.3493
	500	512	254	8	7.9234
พระนครใต้	230	1,048,576	แสดง 9,500 ตัวอย่าง	24	5.1598
ธนบุรีใต้	230	2,048	992	8	4.5968
เทพารักษ์	230	256	112	4	7.4976
คลองด่าน	230	512	508	2	8.0719
นวนคร	230	2,048	1,016	2	6.8419
ลำลูกกา	230	128	56	2	8.4489

จากตารางที่ 6.19 พบว่าสถานีไฟฟ้าบางแห่งช่วยลดค่ากระแสลัดวงจรน้อยมากเมื่อเทียบกับการแบ่งแยกบัสอื่นๆ โดยสถานีไฟฟ้าดังกล่าวประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชA สถานีไฟฟ้าอ่อนนุชB และสถานีไฟฟ้าหนองจอก ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ นอกจากนี้จะแสดงให้เห็นว่ากฎการแบ่งแยกบัสจะช่วยจำกัดรูปแบบการแบ่งแยกให้น้อยลงกว่าการแบ่งแยกโดยไม่ใช้กฎการแบ่งแยกบัส ตัวอย่างเช่น สถานีไฟฟ้าพระนครใต้จะมีรูปแบบทั่วไปในการแบ่งแยกบัสเป็นจำนวน 1,048,576 รูปแบบ แต่เมื่อใช้กฎการแบ่งแยกบัสพบว่ามีรูปแบบที่เหมาะสมเพียง 24 รูปแบบ

6.2.3 การแบ่งแยกบัสมากกว่า 1 แห่ง

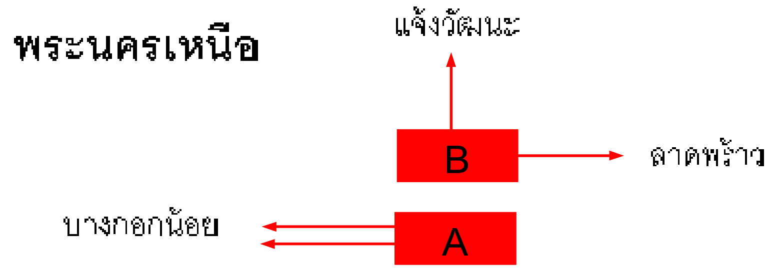
ในหัวข้อก่อนหน้านี้ได้พิจารณาการแบ่งแยกบัสเพียงแห่งเดียวพบว่าไม่มีสถานีไฟฟ้าใดเลยที่ถูกแบ่งแยกแล้วจะช่วยจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดค่ากระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ 50 กิโลแอมป์ ดังนั้นจึงต้องทำการแบ่งแยกบัสเพิ่มขึ้นอีก 1 แห่ง โดยการทดสอบในส่วนนี้จะแบ่งออกเป็น 2 กรณี ประกอบด้วย

1) กรณีแบ่งแยกบัสที่มีกำลังผลิตมากที่สุดในระบบ
2) กรณีแบ่งแยกบัสโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัส

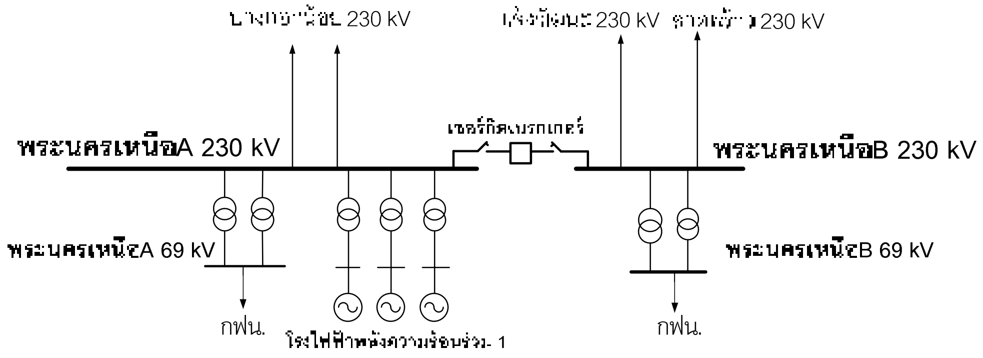
ผลการทดสอบของแต่ละกรณี สามารถแสดงได้ดังนี้

6.2.3.1 กรณีแบ่งแยกบัสที่มีกำลังผลิตมากที่สุดในระบบ

การแบ่งแยกบัสที่มีกำลังการผลิตมากเป็นกรณีการแบ่งแยกบัสซึ่งทาง กฟผ. ให้ความสนใจมากที่สุด โดยสถานีไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตมากในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลจะประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือมีกำลังการผลิตประมาณ 700 MW ส่วนสถานีไฟฟ้าพระนครใต้มีกำลังการผลิตประมาณ 1,658 MW รูปแบบของการแบ่งแยกบัสทั้งสองแห่งจะแสดงได้ดังภาพที่ 6.43 – 6.44

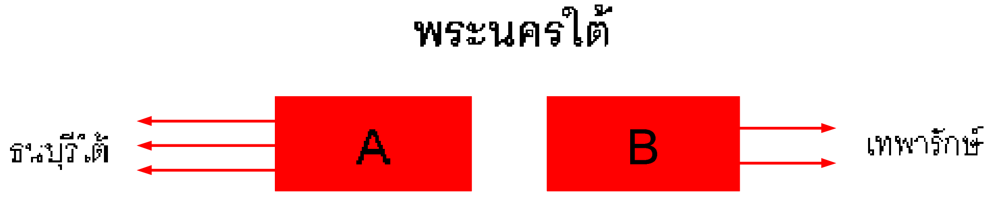


ก) แผนภาพอย่างง่าย

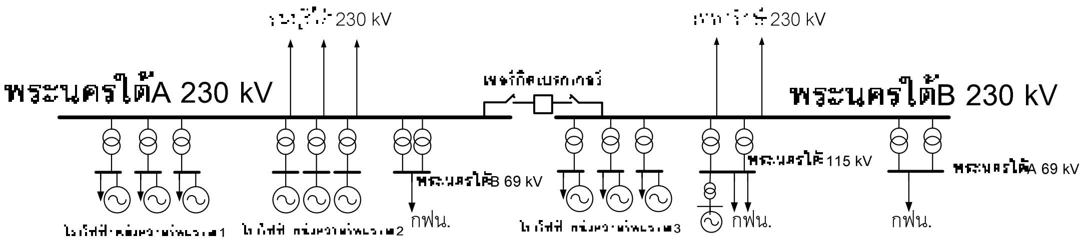


ข) แผนภาพเส้นเดียว

ภาพที่ 6.43 การเชื่อมต่อสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ(A)และ (B) กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง



ก) แผนภาพอย่างง่าย



ข) แผนภาพเส้นเดียว

ภาพที่ 6.44 การเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าพระนครใต้(A) และ (B) กับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

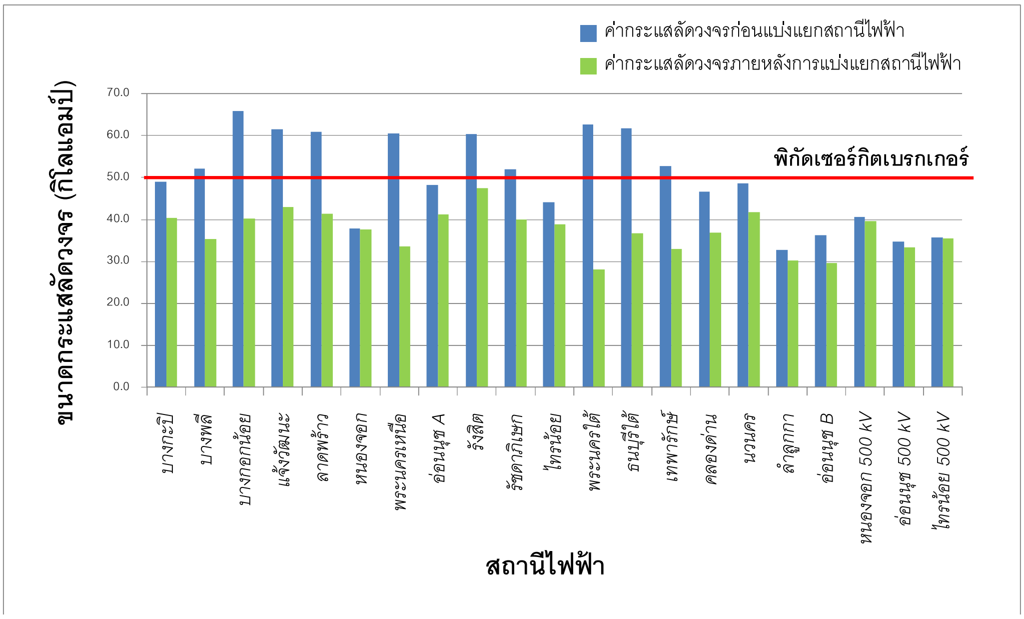
ค่ากระแสลัดวงจรของระบบทดสอบของสถานีไฟฟ้าแรงสูงระดับ 230 และ 500 กิโลโวลต์ ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ภายหลังการแบ่งแยกบัสสามารถแสดงดังตารางที่ 6.20

ตารางที่ 6.20 ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

สถานีไฟฟ้า		ระดับแรงดัน (กิโลโวลต์)	ค่ากระแสลัดวงจร (กิโลแอมป์)	
			ก่อนแบ่งแยกบัส	ภายหลังแบ่งแยกบัส
BK_230	บางกะปิ	230	49.1	40.4
BPL_230	บางพลี	230	52.2	35.2
BN_230	บางกอกน้อย	230	65.9	40.5
CHW_230	แจ้งวัฒนะ	230	61.5	43.1
LPR_230	ลาดพร้าว	230	61.0	41.5
NCO_230	หนองจอก	230	37.8	37.7
NB_230	พระนครเหนือ	230	60.6	27.0
ON_230	อ่อนนุช A	230	48.2	41.3
RS_230	รังสิต	230	60.3	47.6
RPS_230	รัชดาภิเษก	230	51.9	40.2
SNO_230	ไทรน้อย	230	44.1	38.9
SB(A)_230	พระนครใต้	230	62.7	32.2
STB_230	ธนบุรีใต้	230	61.7	37.0
TPR_230	เทพารักษ์	230	52.7	32.8
KLD_230	คลองด่าน	230	46.6	36.8
NV_230	นวนคร	230	48.6	41.8
LLA_230	ลำลูกกา	230	32.8	30.3
ON(B)_230	อ่อนนุช B	230	36.4	29.7
NCO_500	หนองจอก	500	40.6	39.6
ON_500	อ่อนนุช	500	34.8	33.5
SNO(A)_500	ไทรน้อย	500	35.7	35.5

จากตารางที่ 6.20 พบว่าก่อนการแบ่งแยกบัสจะมีสถานีไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงเกิน 50 กิโลแอมป์ จำนวน 10 แห่ง คือ สถานีไฟฟ้าบางพลี บางกอกน้อย แจ้งวัฒนะ ลาดพร้าว พระนครเหนือ รังสิต รัชดาภิเษก พระนครใต้ ธนบุรีใต้ และเทพารักษ์ และจากผลการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรของการแบ่งแยกบัสที่มีกำลังการผลิตมาก พบว่าที่ไม่มีสถานีไฟฟ้าใดที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์

นอกจากนี้ในภาพที่ 6.45 จะแสดงค่ากระแสลัดวงจรภายหลังการแบ่งแยกบัสพระนครเหนือและสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ เทียบกับค่ากระแสลัดวงจรก่อนการแบ่งแยกบัสในลักษณะกราฟแท่งพร้อมเงื่อนไขบังคับค่ากระแสลัดวงจรที่บัสต้องมีค่าต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์



ภาพที่ 6.45 ค่ากระแสลัดวงจร กรณีแบ่งแยกบัสที่มีกำลังผลิตมากที่สุดในระบบ

จากผลการทดสอบพบว่ามีค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งและค่าแรงดันในแต่ละบัสละเมิดเงื่อนไขบังคับตามสมการที่ (5.6) และ (5.9) และมีค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวมสูงสุด และค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งเฉพาะภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลสูงสุด ภายหลังการแบ่งแยกบัสเท่ากับ 0.86423 และ 0.75368 ตามลำดับ โดยที่ตารางที่ 6.21 จะแสดงค่าดัชนี PQVSI ที่มีค่าสูงสุด 10 อันดับแรก

ตารางที่ 6.21 ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่ง

ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวม		ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล	
ค่าดัชนี PQVSI	สายส่งระหว่าง สถานีไฟฟ้า – สถานีไฟฟ้า	ค่าดัชนี PQVSI	สายส่งระหว่าง สถานีไฟฟ้า – สถานีไฟฟ้า
0.86423	BLCP_500 - BLCP-T2	0.75369	RS(B)_115 - PPI
0.86423	BLCP_500 - BLCP-T1	0.73373	SB_115 - SMC(SPP)
0.79175	RB3_500 - RB-T2	0.71312	SB_230 - SB-GT22
0.76957	RB3_500 - RB-T1	0.71312	SB_230 - SB-GT21
0.75369	RS(B)_115 - PPI	0.70978	SB_230 - SB-ST20
0.74619	BSP_230 - BSPS1(SVC)	0.70476	NV_115 - NVE
0.73373	SB_115 - SMC(SPP)	0.70086	SB_230 - SB-ST30
0.72249	KLM_115 - AMTP	0.69916	SB_230 - SB-ST30
0.71702	RB3_500 - RB-GT32	0.69916	SB_230 - SB-GT31
0.71702	RB3_500 - RB-GT31	0.69819	RS(B)_115 - PTC

เนื่องจากค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง และค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละสถานีไฟฟ้าได้มีการละเมิดเงื่อนไขบังคับ ดังนั้นการแบ่งแยกบัสที่มีกำลังการผลิตมากจึงไม่เหมาะสมสำหรับการใช้งานจริง ซึ่งตำแหน่งของการละเมิดเงื่อนไขบังคับกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งจะมี 1 แห่งคือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลบนสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงบ้านโป่ง2 และสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามพราน1 ที่ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ และตำแหน่งของการละเมิดเงื่อนไขบังคับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสจะมี 2 แห่งคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี และสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้A ที่ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ โดยเป็นการละเมิดเงื่อนไขด้านแรงดันเกิน ซึ่งกำหนดไว้ที่ 1.05 เท่าของค่าแรงดันพิกัด

6.2.3.2 กรณีการแบ่งแยกบัสโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัส

กฎการแบ่งแยกบัสที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ถูกนำมาใช้เพื่อหารูปแบบการแบ่งแยกบัสที่มีความเหมาะสมมากที่สุดโดยค่าแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งทุกเส้น พิกัดไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าทุกแห่งต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับตามสมการที่ (5.3) – (5.9) นอกจากนี้รูปร่างโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าจะต้องไม่เกิดการแบ่งแยกกัน (Islanding) ซึ่งคำตอบของการแบ่งแยกบัสจำนวน 2 แห่ง จะมีอยู่หลายคำตอบ

จึงต้องพิจารณาหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้กระบวนการแก้ปัญหาดังที่ได้แสดงไว้ในหัวข้อที่ 5.3 ซึ่งเป็นการเลือกคำตอบที่ดีที่สุดที่ได้บันทึกไว้ รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่เป็นคำตอบจะให้ค่าต่ำสุดของดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PQVSI แบบวงกว้าง

คำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้างนี้จะเป็นการหาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวม และค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ภายหลังการแบ่งแยกบัส เพื่อให้ได้รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่มีความเหมาะสมมากที่สุด

ผลของการแบ่งแยกบัส 2 แห่งจะช่วยจำกัดให้ทุกสถานีไฟฟ้ามีค่ากระแสลัดวงจรต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์ ซึ่งคำตอบที่เป็นไปได้มีเพียง 9 คำตอบ โดยสถานีไฟฟ้าทั้งสองแห่งที่ถูกแบ่งแยกสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.22

ตารางที่ 6.22 สถานีไฟฟ้าที่สามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์

สถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก		จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัส
สถานีไฟฟ้าที่ 1	สถานีไฟฟ้าที่ 2	
พระนครเหนือ	พระนครใต้	3 รูปแบบ
พระนครเหนือ	เทพารักษ์	3 รูปแบบ
พระนครเหนือ	บางพลี	3 รูปแบบ
รวม		9 รูปแบบ

เพื่อหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้าง เราสามารถแยกพิจารณาได้เป็น 2 รูปแบบคำตอบ คือ

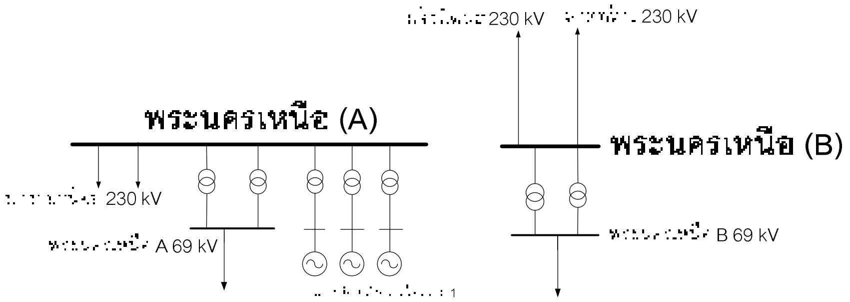
1) รูปแบบคำตอบที่ 1 พิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวม และ
2) รูปแบบคำตอบที่ 2 พิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

คำตอบที่เหมาะสมที่สุดของการแบ่งแยกบัสทั้ง 2 แห่ง โดยไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับ และมีค่าต่ำสุดของดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PQVSI แบบวงกว้างของรูปแบบคำตอบที่ 1 เป็นดังตารางที่ 6.23

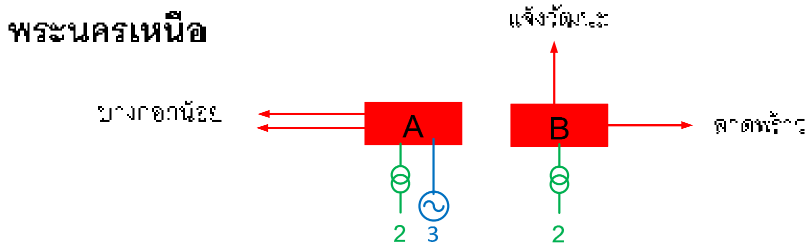
ตารางที่ 6.23 คำตอบที่เหมาะสมที่สุดของการแบ่งแยกบัสโดยพิจารณาค่าต่ำสุดของ
ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวม

สถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก		ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวม	
สถานีไฟฟ้าที่ 1	สถานีไฟฟ้าที่ 2	ค่าดัชนี PQVSI	สายส่งระหว่าง สถานีไฟฟ้า – สถานีไฟฟ้า
พระนครเหนือ	บางพลี	0.86443	BLCP_500 – BLCP-T2

รูปแบบระบบส่งไฟฟ้าภายหลังการแบ่งแยกบัสได้ดังภาพที่ 6.46 – 6.48 โดยรูปแบบสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือภายหลังแบ่งแยกบัสจะแสดงในลักษณะแผนภาพเส้นเดียว และแผนภาพอย่างง่ายดังภาพที่ 6.46



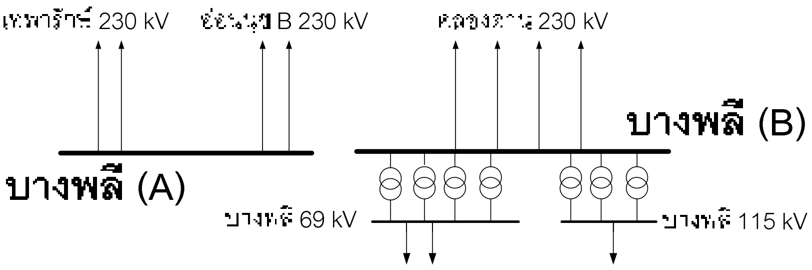
ก) แผนภาพเส้นเดียว



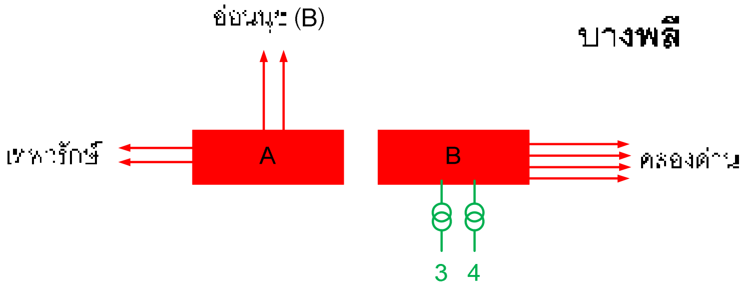
ข) แผนภาพอย่างง่าย

ภาพที่ 6.46 การแบ่งแยกบัสพระนครเหนือของคำตอบรูปแบบที่ 1

รูปแบบสถานีไฟฟ้าบางพลีภายหลังแบ่งแยกบัสจะแสดงในลักษณะแผนภาพเส้นเดียวและแผนภาพอย่างง่ายดังภาพที่ 6.47



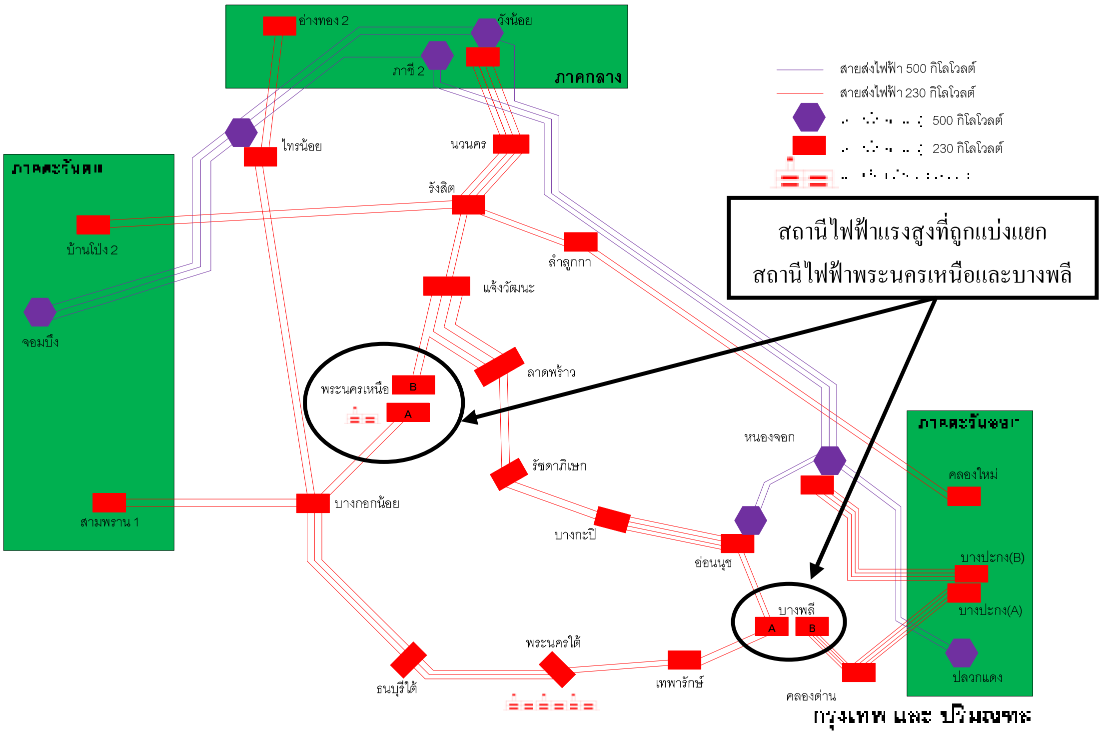
ก) แผนภาพเส้นเดียว



ข) แผนภาพอย่างง่าย

ภาพที่ 6.47 การแบ่งแยกบัสบางพลีของคำตอบรูปแบบที่ 1

นอกจากนี้รูปแบบอย่างง่ายของการเชื่อมต่อของระบบส่งไฟฟ้าภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล เมื่อพิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวม สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6.48



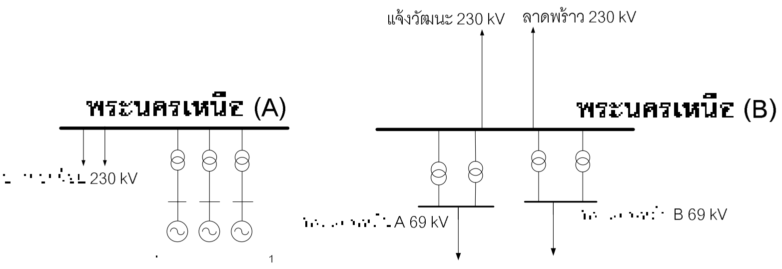
ภาพที่ 6.48 ระบบส่งไฟฟ้าภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลของคำตอบรูปแบบที่ 1

ส่วนรูปแบบคำตอบที่ 2 ที่พิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล โดยไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับ จะได้คำตอบเป็นดังตารางที่ 6.24

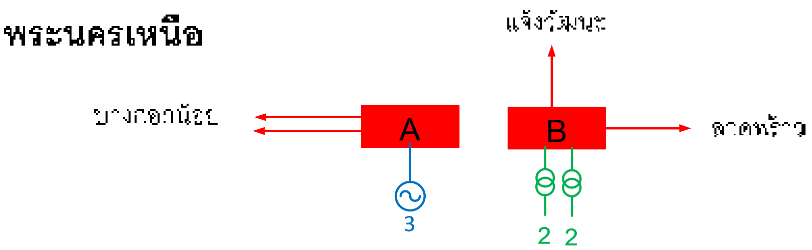
ตารางที่ 6.24 คำตอบที่เหมาะสมที่สุดของการแบ่งแยกบัสโดยพิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

สถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยก		ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล	
สถานีไฟฟ้าที่ 1	สถานีไฟฟ้าที่ 2	ค่าดัชนี PQVSI	สายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้า – สถานีไฟฟ้า
พระนครเหนือ	เทพารักษ์	0.74964	RS(B)_115 - PPI

รูปแบบระบบส่งไฟฟ้าภายหลังการแบ่งแยกบัสได้ดังภาพที่ 6.49 – 6.51 โดยรูปแบบสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือภายหลังแบ่งแยกบัสจะแสดงในลักษณะแผนภาพเส้นเดียว และแผนภาพอย่างง่ายดังภาพที่ 6.49



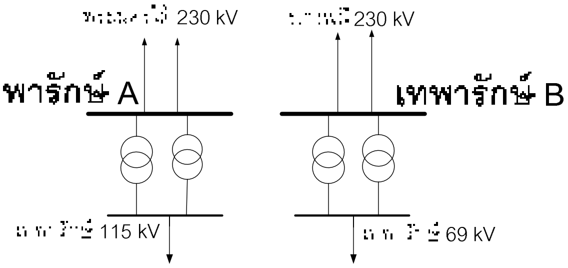
ก) แผนภาพเส้นเดียว



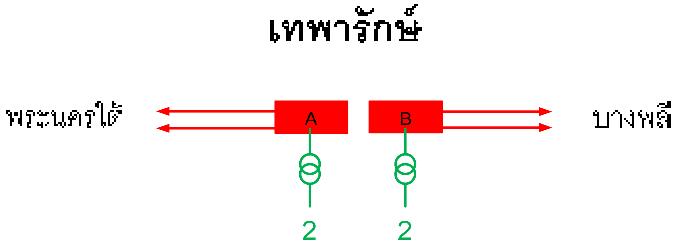
ข) แผนภาพอย่างง่าย

ภาพที่ 6.49 การแบ่งแยกบัสพระนครเหนือของคำตอบรูปแบบที่ 2

รูปแบบสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ภายหลังแบ่งแยกบัสจะแสดงในลักษณะแผนภาพเส้นเดียวและแผนภาพอย่างง่ายดังภาพที่ 6.50



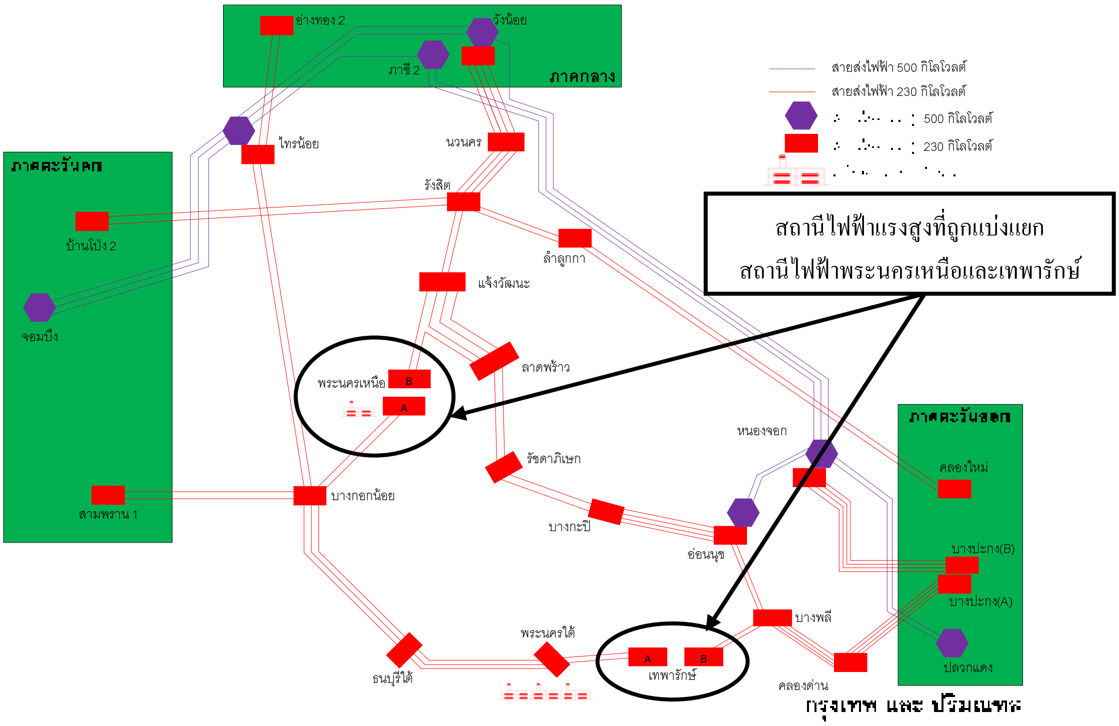
ก) แผนภาพเส้นเดียว



ข) แผนภาพอย่างง่าย

ภาพที่ 6.50 รูปแบบการแบ่งแยกบัสเทพารักษ์ของคำตอบรูปแบบที่ 2

นอกจากนี้รูปแบบอย่างง่ายของการเชื่อมต่อของระบบส่งไฟฟ้าภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล เมื่อพิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6.51



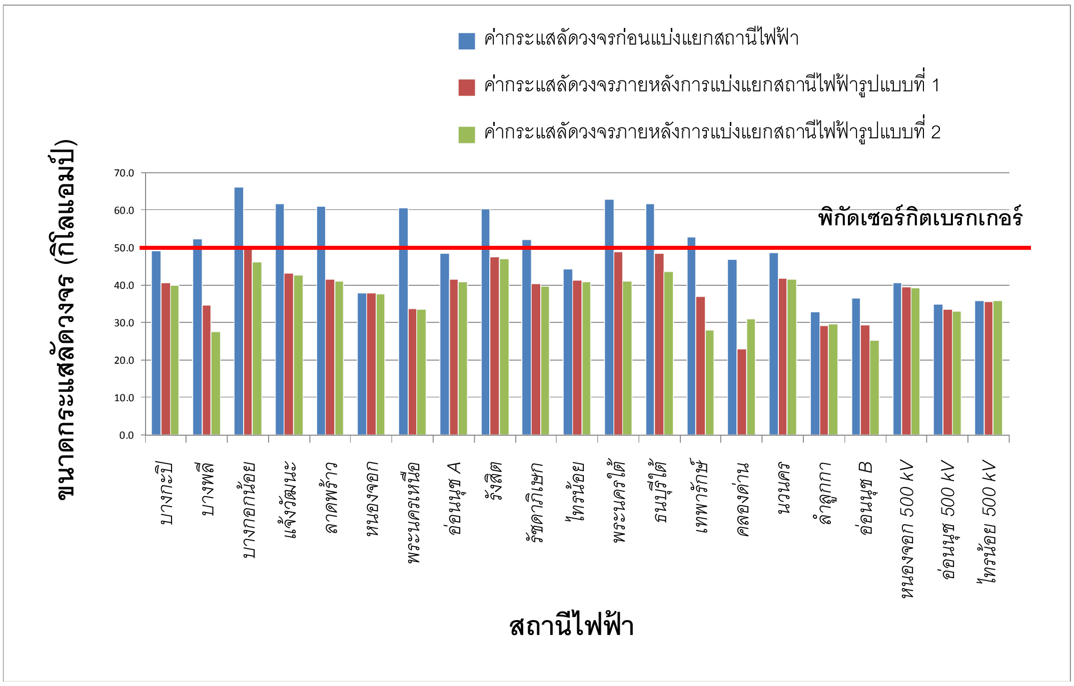
ภาพที่ 6.51 ระบบส่งไฟฟ้าภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ของคำตอบรูปแบบที่ 2

ค่ากระแสลัดวงจรก่อนและหลังการแบ่งแยกบัสของสถานีไฟฟ้าแรงสูงระดับ 230 และ 500 กิโลโวลต์ ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ทั้งรูปแบบคำตอบที่ 1 และ 2 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.25

ตารางที่ 6.25 ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล
กรณีแบ่งแยกบัสโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัส

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดัน (กิโลโวลต์)	ค่ากระแสลัดวงจร (กิโลแอมป์)		
		ก่อนแบ่งแยกบัส	ภายหลังแบ่งแยกบัส	
			รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2
บางกะปิ	230	49.1	40.5	39.9
บางพลี	230	52.2	34.4	27.4
บางกอกน้อย	230	65.9	49.9	46.1
แจ้งวัฒนะ	230	61.5	43.0	42.6
ลาดพร้าว	230	61.0	41.4	40.9
หนองจอก	230	37.8	37.6	37.5
พระนครเหนือ	230	60.6	33.6	33.3
อ่อนนุช A	230	48.2	41.5	40.7
รังสิต	230	60.3	47.3	46.9
รัชดาภิเษก	230	51.9	40.3	39.6
ไทรน้อย	230	44.1	41.2	40.7
พระนครใต้	230	62.7	48.7	40.9
ธนบุรีใต้	230	61.7	48.2	43.4
เทพารักษ์	230	52.7	36.8	27.8
คลองด่าน	230	46.6	22.7	30.9
นวนคร	230	48.6	41.6	41.4
ลำลูกกา	230	32.8	28.9	29.5
อ่อนนุช B	230	36.4	29.2	25.2
หนองจอก	500	40.6	39.4	39.1
อ่อนนุช	500	34.8	33.4	32.8
ไทรน้อย	500	35.7	35.5	35.7

จากตารางที่ 6.26 สามารถแสดงค่ากระแสลัดวงจรในลักษณะกราฟแท่งพร้อมเงื่อนไขบังคับเรื่องค่ากระแสลัดวงจรที่บัสต้องมีค่าต่ำกว่า 50 กิโลแอมป์ได้ดังภาพที่ 6.52



ภาพที่ 6.52 ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ก่อนและหลังการแบ่งแยกบัสทั้งสองรูปแบบคำตอบ

จากกราฟค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลก่อนการแบ่งแยกบัส หลังการแบ่งแยกบัสทั้งรูปแบบคำตอบที่ 1 และ 2 ในภาพที่ 6.52 ด้านบน แสดงให้เห็นว่าการแบ่งแยกบัสในรูปแบบที่ 1 และ 2 สามารถลดค่ากระแสลัดวงจรได้จริง นอกจากนี้เมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรตามตารางที่ 6.23 พบว่ากรณีรูปแบบคำตอบที่ 2 จะมีขนาดกระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าถึง 18 แห่ง ที่ต่ำกว่ากรณีรูปแบบคำตอบที่ 1 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการแบ่งแยกบัสโดยพิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลจะช่วยลดค่ากระแสลัดวงจรได้ดีกว่า นอกจากนี้ระบบทดสอบเป็นระบบที่ลดรูปลงมาให้เหลือเฉพาะสถานีไฟฟ้าในเขตนครหลวงและสถานีไฟฟ้ารอบนอก การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบภายนอกเขตนครหลวงจะไม่แม่นยำเท่ากับภายในเขตนครหลวง ดังนั้นค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลจะสะท้อนถึงความมีเสถียรภาพแรงดันของระบบได้ดีที่สุด

6.2.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบการแบ่งแยกบัส ตามวิธีที่นำเสนอ

จากผลการทดสอบกรณีที่ไม่มีการแบ่งแยกบัส(กรณีฐาน) กรณีการแบ่งแยกบัสที่มีกำลังผลิตมากที่สุดในระบบ และกรณีการแบ่งแยกบัสโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัส สามารถแสดงผลสรุปของทั้ง 3 กรณีทดสอบโดยพิจารณาค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ดังตารางที่ 6.26

ตารางที่ 6.26 ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งในกรณีต่างๆ

กรณีการแบ่งแยกบัส	สถานีไฟฟ้า ที่ถูกแบ่งแยก	ค่า PQVSI ภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล
ฐาน	-	0.75617
กำลังผลิตมากที่สุดในระบบ	พระนครเหนือ พระนครใต้	0.75369
ใช้กฎการแบ่งแยกบัส	พระนครเหนือ เทพารักษ์	0.74964

จากตารางที่ 6.26 แสดงให้เห็นว่าเสถียรภาพแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยก่อนการแบ่งแยกบัสจะแย่กว่าภายหลังการแบ่งแยกบัส โดยเมื่อพิจารณาค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล พบว่าการแบ่งแยกบัสโดยใช้กฎการแบ่งแยกบัสจะทำให้ระบบส่งไฟฟ้ามีเสถียรภาพแรงดันดีที่สุด เพราะค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งที่คำนวณได้มีค่าต่ำสุดซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.74964 ดังนั้นการปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยการแบ่งแยกบัสนอกจากจะช่วยจำกัดให้ค่ากระแสลัดวงจรมีค่าต่ำกว่าพิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ระดับ 50 กิโลแอมป์ ได้แล้วนั้น ยังสามารถช่วยทำให้เสถียรภาพแรงดันของระบบดีขึ้นอีกด้วย และคำตอบของการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะใช้วิธีการแบ่งแยกบัสภายในสถานีไฟฟ้า 2 แห่ง คือที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือและสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ ซึ่งรูปแบบการแบ่งแยกบัสทั้งสองแห่งเป็นดังภาพที่ 6.49 – 6.51

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าโดยการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสม เพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้งานในปัจจุบันที่ระดับกระแสไฟฟ้า 50 กิโลแอมป์ ซึ่งการแบ่งแยกบัสแรงสูงแต่ละแห่งสามารถแบ่งได้หลายรูปแบบขึ้นอยู่กับจำนวนวงจรสายส่ง หม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และโหลดที่ต่อกับสถานีไฟฟ้านั้นๆ หากมีวงจรไฟฟ้าที่ต่อกับสถานีไฟฟ้ามาก จำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสก็ยิ่งมากตามไปด้วย ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงได้สร้างกฎการแบ่งแยกบัสที่มีรูปแบบเป็นมาตรฐาน และมีจำนวนรูปแบบการแบ่งแยกบัสแต่ละแห่งให้น้อยลง โดยกำหนดให้มีจำนวนสถานีไฟฟ้าที่ถูกแบ่งแยกน้อยที่สุด ซึ่งภายหลังการแบ่งแยกบัสจะส่งผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแต่ละแห่ง กำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบ ลักษณะโครงข่ายที่อาจเกิดการแยกตัวจากกันของระบบ และผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าที่ร้ายแรงที่สุดคือการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ดังนั้นเพื่อป้องกันผลกระทบเหล่านี้ ภายหลังการการแบ่งแยกบัสทุกๆ แห่งจะต้องพิจารณาเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าด้วย เพื่อแสดงให้เห็นว่าระบบมีความเสี่ยงต่อการสูญเสียเสถียรภาพแรงดันหรือไม่ อันเป็นสาเหตุหลักที่ก่อให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ ซึ่งระบบที่ถูกนำมาทดสอบเป็นระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าการแบ่งแยกบัสสามารถช่วยจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ และระบบส่งไฟฟ้าภายหลังการแบ่งแยกบัสยังคงมีเสถียรภาพแรงดัน สามารถสรุปผลการทดสอบได้ดังนี้

1) การปรับเปลี่ยนโครงข่ายโดยการแบ่งแยกบัส สามารถลดค่ากระแสลัดวงจรได้จริง แต่จะส่งผลต่อเสถียรภาพแรงดันของระบบ โดยส่งผลให้ระบบเสี่ยงต่อการสูญเสียเสถียรภาพแรงดันซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่ง และจำนวนของการแบ่งแยกบัส

2) การแบ่งแยกบัสแรงสูงมักจะทำที่สถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสลัดวงจรที่สูง หรือสถานีไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า แต่หากระบบยิ่งซับซ้อนมากขึ้นเท่าไร ความเป็นไปได้ของการแบ่งแยกบัสอาจเป็นสถานีไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ใช่สถานีไฟฟ้าดังที่กล่าว

3) การแบ่งแยกบัสที่มีกำลังผลิตมากที่สุดตามหลักของ กฟผ. สามารถช่วยลดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้จริง แต่คำตอบนี้ไม่ได้แสดงว่าเสถียรภาพแรงดันที่สะท้อนถึงระดับแรงดันและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลอยู่ในระบบ จะเป็นคำตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นจำเป็นต้องใช้การวิเคราะห์หาตำแหน่งการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PQVSI เพื่อแสดงให้เห็นว่าการแบ่งแยกบัสรูปแบบใดดีที่สุด

4) การวิเคราะห์เสถียรภาพโดยรวมของระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยซึ่งเป็นระบบที่มีขนาดใหญ่ โดยใช้ค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PQVSI อาจไม่สะท้อนถึงความมีเสถียรภาพแรงดันของระบบ หากตำแหน่งของค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งของระบบโดยรวมที่ถูกนำชี้วัดอยู่ห่างไกลจากเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ซึ่งเป็นบริเวณที่ทำการปรับเปลี่ยนโครงข่าย ดังนั้นจึงใช้ค่าต่ำสุดของค่าดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดันบนสายส่งภายในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล มาวิเคราะห์เสถียรภาพทางแรงดันของระบบภายหลังการปรับเปลี่ยนโครงข่ายระบบ

7.2 ข้อเสนอแนะ

1) ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้เพียงกฎการแบ่งแยกบัสเพื่อให้สถานีไฟฟ้าทุกแห่งมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสไปในทิศทางเดียวกัน แต่จะใช้เวลาในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดค่อนข้างนานเพราะโปรแกรมจะคิดทุกกรณีที่เป็นไปได้ แต่หากใช้เครื่องมือ Heuristic หรือใช้วิธี linear programming อาจช่วยในการค้นหาคำตอบที่เร็วขึ้นได้

2) ค่ากระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นอาจเกิดจากการลัดวงจรแบบสามเฟสสมดุล หรือจากการลัดวงจรชนิดอื่นๆ ก็ได้ ดังนั้นในเงื่อนไขบังคับอาจพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรแบบอื่นๆ ร่วมด้วย

3) วิธีการปรับเปลี่ยนโครงข่ายแบบอื่นๆ เช่นการปลดสายส่ง การติดตั้ง CLR การทำบายพาสหรือการเชื่อมต่อวงจรสายส่งเข้าด้วยกัน อาจนำมาผนวกกับวิธีการแบ่งแยกบัสแรงสูงที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ เพื่อเพิ่มโอกาสในการเจอคำตอบที่มีความเหมาะสมมากขึ้น ซึ่งจะสะท้อนต่อความมีเสถียรภาพแรงดันของระบบ

รายการอ้างอิง

[1] รายงานการศึกษาแนวทางการลดกระแสลัดวงจรของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย: ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า (2553).

[2] สัญญพงศ์ จิรถาวีรย์. การวางแผนระบบส่งไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาเงื่อนไขของกระแสลัดวงจรโดยใช้วิธีขั้นตอนทางพันธุกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.

[3] ศรัณยู ตรียะโชติ. การแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมเพื่อลดกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้การค้นหาตาบูชนิดปรับตัวได้. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.

[4] Graiger, J. J., and Stevenson, W. D. Power System Analysis. International Edition, 1994.

[5] Saadat, H. Power System Analysis. Second Edition, 2004.

[6] Glover, J. D., Sarma, M. S., and Overbye, T. J. Power System Analysis and Design. Thomson corp., 2008.

[7] Stevenson Jr, W. D. Elements of Power System Analysis. 4th edition, 1982.

[8] Musirin, I., and Rahman, T. K. A. On-Line Voltage Stability Index for Voltage Collapse Prediction in Power System. Brunei International Conference on Engineering and Technology (October 2001).

[9] Mohamed, A., Jasmon, G. B., and Yusoff, S. A Static Voltage Collapse Indicator Using Line Stability Factors. Journal of Industrial Technology 7 (1989) : 73-85.

[10] I Musirin and T K Abdul Rahman, “On-Line Voltage Stability Index for Voltage Collapse Prediction. in Power System,” presented at Brunei International Conference on Engineering and Technology 2001 (BICET200 I), Brunei. October 2001.

[11] บัณฑิต เจริญพันธ์. แผนการปลดโหลดอย่างเหมาะสมในสภาวะผิดปกติโดยคำนึงถึงปัญหาเสถียรภาพทางแรงดัน. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.

[12] พรเทพ เทียบรัตน์, วัชรินทร์ ยกย่อง และ กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ (PQVSI) for Voltage Stability Analysis. Electrical Engineering Conference-31 1 (October 2008) : 355-358

[13] Taylor, T., Hanson, A., Lubkeman, D., and Mousavi, M. Fault Current Review Study. ABB Inc., 2005.

[14] Kovalsky, L., Yuan, X., Tekletsadik, K., Keri, A., Bock, J., and Breuer, F. Applications of Superconducting Fault Current Limiters in Electric Power Transmission Systems. IEEE Transactions Applied Superconductivity 15 (June 2005)

[15] Wu, X., Mutale, J., Jenkins, N., and Strbac, G. An Investigation of Network Splitting for Fault Level Reduction. Working Paper 25 Tyndall Centre for Climate Change Research Manchester, 2003.

[16] Adapa, R. Fault Current Management Guidebook. EPRI Solutions Inc., 2006.

[17] Sarmiento, H. G., Castellanos, R., Pampin, G., Tovar, C., Naude, J. An Example in Controlling Short Circuit Levels in a Large Metropolitan Area. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 13-17 July 2003.

[18] Amon, F. J., Fernandez, P. C., Rose, E. H., D´Ajuz, A.,and Castanheira, A. Brazilian Successful Experience in the Usage of Current Limiting Reactors for Short-Circuit Limitation. International Conference on Power Systems Transients (IPST'05), Montreal, June 2005.

[19] Mahmoud, G.,and Al-Hasawi W. Reducing the Short Circuit Levels in Kuwait Transmission Network (A Case Study). World Academy of Science, Engineering and Technology 53, 2009

[20] Lee, S. H., Lee, K. W., Yoon, Y. B., and Hyun, O. B. FCL Application Issues in Korean Electric Power Grid. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.

[21] Gilany, M., and Al-Hasawi, W. Reducing the Short Circuit Levels in Kuwait Transmission Network. Proceedings of WASET vol.2 (2009).

[22] แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010), การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย: ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า (เมษายน 2553)

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายคัมภีร์ บุญสุวรรณ เกิดวันที่ 13 สิงหาคม พ.ศ. 2529 ที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2551 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2552