การติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงเพื่อจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรของระบบส่งในเขตเมืองใหญ่ โดยพิจารณาดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดัน

นายสุชัยรัตน์ ต้องศิริ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554
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.

HVDC LINE INSTALLATION FOR SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION OF A TRANSMISSION SYSTEM IN METROPOLITAN AREA CONSIDERING VOLTAGE STABILITY INDEX

Mr. Suchairat Tongsiri

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
ChulalongkornUniversity
Academic Year 2011
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงเพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรของระบบส่งในเขตเมืองใหญ่โดยพิจารณาดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดัน
โดย	นายสุชัยรัตน์ ต้องศิริ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สมบูรณ์ แสงวงค์วาณิชย์)

.... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

.... กรรมการ
(อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. จิราพร ศิริคำ)

สุชัยรัตน์ ต้องศิริ : การติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงเพื่อจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรของระบบส่งในเขตเมืองใหญ่โดยพิจารณาดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดัน. (HVDC LINE INSTALLATION FOR SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION OF A TRANSMISSION SYSTEM IN METROPOLITAN AREA CONSIDERING VOLTAGE STABILITY INDEX) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. แนบบุญ หุนเจริญ, 130 หน้า.

การเติบโตทางเศรษฐกิจและสังคม ส่งผลให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อตอบสนองความต้องการนี้จำเป็นต้องเพิ่มความสามารถของระบบผลิตและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้น ขณะเดียวกันส่งผลให้ขนาดกระแสลัดวงจร ณ บัสไฟฟ้าในระบบสูงขึ้นด้วย และอาจเกินค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันและตัดต่อวงจร ปัญหานี้เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลังในเขตมหานครทั่วโลกเช่นเดียวกับระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการกำหนดตำแหน่งติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงที่เหมาะสมจำนวน 1 ตำแหน่งร่วมกับการพิจารณาแบ่งแยกบัสอีกไม่เกิน 1 ตำแหน่ง เพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าที่ส่งจ่ายกำลังให้กับโหลดในพื้นที่กรุงเทพมหานครและปริมณฑล โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ขนาดของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงมีค่าต่ำที่สุด พิจารณาเงื่อนไข พิกัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และเงื่อนไขจุดทำงานของระบบ อาทิ ขีดจำกัดขนาดแรงดันที่บัสและกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งโดยประยุกต์วิธีค้นหาแบบตาบูช่วยในการหาคำตอบ จากนั้น ระบบที่ติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงจะถูกประเมินความมั่นคงโดยใช้ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ และพิจารณาผลกระทบของเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร เพื่อยืนยันความมั่นคงของระบบอยู่ในระดับที่ยอมรับได้

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อนิสิต
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
ปีการศึกษา 2554	

5270809521 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS : SHORT-CIRCUIT CURRENT / HVDC LINE / ADAPTIVE TABU SEARCH / VOLTAGE STABILITY INDEX

SUCHAIRAT TONGSIRI: HVDC LINE INSTALLATION FOR SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION OF A TRANSMISSION SYSTEM IN METROPOLITAN AREA CONSIDERING VOLTAGE STABILITY INDEX. ADVISOR: ASST. PROF. NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 130 pp.

Nowadays, the growth of economy and society has become a major factor driving for higher electricity demand. In order to fulfil this, the capabilities of electric power generation and transmission need increasing rapidly. In turn, these may cause excessive short-circuit currents, which in some case, may become larger than an interrupting capacity of protection equipment. Most metropolises thorughout the world encounter this same problem, including Bangkok and its vicility area.

This thesis proposes a method for determining optimal location of a HVDC line together with at most one bus splitting, to limit short-circuit currents of the buses within a transmission system serving loads within Bangkok metropolitan area. The objective function is to minimize the size of HVDC with the constraints of circuit breaker short-circuit capacity limits as well as the operating constraints such as voltage and line flow limits. The Tabu Search has been applied to help find the optimal solution. Following which, security of the reconfigured system has been assessed by PQ Voltage Stability Index and the N-1 contingency test to reassure that it falls into an acceptable range.

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

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

Academic Year : 2011

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี กระผมขอขอบพระคุณอย่างสูงสำหรับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ พร้อมทั้งแรงกระตุ้นและแรงบันดาลใจในการทำวิจัยด้วยดีตลอดมา และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สมบูรณ์ แสงวงค์วาณิชย์ อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ ดร. จิราพร ศิริคำ ที่ได้สละเวลาตรวจสอบและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่อนุเคราะห์ทุนสนับสนุนโครงการวิจัยและเอื้อเฟื้อข้อมูลที่เป็นประโยชน์พร้อมทั้งให้คำปรึกษา และข้อเสนอแนะระหว่างการทำวิทยานิพนธ์นี้

ขอขอบคุณ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้อนุเคราะห์ทุนโครงการศิษย์ก้นกุฏิเป็นทุนการศึกษาในการเรียนระดับปริญญามหาบัณฑิต

ขอขอบคุณ ผู้ร่วมวิจัยในห้องปฏิบัติการที่คอยให้คำปรึกษา และ เป็นกำลังใจมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดจนญาติทุกๆ ท่านที่คอยเป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย .... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .... จ

กิตติกรรมประกาศ........ ฉ

สารบัญ .... ช

สารบัญตาราง........ ฎ

สารบัญภาพ .... ฐ

บทที่ 1 บทนำ........ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา........ 1

1.2 วัตถุประสงค์........ 2

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน........ 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 4

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์........ 4

บทที่ 2 การจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้า 5

2.1 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจร 5

2.1.1 ส่วนประกอบลำดับ 6

2.1.2 การคำนวณบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ 7

2.1.2.1 อิมพิแดนซ์ของสายส่ง........ 8

2.1.2.2 อิมพิแดนซ์ของหม้อแปลง 8

2.1.2.3 รูปแบบการต่อของหม้อแปลง 9

2.1.2.4 อิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า........ 10

2.1.2.5 แอดมิตแตนซ์ของโหลด........ 10

2.1.2.6 อิมพิแดนซ์ร่วมระหว่างสายส่ง 10

2.1.3 การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบสมมาตร........ 12

2.1.4 การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบไม่สมมาตร 13

2.1.4.1 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 13

2.1.4.2 การลัดวงจรระหว่างเฟส........ 15

2.1.4.3 การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดิน 16

หน้า

2.2 วิธีจำกัดกระแสลัดวงจร 18
2.2.1 วิธีจำกัดกระแสลัดวงจรแบบแอคทีฟ 19
2.2.1.1 อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดตัวนำยิ่งยวด 19
2.2.1.2 อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดอิเล็กทรอนิกส์ 21
2.2.2 วิธีการลดกระแสลัดวงจรแบบพาสซีฟ 22
2.2.2.1 การแบ่งแยกบัส 22
2.2.2.2 การปลดวงจรสายส่ง 23
2.2.2.3 ตัวเหนี่ยวนำจำกัดกระแส 24
2.2.2.4 การใช้หม้อแปลงอิมพิแดนซ์สูง 26
2.2.2.5 การเพิ่มอิมพิแดนซ์สายดิน 26
2.2.3 วิธีการลดกระแสลัดวงจรแบบอื่นๆ 26
2.2.3.1 สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 27
2.2.3.2 การยกระดับแรงดัน 27
2.3 ตัวอย่างปัญหาและการแก้ปัญหาค่ากระแสลัดวงจรสูง 27
2.3.1 ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในประเทศเกาหลีใต้ 28
2.3.2 ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในประเทศคูเวต 29
2.3.3 ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในประเทศบราซิล 32
บทที่ 3 สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 34
3.1 หลักการทำงานของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 34
3.1.1 โครงสร้างของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 34
3.1.2 ส่วนประกอบของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 36
3.1.3 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 37
3.1.3.1 วงจรเรกติฟายเออร์ 37
3.1.3.2 วงจรอินเวอร์เตอร์ 38
3.1.3.3 วงจรสายส่งกระแสตรง 39
3.1.4 ระบบควบคุมสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 39
3.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 41
3.2.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตันราฟสัน 41
3.2.2 การประยุกต์สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงกับวิธีนิวตันราฟสัน 46
3.3 ผลของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงต่อค่ากระแสลัดวงจร 49

หน้า

3.4 ตัวอย่างการประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 51
3.4.1 การประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงในประเทศจีน..... 51
3.4.2 การประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงในทวีปยุโรป..... 54
3.4.3 การประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 56
บทที่ 4 การประเมินความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้า 58
4.1 ดัชนีเสถียรภาพแรงดันแบบ PQ..... 58
4.2 การประเมินผลกระทบเมื่อมีสายส่งหลุด 1 วงจร (N-1) 62
บทที่ 5 ปัญหาค่าเหมาะสมที่สุดในการติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 65
5.1 นิยามตัวแปร 65
5.2 รูปแบบของปัญหา 67
5.2.1 การพิจารณาสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 67
5.2.2 การพิจารณาสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงผสานกับการแบ่งแยกบัส 68
5.3 เงื่อนไขการพิจารณาปัญหา..... 68
5.3.1 เงื่อนไขบังคับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า..... 68
5.3.2 เงื่อนไขจุดทำงานของระบบไฟฟ้า 69
5.3.3 เงื่อนไขจุดทำงานของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง..... 69
5.3.4 เงื่อนไขการแบ่งแยกบัส..... 70
5.3.5 เงื่อนไขความมั่นคงของระบบ 71
5.4 การค้นหาคำตอบ 72
5.4.1 กระบวนการตรวจจสอบกรณีฐาน..... 73
5.4.2 กระบวนการค้นหาค่าเหมาะสม..... 74
5.4.2.1 การค้าหาแบบพิจารณาทุกกรณี 74
5.4.2.2 การค้นหาคำตอบแบบตาบูชนิดปรับตัวได้..... 76
5.4.3 กระบวนการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลัง..... 80
5.4.4 หลักการให้คะแนนสำหรับการค้นหาคำตอบ 81
บทที่ 6 การทดสอบ 83
6.1 ระบบทดสอบ 83
6.1.1 ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 83
6.1.2 ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 85
6.2 วิธีการทดสอบ 87

หน้า

6.3 ผลการทดสอบ.. 88
6.3.1 ผลการทดสอบระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 88
6.3.2 ผลการทดสอบระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย........................... 97
6.4 อภิปรายและวิเคราะห์ผลการทดสอบ 111
6.4.1 อธิปรายและวิเคราะห์ผลระบบทดสอบมาตรฐาน 30 บัส 111
6.4.2 อธิปรายและวิเคราะห์ผลระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 112
บทที่ 7 สรุป 116
7.1 สรุปผลการวิจัย 116
7.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต... 117
รายการอ้างอิง.. 118
ภาคผนวก.. 121
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 130

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพของระบบในสภาวะชั่วครู่จากการทดสอบ 28

ตารางที่ 2.2 ค่าเวลาในการกำจัดความผิดพร่องวิกฤตจากการทดสอบ 29

ตารางที่ 2.3 ผลการติดตั้ง CLR ที่ขดลวดตติยภูมิ 32

ตารางที่ 3.1 กระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ก่อนและหลังติดตั้ง HVDC Light และ DYNACUR 54

ตารางที่ 5.1 จำนวนรอบการคำนวณสูงสุดในการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้...................... 78

ตารางที่ 5.2 หลักการให้คะแนนพิจารณาจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ 81

ตารางที่ 5.3 หลักการให้คะแนนพิจารณาจากเงื่อนไขกระแสลัดวงจร 81

ตารางที่ 5.4 หลักการให้คะแนนพิจารณาจากเงื่อนไขจุดทำงาน... 82

ตารางที่ 6.1 กระแสลัดวงจรที่บัสของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 84

ตารางที่ 6.2 กระแสลัดวงจรที่บัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 86

ตารางที่ 6.3 ตำแหน่งบัสที่ถูกแบ่งแยกในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 88

ตารางที่ 6.4 คำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDCในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 91

ตารางที่ 6.5 จุดทำงาน HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 93

ตารางที่ 6.6 คำตอบการติดตั้ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 94

ตารางที่ 6.7 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 96

ตารางที่ 6.8 เปรียบเทียบผลการทดสอบระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 97

ตารางที่ 6.9 คำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต.................... 100

ตารางที่ 6.10 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบของส่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 102

ตารางที่ 6.11 คำตอบการติดตั้ง HVDC และการแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 103

ตารางที่ 6.12 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 106

ตารางที่ 6.13 คำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ 107

หน้า

ตารางที่ 6.14 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ 109
ตารางที่ 6.15 เปรียบเทียบผลการทดสอบระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต............................. 110
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 122
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 123
ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส............................ 124
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลเครื่องจักรกลไฟฟ้าของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 125
ตารางที่ ก.5 ข้อมูลสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 127
ตารางที่ ข.1 ผลการทดสอบการลู่เข้าของระบบมาตรฐาน 30 บัส... 128
ตารางที่ ข.2 ผลการทดสอบการลู่เข้าของระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต.............................. 129

สารบัญภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 ประเภทของความผิดพร่อง 5
รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบลำดับของระบบสามเฟส 7
รูปที่ 2.3 การต่อหม้อแปลงและวงจรสมมูลในส่วนประกอบลำดับศูนย์ 9
รูปที่ 2.4 การลัดวงจรแบบสามเฟส 12
รูปที่ 2.5 วงจรสมมูลการลัดวงจรแบบสามเฟส 12
รูปที่ 2.6 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 13
รูปที่ 2.7 วงจรสมมูลการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 14
รูปที่ 2.8 การลัดวงจรระหว่างเฟส 15
รูปที่ 2.9 วงจรสมมูลการลัดวงจรระหว่างเฟส 16
รูปที่ 2.10 การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดิน 16
รูปที่ 2.11 วงจรสมมูลการวงจรแบบสองเฟสลงดิน 17
รูปที่ 2.12 วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้า 19
รูปที่ 2.13 คุณสมบัติของวัสดุตัวนำยิ่งยวด 20
รูปที่ 2.14 การประยุกต์ใช้อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดตัวนำยิ่งยวด 20
รูปที่ 2.15 โครงสร้างของ Solid-State Fault Current Limiter 21
รูปที่ 2.16 การแบ่งแยกบัส 22
รูปที่ 2.17 การแบ่งแยกบัสในตำแหน่งที่ใกล้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 23
รูปที่ 2.18 ลักษณะการแบ่งแยกบัส 23
รูปที่ 2.19 การปลดวงจรสายส่ง 24
รูปที่ 2.20 CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์ 25
รูปที่ 2.21 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้า 25
รูปที่ 2.22 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออก 25
รูปที่ 2.23 การต่ออิมพิแดนซ์ผ่านสายนิวทรอลของหม้อแปลงไฟฟ้า 26
รูปที่ 2.24 โครงสร้างทั่วไปสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 27
รูปที่ 2.25 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้า KEPCO ระดับแรงดัน 345 kV 28
รูปที่ 2.26 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 275 kV ในประเทศคูเวต 30
รูปที่ 2.27 ความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสลัดวงจรกับค่าอิมพิแดนซ์ของ CLR 33
รูปที่ 3.1 โครงสร้างแบบหลังชนหลัง 35

หน้า

รูปที่ 3.2 โครงสร้างแบบขั้วเดียว 35
รูปที่ 3.3 โครงสร้างแบบสองขั้ว..... 35
รูปที่ 3.4 โครงสร้างแบบขั้วเหมือน 36
รูปที่ 3.5 โครงสร้างของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 36
รูปที่ 3.6 แบบจำลองสายส่งกระแสดตรงแรงดันสูงที่สภาวะอยู่ตัว..... 37
รูปที่ 3.7 การทำงานของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง..... 40
รูปที่ 3.8 การไหลของกระแสในสายส่ง 44
รูปที่ 3.9 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า..... 45
รูปที่ 3.10 การคำนวณเการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่ติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง..... 46
รูปที่ 3.11 แบบจำลองสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง..... 50
รูปที่ 3.12 การคำนวณค่าอิมพิแดนซ์ในระบบที่ติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง 50
รูปที่ 3.13 ระบบส่งไฟฟ้าเมืองเซี่ยงไฮ้ 51
รูปที่ 3.14 การฟื้นฟูของแรงดันในบางบัส 52
รูปที่ 3.15 โครงสร้างของ DYNACUR 52
รูปที่ 3.16 ตำแหน่งการติดตั้ง DYNACUR 52
รูปที่ 3.17 โครงสร้างสายส่ง HVDC Light 53
รูปที่ 3.18 ตำแหน่งที่ติดตั้ง DYNACUR และHVDC Light 53
รูปที่ 3.19 ผลตอบสนองของแรงดันหลังจากติดตั้ง HVDC Light..... 54
รูปที่ 3.20 ตำแหน่งติดตั้งสายส่ง HVDC เชื่อมระหว่างประเทศไทย-มาเลเซีย 56
รูปที่ 4.1 แบบจำลองสายส่งแบบ π 58
รูปที่ 4.2 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้า ณ สภาวะพังทลายของแรงดัน 60
รูปที่ 4.3 เหตุการณ์สายส่งหลุด 62
รูปที่ 5.1 กระบวนการค้นหาคำตอบ..... 72
รูปที่ 5.2 ขั้นตอนการตรวจสอบกรณีฐาน..... 74
รูปที่ 5.3 ขั้นตอนการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณี..... 76
รูปที่ 5.4 การค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ 77
รูปที่ 5.5 ขั้นตอนการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ 79
รูปที่ 5.6 ขั้นตอนการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลัง..... 81
รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 83
รูปที่ 6.2 ค่า PQVSI ของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส..... 84

หน้า

รูปที่ 6.3 ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 85
รูปที่ 6.4 ค่า PQVSI ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 87
รูปที่ 6.5 กระแสลัดวงจรกรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 89
รูปที่ 6.6 ขนาดแรงดันที่บัสกรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 89
รูปที่ 6.7 กำลังไฟฟ้าในสายส่งกรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 90
รูปที่ 6.8 ค่า PQVSI กรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 90
รูปที่ 6.9 กระแสลัดวงจรกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 91
รูปที่ 6.10 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 92
รูปที่ 6.11 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 92
รูปที่ 6.12 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 93
รูปที่ 6.13 กระแสลัดวงจรกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 94
รูปที่ 6.14 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 95
รูปที่ 6.15 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 95
รูปที่ 6.16 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส 96
รูปที่ 6.17 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือตามเงื่อนไขที่กำหนด 97
รูปที่ 6.18 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ตามเงื่อนไขที่กำหนด 98
รูปที่ 6.19 กระแสลัดวงจรกรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 98
รูปที่ 6.20 ขนาดแรงดันที่บัสกรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 99
รูปที่ 6.21 กำลังไฟฟ้าในสายส่งกรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 99
รูปที่ 6.22 ค่า PQVSI กรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 100
รูปที่ 6.23 กระแสลัดวงจรที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 101
รูปที่ 6.24 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 101
รูปที่ 6.25 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 102
รูปที่ 6.26 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 103
รูปที่ 6.27 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกตามเงื่อนไขที่กำหนด 104
รูปที่ 6.28 กระแสลัดวงจรกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 104
รูปที่ 6.29 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 105
รูปที่ 6.30 กำลังในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 105

หน้า

รูปที่ 6.31 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต .. 106
รูปที่ 6.32 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ.. 107
รูปที่ 6.33 กระแสลัดวงจรที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ 108
รูปที่ 6.34 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ 108
รูปที่ 6.35 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ 109
รูปที่ 6.36 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ 110
รูปที่ ก.1 จุดการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในระบบไฟฟ้าการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 126

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ได้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหาวัตถุประสงค์ขอบเขตข้อจำกัด รวมถึงขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงานและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของวิทยานิพนธ์นี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ข้อมูลจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับ พ.ศ. 2553 – 2573 [1] ได้กล่าวถึงการเติบโตทางสภาพเศรษฐกิจและสังคม ซึ่งระบุว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ ณ ปี พ.ศ. 2573 สูงถึง 52,890 MW หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 2.37 เท่าของปี พ.ศ. 2552 โดยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณร้อยละ 4.19 ต่อปี อีกทั้งข้อมูลจากแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายฉบับ 10 ปี พ.ศ. 2551 – 2554 ของการไฟฟ้านครหลวง [2] ระบุว่าความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟน. เพิ่มขึ้นประมาณ 1,443 MW หรือเฉลี่ยร้อยละ 4.71 ต่อปี และมีผู้ใช้บริการเพิ่มขึ้นประมาณ 273,109 ราย หรือเฉลี่ยร้อยละ 2.51 ต่อปี เพื่อเป็นการตอบสนองความต้องการพลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล จึงจำเป็นต้องขยายระบบผลิตและระบบส่งกำลังไฟฟ้า

การขยายระบบผลิตและระบบส่งกำลังไฟฟ้าทำได้โดย การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่ม การติดตั้งหม้อแปลงเพิ่ม และ การเพิ่มวงจรสายส่ง วิธีการดังกล่าวเป็นการเพิ่มจุดเชื่อมต่อในระบบให้มากขึ้น จึงทำให้ค่าความต้านทานสมมูลโดยรวมของระบบลดลง ส่งผลให้ขนาดกระแสลัดวงจรในระบบสูงขึ้น

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร และ ปริมณฑล มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูง อีกทั้งเป็นโหลดที่สำคัญต่อสภาพเศรษฐกิจของประเทศ เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อความต้องการได้อย่างต่อเนื่อง ระบบส่งกำลังไฟฟ้าในเขตนี้จึงขยายกำลังการผลิตและระบบส่งดังวิธีที่ได้กล่าวมา ซึ่งทำให้ระบบมีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น ด้วยเหตุนี้ขนาดกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าในเขตนี้จึงเพิ่งสูงขึ้น และเกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันในบางแห่ง คือ สูงกว่า 25 kA ที่ระดับแรงดัน 115 kV และสูงกว่า 50 kA ที่ระดับแรงดัน 230 kV และ 500 kV ปัญหานี้ทำความเสียหายต่อ เซอร์กิตเบรกเกอร์ ณ สถานีไฟฟ้านั้นๆ

วิธีการจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรโดยทั่วไปนิยมใช้ การแบ่งแยกบัส (Bus splitting) การใช้หม้อแปลงความต้านทานสูง (High impedance transformer) และการใช้รีแอคเตอร์ลดกระแส (Current Limiting Reactors: CLR) แต่วิธีดังกล่าวอาจส่งผลต่อเสถียรภาพเชิงแรงดันของระบบ

ไฟฟ้าที่สภาวะการทำงานปกติได้ ในขณะที่ สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง (High-Voltage-Direct-Current: HVDC) เริ่มมีบทบาทต่อระบบส่งกำลังไฟฟ้ามากขึ้น ทั้งนี้ไม่เพียง HVDC สามารถส่งและควบคุมปริมาณการส่งกำลังไฟฟ้าในปริมาณมากในระยะทางที่ไกลๆ ได้ แต่ยังสามารถเพิ่มสมรรถนะด้านเสถียรภาพเชิงแรงดัน และยังสามารถช่วยลดค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย ด้วยเหตุนี้เอง HVDC จึงเป็นอุปกรณ์ที่น่าสนใจเป็นอย่างยิ่งในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อตอบสนองความต้องการทางไฟฟ้า รักษาเสถียรภาพเชิงแรงดันให้กับระบบไฟฟ้าและจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรไปพร้อมๆ กัน

อย่างไรก็ตามการติดตั้ง HVDC เพียงเส้นเดียวอย่างเดียวอาจไม่สามารถจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรให้อยู่ในเกณฑ์ที่ต้องการได้ การจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานกันอาจเป็นวิธีที่แก้ปัญหาได้ ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้เสนอวิธีการติดตั้ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส หากไม่มีคำตอบในกรณีที่ติดตั้ง HVDC เพียงอย่างเดียว สำหรับวิธีการจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรโดยใช้ HVDC ผสมผสานกับวิธีการอื่น มีการศึกษากับระบบส่งกำลังไฟฟ้าในเขตเมืองเซี่ยงไฮ้ ประเทศจีน ซึ่งได้รับการยอมรับว่าเป็นวิธีการแก้ปัญหาขนาดกระแสลัดวงจรสูง และ รักษาเสถียรภาพเชิงแรงดันได้อย่างมีประสิทธิภาพ [8, 9, 18]

1.2 วัตถุประสงค์

กำหนดตำแหน่งการติดตั้ง และ ขนาดของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง ซึ่งติดตั้งแทนสายส่งกระแสสลับในระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยพิจารณาขนาดกระแสลัดวงจรในเขตเมืองใหญ่ต้องไม่เกินพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์และ ค่าดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดันต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดไว้

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงโดยใช้การติดตั้งสายส่ง HVDC และการติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส
2) พิจารณาเงื่อนไขการทำงานของระบบไฟฟ้า เงื่อนไขการทำงานของสายส่ง HVDC และเงื่อนไขการประเมินความมั่นคง ในการหาคำตอบ
3) พิจารณาสายส่ง HVDC ชนิดฐานไทริสเตอร์ (Conventional type HVDC)
4) พิจารณาสายส่ง HVDC ที่มีการชดเชยฮาร์มอนิก และ กำลังรีแอกทีฟ อย่างสมบูรณ์แบบ
5) พิจารณาเฉพาะการแบ่งแยกบัสแบบสมดุลและทำลายลูปของระบบแต่ต้องไม่ทำให้ระบบเกิดการแยกตัว
6) พิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสสมดุล และ การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน
7) พิจารณาค่าอิมพิแดนซ์ของการลัดวงจรมีค่าเป็นศูนย์

8) ใช้วิธีการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณี ในการหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของสายส่ง HVDC
9) ใช้วิธีการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ ในการหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของสายส่ง HVDC ผสมผสานกับการแบ่งแยกบัส
10) พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาเสถียรภาพเชิงแรงดันในสภาวะอยู่ตัว โดยใช้ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PQ (PQVSI) และประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร (N-1 contingency)
11) ทดสอบสมรรถนะของวิธีการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงกับระบบทดสอบมาตรฐาน 30 บัส (IEEE 30 bus) และระบบส่งกำลังไฟฟ้าจริงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษาปัญหาและผลกระทบของกระแสลัดวงจรสูงในระบบส่งกำลังไฟฟ้า
2) ศึกษาวิธีการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้า
3) ศึกษาวิธีการจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีการนำมาประยุกต์ใช้แก้ปัญหา
4) ศึกษาแบบจำลอง และ วิธีการจำกัดขนาดกระแสลัดวงจร ของสายส่ง HVDC
5) ศึกษาวิธีการแบ่งแยกบัสในการจำกัดขนาดกระแสลัดวงจร
6) ศึกษาวิธีการวิเคราะห์เสถียรภาพเชิงแรงดันในสภาวะอยู่ตัว ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
7) ศึกษาวิธีการประยุกต์ใช้วิธีค้นหาคำตอบแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ ในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด
8) พัฒนากระบวนการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของสายส่ง HVDC โดยประยุกต์ใช้วิธีค้นหาคำตอบแบบทำทุกกรณี ตามวิธีการที่ได้ออกแบบไว้ โดยอาศัยโปรแกรม MATLAB
9) พัฒนากระบวนการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของสายส่ง HVDC และตำแหน่งที่เหมาะสมของการแบ่งแยกบัสโดยประยุกต์ใช้วิธีค้นหาคำตอบแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ ตามวิธีการที่ได้ออกแบบไว้ โดยอาศัยโปรแกรม MATLAB
10) ทดสอบสมรรถนะของโปรแกรมการแบ่งแยกบัสที่ออกแบบไว้กับระบบทดสอบมาตรฐานและระบบจริง
11) วิเคราะห์และสรุปผลที่ได้จากการทดสอบ
12) ปรับปรุงโปรแกรมและกระบวนที่ออกแบบไว้ เพื่อให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น

13) สรุปผลการวิจัย

14) เรียบเรียงผลการวิจัยและจัดทำเป็นรูปเล่มวิทยานิพนธ์

15) เขียนบทความวิชาการเพื่อเผยแพร่วิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ป้องกันปัญหากระแสลัดวงจรเกินค่าพิกัดกระแสของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในเขตเมืองใหญ่ได้
2) รักษาความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าในเขตเมืองใหญ่ให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึง ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่จะกล่าวถึงในบทต่อไป

บทที่ 2 การจำกัดกระแสลัดวงจร อธิบายปัญหาและการแก้ปัญหาของกระแสลัดวงจรเกิน ประกอบไปด้วย วิธีและกระบวนการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร วิธีการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง และ ตัวอย่างปัญหาและการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูง

บทที่ 3 สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง อธิบายหลักการทำงานของสายส่ง HVDC การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่ติดตั้งสายส่ง HVDC ผลกระทบของสายส่ง HVDC ที่มีต่อค่ากระแสลัดวงจร และ ตัวอย่างการใช้งานของสายส่ง HVDC ในปัจจุบัน

บทที่ 4 การประเมินความมั่นของระบบไฟฟ้ากำลังกล่าวถึงวิธีการประเมินความมั่นคงที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ประกอบไปด้วย ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ และ ประเมินระบบไฟฟ้ากำลังจากเหตุการณ์สายส่งหลุด

บทที่ 5 การติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง กล่าวถึงการพิจารณาปัญหาตลอดจนวิธีการแก้ปัญหาที่ได้ใช้ในงานวิจัยนี้ ซึ่งประกอบด้วย นิยามตัวแปรที่ใช้ในการแก้ปัญหา รูปแบบของปัญหา เงื่อนไขบังคับการพิจารณาปัญหา วิธีการค้นหาคำตอบ

บทที่ 6 การทดสอบ กล่าวถึงการทดสอบกระบวนการที่ได้นำเสนอรวมถึงผลการทดสอบ

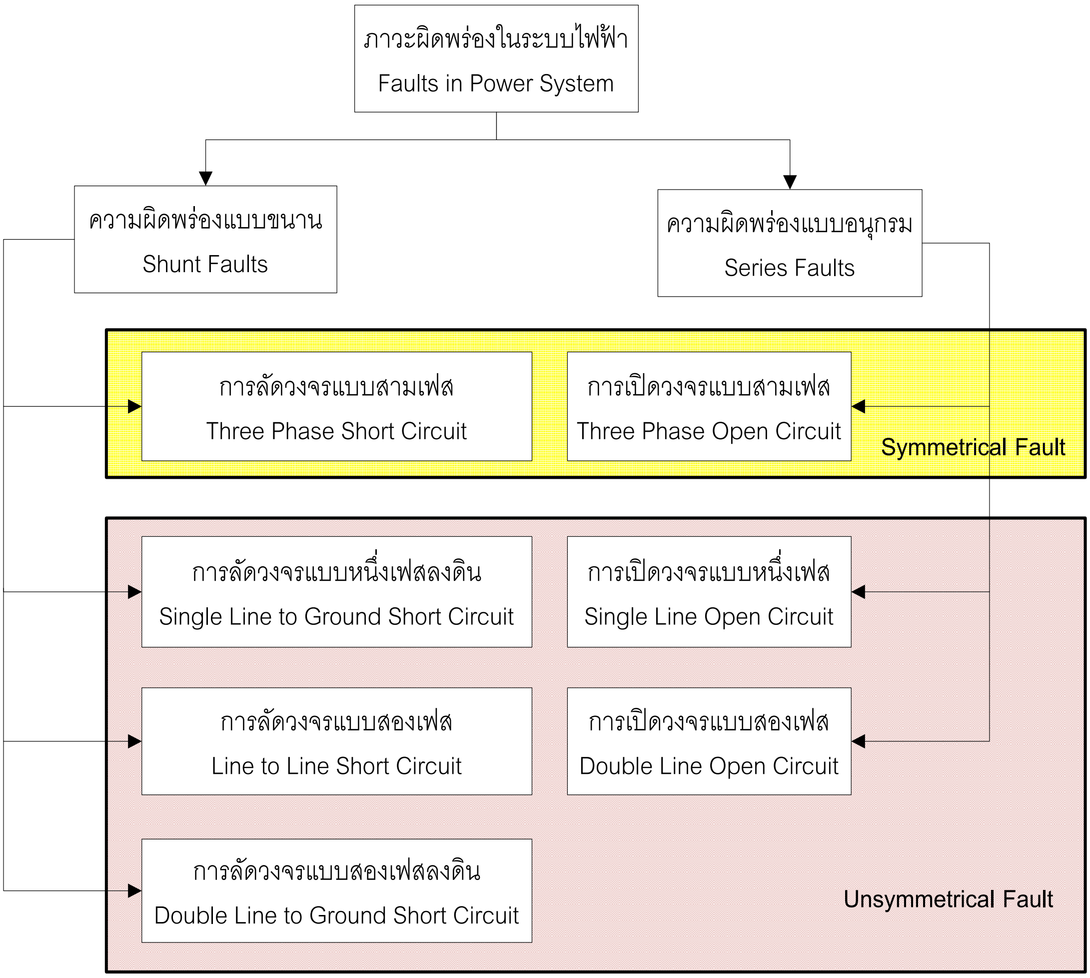
บทที่ 7 สรุป กล่าวถึงบทสรุปของวิทยานิพนธ์และข้อเสนอแนะต่างๆ

บทที่ 2

การจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้า

ในสภาวะปกติระบบไฟฟ้ากำลังจะส่งจ่ายกำลังที่ค่าพิกัดของอุปกรณ์โดยประมาณ แต่เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง กำลังที่ส่งจ่ายในระบบอาจมีค่าสูงขึ้นซึ่งอาจสร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังได้หากไม่มีการตัดสภาวะลัดวงจรออกจากระบบได้ทันท่วงที ในหัวข้อนี้ได้อธิบาย วิธีการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง วิธีการจำกัดค่ากระแสลัดวงจร และ ตัวอย่างปัญหาและการแก้ปัญหาในงานวิจัยต่างๆ

2.1 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจร



รูปที่ 2.1 ประเภทของความผิดพร่อง

การลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง ถือเป็นความผิดพร่องแบบขนาน สามารถจำแนกการลัดวงจรออกเป็นในลักษณะต่างๆ ดังรูปที่ 2.1 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจรแบ่งออกเป็น การคำนวณกระแสลัดวงจรที่สมมาตร และ ไม่สมมาตร [3]

การคำนวณค่ากระแสลัดวงจรในวิทยานิพนธ์นี้ พิจารณาเฉพาะที่สภาวะอยู่ตัวโดยใช้บัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ ซึ่มีการคำนวณที่แตกต่างกันออกไปในแต่ละส่วนประกอบลำดับ ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงวิธีการคำนวณ ส่วนประกอบลำดับ บัสอิมพิแดนซ์เมตริก และ ค่ากระแสลัดวงจร

2.1.1 ส่วนประกอบลำดับ

ในกรณีที่เกิดการลัดวงจรแบบไม่สมมาตรการคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องแปลงค่าในต่างๆ ในระบบเฟสให้อยู่ในระบบส่วนประกอบลำดับเพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาความไม่สมมาตรในระบบ โดยส่วนประกอบสมมาตรสามารถแยกองค์ประกอบที่ไม่สมมาตรในระบบเฟส ให้เป็นองค์ประกอบที่สมมาตรในระบบส่วนประกอบลำดับได้ 3 ลำดับดังต่อไปนี้ [4, 5]

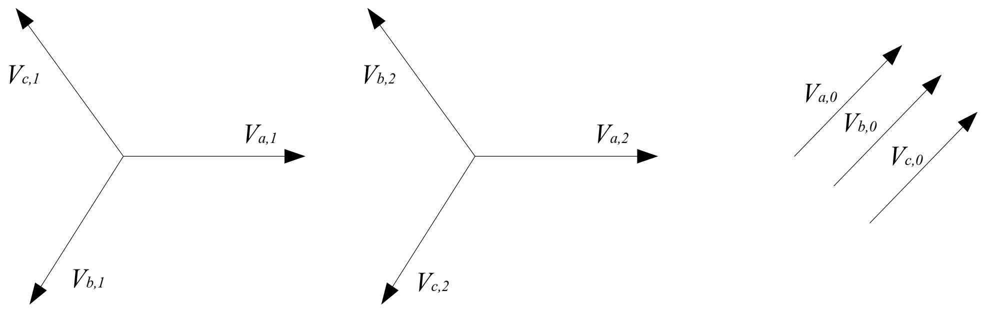
1) ส่วนประกอบลำดับบวก (Positive-sequence components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมระหว่างเฟสห่างเท่ากันอยู่ 120 องศา โดยมีลำดับเฟสเหมือนกับในระบบสามเฟสสมดุลดังแสดงในรูปที่ 2.2 ก
2) ส่วนประกอบลำดับลบ (Negative-sequence components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมระหว่างเฟสห่างเท่ากันอยู่ 120 องศา โดยมีลำดับเฟสตรงข้ามกับในระบบสามเฟสสมดุลดังแสดงในรูปที่ 2.2 ข
3) ส่วนประกอบลำดับศูนย์ (Zero-sequence components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและขนานกันดังแสดงในรูปที่ 2.2 ค

จากรูปที่ 2.2 แรงดันในระบบสามเฟสสามารถเขียนสมการความสัมพันธ์ของระบบสามเฟสให้อยู่ในรูปของระบบส่วนประกอบลำดับแต่ละลำดับได้ดังสมการที่ (2.1)

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \\ V_c &= V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)} \end{aligned} \tag{2.1}$$

โดยที่

V_a, V_b, V_c คือ แรงดันเฟส a b และ c ในระบบสามเฟสตามลำดับ
$V_a^{(0)}, V_a^{(1)}, V_a^{(2)}$ คือ แรงดันเฟส a ในส่วนประกอบลำดับ ศูนย์ บวก และลบ ตามลำดับ
$V_b^{(0)}, V_b^{(1)}, V_b^{(2)}$ คือ แรงดันเฟส b ในส่วนประกอบลำดับ ศูนย์ บวก และลบ ตามลำดับ
$V_c^{(0)}, V_c^{(1)}, V_c^{(2)}$ คือ แรงดันเฟส c ในส่วนประกอบลำดับ ศูนย์ บวก และลบ ตามลำดับ



(ก) ส่วนประกอบลำดับบวก (ข) ส่วนประกอบลำดับลบ (ค) ส่วนประกอบลำดับสศูนย์

รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบลำดับของระบบสามเฟส [4, 5]

เพื่อความสะดวกในการคำนวณจึงกำหนดค่า $a = 1\angle 120^\circ$ ใช้แทนการหมุนของเฟสเซอร์ที่หมุนไป 120° ในทิศทวนเข็มนาฬิกา ดังนั้นสมการความสัมพันธ์ของระบบสามเฟสในรูปของส่วนประกอบลำดับสามารถดังสมการที่ (2.2)

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_a^{(0)} + a^2 V_a^{(1)} + a V_a^{(2)} \\ V_c &= V_a^{(0)} + a V_a^{(1)} + a^2 V_a^{(2)} \end{aligned} \tag{2.2}$$

และจัดให้อยู่ในรูปของเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (2.3)

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{2.3}$$

เช่นเดียวกับค่าแรงดัน ค่ากระแสในระบบสามเฟสสามารถเปลี่ยนในห้อยู่ในรูปแบบส่วนประกอบลำดับได้ดังสมการที่ (2.4)

$$\begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{2.4}$$

2.1.2 การคำนวณบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์

ระบบไฟฟ้ากำลังใดๆ สามารถเขียนให้อยู่ในรูปของบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ได้โดยการพิจารณาค่าของอิมพิแดนซ์หรือค่าแอตมิตแตนซ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ในการนำไปใช้ การคำนวณกระแสลัดวงจรที่สภาวะอยู่ตัว ณ บัสใดๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องให้ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลของบัสใดๆ นั้นคือค่าอิมพิแดนซ์ในแนวเส้นทะแยงมุมตำแหน่งที่บัสนั้นๆ

นั่นเอง หัวข้อนี้จะนำเสนอวิธีการคำนวณค่าบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณกระแสลัดวงจรแบบสมบูรณ์ (Complete method)

การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบไม่สามาตร จำเป็นต้องคำนวณค่าบัสอิมพี่แดนซ์เมตริกซ์ในส่วนประกอบลำดับต่างๆ เพื่อสะดวกในการคำนวณจำเป็นพิจารณาระบบไฟฟ้า คือ วงจรสายส่งทุกวงจรมีรูปแบบโครงสร้างของอิมพิแดนซ์สาย ค่าการประจุสายส่ง (Line charging) และองค์ประกอบขนาน (Line-connected shunt) เหมือนกันทั้งใน ส่วนประกอบบวก ส่วนประกอบลบ และ ส่วนประกอบศูนย์ ในหัวข้อย่อยต่อไปนี้ได้เสนอวิธีการพิจารณาข้อมูลต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณค่าบัสอิมพิแดนซ์เมตริกทั้งในสามส่วนประกอบลำดับ [3, 6]

2.1.2.1 **อิมพิแดนซ์ของสายส่ง**

ค่าอิมพิแดนซ์ของสายส่งอยู่ในข้อมูลสายส่งซึ่งให้ข้อมูลตามโครงสร้างแบบวงจรพาน์ย (π) ประกอบด้วยค่าอิมพิแดนซ์สายส่ง และ ค่าการประจุสายส่ง ซึ่งค่าอิมพิแดนซ์ของสายส่งในลำดับบวกจะเท่ากับลำดับลบ แต่จะไม่เท่ากับลำดับศูนย์ การคำนวณค่าบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ต้องพิจารณาค่าอิมพิแดนซ์ของสายส่งทุกวงจรที่ใช้งานในระบบไฟฟ้ากำลัง

2.1.2.2 **อิมพิแดนซ์ของหม้อแปลง**

ค่าอิมพิแดนซ์ของหม้อแปลงจะอยู่ในข้อมูลหม้อแปลง และต้องพิจารณาค่าแท็บของหม้อแปลง และค่าความต่างเฟสของหม้อแปลงในการคำนวณบัสอิมพิแดนซ์ในลำดับบวกและลบ แต่การคำนวณค่าบัสอิมพิแดนซ์ในลำดับศูนย์จะไม่คิดค่าความต่างเฟส โดยค่าความต่างเฟสในลำดับบวกและลำดับลบจะมีทิศทางการหมุนตรงข้ามกันค่าอิมพิแดนซ์สมมูลในส่วนประกอบลำดับบวก ลบ และ ศูนย์ ของหม้อแปลงสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.5) - (2.7) ตามลำดับ

$$z_{tr,eq}^{(1)} = \left(a\angle\theta^{(1)}\right)\cdot\left(a\angle\theta^{(1)}\right)^{*}\cdot z_{tr}^{(1)} \tag{2.5}$$

$$z_{tr,eq}^{(2)} = \left(a\angle\theta^{(2)}\right)\cdot\left(a\angle\theta^{(2)}\right)^{*}\cdot z_{tr}^{(2)} \tag{2.6}$$

$$z_{tr,eq}^{(0)} = a^{2}\cdot z_{tr}^{(0)} \tag{2.7}$$

โดยที่

$z_{tr,eq}^{(1)}, z_{tr,eq}^{(2)}, z_{tr,eq}^{(0)}$ คือ อิมพิแดนซ์สมมูลลำดับบวก ลบและศูนย์ ของหม้อแปลงตามลำดับ

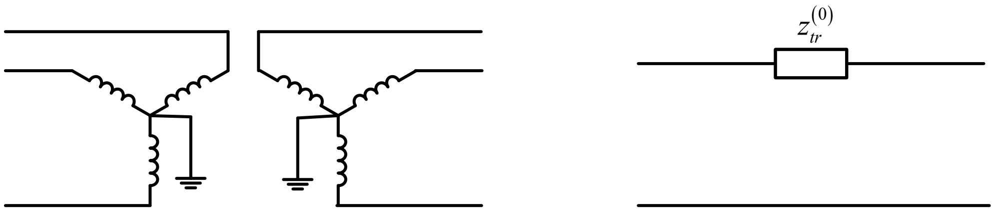
a คือ แท็บของหม้อแปลง

$\theta^{(1)}, \theta^{(2)}, \theta^{(0)}$ คือ มุมเฟสที่ต่างกันลำดับบวก ลบและศูนย์ ของหม้อแปลงตามลำดับ

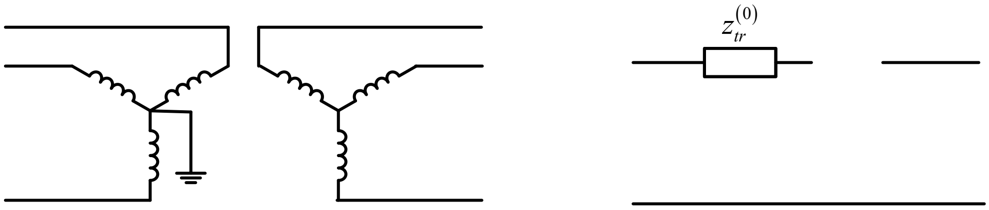
$z_{tr}^{(1)}, z_{tr}^{(2)}, z_{tr}^{(0)}$ คือ อิมพิแดนซ์จริงลำดับบวก ลบและศูนย์ของหม้อแปลงตามลำดับ

2.1.2.3 รูปแบบการต่อของหม้อแปลง

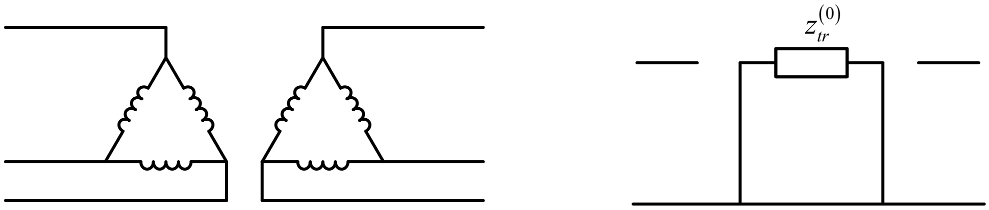
การต่อของหม้อแปลงส่งผลต่อรูปแบบวงจรในส่วนประกอบลำดับศูนย์ การคำนวณอิมพิแดนซ์ลำดับศูนย์ของหม้อแปลงต้องพิจารณาการต่อของหม้อแปลงในรูปแบบต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.3 [3- 6]



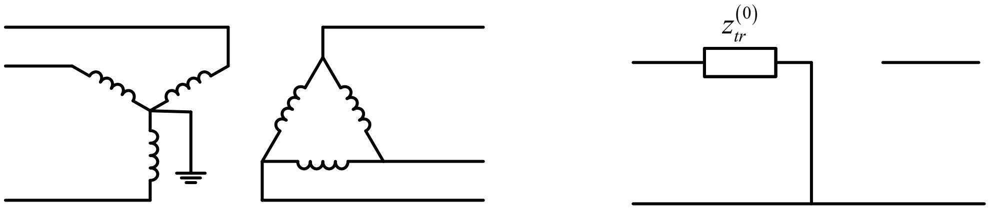
(ก) การต่อหม้อแปลงแบบวายน์กราวน์ - วายน์กราวน์ (Yg - yg)



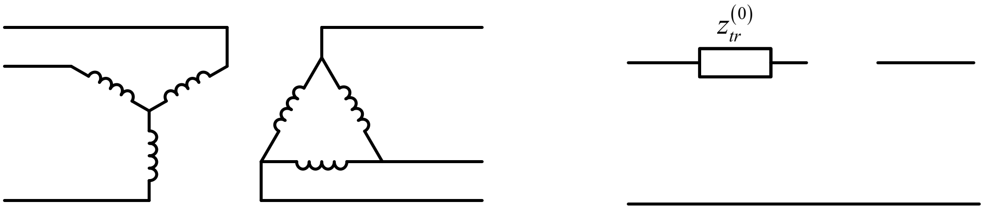
(ข) การต่อหม้อแปลงแบบวายกลงดิน - วาย (Yg - y)



(ค) การต่อหม้อแปลงแบบเดลต้า – เดลต้า (D - d)



(ง) การต่อหม้อแปลงแบบวายลงดิน – เดลต้า (Yg - d)



(จ) การต่อหม้อแปลงแบบวาย - เดลต้า (Y - d)

รูปที่ 2.3 การต่อหม้อแปลงและวงจรสมมูลในส่วนประกอบลำดับศูนย์

2.1.2.4 อิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

อิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยพิจารณาเสมือนเป็นอุปกรณ์ขนาน (Shunt element) ในระบบไฟฟ้ากำลังการรวมค่าอิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลังต้องเปลี่ยนค่าอิมพิแดนซ์ให้อยู่ในค่าฐานของระบบก่อนซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.8) การคำนวณค่าบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ต้องพิจารณาค่าอิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้ากำลังทุกเครื่อง

$$z^{(i)}_{gen,base_{sys}} = z^{(i)}_{gen,base_{gen}} \times \frac{MVAbase_{sys}}{MVAbase_{gen}} \tag{2.8}$$

โดยที่

$z^{(i)}_{gen,base_{sys}}$ คือ อิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในฐานของระบบไฟฟ้าเมื่อ $i = 0,1,2$

$z^{(i)}_{gen,base_{gen}}$ คือ อิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า $i = 0,1,2$

$MVAbase_{sys}$ คือ กำลังฐานของระบบไฟฟ้า

$MVAbase_{gen}$ คือ กำลังฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.1.2.5 แอตมิตแตนซ์ของโหลด

ค่าโหลดต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถมองเป็นแอตมิตแตนซ์ได้ โดยพิจารณาเสมือนเป็นอุปกรณ์ขนานในระบบไฟฟ้ากำลังเช่นเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งค่าแอตมิตแตนซ์ลำดับบวกของโหลดสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.9)

$$y^{(1)}_{load} = \left(\frac{S_{load}}{\left|V_{pre}\right|^2} \right)^* \tag{2.9}$$

โดยที่

$y^{(1)}_{load}$ คือ แอตมิตแตนซ์ลำดับบวกของโหลดที่บัส

S_{load} คือ กำลังปรากฏของโหลดที่บัส

V_{pre} คือ แรงดันก่อนการลัดวงจรที่บัส

สำหรับค่าแอตมิตแตนซ์ของโหลดในลำดับลบและศูนย์ไม่สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.9) ดังนั้นหากไม่มีข้อมูลระบุค่าของแอตมิตแตนซ์ของโหลดในลำดับลบและศูนย์ให้ถือว่ามีค่าเป็นศูนย์

2.1.2.6 อิมพิแดนซ์ร่วมระหว่างสายส่ง

ค่าอิมพิแดนซ์ร่วมระหว่างสายส่ง (Mutual coupling impedance) ถูกนำมาคิดกรณีส่วนประกอบลำดับศูนย์เท่านั้น การเพิ่มค่าอิมพิแดนซ์ร่วมระหว่างสายส่งในบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์

อาจทำได้โดยการปรับปรุงค่าบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ หรือ การปรับปรุงค่าบัสแอตมิตแตนซ์เมตริกซ์แล้วจึงอินเวิสร์กลับเป็นอิมพิแดนซ์เมตริกทีหลังซึ่งวิธีการปรับปรุงบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์มีการคำนวณที่ยุ่งยากกว่า ในหัวข้อนี้จึงอธิบายการคำนวณโดยใช้บัสแอตมิตแตนซ์เมตริก โดยทำการลบค่าแอตมิตแตนซ์ในสายส่งออกเสียก่อน (Line removal) แล้วจึงเพิ่มค่าแอตมิตแตนซ์ร่วมเข้าไปการหาค่าแอตมิตแตนซ์ร่วมในสายส่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.10)

$$\begin{bmatrix} y_{ij,ij} & y_{ij,pq} \\ y_{pq,ij} & y_{pq,pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{ij,ij} & z_{ij,pq} \\ z_{pq,ij} & z_{pq,pq} \end{bmatrix}^{-1} \tag{2.10}$$

โดยที่

$y_{ij,ij}, y_{pq,pq}$ คือ แอตมิตแตนซ์ในสายส่ง ij และ pq ตามลำดับ

$y_{ij,pq}, y_{pq,ij}$ คือ แอตมิตแตนซ์ร่วมระหว่างสายส่ง ij และ pq

$z_{ij,ij}, z_{pq,pq}$ คือ อิมพิแดนซ์ในสายส่ง ij และ pq ตามลำดับ

$z_{ij,pq}, z_{pq,ij}$ คือ อิมพิแดนซ์ร่วมระหว่างสายส่ง ij และ pq

การปรับปรุงบัสแอตมิตแตนซ์เมตริกซ์จะปรับปรุงตามตำแหน่งบัสที่ i, j, p และ q ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (2.11) ถึง (2.14) [7]

$$\begin{aligned} Ybus_{ii} &= Ybus_{ii} + y_{ij,ij} \\ Ybus_{ij} &= Ybus_{ij} - y_{ij,ij} \\ Ybus_{ip} &= Ybus_{ip} + y_{ij,pq} \\ Ybus_{iq} &= Ybus_{iq} - y_{ij,pq} \end{aligned} \tag{2.11}$$

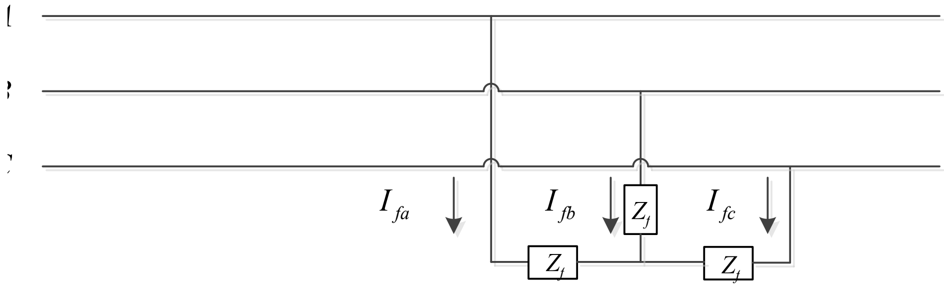
$$\begin{aligned} Ybus_{jj} &= Ybus_{jj} + y_{ij,ij} \\ Ybus_{ji} &= Ybus_{ji} - y_{ij,ij} \\ Ybus_{ip} &= Ybus_{ip} - y_{ij,pq} \\ Ybus_{iq} &= Ybus_{iq} + y_{ij,pq} \end{aligned} \tag{2.12}$$

$$\begin{aligned} Ybus_{pp} &= Ybus_{pp} + y_{pq,pq} \\ Ybus_{pq} &= Ybus_{pq} - y_{pq,pq} \\ Ybus_{pi} &= Ybus_{pi} + y_{pq,ij} \\ Ybus_{pj} &= Ybus_{pj} - y_{pq,ij} \end{aligned} \tag{2.13}$$

$$\begin{aligned} Ybus_{qq} &= Ybus_{qq} + y_{pq,pq} \\ Ybus_{qp} &= Ybus_{qp} - y_{pq,pq} \\ Ybus_{qi} &= Ybus_{qi} - y_{pq,ij} \\ Ybus_{qj} &= Ybus_{qj} + y_{pq,ij} \end{aligned} \tag{2.14}$$

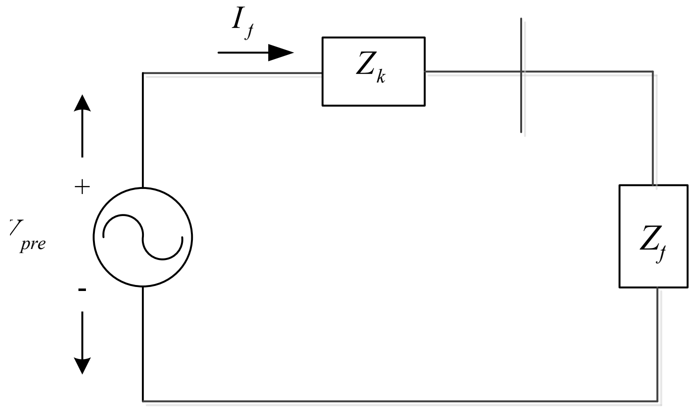
2.1.3 การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบสมมาตร

ในระบบไฟฟ้ากำลังการลัดวงจรแบบสมมาตรคือการลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase short circuit) ซึ่งเกิดจากสายส่งทั้งสามเฟสลัดวงจรด้วยกัน หรือสายส่งทั้งสามเฟสลัดวงจรลงดินพร้อมกัน ดังแสดงในรูปที่ 2.4 ซึ่งการลัดวงจรประเภทนี้พบน้อยครั้งในระบบไฟฟ้ากำลัง (ประมาณ 5% ของการลัดวงจรในระบบ) แต่ขนาดของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นมีค่ามากที่สุด



รูปที่ 2.4 การลัดวงจรแบบสามเฟส

เนื่องจากการลัดวงจรประเภทนี้ให้ค่ากระแสลัดวงจรและแรงดันในแต่ล่ะเฟสเท่ากันทั้งหมด ดังนั้นการคำนวณกระแสลัดวงจรจึงสามารถทำได้ในระบบสามเฟสโดยไม่คำนึงถึงองค์ประกอบลำดับลบหรือองค์ประกอบลำดับศูนย์ซึ่งสามารถเขียนให้อยู่ในรูปวงจรสมมูลได้ดังรูปที่ 2.5 [4, 5]



รูปที่ 2.5 วงจรสมมูลการลัดวงจรแบบสามเฟส

จากรูปสามารถคำนวณค่ากระแสลัดวงจรโดยใช้กฎของโอห์มได้ดังสมการที่ (2.15) ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลมาจากค่าในแนวเส้นทะแยงมุมของบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์

$$I_f = \frac{V_{pre}}{Z_k + Z_f} \tag{2.15}$$

โดยที่

I_f คือ กระแสลัดวงจรที่บัสใดๆ

V_{pre} คือ แรงดันที่บัสก่อนการลัดวงจร

Z_k คือ อิมพิแดนซ์สมมูลที่บัสใดๆ

Z_f คือ อิมพิแดนซ์ของการลัดวงจร

2.1.4 การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบไม่สมมาตร

การลัดวงจรแบบไม่สมมาตรทำให้ระบบอยู่ในสภาวะไม่สมดุล ซึ่งการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรสามารถทำได้ยากในระบบสามเฟส ดังนั้นเพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณจึงต้องคำนวณค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่วนประกอบลำดับเสียก่อนแล้วจึงแปลงกลับให้อยู่ในระบบสามเฟสสมดุลการลัดวงจรแบบไม่สมมาตรนั้นอาจเกิดได้จากหลายรูปแบบ ได้แก่ การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault) การลัดวงจรระหว่างสองเฟส (Line to line fault) และ การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดิน (Double line to ground fault)

เมื่อแปลงค่ากระแสและแรงดันในระบบสามเฟสให้อยู่ในระบบส่วนประกอบลำดับแล้ว สมการกระแสและแรงดันที่บัสใดๆ ในแต่ละลำดับเขียนได้ดังสมการที่ (2.16) - (2.18)

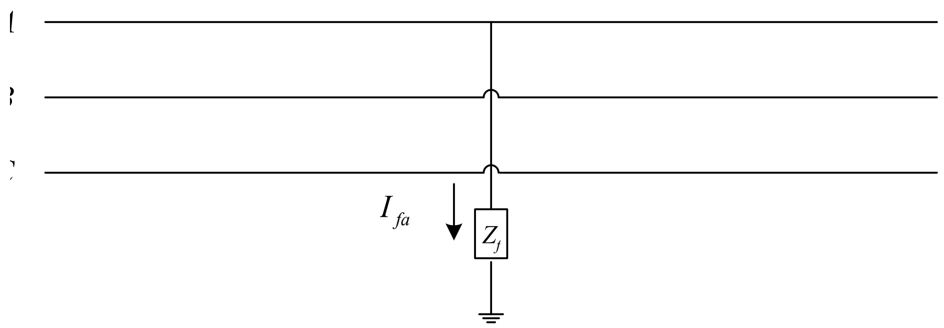
$$V_a^{(0)} = -Z_k^{(0)} I_a^{(0)} \tag{2.16}$$

$$V_a^{(1)} = V_{pre} - Z_k^{(1)} I_a^{(1)} \tag{2.17}$$

$$V_a^{(2)} = -Z_k^{(2)} I_a^{(2)} \tag{2.18}$$

2.1.4.1 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินเกิดจากเฟสใดเฟสหนึ่งของสายส่งลัดวงจรลงดินดังรูปที่ 2.6 โดยเกิดขึ้นประมาณร้อยละ70-80 ของการลัดวงจรในระบบ แต่ความรุนแรงของกระแสลัดวงจรน้อยเมื่อเทียบกับการลัดวงจรแบบสามเฟส ในบางกรณีการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินอาจมีความรุนแรงมากกว่าการลัดวงจรแบบสามเฟส ซึ่งจะเกิดในบริเวณใกล้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความอิมพิแดนซ์ลำดับศูนย์น้อยกว่าอิมพิแดนซ์ลำดับบวก โดยมีหลักการคำนวณดังนี้



รูปที่ 2.6 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

จากรูปที่ 2.6 สายส่งในเฟส A เกิดลัดวงจรลงดิน ดังนั้นค่ากระแสลัดวงจรในเฟสอื่นๆ ต้องมีค่าเป็นศูนย์ และค่ากระแสลัดวงจรในเฟส A กับแรงดันเป็นไปตามสมการที่ (2.19) และสมการที่ (2.20)

$$I_{fb} = I_{fc} = 0 \tag{2.19}$$

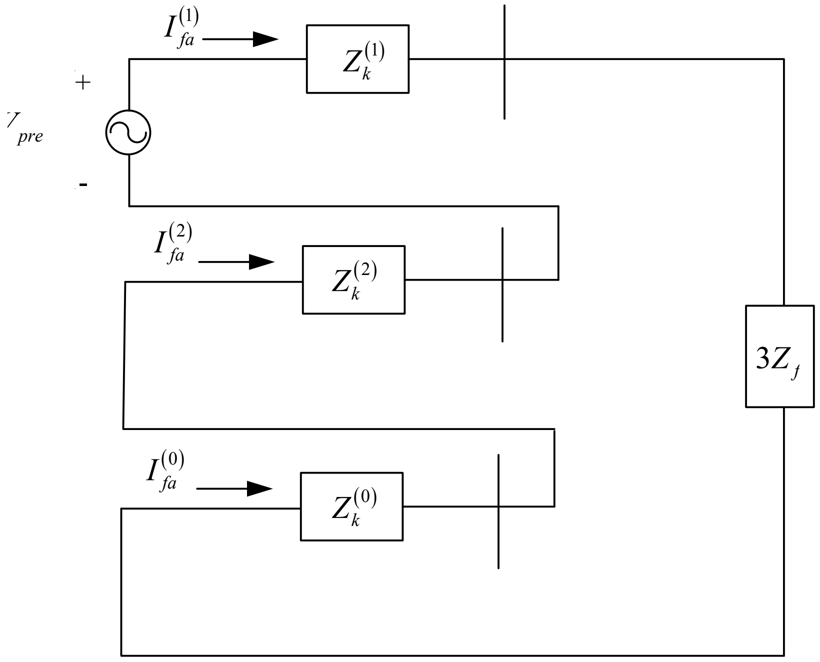
$$V_{fa} = Z_f I_{fa} \tag{2.20}$$

แทนค่าจากสมการที่ (2.19) ในสมการที่ (2.4) ได้ดังสมการที่ (2.21) จากนั้นพิจารณาทีละแถวของสมการเมตริกซ์จะได้ ค่ากระแสในลำดับต่างๆ ในรูปของกระแสลัดวงจรที่เฟส A ดังสมการที่ (2.22)

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{I_{fa}}{3} \tag{2.22}$$

พิจารณาสมการที่ (2.16) (2.17) (2.18) (2.20) และ (2.22) พบว่าวงจรสมมูลในส่วนประกอบลำดับ บวก ลบและศูนย์ต่อกันแบบอนุกรมโดยเชื่อมกับค่า 3 เท่าของอิมพิแดนซ์ของการลัดวงจรดังรูปที่ 2.7 [4, 5]



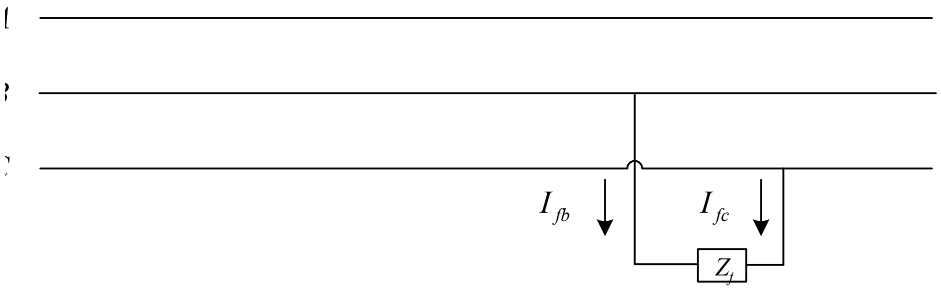
รูปที่ 2.7 วงจรสมมูลการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ดังนั้นค่ากระแสลัดวงจรในระบบสามเฟสสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.23)

$$I_{fa} = 3I_{fa}^{(1)} = \frac{3V_{pre}}{Z_k^{(0)} + Z_k^{(1)} + Z_k^{(2)} + 3Z_f} \tag{2.23}$$

2.1.4.2 **การลัดวงจรระหว่างเฟส**

การลัดวงจรระหว่างเฟสเกิดจากสายส่งสองเฟสคู่ใดคู่หนึ่งลัดวงจรกันแต่ไม่มีเฟสใดลัดวงจรลงดินดังรูปที่ 2.8 ในหัวข้อนี้จะอธิบายวิธีการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรระหว่างเฟสดังนี้



รูปที่ 2.8 การลัดวงจรระหว่างเฟส

จากรูปที่ 2.8 สายส่งในเฟส B และ C เกิดลัดวงจรกันดังนั้นค่ากระแสลัดวงจรในเฟส A มีค่าเป็นศูนย์ และค่ากระแสลัดวงจรและแรงดันในเฟส A และ B มีค่าดังสมการที่ (2.24) - (2.26)

$$I_{fa} = 0 \tag{2.24}$$

$$I_{fb} = -I_{fc} \tag{2.25}$$

$$V_{fc} = V_{fb} - I_{fb}Z_f \tag{2.26}$$

แทนค่าจากสมการที่ (2.24) และ (2.25) ในสมการที่ (2.4) จะได้สมการที่ (2.27) และเมื่อพิจารณาแต่ละแถวของเมตริกซ์ สามารถหาค่ากระแสลัดวงจรในส่วนประกอบลำดับได้ดังสมการที่ (2.28) และ (2.29)

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} \tag{2.27}$$

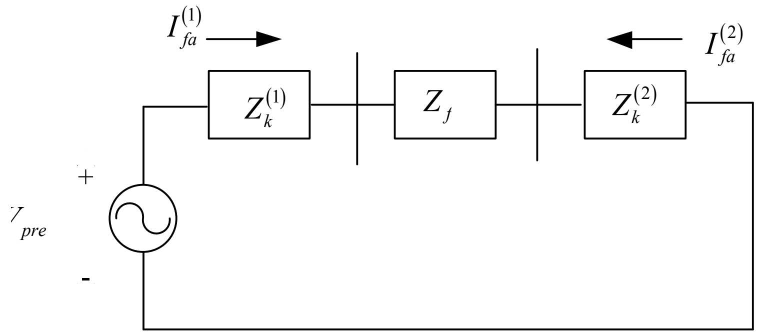
$$I_{fa}^{(0)} = 0 \tag{2.28}$$

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} \tag{2.29}$$

จากสมการที่ (2.28) พบว่าการลัดวงจรระหว่างเฟสไม่กระทบกับส่วนประกอบลำดับศูนย์ เมื่อกระจายสมการที่ (2.26) แล้วจัดรูปเสียใหม่จะได้ดังสมการที่ (2.30)

$$V_{fa}^{(1)} - V_{fa}^{(2)} = I_{fa}^{(1)} Z_f \tag{2.30}$$

พิจารณาสมการที่ (2.17) (2.18) และ (2.30) พบว่าวงจรสมมูลในส่วนประกอบลำดับบวกและลบต่ออนุกรมผ่านค่าอิมพิแดนซ์ของการลัดวงจรดังรูปที่ 2.9 [4, 5]



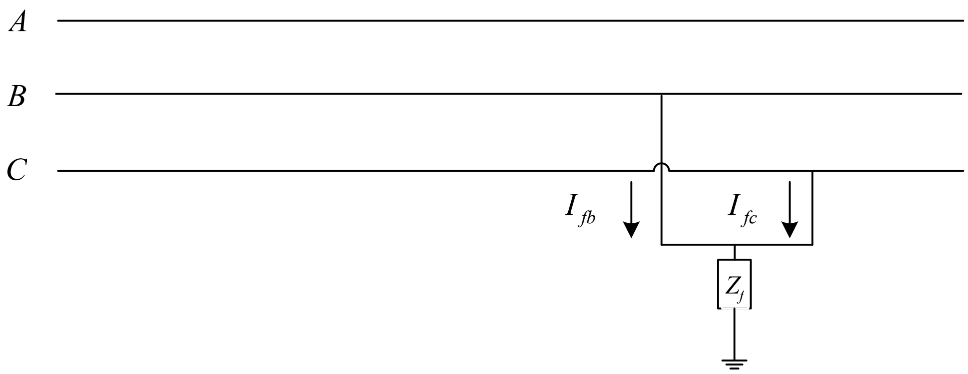
รูปที่ 2.9 วงจรสมมูลการลัดวงจรระหว่างเฟส

ซึ่งสามารถคำนวณกระแสลัดวงจรในส่วนประกอบลำดับบวกและลบได้ดังสมการที่ (2.31)

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} = \frac{V_{pre}}{Z_k^{(1)} + Z_k^{(2)} + Z_f} \tag{2.31}$$

2.1.4.3 **การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดิน**

การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดินเกิดจากสายส่งสองเฟสคู่ใดคู่หนึ่งลัดวงจรลงดินพร้อมกัน ดังรูปที่ 2.10 ในหัวข้อนี้จะอธิบายวิธีการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรแบบสองเฟสลงดินดังนี้



รูปที่ 2.10 การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดิน

จากรูปที่ 2.10 สายส่งในเฟส B และ C เกิดลัดวงจรลงดินพร้อมกันดังนั้นค่ากระแสลัดวงจรในเฟส A มีค่าเป็นศูนย์ และค่ากระแสลัดวงจรและแรงดันในเฟส A และ B มีค่าดังสมการที่ (2.32) และ (2.33)

$$I_{fa} = 0 \quad (2.32)$$

$$V_{fb} = V_{fc} = \left(I_{fb} + I_{fc}\right) Z_f \quad (2.33)$$

เมื่อแทนค่าจากสมการที่ (2.32) ในสมการแปลงค่าเป็นส่วนประกอบลำดับของกระแสแล้วพิจารณาเฉพาะแถวที่หนึ่งจะได้สมการที่ (2.34) และแทนค่าในสมการที่ (2.33) จะได้ดังสมการที่ (2.35)

$$I_{fa}^{(0)} = \left(I_{fb} + I_{fc}\right)/3 \quad (2.34)$$

$$V_{fb} = V_{fc} = 3Z_f I_{fa}^{(0)} \quad (2.35)$$

แทนค่าจากสมการที่ (2.35) ในสมการแปลงค่าเป็นส่วนประกอบลำดับของแรงดันดังสมการที่ (2.36) พิจารณาแถวที่สองและสามของเมตริกซ์จะได้ดังสมการที่ (2.37) และพิจารณาในแถวที่หนึ่งของเมตริกซ์จะได้ดังสมการที่ (2.38)

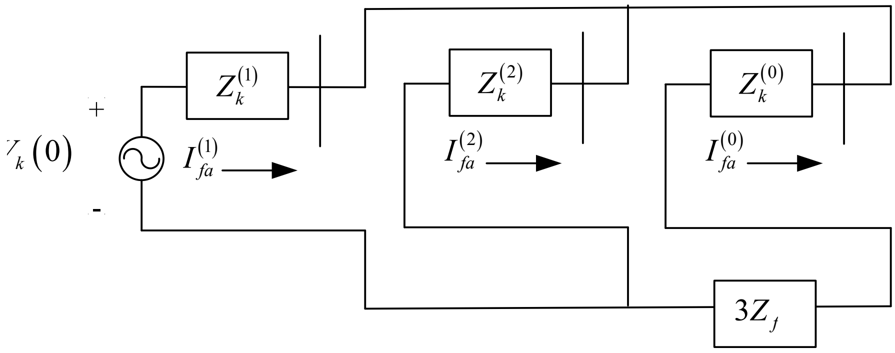
$$I_{fa}^{(0)} = \left(I_{fb} + I_{fc}\right)/3 \quad (2.36)$$

$$V_{fa}^{(1)} = V_{fa}^{(2)} \quad (2.37)$$

$$V_{fa}^{(1)} = V_{fa}^{(2)} = V_{fa}^{(0)} - 3Z_f I_{fa}^{(0)} \quad (2.38)$$

จากสมการที่ (2.32) กระจายให้อยู่ในรูปส่วนประกอบลำดับได้ดังสมการที่ (2.39)

$$I_{fa}^{(0)} + I_{fa}^{(1)} + I_{fa}^{(2)} = 0 \quad (2.39)$$



รูปที่ 2.11 วงจรสมมูลการวงจรแบบสองเฟสลงดิน

จากสมการที่ (2.38) และ (2.39) สามารถเขียนให้อยู่ในรูปวงจรสมมูลของส่วนประกอบลำดับได้ดังรูปที่ 2.11 [4, 5] ซึ่งวงจรสมมูลในแต่ละส่วนประกอบลำดับต่อขนานกันโดยที่วงจรสมมูลในลำดับศูนย์ต่อผ่านกับค่า 3 เท่าของอิมพิแดนซ์การลัดวงจร ดังนั้นค่ากระแสลัดวงจรในแต่ละส่วนประกอบลำดับสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.40) - (2.42)

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f(0)}{Z_k^{(1)} + \left[\dfrac{Z_k^{(2)} \left(Z_k^{(0)} + 3Z_f \right)}{Z_k^{(2)} + Z_k^{(0)} + 3Z_f} \right]} \tag{2.40}$$

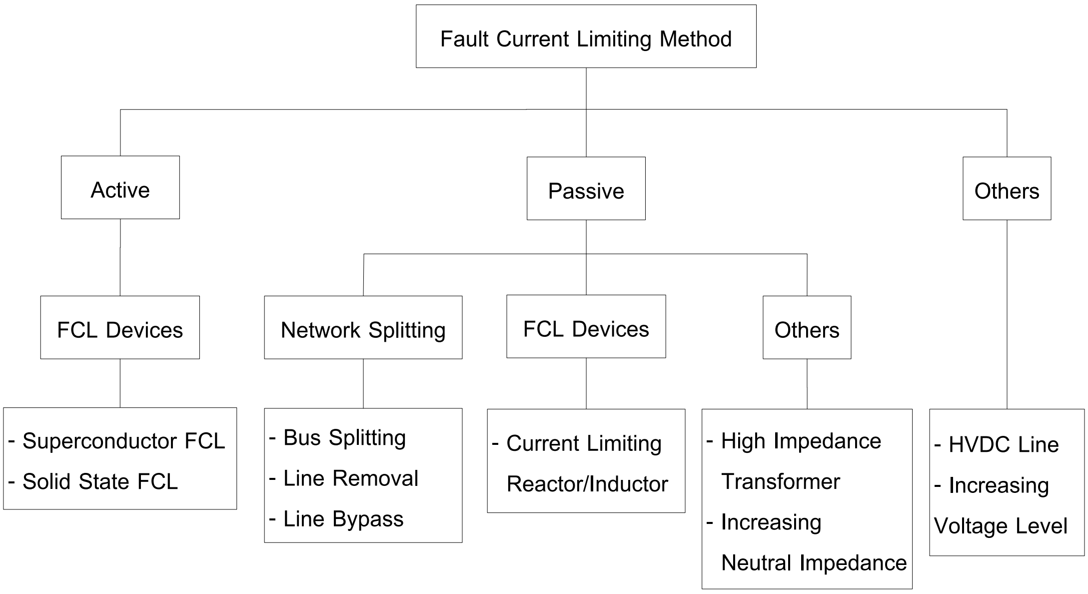
$$I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)} \cdot \left[\frac{Z_k^{(0)} + 3Z_f}{Z_k^{(2)} + Z_k^{(0)} + 3Z_f} \right] \tag{2.41}$$

$$I_{fa}^{(0)} = -I_{fa}^{(1)} \cdot \left[\frac{Z_k^{(2)}}{Z_k^{(2)} + Z_k^{(0)} + 3Z_f} \right] \tag{2.42}$$

2.2 วิธีจำกัดกระแสลัดวงจร

จากการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรพบว่ากระแสลัดวงจรขึ้นอยู่กับขึ้นอยู่กับระดับแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัสใดๆ และค่าอิมพิแดนซ์สมมูลที่บัสใดๆ ในระบบ ในระบบไฟฟ้าที่มีความมั่นคงสูงทั้งในเชิงเสถียรภาพ และความน่าเชื่อถือได้ ระดับแรงดันที่บัสใดๆ ในระบบจะมีค่าใกล้เคียง 1 p.u. จะเห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรขึ้นอยู่กับค่าอิมพิแดนซ์สมมูลที่บัสใดๆ เป็นหลัก หรือกล่าวได้ว่าปัจจัยสำคัญของปัญหากระแสลัดวงจรสูงเกิดคือความซับซ้อนที่เป็นเครือข่ายของระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นเอง ดังนั้นวิธีจำกัดค่ากระแสลัดวงจรมีหลักกการง่ายๆ คือ การเพิ่มค่าอิมพิแดนซ์สมมูลโดยรวมในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งได้อธิบายในหัวข้อนี้

วิธีจำกัดค่ากระแสลัดวงจรสูงในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งแยกตามลักษณะของค่าอิมพิแดนซ์สมมูลโดยรวมของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปตามสภาวะการทำงานของระบบดังแสดงในรูปที่ 2.12 ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทดังนี้ [8 - 11]



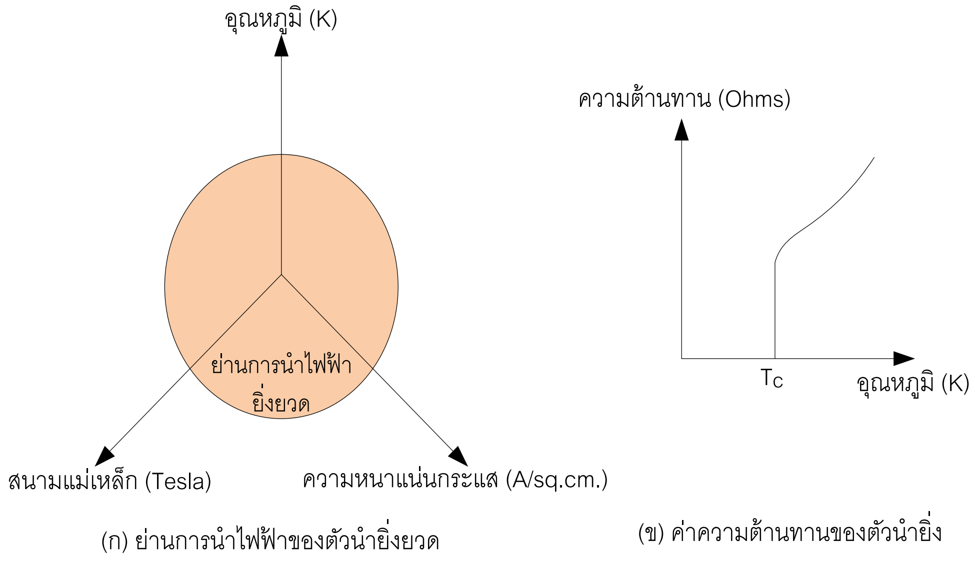
รูปที่ 2.12 วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้า

2.2.1 วิธีจำกัดกระแสลัดวงจรแบบแอคทีฟ

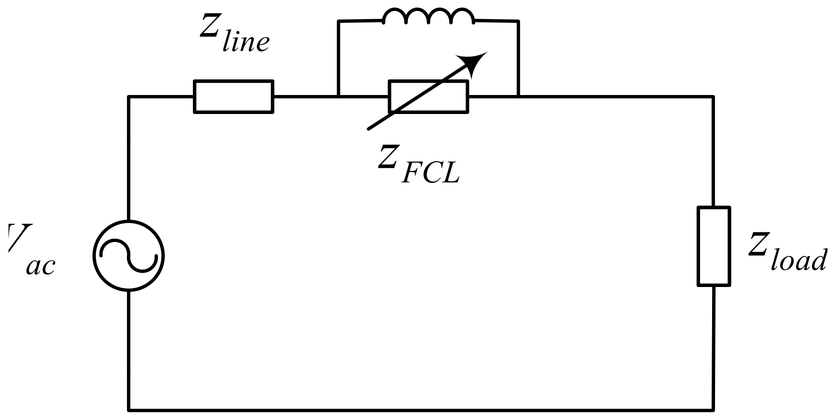
วิธีจำกัดกระแสลัดวงจรแบบแอคทีฟเป็นการประยุกต์ใช้อุปกรณ์จำกัดค่ากระแสลัดวงจรที่มีการเปลี่ยนแปลงจุดทำงานของตัวเองใน 2 สภาวะ คือ สภาวะปกติ (Normal condition) และสภาวะขัดข้อง (Fault condition) การทำงานในสภาวะปกติอุปกรณ์จะเลือกจุดทำงานซึ่งให้ค่าอิมพิแดนซ์น้อยมากจึงไม่ส่งผลต่อการทำงานของระบบ ในขณะที่การทำงานในสภาวะขัดข้องอุปกรณ์จะเปลี่ยนจุดทำงานของตัวเองอย่างรวดเร็วไปเป็นจุดทำงานซึ่งให้ค่าอิมพิแดนซ์มากจนอาจมองได้ว่าวงจรสายส่งที่ติดตั้งอุปกรณ์เกิดการตัดวงจรในทันที ในหัวข้อย่อยนี้ได้กล่าวถึงอุปกรณ์แบบแอคทีฟที่ใช้จำกัดกระแสลัดวงจรพอสังเขป

2.2.1.1 อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดตัวนำยิ่งยวด

อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดตัวนำยิ่งยวด (Superconductor Fault Current Limiter: SCFCL) เป็นอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรที่อาศัยหลักการทำงานของวัสดุตัวนำยิ่งยวด (Superconductor) ซึ่งเป็นวัสดุที่มีสภาพการนำไฟฟ้าโดยปราศจากความต้านทานภายใต้เงื่อนไข คือ อุณหภูมิของตัวนำต้องต่ำกว่าอุณหภูมิวิกฤต (Critical temperature) ระดับกระแสในตัวนำต้องมีค่าต่ำกว่าระดับกระแสวิกฤต (Critical current level) และสนามแม่เหล็กต้องต่ำกว่าค่าสยามแม่เหล็กวิกฤต (Critical field) โดยถ้าอุปกรณ์มีค่าใดค่าหนึ่งเกินค่าวิกฤตอุปกรณ์เปลี่ยนสภาวะ (Quenching) จากสภาวะตัวนำยิ่งยวด (Superconductor state) เป็นสภาวะความต้านทาน (Resistive state) อย่างรวดเร็วรูปที่ 2.13 ก. พื้นที่ภายในวงกลมเป็นพื้นที่ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขทั้งสามจึงเป็นย่านการทำงานในสภาวะตัวนำยิ่งยวดรูปที่ 2.13 ข. เมื่อค่าอุณหภูมิของตัวนำมีค่าเกินอุณภูมิเกินค่าวิกฤติ (Tc) ค่าความต้านทานจะเพิ่มขึ้นมาก [8 - 12]



รูปที่ 2.13 คุณสมบัติของวัสดุตัวนำยิ่งยวด [10]



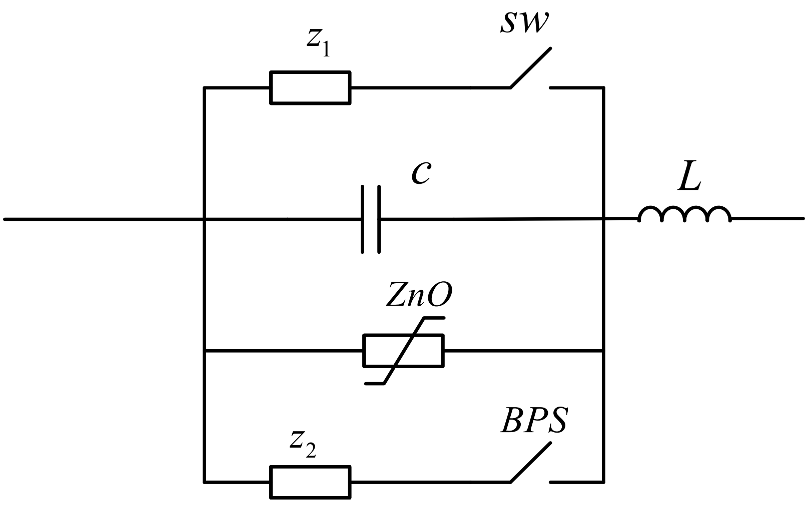
รูปที่ 2.14 การประยุกต์ใช้อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดตัวนำยิ่งยวด [12]

การประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ชนิด SCFCL แสดงดังรูปที่ 2.14 เป็นการต่อแบบอนุกรมกับสายส่งซึ่งภายในตัวอุปกรณ์ประกอบด้วยวัสดุตัวนำยิ่งยวดเชื่อมต่อขนานกับตัวเหนี่ยวนำ (Inductor) ในสภาวะการทำงานปกติ (Normal condition) ค่ากระแสไหลผ่านทั้งวัสดุตัวนำยิ่งยวดและตัวเหนี่ยวนำ ซึ่งจะยอมให้ค่ากระแสที่ไม่เกินค่าวิกฤตไหลผ่านวัสดุตัวนำยิ่งยวดเท่าทำให้อุปกรณ์อยู่ในสภาวะตัวนำยิ่งยวดและไม่ปรากฏค่าอิมพิแดนซ์ที่ส่งผลต่อระบบ $(z_{FCL} \approx 0)$ ในทางตรงกันข้ามเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบ (Fault condition) ค่ากระแสที่สูงขึ้นจากปกติมากไม่สามารถไหลผ่านตัวเหนี่ยวนำได้โดยทันทีทันใด ดังนั้นกระแสซึ่งมีค่าเกินค่ากระแสวิกฤตจึงไหลผ่านวัสดุตัวนำยิ่งยวดส่งผลให้สภาวะของวัสดุตัวนำยิ่งยวดเปลี่ยนเป็นสภาวะความต้านทานโดยทันทีทันใดจึงทำให้วงจรสายส่งที่ติดตั้ง SCFCL มีอิมพิแดนซ์เพิ่มขึ้นและส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของอิมพิแดนซ์สมมูลโดยรวมของระบบ

อย่างไรก็ตาม แม้ว่าผลการศึกษาและงานวิจัยจะชี้ว่า SCFCL จะมีประสิทธิภาพในการจำกัดกระแสลัดวงจรได้ดี และไม่เป็นการลดสมถรรถะของระบบไฟฟ้ากำลัง แต่วัสดุที่ใช้ในการผลิตตัวนำยิ่งยวดยังคงมีราคาแพงมาก นอกจากนี้ วัสดุชนิดนี้ยังไม่สามารถใช้งานกับระดับแรงดันที่สูงกว่า 145 kV ได้จึงไม่สามารถนำมาใช้ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้

2.2.1.2 อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดอิเล็กทรอนิกส์

อุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรชนิดอิเล็กทรอนิกส์ (Solid-State Fault Current Limiter: SSFCL) เป็นอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรที่ใช้เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์กำลังในการเปลี่ยนจุดทำงานของอุปกรณ์ โครงสร้างโดยทั่วไปประกอบด้วยส่วนที่ทำหน้าที่จำกัดกระแส และส่วนที่ทำหน้าที่ควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ประเภทสวิทซ์ชนิดอิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Solid-state switch) เช่น Gate Turn-off (GTO) ไทริสเตอร์ (Thyristors) เป็นต้นอุปกรณ์เหล่านี้สามารถควบคุมการทำงานของสวิทซ์ได้อย่างรวดเร็วเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบ [8 - 11]



รูปที่ 2.15 โครงสร้างของ Solid-State Fault Current Limiter [11]

SSFCL ประกอบไปด้วยตัวเก็บประจุตัวเหนี่ยวนำ อิมพิแดนซ์ สวิทซ์ และ อุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกิน หรือ ZnO (Zinc-Oxide Arrester) โดยมีโครงสร้างดังรูปที่ 2.15 ในสภาวะปกติสวิทซ์ทั้งสองจะเปิดตลอดเพื่อให้กระแสไหลผ่านตัวเก็บประจุและตัวเหนี่ยวนำ ค่าอิมพิแดนซ์ของอุปกรณ์ทั้งสองจะหักล้างกันจนมีค่าน้อยมากจึงไม่ส่งผลกระทบกับระบบ แต่ในสภาวะผิดปกติสวิทซ์ SW จะปิดวงจรอย่างรวดเร็วภายใน 3 ms ซึ่งได้ตัดผลของตัวเก็บประจุออกไปทำให้กระแสทั้งหมดไหลผ่านอิมพิแดนซ์ z_1 และ L ทำให้ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลของวงจรสายส่งที่ติดตั้ง SSFCL มีค่ามากขึ้น ดังนั้นค่าอิมพิแดนซ์สมมูลโดยรวมของระบบจึงเพิ่มขึ้นตาม

SSFCL สามารถลดค่ากระแสไหลพุ่ง (Inrush current) ที่ไหลผ่าน SW ได้ เนื่องจากกระแสไหลผ่าน z_1 อย่างทันทีทันใดและสามารถป้องกันการเกิดแรงดันเกินได้ โดยมีอุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกินซึ่งต่อแบบขนานกับ SSFCL และเพื่อเป็นการป้องการความผิดพลาดของสวิทซ์ SW จึงมีสวิทซ์ BPS ไว้เพื่อทำหน้าที่สำรองการทำงานของ SW โดยจะทำการปิดวงจรก็ต่อเมื่อ SW ไม่ทำงาน ซึ่งจะทำให้กระแสไหลผ่าน z_2 เพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรแทน

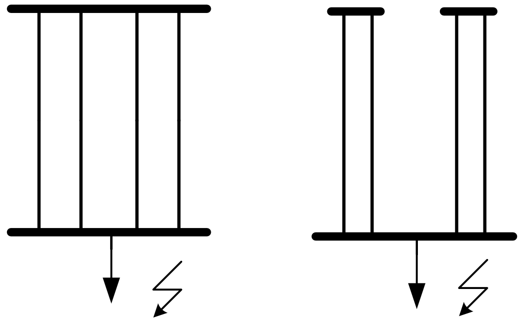
อย่างไรก็ตาม แม้ว่าผลการศึกษาและงานวิจัยจะชี้ว่า SSFCL จะมีประสิทธิภาพในการจำกัดกระแสลัดวงจรได้ดี และไม่เป็นการลดสมถรรถะของระบบไฟฟ้ากำลัง แต่วัสดุที่ใช้ในการสวิทซ์เปิด-ปิดวงจรมีราคาแพงมากและมีความซับซ้อนในการควบคุม นอกจากนี้ วัสดุชนิดนี้ยังไม่สามารถใช้งานกับระดับแรงดันที่สูงๆ ได้จึงไม่สามารถนำมาใช้ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้

2.2.2 วิธีการลดกระแสลัดวงจรแบบพาสซีฟ

วิธีจำกัดกระแสลัดวงจรแบบพาสซีฟเป็นการทำให้ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลโดยรวมของระบบเพิ่มขึ้นทั้งในสภาวะปกติและในสภาวะผิดปกติ วิธีจำกัดกระแสลัดวงจรแบบพาสซีฟสามารถทำได้หลายวิธี เช่น การปรับปรุงโครงสร้างของระบบ การใช้อุปกรณ์แบบพาสซีฟ เป็นต้น วิธีการนี้จะส่งผลต่อสมรรถนะของระบบ ดังนั้นจึงต้องพิจารณาการทำงานของระบบภายหลังทำการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรแล้ว ในหัวข้อย่อยนี้ได้กล่าวถึงวิธีการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรด้วยวิธีกพาสซีฟพอสังเขป

2.2.2.1 การแบ่งแยกบัส

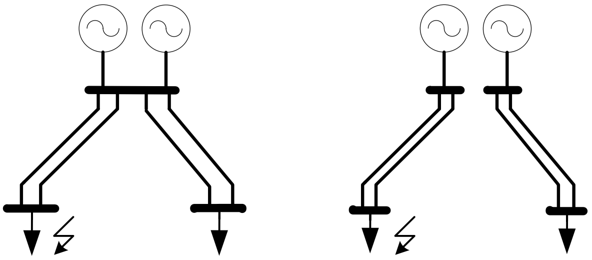
การปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าโดยวิธีการแบ่งแยกบัสเป็นหนึ่งในวิธีการลดกระแสลัดวงจรโดยเทคนิคการลดกระแสลัดวงจรที่สำคัญ คือ การเพิ่มค่าอิมพิแดนซ์โดยรวมของระบบซึ่งการแบ่งแยกบัสสามารถเพิ่มค่าอิมพิแดนซ์โดยรวมของระบบได้โดยลดการเชื่อมต่อแบบขนานของโครงสร้างระบบไฟฟ้าลง ทำให้ค่าอิมพิแดนซ์บริเวณจุดที่เกิดการลัดวงจรมีค่าเพิ่มขึ้นภายหลังจากการแบ่งแยกบัส ดังตัวอย่างในรูปที่ 2.16 [8, 11]



(ก) ก่อนแบ่งแยกบัส (ข) หลังแบ่งแยกบัส

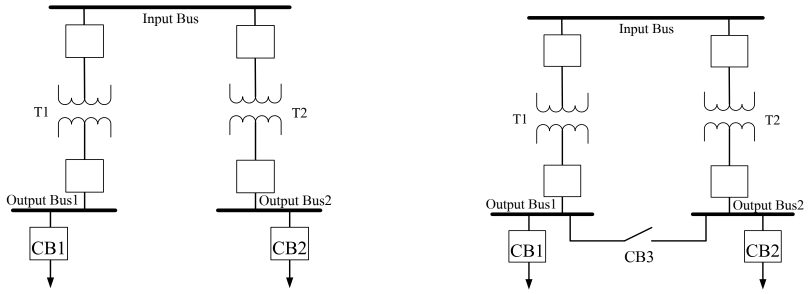
รูปที่ 2.16 การแบ่งแยกบัส

นอกจากนี้การแบ่งแยกบัส ยังทำให้บัสที่เป็นแหล่งจ่ายกระแสลัดวงจรมีความสามารถในการจ่ายกระแสลัดวงจรลดลง เนื่องจากจำนวนของแหล่งจ่ายที่ใกล้เคียงกับจุดที่เกิดการลัดวงจรลดลง แสดงตัวอย่างดังรูปที่ 2.17



(ก) ก่อนแบ่งแยกบัส (ข) หลังแบ่งแยกบัส

รูปที่ 2.17 การแบ่งแยกบัสในตำแหน่งที่ใกล้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



(ก) การแบ่งแยกบัสแบบถาวร (ข) การแบ่งแยกบัสแบบไม่ถาวร

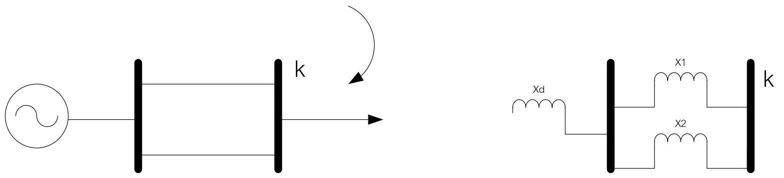
รูปที่ 2.18 ลักษณะการแบ่งแยกบัส

วิธีการแบ่งแยกบัสจะกระทำที่บัสภายในสถานีไฟฟ้า โดยทั่วไปการแยกบัสจะแบ่งออกเป็น 2 วิธี คือ การแบ่งแยกบัสแบบถาวร และไม่ถาวร ดังแสดงในรูปที่ 2.18 โดยการแบ่งแยกบัสแบบไม่ถาวรจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Tie circuit breaker) ไว้ทำการเชื่อมต่อบัสในกรณีฉุกเฉิน

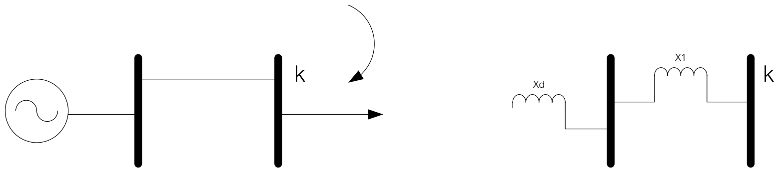
วิธีการแบ่งแยกบัสเป็นวิธีที่มีการใช้จริงและได้รับการยอมรับว่าเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพสูง ใช้เวลาในการดำเนินการน้อย และ มีค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบต่ำ อย่างไรก็ตามการแบ่งแยกบัสอาจทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพและความน่าเชื่อถือของระบบได้

2.2.2.2 **การปลดวงจรสายส่ง**

วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรโดยการปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าด้วยการปลดวงจรสายส่งในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเป็นวิธีการแก้ปัญหาในระยะสั้น และในสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยมีจุดประสงค์เพื่อลดการเชื่อมต่อขนานของสายส่งในระบบดังรูปที่ 2.19 ซึ่งส่งผลทำให้ระบบมีอิมพิแดนซ์โดยรวมเพิ่มขึ้นซึ่งส่งผลให้ค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดต่างๆ ในระบบลดลง



ก) ระบบก่อนมีการปลดสาย และ อิมพีแดนซ์สมมูลของระบบเมื่อมองจากจุดที่เกิดการลัดวงจร



ข) ระบบหลังมีการปลดสาย และ อิมพีแดนซ์สมมูลของระบบเมื่อมองจากจุดที่เกิดการลัดวงจร

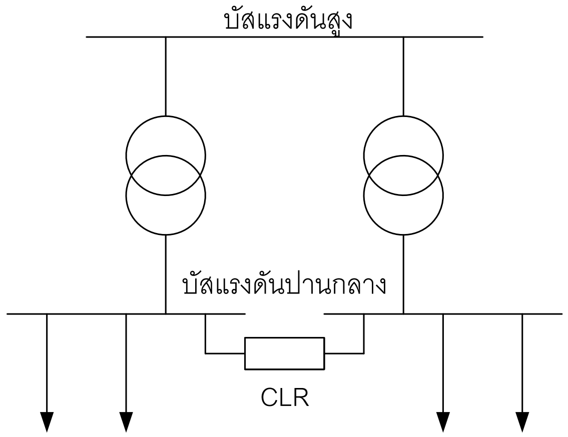
รูปที่ 2.19 การปลดวงจรสายส่ง

วิธีการปลดสายส่งเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพสูง ใช้เวลาในการดำเนินการน้อย และ แทบไม่มีค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบ อย่างไรก็ตามการแบ่งแยกบัสอาจทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพและความน่าเชื่อถือของระบบได้

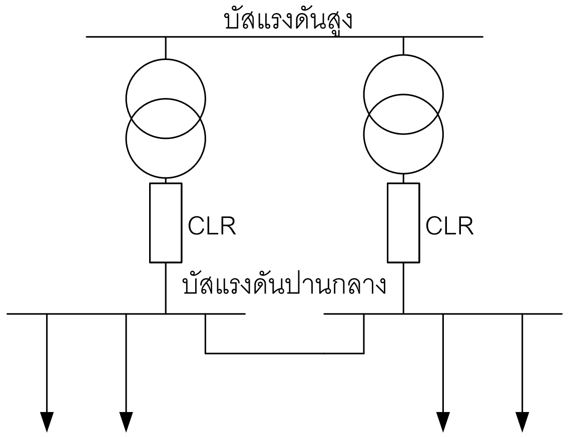
2.2.2.3 **ตัวเหนี่ยวนำจำกัดกระแส**

ตัวเหนี่ยวนำจำกัดกระแส (Current Limiting Reactor: CLR) เป็นอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความต้านทานโดยรวมสูงขึ้น ซึ่งมีลักษณะการต่อแบบอนุกรมเข้าไปภายในระบบไฟฟ้า การใช้งานของ CLR สามารถใช้งานได้หลากหลายรูปแบบแล้วแต่จุดประสงค์ของผู้ใช้งาน เช่น ใช้เพื่อป้องกันกระแสลัดวงจรลงดิน หรือป้องกันกระแสลัดวงจรระหว่างเฟส [8 - 11, 13]

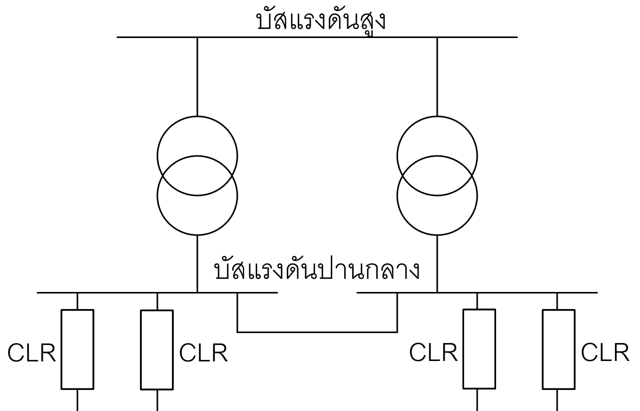
การใช้งานของ CLR จะต้องเลือกตำแหน่งในการติดตั้งเข้ากับระบบไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด และสามารถต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้หลายลักษณะ ดังแสดงดังรูปที่ 2.20 แสดงการต่อ CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์รูปที่ 2.21 แสดงการต่อ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้าและรูปที่ 2.22 แสดงการต่อ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออกการต่อ CLR กับบัสบาร์ในสถานีไฟฟ้าในลักษณะที่แตกต่างกันนี้ ซึ่งจะมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันไป



รูปที่ 2.20 CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์ [13]



รูปที่ 2.21 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้า [13]



รูปที่ 2.22 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออก [13]

วิธีการติดตั้ง CLR เป็นวิธีที่มีการใช้จริงและได้รับการยอมรับว่าเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพสูง ติดตั้งสะดวก และ มีค่าใช้จ่ายในการในการติดตั้งไม่สูงมากนัก อย่างไรก็ตามการแบ่งแยกบัสอาจทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพและความน่าเชื่อถือของระบบ อันเนื่องมาจากกำลังสูญเสียใน

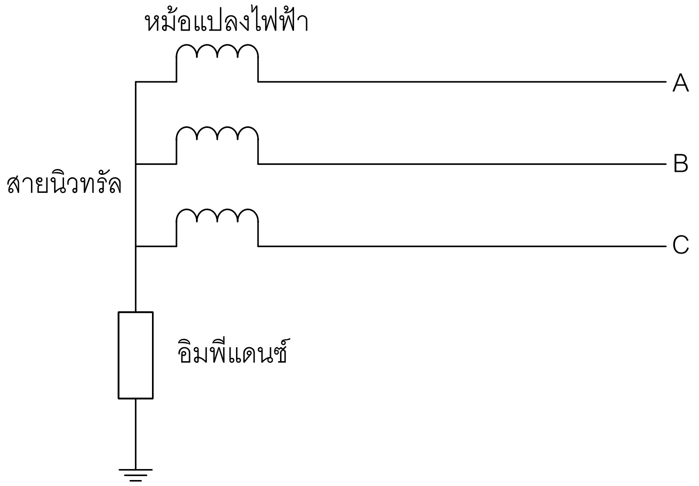
อุปกรณ์ CLR และอาจาก่อให้เกิดสนามแม่เหล็ก (Magnetic flux) ซึ่งส่งผลต่อสุขภาวะของสิ่งมีชีวิตและสภาวะการทำงานของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อื่นๆ ที่อยู่ใกล้เคียง

2.2.2.4 การใช้หม้อแปลงอิมพิแดนซ์สูง

วิธีการนี้สามารถลดกระแสลัดวงจรโดยการเพิ่มอิมพิแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้นเพื่อจำกัดขนาดกระแสไฟฟ้าเมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้น อย่างไรก็ตามวิธีการนี้จะก่อให้เกิดปัญหาเรื่องแรงดันตกคร่อมและกำลังไฟฟ้าสูญเสียสูงขึ้นเมื่อระบบทำงานในสภาวะปกติ และแรงดันไฟฟ้าฝั่งทุติยภูมิไม่เป็นไปตามพิกัดที่ถูกต้อง นอกจากนี้ราคาหม้อแปลงค่าอิมพิแดนซ์สูงจะแพงกว่าหม้อแปลงที่ใช้งานโดยทั่วไป

2.2.2.5 การเพิ่มอิมพิแดนซ์สายดิน

วิธีลดกระแสลัดวงจรโดยการต่ออิมพิแดนซ์ลงดินผ่านสายนิวทรอล วิธีการนี้ไม่ส่งผลต่อการทำงานในสภาวะปกติ แต่เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟส (Single-phase-to-ground fault) วิธีนี้จะช่วยลดกระแสลัดวงจรได้สูงถึง 40% การต่ออิมพิแดนซ์ลงดินผ่านสายนิวทรอลของหม้อแปลงไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 2.23 วิธีนี้เป็นวิธีจำกัดกระแสลัดวงจรวงจรที่ไม่ซับซ้อน สะดวก และใช้เงินในการลงทุนต่ำ แต่มีข้อเสียอยู่ที่จะส่งผลต่อความไวต่อการทำงานของรีเลย์กระแสเกินทำให้ไม่เป็นที่นิยมใช้ [14]



รูปที่ 2.23 การต่ออิมพิแดนซ์ผ่านสายนิวทรอลของหม้อแปลงไฟฟ้า [14]

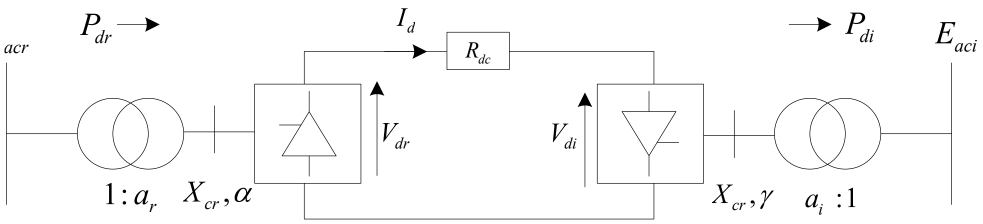
2.2.3 วิธีการลดกระแสลัดวงจรแบบอื่น ๆ

วิธีการลดกระแสลัดวงจรแบบอื่นๆ เป็นวิธีการปรับปรุงโครงข่ายหรือใช้อุปกรณ์ที่มีจุดประสงค์หลักไม่ใช่เพื่อนำมาจำกัดกระแสลัดวงจร แต่สามารถทำให้กระแสลัดวงจรลดลงได้ เช่น การใช้สายส่ง HVDC การยกระดับแรงดันของระบบ ซึ่งทั้งสองวิธีมีจุดประสงค์หลักเพื่อยกระดับ

คุณภาพในการส่งจ่ายกำลังของระบบไฟฟ้า แต่สามารถทำให้ค่ากระแสลัดวงจรลดลงได้เช่นกัน ในหัวข้อย่อยนี้ได้เสนอวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีอื่นๆ พอสังเขป

2.2.3.1 **สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง**

สายส่ง HVDC เป็นอุปกรณ์ FACT ประเภทหนึ่งซึ่งใช้ในการส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงในระยะทางไกลๆโดยมีหลักการคือ เปลี่ยนไฟฟ้าจากกระแสสลับเป็นกระแสตรงแล้วส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบกระแสตรงจากนั้นเปลี่ยนกลับเป็นไฟฟ้ากระแสสลับดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.24 โครงสร้างทั่วไปสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

แม้ว่าสายส่ง HVDC จะมีประสิทธิภาพในการเพิ่มสมรรถนะ และ การจำกัดค่ากระแสลัดวงจร แต่สายส่ง HVDC มีราคาสูงมาก จึงต้องพิจารณาตำแหน่งการติดตั้งของสายส่ง HVDC เพื่อให้ได้ประโยชน์สูงสุด สำหรับหลักการการทำงานและวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรของสายส่ง HVDC จะอธิบายในบทถัดไป

2.2.3.2 **การยกระดับแรงดัน**

การยกระดับแรงดันของระบบส่งกำลังไฟฟ้า มีจุดประสงค์เพื่อให้คุณภาพในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าดีขึ้น คือ มีการสูญเสียน้อยลง และมีความสามารถในการจ่ายระยะทางไกลๆได้ดีขึ้น เนื่องจากมีระดับแรงดันที่สูง และยังช่วยให้ค่ากระแสลัดวงจรทั้งระบบลดลงเนื่องจากค่าแรงดันของระบบที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่ากระแสในระบบลดลงในขณะที่ส่งกำลังไฟฟ้าเท่าเดิม [3, 10]

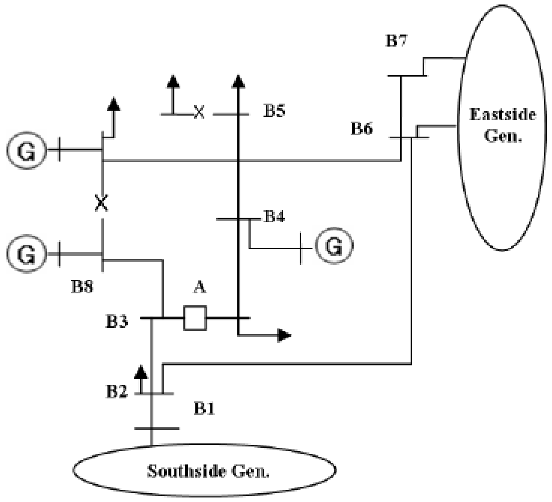
แม้ว่าการยกระดับแรงดันเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพ เป็นการแก้ปัญหาในระยะยาว และแก้ปัญหาได้อย่างทั่วถึง แต่วิธีการนี้ต้องใช้ค่าใช้จ่ายจำนวนมาก และใช้เวลาในการปรับปรุงโครงข่ายนานกว่าวิธีการอื่นๆ ดังนั้นจึงไม่นิยมใช้เพื่อแก้ปัญหาที่กำลังจะเกิดขึ้นในเวลาใกล้ๆ

2.3 **ตัวอย่างปัญหาและการแก้ปัญหาค่ากระแสลัดวงจรสูง**

ปัญหาขนาดกระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นปัญหาที่เกิดขึ้นจริงในหลายประเทศ โดยในปัจจุบันมีงานวิจัยที่นำเสนอการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงของประเทศต่างๆ ในหัวข้อนี้จะเสนองานวิจัยที่ได้การแก้ปัญหาค่ากระแสลัดวงจรสูงในประเทศ เกาหลีใต้ คูเวต และ บราซิล เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาต่อไป

2.3.1 ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในประเทศเกาหลีใต้

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าบริเวณรอบๆ กรุงโซลและปริมณฑลของบริษัท KEPCO ดังแสดงในรูปที่ 2.25 เป็นระบบที่มีความซับซ้อนและมีโหลดเป็นจำนวนมาก โดยที่ระบบไฟฟ้านี้มีค่ากระแสลัดวงจรเกินพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ 40 kA ในระดับแรงดัน 345 kV ในงานวิจัยที่ได้ทำการศึกษาจะแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงโดยใช้วิธี 3 วิธี ได้แก่ การติดตั้ง SCFCL การติดตั้ง CLR และกรแบ่งแยกบัส ซึ่งระบบหลังจากปรับปรุงระบบหรือทำการติดตั้งอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรจะถูกประเมินความมั่นคงจากค่าดัชนี้ชี้วัดเสถียรภาพในสภาวะชั่วครู่ (Transient stability evaluating index: η) และ เวลาในการกำจัดความผิดพร่องวิกฤต (Critical fault clearing time) [15]



รูปที่ 2.25 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้า KEPCO ระดับแรงดัน 345 kV [15]

จากการวิเคราะระบบเพื่อหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจร และ การแบ่งแยกบัส พบว่าตำแหน่ง A ดังแสดงในรูปที่ 2.25 ซึ่งตำแหน่งนี้สามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในต่ำกว่า 40kA ได้ในทุกวิธี จากนั้นทำการวิเคราะห์ความมั่นคงของระบบโดยการจำลองการลัดวงจร 2 ประเภท โดยกำหนดตำแหน่งการลัดวงจร 2 ตำแหน่งคือ ที่ตำแหน่ง B3 และตำแหน่งไกลจาก B3 ซึ่งผลการทดสอบแสดงดัง

ตารางที่ 2.1 ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพของระบบในสภาวะชั่วครู่จากการทดสอบ [15]

ความผิดพร่อง	SCFCL	CLR	การแบ่งแยกบัส
ระยะไกลแบบ 1	52.02	-4.86	-4.78
ระยะไกลแบบ 2	-98.37	-80.11	-80.00
ที่บัส B3 แบบ 1	60.92	61.01	58.67
ที่บัส B3 แบบ 2	-98.51	-86.03	-85.61

ตารางที่ 2.2 ค่าเวลาในการกำจัดความผิดพร่องวิกฤตจากการทดสอบ [15]

ความผิดพร่อง	SCFCL	CLR	การแบ่งแยกบัส
ระยะไกลแบบ 1	0.422	0.043	0.043
ระยะไกลแบบ 2	0.042	0.008	0.008
ที่บัส B3 แบบ 1	0.350	0.336	0.203
ที่บัส B3 แบบ 2	0.051	0.051	0.034

เมื่อค่า η ที่ระบบใดๆ มีค่าน้อยกว่าศูนย์แสดงว่าระบบนั้นกำลังศูนย์เสียเสถียรภาพ ในทางตรงกันข้ามเมื่อค่า η ที่ระบบใดๆ มีค่ามากกว่าศูนย์แสดงว่าระบบนั้นมีเสถียรภาพ ในขณะที่ค่าเวลาในการกำจัดความผิดพร่องวิกฤตแสดงให้เห็นว่าระบบที่มีค่าเวลาในการกำจัดความผิดพร่องวิกฤติมากเป็นระบบที่มีความมั่นคงสูงกว่าระบบที่มีค่าเวลาในการกำจัดความผิดพร่องวิกฤตน้อย

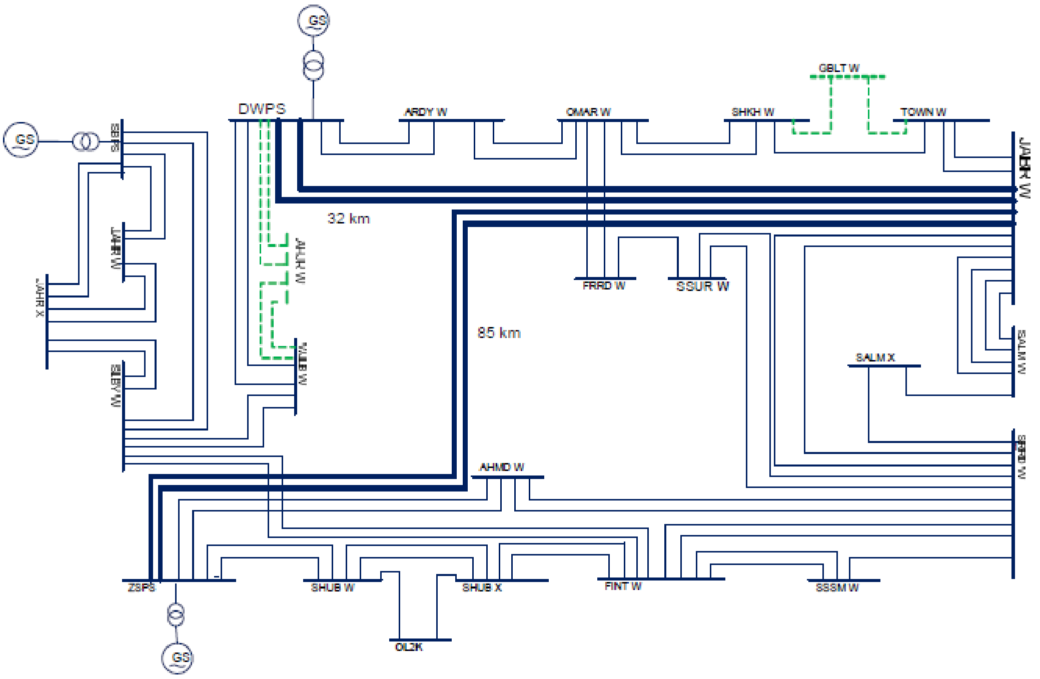
จากตารางที่ 2.1 และ ตารางที่ 2.2 พบว่าวิธีการแบ่งแยกบัสไม่เหมาะสมที่จะนำมาประยุกต์ใช้เนื่องจาก ส่งผลกระทบต่อการรักษาเสถียรภาพของระบบในสภาวะเกิดการลัดวงจรมากที่สุด ทั้งนี้การประยุกต์ใช้ SCFCL ถึงแม้ว่าจะให้ผลจากการพิจารณาดีที่สุด แต่ยังไม่เหมาะสมสำหรับการนำมาใช้ในทางปฏิบัติ เนื่องจากมีระดับแรงดันการใช้งานสูงสุดเพียง 145 kV และยังเป็นเทคโนโลยีที่อยู่ในช่วงวิจัยและพัฒนา ดังนั้นวิธีที่เหมาะสมสำหรับนำมาใช้ในการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในเพาเวอร์กริดระดับแรงดัน 345 kV คือ วิธีการประยุกต์ใช้ CLR

2.3.2 ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในประเทศคูเวต

ระบบไฟฟ้ากำลังในประเทศคูเวตประกอบด้วยระดับแรงดัน 275 kV และ 132 kV ซึ่งมีปัญหาค่ากระแสลัดวงจรเกินพิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์ 60 kA และ 40 kA ที่ระดับแรงดัน 275 kV และ 132 kV ตามลำดับ เนื่องมาจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและสังคม อีกทั้งมีแผนจะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มในอีกไม่กี่ปีข้างหน้า เพื่อเป็นการรองรับแผนการดังกล่าวจึงมีการศึกษาวิธีการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรโดยวิธีต่างๆ ดังนี้ [16]

1) เพิ่มค่าอิมพิแดนซ์ในสายนิวทรัล (Changing neutral earth policy) หม้อแปลงไฟฟ้าในประเทศคูเวตที่ระดับแรงดัน 275 kV และ 132 kV เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าประเภทต่อลงดินโดยตรง (Solidly earthed) เพื่อป้องกันไม่ให้ระดับแรงดันนิวทรอลมีค่าสูงขึ้น แต่ส่งผลให้ระดับกระแสลัดวงจรมีค่าสูงขึ้น จึงจำเป็นต้องเปลี่ยนประเภทหม้อไฟฟ้าแปลงจากประเภทต่อดินโดยตรง ให้เป็นประเภทต่อดินผ่านความต้านทาน (Earthed though small resistances) จากผลการจำลองพบว่าเมื่อเพิ่มความต้านทานขนาด 5 โอห์ม ต่อลงกราวนด์ สามารถลดกระแสลัดวงจรได้ร้อยละ 10 ของกระแสลัดวงจรเดิม และเมื่อใช้ความต้านทานขนาด 8 โอห์ม ต่อลงกราวนด์ สามารถลด

กระแสลัดวงจรได้ถึงร้อยละ 15 ของกระแสลัดวงจรเดิมอย่างไรก็ตามการเพิ่มความต้านทานที่สูงขึ้นจะส่งผลให้ความไวในการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน (Over-currentrelays) ลดลง ดังนั้นการเลือกใช้ขนาดความต้านทานต้องมีความเหมาะสมมากที่สุด



รูปที่ 2.26 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 275 kV ในประเทศคูเวต [16]

2) ติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับ (Changing some lines from AC to DC) การเปลี่ยนสายส่งกระแสสลับเป็นสายส่งกระแสตรงทำให้เพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้ามากขึ้น นอกจากนี้คุณสมบัติอีกอย่างของการส่งแบบกระแสตรง (DC transmission) คือ สามารถลดระดับกระแสลัดวงจรได้ซึ่งจากการทดลองติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับจากบัส DWPS ถึงบัส JABR W ในระบบ 275 kV ดังรูปที่ 2.26 พบว่ากระแสลัดวงจรที่บัส JABR W ลดลงร้อยละ 30 ของค่ากระแสลัดวงจรเดิม (จาก 37 kA เหลือ 22 kA) ซึ่งให้ค่าใกล้เคียงกับการติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับจากบัส ZSPS ถึงบัส JABR W อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อผ่าน HVDC แต่วิธีการนี้จะใช้ค่าใช้จ่ายที่สูงมาก เพราะเป็นอุปกรณ์ที่มีราคาที่สูง (อินเวอร์เตอร์ และคอนเวอร์เตอร์) ดังนั้นการเลือกเส้นที่จะเชื่อมต่อ ต้องมีความเหมาะสมมากที่สุด

3) ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดกระแส (Applying current limiter) ปัจจุบันประเทศคูเวตมีความสนใจการใช้งานอุปกรณ์จำกัดกระแส (FCL) เช่น CLR Thyrister Controlled Series Inductor (TCSI) SCFCL ฯลฯ ซึ่งการทดลองติดตั้งติดตั้ง CLR ที่มีค่าความต้านทาน 5 โอห์ม ที่บัส ZSPS พบว่าค่ากระแสลัดวงจรลดลงจาก 67.3 kV เหลือ 52 kA

4) แบ่งแยกบัส (Dividing the bus bars) การแบ่งแยกบัสในสถานีไฟฟ้าให้เป็น 2 บัส หรือมากกว่านั้น จะช่วยให้ค่าความต้านทานในระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น ซึ่งส่งผลโดยตรงทำให้ระดับกระแสลัดวงจรในระบบมีค่าลดลงวิธีการนี้เมื่อเทียบกับวิธีการอื่นๆ มีข้อดีคือราคาต่ำกว่า แต่มีข้อจำกัดที่มากกว่า เพราะวิธีนี้ส่งผลกระทบกับโหลดในระบบ

5) แบ่งแยกโครงข่ายของระบบ (Splitting the network) การแบ่งแยกโครงข่ายของระบบ เช่น แบ่งแยกบัส การปลดสายส่งการตัดผ่านวงจรสายส่ง (Line bypass) เป็นต้น ทั้งนี้จะต้องหาตำแหน่งในการแบ่งแยกที่เหมาะสมที่สุด เพื่อให้ระบบยังรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและต้องสอดคล้องกับข้อบังคับด้านกำลังการส่ง (Transmission capacity constraints) อีกด้วย จากการศึกษาพบว่าการลดระดับกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการนี้จะเป็นการแก้ปัญหาแบบชั่วคราว เพราะเมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้า หรือความต้องการไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป

6) การยกระดับแรงดัน (New transmission network planning) ในปัจจุบันนี้ระบบส่งไฟฟ้าในประเทศคูเวตใช้สายส่งกำลังไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 275 kV และ 132 kV ซึ่งจากการศึกษาและวางแผนการลดระดับกระแสลัดวงจร พบว่าวิธีการสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้าในระดับแรงดันที่สูงขึ้น สามารถลดกระแสลัดวงจรได้ดี และมีความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ โดยสายส่งที่วางแผนจะสร้างเพิ่มขึ้นอยู่ที่ระดับแรงดัน 400 kV ซึ่งเป็นระดับแรงดันที่สูงขึ้นจากเดิม ระบบส่งกำลังไฟฟ้าใหม่นี้จะประกอบด้วยระบบแรงดัน 275 kV ที่ถูกแบ่งออกเป็น 3 ระบบย่อยอย่างชัดเจน และเชื่อมระบบ 275 kV ทั้งสามระบบเข้าด้วยกันด้วยสายส่ง 400 kV ที่วางแผนจะสร้างเพิ่มเติมในอนาคต

จากการศึกษาเพื่อลดระดับกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นในประเทศคูเวต ประกอบด้วยวิธีการศึกษา 6 ประเภทดังที่ได้กล่าวแล้ว ซึ่งทุกวิธีที่ได้กล่าวมาแล้วพบว่ามีความสามารถในการลดระดับกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นได้เป็นอย่างดี แต่วิธีเหล่านี้ต่างมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน เช่น การเปลี่ยนประเภทหม้อไฟฟ้า ให้เป็นประเภทลงดินผ่านความต้านทาน จะทำให้ความไวในการทำงานของรีเลย์กระแสเกินลดลง การใช้สายส่ง HVDC มีข้อจำกัดด้านราคาของอุปกรณ์ที่ใช้มีราคาที่สูง และการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งเป็นไปได้ยาก และการปรับโครงข่ายใหม่ในระบบไฟฟ้าทำให้ความแข็งแกร่ง ความเชื่อถือได้ และเสถียรภาพในระบบลดลง ดังนั้นวิธีการที่ประเทศคูเวตจะใช้ในอนาคตเพื่อการลดทอนกระแสลัดวงจรคือ การวางแผนสร้างสายส่งไฟฟ้าในระดับแรงดันที่สูงขึ้นเพิ่ม ซึ่งวิธีการนี้จะทำให้ระดับกระแสลัดวงจรน้อยลง และไม่เกินระดับการป้องกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ

2.3.3 ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในประเทศบราซิล

ระบบไฟฟ้าในประเทศบราซิลอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของสองบริษัท ได้แก่ FURNAS และ ELETRONORTE โดยที่บริษัท FURNAS รับผิดชอบบริเวณภาคตะวันออกเฉียงใต้ของประเทศบราซิล ซึ่งรวมถึงมหานครอย่าง ลีโอ เดอ จาเนโร และเมืองใหญ่อีกมากมาย ส่วนบริษัท ELETRONORTE รับผิดชอบบริเวณภาคเหนือของประเทศบราซิล ซึ่งเป็นแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าจำนวนมหาศาลเพื่อส่งจ่ายให้ตัวเมือง ทั้งสองบริษัทประสบกับปัญหากระแสลัดวงจรเกินมาโดยตลอดเนื่องจากความซับซ้อนของระบบส่งในมหานครของบริษัท FURNAS และ แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ของบริษัท ELETRONORTE ซึ่งทั้งสองบริษัทมีวิธีแก้ปัญหาดังนี้ [13]

1) การแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงของบริษัท FURNAS

ระบบไฟฟ้าของบริษัท FURNAS ประกอบไปด้วยระบบไฟฟ้ากระแสสลับในระดับแรงดัน 765 kV 500 kV 345 kV 230 kV และ 138 kV อีกทั้งยังมีสายส่ง HVDC ระดับแรงดัน ±600 kV วิธีการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรที่ใช้มาอย่างยาวนานคือ การติดตั้ง CLR ที่ขดลวดตติยภูมิ (Tertiary winding) เพื่อเป็นการลดค่ากระแสลัดวงจรในระบบเสริม (Auxiliary services system) ซึ่งมีระดับแรงดัน 15 kV โดยผลการทดลองเป็นไปตามตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ผลการติดตั้ง CLR ที่ขดลวดตติยภูมิ [13]

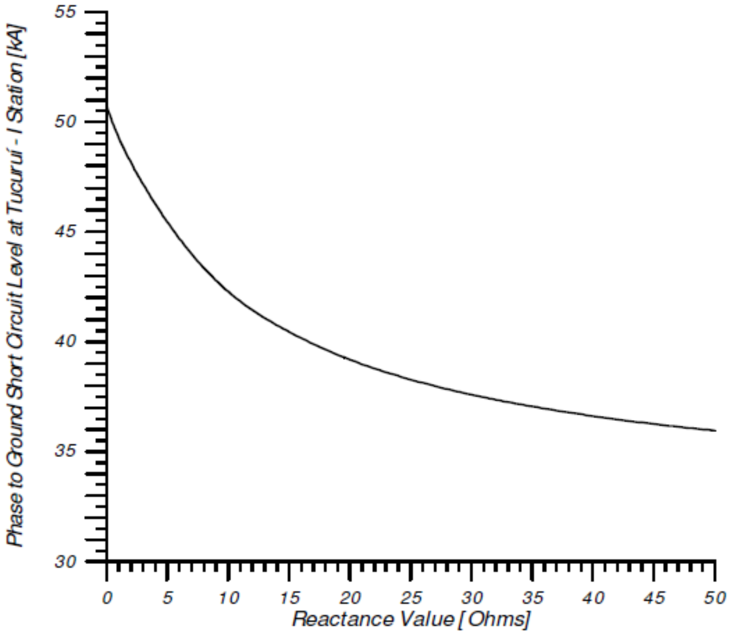
FURNAS' Substations	Inductance (μH)	Rated current (A)	Volt drop (%)	Maximum losses ≤ 0.5% (kW)	Rated short circuit current (kA)	Short-circuit limitation	
						From (kA)	To (kA)
ADRIANO'POLIS	273	2,000	2.4	2	40	44	29
FURNAS	4,213	272	5	0.6	5.4	15	4
GRAJAU'	1,061	1,083	5	2.3	25	124	17
JACAREPAGUA'	598	1,924	5	4.2	39	40	20

จากนั้นได้มีการติดตั้ง CLR เพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าหลักที่ระดับแรงดัน 138 kV และ 345 kV ซึ่งผลที่ได้จากการติดตั้งสามารถลดค่ากระแสลังวงจรได้

2) การแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงของบริษัท ELETRONORTE

สถานีไฟฟ้าแรงสูงในโรงไฟฟ้า Tucurui ซึ่งมี 2 สถานีไฟฟ้าได้ถูกออกแบบในลักษณะที่ทำงานขนานกันเพื่อให้ระบบมีความยืดหยุ่น และด้วยเหตุนี้เองทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรสูงมากจนสูงกว่าค่าพิกัดของอุปกรณ์ป้องกัน ทั้งนี้ในเดือน กรกฎาคม 2004 บริษัท ELETRONORTE ได้

ติดตั้ง CLR 500 kV ระหว่าง 2 สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า Tucurui ในรูปแบบดังรูปที่ 2.20 โดย Tucurui เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ใหญ่ที่สุดในโลก ประกอบไปด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 23 ตัว จ่ายกำลังไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 8,370 MW ซึ่งผลการทดสอบพบว่าหากเปลี่ยนค่าอิมพิแดนซ์ของ CLR ค่ากระแสลัดวงจรจะแปลี่ยนแปลงไปดังแสดงในรูปที่ 2.27



รูปที่ 2.27 ความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสลัดวงจรกับค่าอิมพิแดนซ์ของ CLR [13]

จากผลการทดสอบการจำกัดกระแสลัดวงจรดังกล่าวชี้ให้เห็นว่า CLR มีประสิทธิภาพในการจำกัดค่ากระแสลัดวงจร และ รักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่รับได้ ทั้งนี้ต้อง ติดตั้ง CLR ในตำแหน่งที่เหมาะสม

บทที่ 3

สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง (High Voltage Direct Current: HVDC) เป็นอุปกรณ์ส่งกำลังไฟฟ้าโดยอาศัยระบบกระแสตรงในการส่ง มีใช้ในเชิงพาณิชครั้งแรกที่ประเทศสวีเดนในปี ค.ศ. 1954 เป็นการส่งกำลัง 20 MW ผ่านเคเบิลใต้น้ำระหว่างเกาะสวีเดน (Swedish mainland) และ เกาะก็อตแลนด์ (Gotland) นั้นเป็นจุดเริ่มต้นบทบาทของสายส่ง HVDC ซึ่งต่อมาได้มีบทบาทสำคัญอย่างมากในระบบไฟฟ้ากำลังทั่วโลกทั้งในปัจจุบันและในอนาคต [17]

สายส่ง HVDC นำไปประยุกต์ใช้ได้ในหลายรูปแบบ เช่น การส่งกำลังไฟฟ้าผ่านเคเบิลใต้น้ำที่มีระยะทางยาวกว่า 30 km การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากำลังสองระบบซึ่งมีความถี่ไม่ซิงโครนัสกัน การส่งกำลังไฟฟ้าในปริมาณมหาศาลในระยะทางที่ไกลมาก และการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง [17 - 20]

เพื่อทำความเข้าใจให้มากขึ้นกับการประยุกต์ใช้สายส่ง HVDC สำหรับแก้ปัญหาในวิทยานิพนธ์ บทนี้จึงนำเสนอเนื้อหาเกี่ยวกับสายส่ง HVDC ประกอบด้วย หลักการทำงานของสายส่ง HVDC การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่ติดตั้งสายส่ง HVDC โดยวิธีนิวตันราฟสัน ผลกระทบของสายส่ง HVDC ต่อกระแสลัดวงจร และตัวอย่างการประยุกต์ใช้ของสายส่ง HVDC

3.1 หลักการทำงานของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

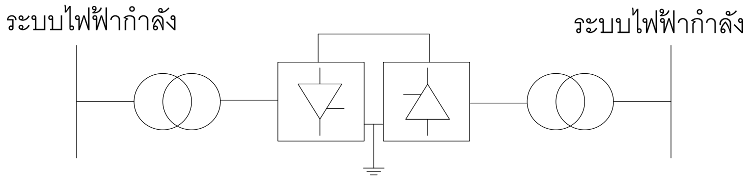
ในหัวข้อนี้นำเสนอเนื้อหาหลักการทำงานของสายส่ง HVDC ประกอบด้วย โครงสร้างของสายส่ง HVDC ส่วนประกอบของสายส่ง HVDC แบบจำลองของสายส่ง HVDC และการควบคุมของสายส่ง HVDC

3.1.1 โครงสร้างของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

สายส่ง HVDC มีโครงสร้างและการประยุกต์ใช้งานหลากหลายรูปแบบ ซึ่งแต่ละโครงสร้างมีส่วนประกอบที่ต่างออกไปดังนี้

1) โครงสร้างแบบหลังชนหลัง

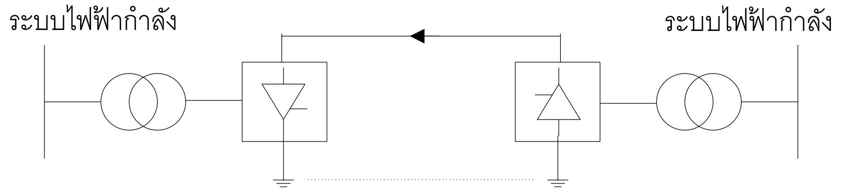
โครงสร้างแบบหลังชนหลัง (Back-to-back interconnection) เป็นโครงสร้างที่ง่ายที่สุดซึ่งประกอบด้วยคอนเวอร์เตอร์ 2 ตัว ซึ่งมีขนาดเท่ากันอยู่ในสถานีเดียวกัน และส่งกำลังโดยไม่ผ่านสายส่งดังรูปที่ 3.1 โครงสร้างนี้ใช้มีจุดประสงค์เพื่อเชื่อมโยงระบบส่ง 2 ระบบที่ไม่ซิงโครนัสกันโดยทั่วไปนิยมใช้ในระบบแรงดันปานกลาง (50-159 kV) [17 - 19]



รูปที่ 3.1 โครงสร้างแบบหลังชนหลัง [18]

2) โครงสร้างแบบขั้วเดียว

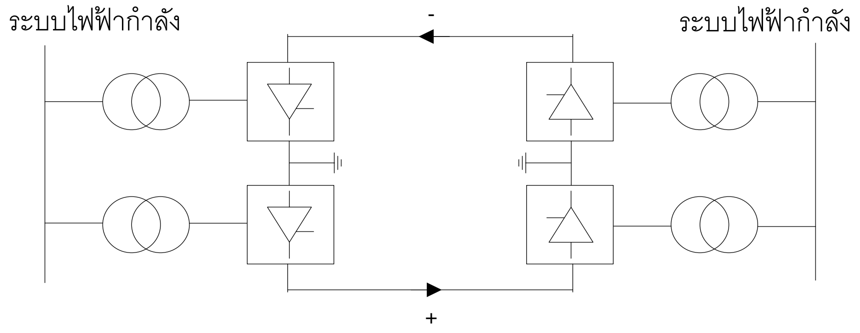
โครงสร้างแบบขั้วเดียว (Monopolar links) ประกอบด้วยคอนเวอร์เตอร์ 2 ตัวซึ่งอยู่ต่างสถานีกัน ส่งกำลังผ่านสายส่งกระแสตรงเชื่อมระหว่างคอนเวอร์เตอร์ทั้งสองเพียงหนึ่งวงจร และมีอิเล็กโทรดเพื่อถ่ายเทประจุและทำให้การไหลของกระแสครบวงจรดังรูปที่ 3.2 โดยทั่วไปนิยมให้ขั้วของสายส่งเป็นขั้วลบเพื่อป้องกันการเกิดโคโรนา (Corona) [17 - 19]



รูปที่ 3.2 โครงสร้างแบบขั้วเดียว [17]

3) โครงสร้างแบบสองขั้ว

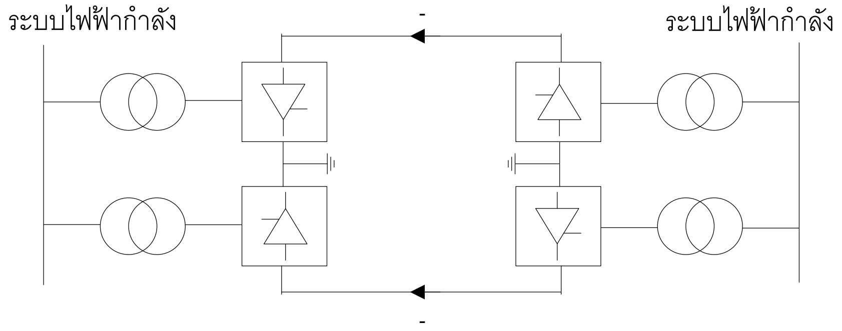
โครงสร้างแบบสองขั้ว (Bipolar links) คือโครงสร้างแบบขั้วเดียวสองโครงสร้างรวมเข้าด้วยกันโดยให้โครงสร้างหนึ่งเป็นขั้วบวก และอีกโครงสร้างหนึ่งเป็นขั้วลบดังแสดงในรูปที่ 3.3 โครงสร้างนี้สามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้เป็น 2 เท่าของโครงสร้างแบบขั้วเดียว และทำงานแบบอิสระต่อกันดังนั้นเมื่อเกิดความผิดพลาดกับขั้วใดขั้วหนึ่งอีกขั้วหนึ่งยังสามารถส่งกำลังต่อไปได้ [17 - 19]



รูปที่ 3.3 โครงสร้างแบบสองขั้ว [17]

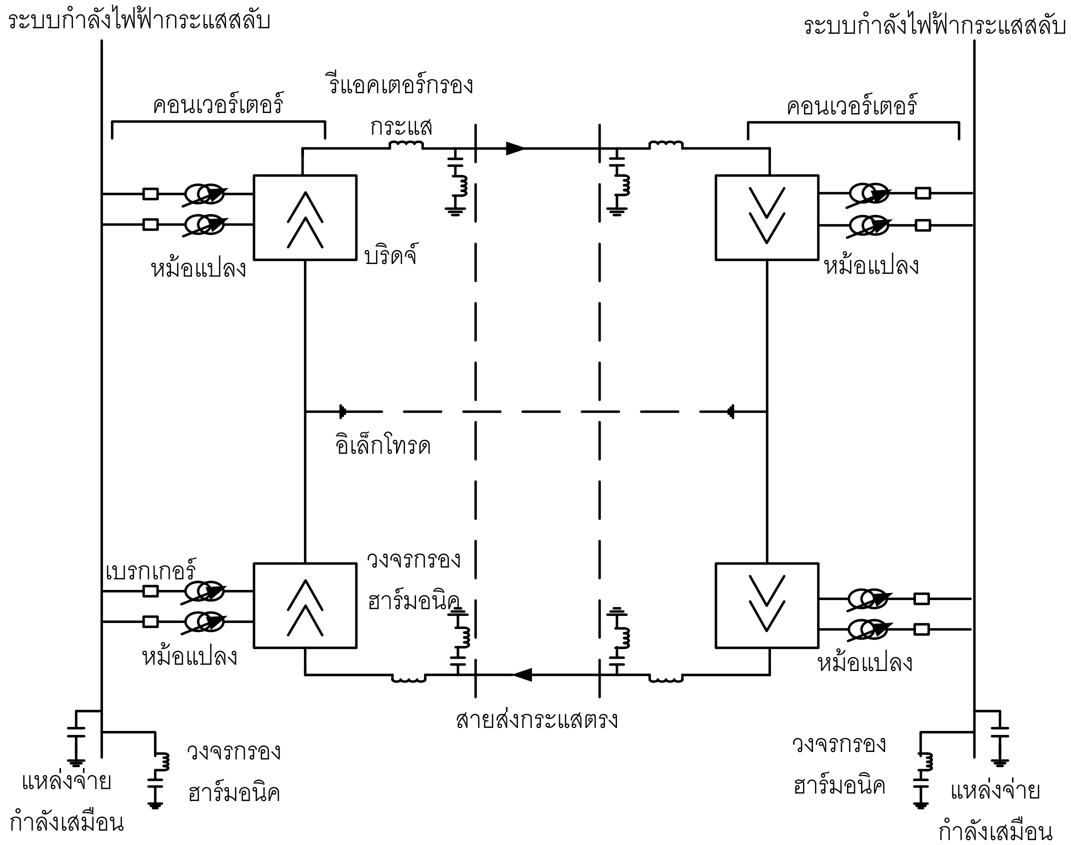
4) โครงสร้างแบบขั้วเหมือน

โครงสร้างโครงสร้างแบบขั้วเหมือน (Homopolar link) คือโครงสร้างแบบขั้วเดียวสองโครงสร้างรวมเข้าด้วยกัน และขั้วทั้งสองเป็นขั้วเดียวกันโดยปกตินิยมให้เป็นขั้วลบดังรูปที่ 3.4 โครงสร้างนี้สามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้เป็น 2 เท่าของโครงสร้างแบบขั้วเดียว และทำงานแบบอิสระต่อกัน ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดพร่องกับขั้วใดขั้วหนึ่งอีกขั้วหนึ่งยังสามารถส่งกำลังต่อไปได้ [17 - 19]



รูปที่ 3.4 โครงสร้างแบบขั้วเหมือน [17]

3.1.2 ส่วนประกอบของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง



รูปที่ 3.5 โครงสร้างของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง [17]

โครงสร้างของสายส่ง HVDC ดังรูปที่ 3.5 เป็นตัวอย่างโครงสร้างแบบสองขั้วซึ่งมีส่วนประกอบดังนี้

1) คอนเวอร์เตอร์ (Converter) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้แปลงไฟสลับเป็นไฟตรงซึ่งเรียกว่าเรกติฟายเออร์ (Rectifier) หรือแปลงไฟตรงเป็นไฟสลับซึ่งเรียกว่าอินเวอร์เตอร์ (Inverter) คอนเวอร์เตอร์ประกอบด้วยวงจรบริดจ์และหม้อแปลงที่ปรับแท็ปได้

2) รีแอคเตอร์กรองกระแส (Smoothing reactor) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ลดฮาร์มอนิคในวงจรไฟตรง ป้องกันไม่ให้อินเวอร์เตอร์ทำงานผิดจังหวะ (Commutation failure) และป้องกันสภาวะกระแสไม่ต่อเนื่องในช่วงที่โหลดน้อย

3) วงจรกรองฮาร์มอนิค เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ลดฮาร์มอนิคในวงจรไฟตรงและวงจรไฟสลับ

4) แหล่งจ่ายกำลังรีแอคทีฟ เนื่องจากคอนเวอร์เตอร์กินกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณครึ่งหนึ่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านวงจรไฟตรง ดังนั้นจึงต้องมีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนใกล้ ๆ คอนเวอร์เตอร์เพื่อที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนให้เพียงพอกับความต้องการ

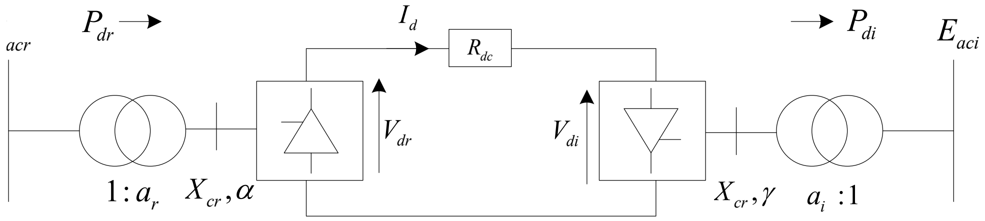
5) อิเล็คโทรด คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ส่งผ่านกระแสเพื่อให้กระแสไหลครบวงจรส่วนใหญ่ใช้ดินหรือสายนิวทรัล

6) สายส่งกระแสตรง อาจเป็นสายพาดอากาศหรือสายเคเบิลก็ได้

7) เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นอุปกรณ์ที่ใช้กำจัดความผิดพร่องในหม้อแปลงหรือใช้ปลดสายส่งไฟตรงออกจากระบบ

3.1.3 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

ในหัวข้อย่อยนี้ได้นำเสนอแบบจำของสายส่ง HVDC ที่สภาวะอยู่ตัวดังรูปที่ 3.6 แบ่งเป็น 3 ส่วนตามลักษณะการทำงาน ได้แก่ วงจรเรกติฟายเออร์ วงจรอินเวอร์เตอร์ และ วงจรสายส่งกระแสตรง [17 - 19]



รูปที่ 3.6 แบบจำลองสายส่งกระแสดตรงแรงดันสูงที่สภาวะอยู่ตัว [17]

3.1.3.1 วงจรเรกติฟายเออร์

สมการที่อธิบายการทำงานที่สภาวะอยู่ตัวของวงจรเรกติฟายเออร์มีดังนี้

$$V_{dro} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r B E_{acr} \quad (3.1)$$

$$V_{dr} = V_{dro} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} B X_{cr} I_d \quad (3.2)$$

โดยที่

V_{dro} คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงในอุดมคติฝั่งเรกติฟายเออร์

V_{dr} คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงฝั่งเรกติฟายเออร์

E_{acr} คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับที่บัสฝั่งเรกติฟายเออร์

I_d คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรง

X_{cr} คือ รีแอคแตนซ์การคอมมิวเตต (Commutation reactance) ฝั่งเรกติฟายเออร์

α คือ มุมจุดชนวน (Ignition angle)

a_r คือ แท็บของหม้อแปลงในคอนเวอร์เตอร์ฝั่งเริกติฟายเออร์

B คือ จำนวนบริดจ์ที่ต่ออนุกรมกันภายในคอนเวอร์เตอร์

กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านวงจรเรกติฟายเออร์สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.3) และ (3.4)

$$P_{dr} = V_{dr} I_d \quad (3.3)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan\varphi_r \quad (3.4)$$

โดยที่

P_{dr} คือ กำลังจริงที่ไหลผ่านวงจรเรกติฟายเออร์

Q_{dr} คือ กำลังรีแอคทีฟที่ไหลเข้าวงจรเรกติฟายเออร์

φ_r คือ มุมประกอบกำลังของวงจรเรกติฟายเออร์ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.5)

$$\cos\varphi_r = \frac{V_{dr}}{V_{dro}} \quad (3.5)$$

สมการดังกล่าวมีทิศทางการไหลของกระแสและกำลังดังรูปที่ 3.6

3.1.3.2 **วงจรอินเวอร์เตอร์**

สมการที่อธิบายการทำงานที่สภาวะอยู่ตัวของวงจรอินเวอร์เตอร์มีดังนี้

$$V_{dio} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i B E_{aci} \quad (3.6)$$

$$V_{di} = V_{dio} \cos\gamma - \frac{3}{\pi} B X_{ci} I_d \quad (3.7)$$

โดยที่

V_{dio} คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงในอุดมคติฝั่งอินเวอร์เตอร์

V_{di} คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงฝั่งอินเวอร์เตอร์

E_{aci} คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับที่บัสฝั่งอินเวอร์เตอร์

X_{ci} คือ รีแอคแตนซ์การคอมมิวเตตฝั่งเรกอินเวอร์เตอร์

γ คือ มุมหยุดนำกระแส (Extinction angle)

a_i คือ แท็บของหม้อแปลงในคอนเวอร์เตอร์ฝั่งอินเวอร์เตอร์

กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านวงจรอินเวอร์เตอร์สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.8) และ (3.9)

$$P_{di} = V_{di} I_d \tag{3.8}$$

$$Q_{di} = -P_{di} \tan \varphi_i \tag{3.9}$$

โดยที่

P_{di} คือ กำลังจริงที่ไหลผ่านวงจรอินเวอร์เตอร์

Q_{di} คือ กำลังรีแอคทีฟที่ไหลเข้าวงจรอินเวอร์เตอร์

φ_i คือ มุมประกอบกำลังของวงจรอินเวอร์เตอร์ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.10)

$$\cos \varphi_i = \frac{V_{di}}{V_{dio}} \tag{3.10}$$

สมการดังกล่าวมีทิศทางการไหลของกระแสและกำลังดังรูปที่ 3.6

3.1.3.3 วงจรสายส่งกระแสตรง

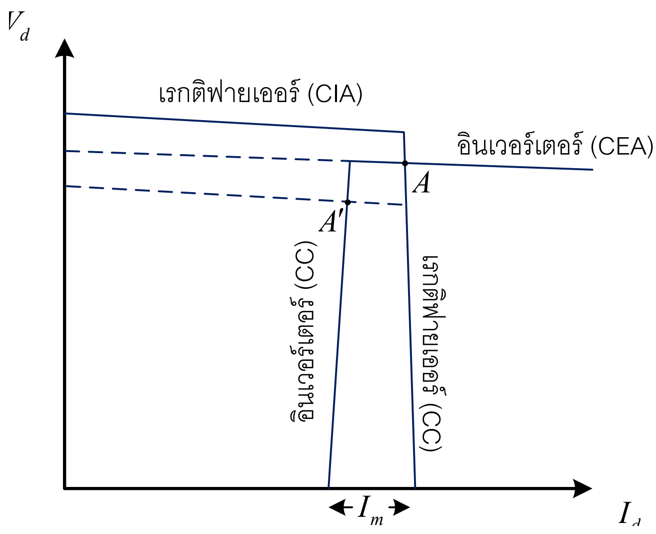
สมการที่อธิบายความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันที่สภาวะอยู่ตัวในสายส่งกระแสตรงมีดังนี้

$$V_{dr} = V_{di} + R_{dc} I_d \tag{3.11}$$

สมการที่ (3.11) มีการไหลของกระแสแรงดันขั้วของแรงดันตามรูปที่ 3.6

3.1.4 ระบบควบคุมสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

จุดทำงานของสายส่ง HVDC ถูกควบคุมโดยคอนเวอร์เตอร์ทั้งสองฝั่งของสายส่งโดยมีจุดประสงค์เพื่อความมั่นคงและประสิทธิภาพในการทำงาน ในหัวข้อนี้จะเสนอการทำงานของสายส่ง HVDC ผ่านโหมดการทำงานของคอนเวอร์เตอร์โดยสังเขป



รูปที่ 3.7 การทำงานของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง [17]

ลักษณะการทำงานของสายส่ง HVDC แสดงดังรูปที่ 3.7 ซึ่งจุดทำงานคือจุดตัดระหว่างกราฟคุณลักษณะของคอนเวอร์เตอร์ทั้งสอง ภายใต้สภาวะการทำงานดังนี้

สภาวะการทำงานปกติ จุดทำงานคือจุดตัดของกราฟ ณ ตำแหน่ง A ที่จุดทำงานนี้คอนเวอร์เตอร์ทั้งสองจะพยายามรักษากำลังการส่งผ่านสายส่ง HVDC ให้คงที่โดยการควบคุมกระแสที่ไหลและแรงดันที่ขั้วทั้งสอง ซึ่งฝั่งเรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดคุมควบกระแส (Constant Current mode: CC) ในโหมดนี้เรกติฟายเออร์จะทำการปรับค่ามุมชนวนและแท็บของหม้อแปลงเพื่อรักษาระดับของกระแสให้คงที่ตลอด ในอีกฝั่งหนึ่งอินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดควบคุมมุมหยุดนำกระแส (Constant Extinction Angle mode: CEA) ในโหมดนี้อินเวอร์เตอร์จะทำการปรับค่าแท็บของหม้อแปลงเพื่อรักษาระดับแรงดันให้คงที่ และจะควบคุมให้ค่ามุมหยุดนำกระแสอยู่ที่ค่าต่ำสุดเพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุดในการทำงาน [17 - 19]

สภาวะการทำงานผิดปกติ จุดทำงานคือจุดตัดของกราฟ ณ ตำแหน่ง A' ที่จุดทำงานนี้คอนเวอร์เตอร์ทั้งสองจะพยายามรักษากระแสที่ไหลผ่านสายส่ง HVDC ให้คงที่ตามจุดทำงานที่เปลี่ยนไปตามแรงดันที่ขั้วทั้งสองเพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับสายส่ง HVDC ซึ่งฝั่งเรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดคุมควบมุมจุดชนวน (Constant Ignition Angle mode: CIA) ในโหมดนี้เรกติฟายเออร์จะทำการปรับค่าแท็บของหม้อแปลงเพื่อรักษาระดับแรงดันให้คงที่ตลอด ในอีกฝั่งหนึ่งอินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดควบคุมกระแส (CEA) ในโหมดนี้อินเวอร์เตอร์จะทำการปรับค่ามุมหยุดนำกระแสและแท็บของหม้อแปลงเพื่อรักษาระดับกระแสที่ไหลให้คงที่ อย่างไรก็ตามหากระดับแรงดันที่ขั้วทั้งสองที่ค่าต่ำมากคอนเวอร์เตอร์ทั้งสองจะทำงานปิดตัวเอง (Shut down mode) เพื่อป้องกันความเสียหาย [17 - 19]

3.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีการติดตั้งสายส่ง HVDC โดยใช้วิธีนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson method) ซึ่งได้กล่าวถึงหลักการเบื้องต้นในการคำนวณการไหลของกำลังในระบบไฟฟ้าปกติก่อนเพื่อนำไปสู่ระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งสายส่ง HVDC ในภายหลังดังหัวข้อย่อยต่อไปนี้

3.2.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตันราฟสัน

ในการแก้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับบัสใดๆ โดยทั่วไปสนใจตัวแปรหลักๆ อยู่ 4 ตัว ได้แก่ ขนาดของแรงดันที่บัส $(|V|)$ มุมเฟสของแรงดันที่บัส (δ) กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) โดยที่แต่ละบัสมีสมการที่แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรทั้ง 4 นี้อยู่ 2 สมการเสมอ ดังนั้นจึงต้องกำหนดค่าของตัวแปร 2 ตัวเพื่อให้สามารถคำนวณหาอีก 2 ตัวแปรที่เหลือได้ จากตัวแปรทั้ง 4 ที่กล่าวมาข้างต้นสามารถจำแนกเป็นประเภทของบัสได้ 3 ประเภท ดังนี้

1) โหลดบัส (Load bus) เป็นบัสที่รู้ค่ากำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟซึ่งมีค่าคงที่ โดยทั่วไปเป็นบัสที่มีจุดจ่ายโหลดเชื่อมต่ออยู่

2) บัสควบคุมแรงดัน (Voltage-controlled bus) เป็นบัสที่รู้ค่ากำลังจริงและขนาดของแรงดันซึ่งมีค่าคงที่ โดยทั่วไปเป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่

3) บัสอ้างอิง (Slack bus) เป็นบัสที่รู้ค่าขนาดและมุมของแรงดันซึ่งมีค่าคงที่โดยทั่วไปนิยมให้บัสที่มีกำลังการผลิตมากที่สุดเป็นบัสอ้างอิง

สมการกระแสที่ฉีดเข้าในแต่ละบัสสามารถเขียนในรูปของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (3.12)

$$I_i = \sum_{j=1}^{n} Y_{ij} V_j \tag{3.12}$$

โดยที่

I_i คือ กระแสที่ฉีดเข้าบัส i

Y_{ij} คือ ค่าแอตมิตแตนซ์ในบัสแอตมิตแตนซ์เมตริกแถวที่ i คอลัม j

V_j คือ ค่าแรงดันที่บัส j

ดังนั้นสมการของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน (Power flow equation) สุทธิที่ไหลเข้าบัสที่ใดๆ สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (3.13) และ (3.14)

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \tag{3.13}$$

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^{n} |Y_{ij}||V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \tag{3.14}$$

โดยที่

P_i, Q_i คือ กำลังจริง และ กำลังรีแอคทีฟ ที่บัส i ตามลำดับ

δ_i, δ_j คือ มุมของแรงดันที่บัส i และ j ตามลำดับ

θ_{ij} คือ มุมของแอดมิตแตนซ์ในบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกแถวที่ i คอลัม j

เมื่อแยกพิจารณาส่วนจริงและส่วนจินตภาพของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจะได้

$$P_{i,calc} = \sum_{j=1}^{n} |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \tag{3.15}$$

$$Q_{i,calc} = \sum_{j=1}^{n} |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \tag{3.16}$$

โดยที่

$P_{i,calc}, Q_{i,calc}$ คือ กำลังจริง และ กำลังรีแอคทีฟ ที่บัส i ที่คำนวณได้ในแต่ละรอบ

โดยมีเงื่อนไขว่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่คำนวณได้ตามสมการที่ (3.15) และ (3.16) ต้องเท่ากับกำลังไฟฟ้ารวมที่ได้รับการจัดสรรใช้ที่แต่ละบัส นั่นคือ

$$P_{i,calc}\left(|V|, \delta\right) - P_{i,sch} = 0 \tag{3.17}$$

$$Q_{i,calc}\left(|V|, \delta\right) - Q_{i,sch} = 0 \tag{3.18}$$

โดยที่

$P_{i,sch}, Q_{i,sch}$ คือ กำลังจริง และ กำลังรีแอคทีฟ ที่บัส i ที่กำหนดไว้

ดังนั้นผลเฉลยของสมการเการไหลของกำลังไฟฟ้าวสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (3.19)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \hdashline \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_m^{(k)} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{ccc:ccc} \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} \\ \hdashline \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} \end{array}\right] \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \hdashline \Delta V_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta V_m^{(k)} \end{bmatrix} \tag{3.19}$$

โดยที่

n คือ บัสที่ไม่ใช่บัสอ้างอิง

m คือ โหลดบัส

จากเมตริกซ์ข้างบนสามารถเขียนให้อยู่ในรูปอย่างง่ายได้ดังสมการที่ (3.20)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \tag{3.20}$$

โดยที่เมตริกซ์ $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ เรียกว่า เมตริกซ์จาโคเบียนซึ่งสังเกตุได้ว่าสมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนเป็นอนุพันธ์ของสมการกำลังจริงและสมการกำลังรีแอคทีฟดังนั้นสมาชิกในแนวทะแยงมุมและนอกทะแยงมุมของ J_1 สามารถคำนวณได้จากอนุพันธ์ของความสัมพันธ์กำลังจริงที่บัสกับมุมของแรงดันทีบัสดังสมการที่ (3.21) และ (3.22)

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{3.21}$$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \qquad ; j \neq i \tag{3.22}$$

สมาชิกในแนวทะแยงมุมและนอกทะแยงมุมของ J_2 สามารถคำนวณได้จากอนุพันธ์ของความสัมพันธ์กำลังจริงที่บัสกับขนาดของแรงดันที่บัสดังสมการที่ (3.23) และ (3.24) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_i|} = 2|V_i||Y_{ij}|\cos\theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}|\left(\cos\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \tag{3.23}$$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_j|} = |V_i||Y_{ij}|\cos\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \qquad ; j \neq i \tag{3.24}$$

สมาชิกในแนวทะแยงมุมและนอกทะแยงมุมของ J_3 สามารถคำนวณได้จากอนุพันธ์ของความสัมพันธ์กำลังรีแอคทีฟกับมุมของแรงดันที่บัสดังสมการที่ (3.25) และ (3.26) ตามลำดับ

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}|\cos\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \tag{3.25}$$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_j|} = -|V_i||V_j||Y_{ij}|\cos\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \qquad ; j \neq i \tag{3.26}$$

สมาชิกในแนวทะแยงมุมและนอกทะแยงมุมของ J_4 สามารถคำนวณได้จากอนุพันธ์ของความสัมพันธ์กำลังรีแอคทีฟกับขนาดแรงดันที่บัสดังสมการที่ (3.27) และ (3.28) ตามลำดับ

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ij}|\sin\theta_{ij} - \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}|\sin\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \tag{3.27}$$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}|\sin\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \qquad ; j \neq i \qquad (3.28)$$

เมื่อผลต่างของกำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟเป็นไปตามสมการที่ (3.29) และ (3.30) ตามลำดับ

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_{i,calc}^{(k)} \qquad (3.29)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_{i,calc}^{(k)} \qquad (3.30)$$

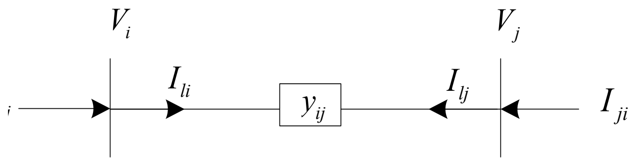
ดังนั้นขนาดและมุมของแรงดันบัสที่ประมาณขึ้นใหม่จากวิธีนิวตัน-ราฟสันสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (3.31) และ (3.32)

$$\left|V_i^{(k+1)}\right| = \left|V_i^{(k)}\right| + \Delta\left|V_i^{(k)}\right| \qquad (3.31)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \qquad (3.32)$$

คำนวณต่อไปเรื่อยๆ จนกระทั่งค่าความคลาดเคลื่อนของกำลัง (Power mismatch) น้อยกว่าค่าความถูกต้องที่ยอมรับได้ $\left(\Delta P_i^{(k)} \leq \varepsilon, \Delta Q_i^{(k)} \leq \varepsilon\right)$

เมื่อคำนวณการไหลของกำลังแล้ว สามารถคำนวณกำลังที่ไหลในสายส่งได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 การไหลของกระแสในสายส่ง

กระแสที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j และจากบัส j ไปยังบัส i สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.33)

$$I_{ij} = -I_{ji} = y_{ij}\left(V_i - V_j\right) \qquad (3.33)$$

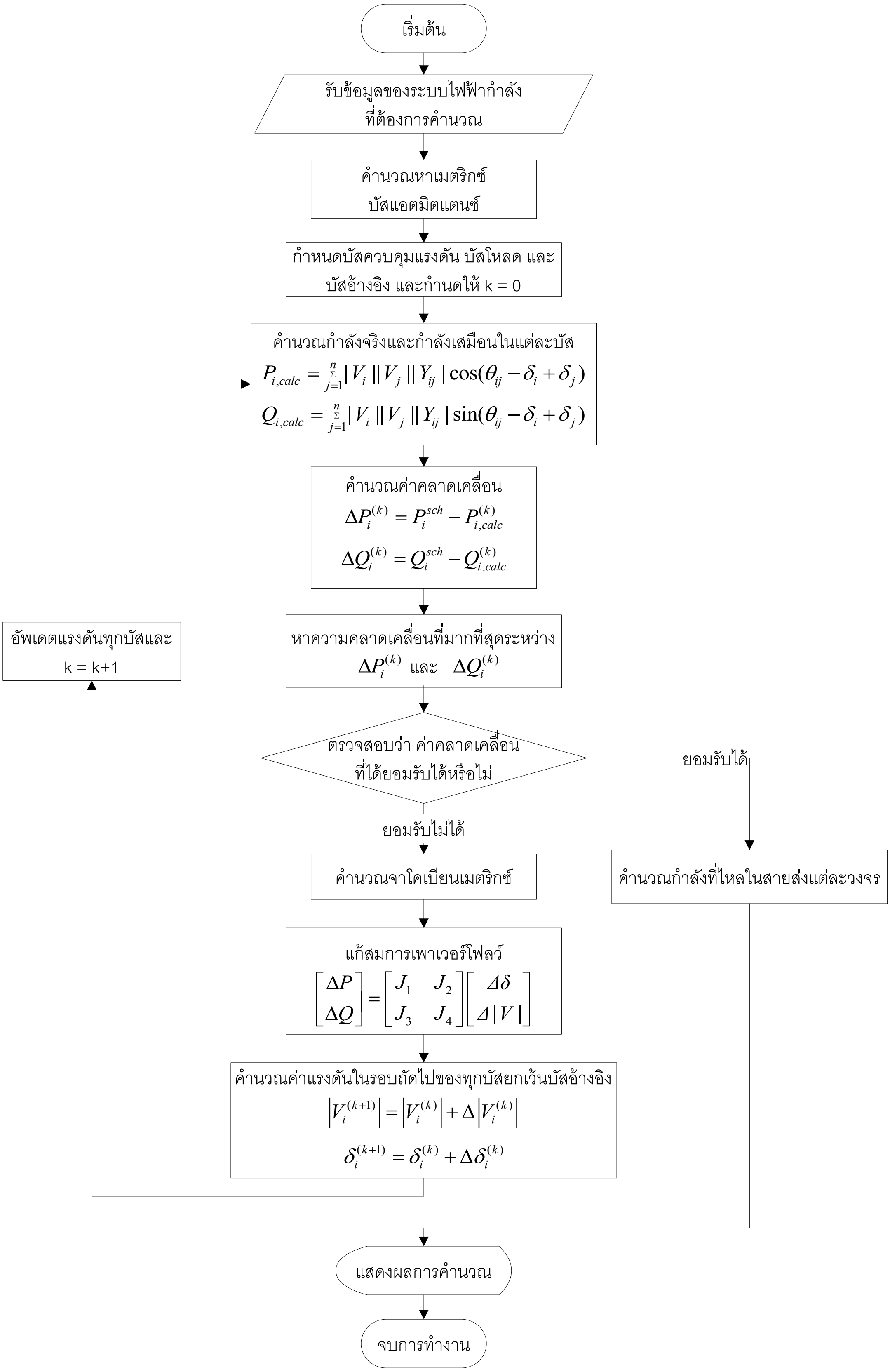
กำลังปรากฏที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j และจากบัส j ไปยังบัส i และกำลังที่สูญเสียในสายส่ง สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.34) - (3.36) ตามลำดับ

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \qquad (3.34)$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \qquad (3.35)$$

$$S_{loss} = S_{ij} + S_{ji} \qquad (3.36)$$

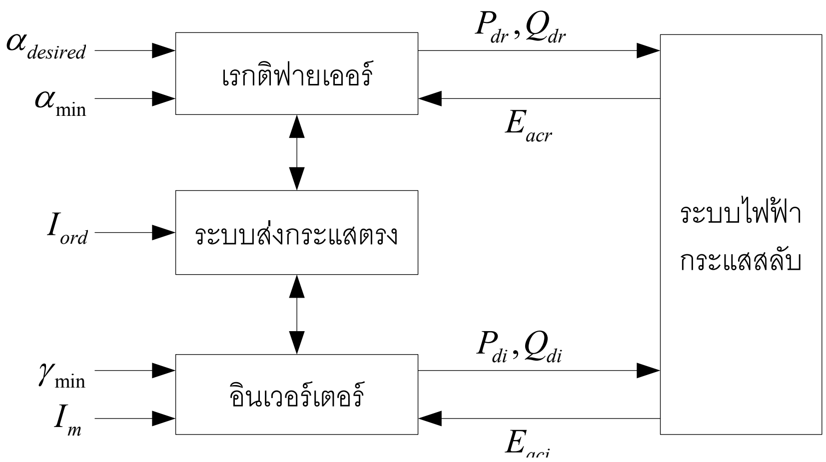
ขั้นตอนดังกล่าวสามารถสรุปได้ในแผนผังดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

3.2.2 การประยุกต์สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงกับวิธีนิวตันราฟสัน

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบติดตั้งสายส่ง HVDC สามารถใช้การคำนวณแบบนิวตันราฟสันได้โดยมองระบบสองระบบแยกจากกัน ซึ่งข้อมูลขาออกจากระบบหนึ่งเป็นข้อมูลป้อนเข้าของระบบหนึ่งดังแสดงในรูปที่ 3.10 แรงดันกระแสสลับที่บัสปลายขั้วทั้งสองของสายส่ง HVDC ข้อมูลขาออกจากระบบไฟฟ้ากระแสสลับ และเป็นข้อมูลป้อนเข้าให้กับระบบกระแสตรงในขณะที่ กำลังที่ไหลผ่านสายส่ง HVDC เป็นข้อมูลขาออกของระบบกระแสตรง และเป็นข้อมูลป้อนเข้าให้กับระบบกรแสสลับที่บัสปลายขั้วทั้งสองของสายส่ง HVDC ดังนั้นในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สายส่ง HVDC สามารถมองเป็นโหลดต่อกับบัสปลายขั้วทั้งสองได้ [17, 21, 23]



รูปที่ 3.10 การคำนวณเการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่ติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง [17]

สมการภายในระบบ HVDC ขึ้นอยู่กับโหมดการทำงานของระบบ HVDC ซึ่งมีอยู่ 3 โหมดการทำงานได้แก่

1) โหมดการทำงานในสภาวะปกติเรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดควบคุมกระแสคงที่ และ อินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดควบมุมหยุดนำกระแสคงที่

2) โหมดการทำงานในสภาวะผิดปกติ จะทำงานเมือเกิดสภาวะผิดปกติในระบบกระแสสลับ ซึ่งทำให้เกิดแรงดันตกในระบบกระแสสลับ หรือไม่สามารถคำนวณเการไหลของกำลังไฟฟ้าในโหมดแรกได้ ระบบ HVDC จึงพยายามรักษาระดับแรงดันฝั่งเรกติฟายเออร์เพื่อให้สามารถส่งกำลังได้ตามปกติ โดยที่ เรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดควบคุมมุมจุดชนวนคงที่ และอินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดควบคุมกระแสคงที่

3) โหมดปรับเปลี่ยนคุณลักษณะในกรณีสภาวะผิดปกติ หรือไม่สามารถคำนวณเการไหลของกำลังไฟฟ้าจากโหมดการทำงานทั้งสองโหมดได้ ทำให้ระบบ HVDC ปรับเปลี่ยนคุณลักษณะ

ของอินเวอร์เตอร์ ดังนั้น เรกติฟายเออร์จะทำงานในโหมดควบคุมมุมจุดชนวนคงที่ และอินเวอร์เตอร์จะทำงานในโหมดตามเส้นคุณลักษณะที่ได้ปรับเปลี่ยน

ในงานวิจัยนี้ ถือว่าระบบที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอยู่ในสภาวะปกติเท่านั้น ดังนั้นสายส่ง HVDC ต้องทำงานในสภาวะปกติ ซึ่งมีเงื่อนไขการคำนวณดังต่อไปนี้

1) มุมจุดชนวนฝั่งอินเวอร์เตอร์ต้องปรับเพื่อให้ได้มุมหยุดนำกระแสต่ำสุด $\left(\gamma_{\min}\right)$

2) มุมจุดชนวนฝั่งเรกติฟายเออร์ต้องปรับเพื่อให้ได้ค่ากระแสตรงคงที่ $\left(I_{ord}\right)$

3) แท็บหม้อแปลงฝั่งเรกติฟายเออร์ต้องปรับเพื่อให้ได้มุมจุดชนวนในช่วงที่ต้องการ

4) แท็บหม้อแปลงฝั่งอินเวอร์เตอร์ต้องปรับเพื่อให้ได้แรงดันตามที่ต้องการ

จากเงื่อนไขดังกล่าวเมื่อต้องการควบคุมกำลังไหลเข้าฝั่งอินเวอร์เตอร์ สามารถหาค่ากระแสตรงคงที่ได้ตามสมการที่ (3.37)

$$I_{ord} = \frac{P_{di,desired}}{V_{di,desired}} \tag{3.37}$$

ดังนั้นค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ฝั่งอินเวอร์เตอร์สามารถคำนวณได้จากแรงดันกระแสสลับดังสมการที่ (3.38) - (3.42)

$$V_{doi} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i E_{aci} \tag{3.38}$$

$$V_{di,calc} = V_{doi}\cos\left(\gamma_{\min}\right) - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_{ord} \tag{3.39}$$

$$\varphi_i = \cos^{-1}\left(\frac{V_{di}}{V_{doi}}\right) \tag{3.40}$$

$$P_{di,calc} = V_{di} I_{ord} \tag{3.41}$$

$$Q_{di} = P_{di,desired}\tan(\varphi_i) \tag{3.42}$$

ในขณะเดียวกันค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ฝั่งเรกติฟายเออร์ก็สามารถคำนวณได้จากแรงดันกระแสสลับดังสมการที่ (3.43) - (3.47)

$$V_{dor} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r E_{acr} \tag{3.43}$$

$$V_{dr} = V_{dor}\cos\left(\alpha_{calc}\right) - \frac{3}{\pi} X_{cr} I_{ord} \tag{3.44}$$

$$\varphi_r = \cos^{-1}\left(\frac{V_{dr}}{V_{dor}}\right) \tag{3.45}$$

$$P_{dr} = V_{dr} I_{ord} \tag{3.46}$$

$$Q_{dr} = P_{dr}\tan(\varphi_r) \tag{3.47}$$

ดังนั้นผลเฉลยเการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งระบบ HVDC สามารถหาได้ดังสมการที่ (3.48)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \hline \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_m^{(k)} \\ \hline \Delta \alpha^{(k)} \\ \Delta V_{di}^{(k)} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{cc|cccc|cc} \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} & \frac{\partial P_{r,cal}}{\partial a_r}^{(k)} & \frac{\partial P_{i,cal}}{\partial a_i}^{(k)} \\ \hline \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} & \vdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial \delta_1}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial \delta_n}^{(k)} & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial |V_1|}^{(k)} & \cdots & \frac{\partial Q_{m,calc}}{\partial |V_m|}^{(k)} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & \cdots & \frac{\partial \alpha_{cal}}{\partial |E_{acr}|}^{(k)} & \cdots & 0 & \frac{\partial \alpha}{\partial a_r}^{(k)} & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \frac{\partial V_{di,cal}}{\partial |E_{aci}|}^{(k)} & \cdots & 0 & 0 & \frac{\partial V_{di}}{\partial a_i}^{(k)} \end{array}\right] \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \hline \Delta V_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta V_m^{(k)} \\ \hline \Delta a_r^{(k)} \\ \Delta a_i^{(k)} \end{bmatrix} \tag{3.48}$$

จากเมตริกซ์ข้างบนสามารถเขียนให้อยู่ในรูปอย่างง่ายได้ดังสมการที่ (3.49)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 & J_{dc,2} \\ J_3 & J_4 & 0 \\ 0 & J_{dc,3} & J_{dc,1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \\ \Delta x_{dc} \end{bmatrix} \tag{3.49}$$

โดยที่สมาชิกของ $J_{dc,1}$ สามารถคำนวณได้จากอนุพันธ์ของความสัมพันธ์มุมจุดชนวนกับแท็บของหม้อแปลงฝั่งเรกติฟายเออร์ และ แรงดันกระแสตรงฝั่งอินเวอร์เตอร์กับแท็บของหม้อแปลงฝั่งอินเวอร์เตอร์ดังสมการที่ (3.50) และ (3.51) ตามลำดับ

$$\frac{\partial \alpha}{\partial a_r} = \frac{\pi V_{dr}/3 + X_{cr} I_{ord}}{\sqrt{2} E_{acr} a_r^2 \sin \alpha_{calc}} \tag{3.50}$$

$$\frac{\partial V_{di}}{\partial a_i} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{aci} \cos \gamma_{\min} \tag{3.51}$$

สมาชิกของ $J_{dc,2}$ สามารถคำนวณได้จากอนุพันธ์ของความสัมพันธ์กำลังจริงกับแท็บของหม้อแปลงทั้งสองฝั่งดังสมการที่ (3.52) และ (3.53) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_r}{\partial a_r} = -\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{acr} I_{ord} \cos\alpha_{calc} \qquad ; r \neq slack \qquad (3.52)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_i} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{aci} I_{ord} \cos\gamma_{\min} \qquad ; i \neq slack \qquad (3.53)$$

สมาชิกของ $J_{dc,3}$ สามารถคำนวณได้จากอนุพันธ์ของความสัมพันธ์มุมจุดชนวนกับขนาดแรงดันกระแสสลับฝั่งเรกติฟายเออร์ และ แรงดันกระแสตรงฝั่งอินเวอร์เตอร์กับแรงดันกระแสสลับฝั่งอินเวอร์เตอร์ดังสมการที่ (3.54) และ (3.55) ตามลำดับ

$$\frac{\partial \alpha}{\partial E_{acr}} = \frac{\pi V_{dr}/3 + X_{cr} I_{ord}}{\sqrt{2} a_r E_{acr}^2 \sin\alpha_{calc}} \qquad ; r \in PQ \qquad (3.54)$$

$$\frac{\partial V_{di}}{\partial E_{aci}} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i \cos\gamma_{\min} \qquad ; i \in PQ \qquad (3.55)$$

เมื่อผลต่างของมุมจุดชนวนฝั่งเรกติฟายเออร์และขนาดแรงดันฝั่งอินเวอร์เตอร์เป็นไปตามสมการที่ (3.56) และ (3.57) ตามลำดับ

$$\Delta\alpha^{(k)} = \alpha_{desired} - \alpha_{calc}^{(k)} \qquad (3.56)$$

$$\Delta V_{di}^{(k)} = V_{di,desied} - V_{di,calc}^{(k)} \qquad (3.57)$$

ดังนั้นค่าแท็บที่ฝั่งเรกติฟายเออร์และอินเวอร์เตอร์ที่ประมาณขึ้นใหม่จากวิธีนิวตันราฟสันสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (3.58) และ (3.59)

$$a_r^{(k+1)} = a_r^{(k)} + \Delta a_r^{(k)} \qquad (3.58)$$

$$a_i^{(k+1)} = a_i^{(k)} + \Delta a_i^{(k)} \qquad (3.59)$$

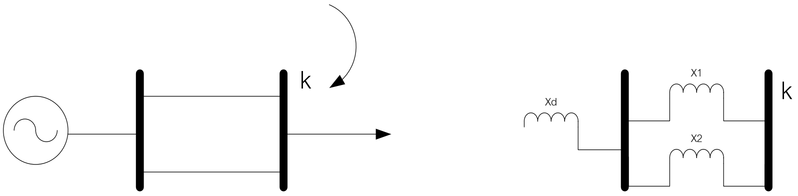
คำนวณต่อไปเรื่อยๆ จนกระทั่งค่าความคลานเคลื่อนของกำลัง (Power mismatch) น้อยกว่าค่าความถูกต้องที่ยอมรับได้ $\left(\Delta P_i^{(k)} \leq \varepsilon, \Delta Q_i^{(k)} \leq \varepsilon, \Delta\alpha^{(k)} \leq \varepsilon, \Delta V_{di}^{(k)} \leq \varepsilon\right)$

3.3 ผลของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงต่อค่ากระแสลัดวงจร

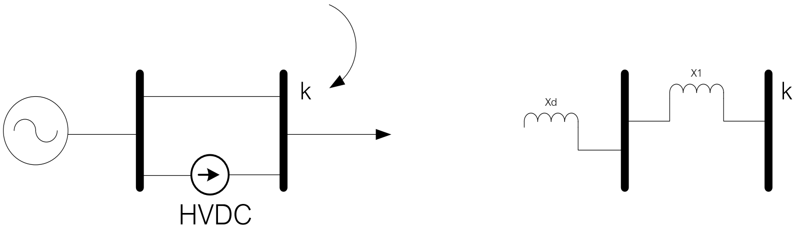
หลักการทำงานของสายส่ง HVDC ที่สภาวะปกติคอนเวอร์เตอร์ทั้งสองฝั่งจะพยายามรักษากำลังที่ไหลผ่านสายส่งกระแสตรงให้คงที่เสมอ โดยการปรับมุมจุดชนวน มุมหยุดนำกระแส และ แท็บของคอนเวอร์เตอร์ ดังนั้นที่สภาวะอยู่ตัวแบบจำลองของสายส่ง HVDC สามารถมองในอีกมุมหนึ่งได้เป็นแหล่งจ่ายกระแสอุดมคติดังรูปที่ 3.11 [23, 24]

รูปที่ 3.11 แบบจำลองสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

ดังนั้นเมื่อติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับวงจรใดๆ ค่าอิมพิแดนซ์ของสายส่ง HVDC ซึ่งมองเป็นแหล่งจ่ายกระแสอุดมคติจะมีวงจรสมมูลเหมือนการเปิดวงจรดังตัวอย่างในรูปที่ 3.12 เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้นที่บัส k ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลของระบบที่ไม่ได้ติดตั้งสายส่ง HVDC สามารถหาได้จากวงจรสมมูลดังรูปที่ 3.12 ก ในขณะที่ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลของระบบที่ติดตั้งสายส่ง HVDC สามารถหาได้จากวงจรสมมูลดังรูปที่ 3.12 ข



ก) ระบบก่อนติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง และ อิมพีแดนซ์สมมูลของระบบ



ข) ระบบหลังติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง และ อิมพีแดนซ์สมมูลของระบบ

รูปที่ 3.12 การคำนวณค่าอิมพิแดนซ์ในระบบที่ติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

สังเกตได้ว่าการติดตั้งสายส่ง HVDC แทนวงจรสายส่งกระแสสลับเปรียบเสมือนการปลดวงจรสายส่ง ซึ่งเป็นการลดการเชื่อมต่อของโครงข่ายในระบบดังนั้นค่าอิมพิแดนซ์สมมูลโดยรวมจึงมีค่าเพิ่มขึ้นทำให้ค่ากระแสลัดวงจรมีค่าลดลง

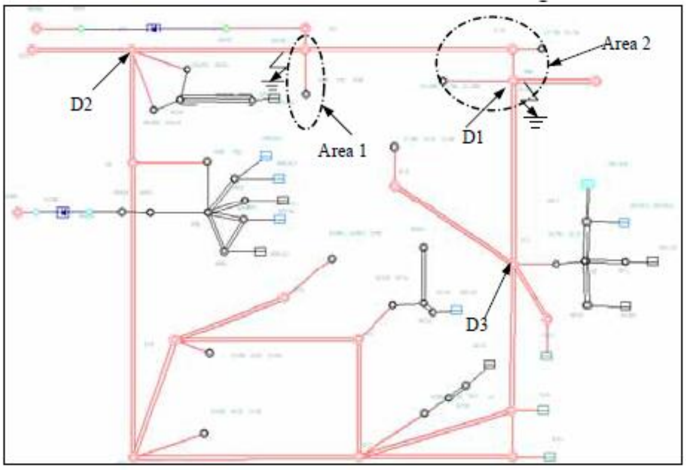
3.4 ตัวอย่างการประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

ปัจจุบันสายส่ง HVDC เข้ามามีบทบาทในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นอย่างมาก เนื่องจากความสามารถในการเพิ่มสมรรถนะของระบบไฟฟ้ากำลังในหลายๆ ด้าน ในหัวข้อนี้ได้เสนอตัวอย่างการประยุกต์ใช้งานเพื่อแก้ปัญหาต่างๆ ของสายส่ง HVDC ทั้งการติดตั้งจริงและการศึกษาในอนาคตของประเทศต่างๆ โดยสังเขป

3.4.1 การประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงในประเทศจีน

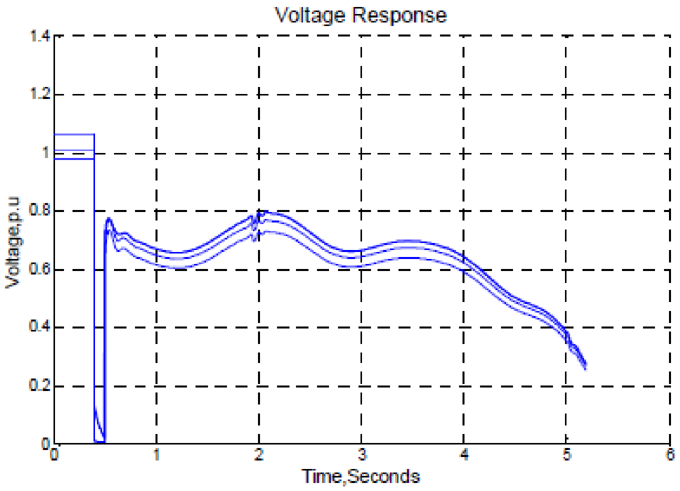
ความเจริญทางเศรษฐกิจและสังคมในประเทศจีนเป็นไปอย่างรวดเร็ว ซึ่งส่งผลต่อความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ด้วยเหตุนี้ปัญหากระแสลัดวงจรสูง และปัญหาเสถียรภาพเชิงแรงดันในระบบไฟฟ้าบริเวณมหานครจึงเกิดขึ้น ในหัวข้อย่อยนี้จะนำเสนอบทความที่ประยุกต์ใช้สายส่ง HVDC เพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรและเพิ่มความมีเสถียรภาพเชิงแรงดันในเขตเมืองเซี่ยงไฮ้ [24]

ระบบส่งไฟฟ้าเมืองเซี่ยงไฮ้ดังแสดงในรูปที่ 3.13 ประกอบด้วย 2 ระดับแรงดัน คือ 500 kV (เส้นสีชมพู) และ 220 kV (เส้นสีดำ) โดยกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสของหลายๆ บัสในระดับ 220 kV มีค่าเกิน 50 kA และ กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสของหลายๆ บัสในระดับ 500 kV มีค่าเกิน 55 kAซึ่งเป็นพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองระดับแรงดันตามลำดับ



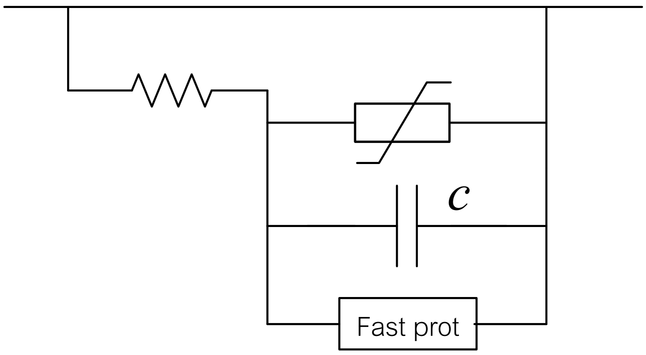
รูปที่ 3.13 ระบบส่งไฟฟ้าเมืองเซี่ยงไฮ้ [24]

นอกจากนี้เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้น ระบบไม่สามารถฟื้นฟูแรงดันให้กลับมาอยู่ในค่าที่ยอมรับได้ดังแสดงในรูปที่ 3.14

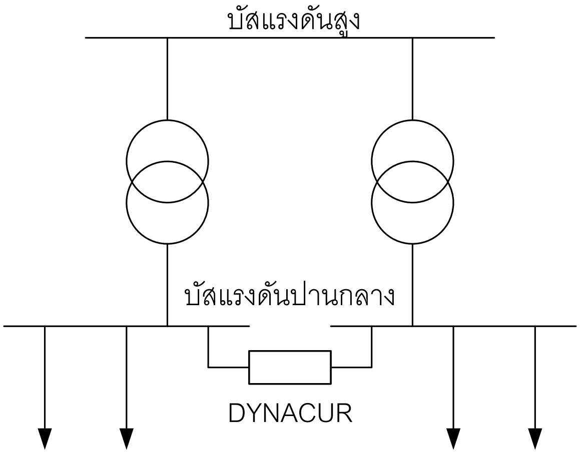


รูปที่ 3.14 การฟื้นฟูของแรงดันในบางบัส [24]

การแก้ปัญหาที่บทความนี้ได้นำเสนอคือการประยุกต์ใช้สายส่ง HVDC Light ผสานกับการใช้อุปกรณ์ DYNACUR



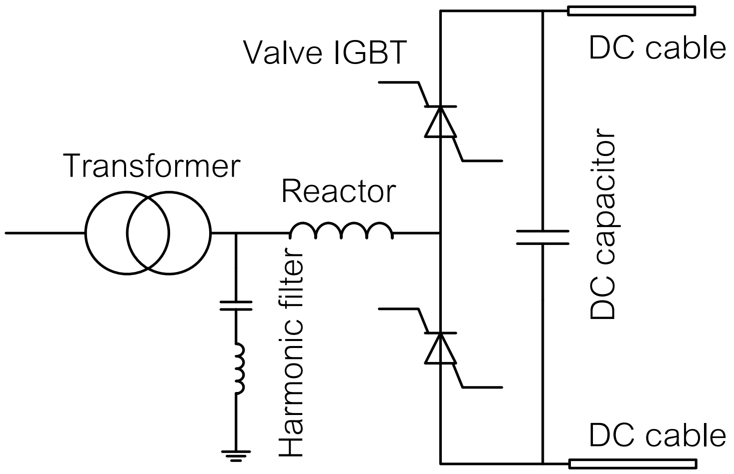
รูปที่ 3.15 โครงสร้างของ DYNACUR [24]



รูปที่ 3.16 ตำแหน่งการติดตั้ง DYNACUR [24]

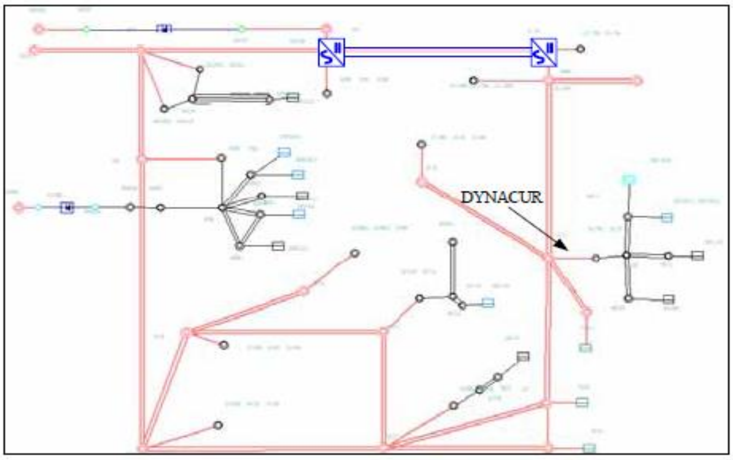
DYNACUR เป็นอุปกรณ์ที่มีหลักการทำงานเหมือนกับอุปกรณ์ประเภท SSFCL ดังที่กล่าวไว้ในบทที่ 2 ซึ่งมีโครงสร้างและการติดตั้งเป็นดังรูปที่ 3.15 และ รูปที่ 3.16 ตามลำดับ

HVDC Light เป็น เทคโนโลยีที่ใช้ Voltage Source Converters (VSCs) เป็นอุปกรณ์หลักในการทำงาน โดยโครงสร้างของ HVDC Light จะเป็นดังแสดงในรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.17 โครงสร้างสายส่ง HVDC Light [24]

การติดตั้งสายส่ง HVDC Light และ DYNACUR แสดงดังรูปที่ 3.18 ซึ่งมีหลักการในการติดตั้งคือต้องเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของระบบเพื่อลดการเชื่อมต่อแบบลูป (Break loop)

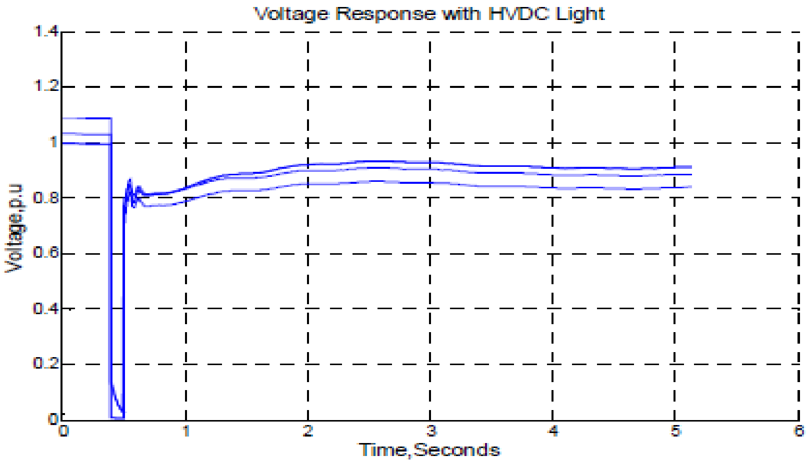


รูปที่ 3.18 ตำแหน่งที่ติดตั้ง DYNACUR และHVDC Light [24]

จากวิธีดังกล่าวส่งผลให้ค่ากระแสลัดวงจรต่ำกว่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังแสดงในตารางที่ 3.1 และทำให้ระบบสามารถฟื้นฟูระดับแรงดันได้ตามเกณฑ์ที่ยอมรับได้ดังรูปที่ 3.19

ตารางที่ 3.1 กระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ก่อนและหลังติดตั้ง HVDC Light และ DYNACUR [24]

ชื่อบัส	ระดับแรงดัน (kV)	กรณีฐาน	กรณีปรับปรุงระบบ
S12	500	54.0937	47.851
S52	500	56.1414	48.543
S711	500	53.2473	47.895
S73	500	52.8999	47.635



รูปที่ 3.19 ผลตอบสนองของแรงดันหลังจากติดตั้ง HVDC Light [24]

บทความนี้ได้นำเสนอวิธีการในการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงและปัญหาเสถียรภาพทางแรงดันหลังเกิดกระแสลัดวงจรในมหานครเซี่ยงไฮ้ โดยการประยุกต์ใช้ DYNACUR และสายส่ง HVDC Light ซึ่งสามารถแก้ไขปัญหาได้

3.4.2 การประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงในทวีปยุโรป

ทวีปยุโรปเป็นทวีปที่มีการกระจายตัวของเมืองใหญ่ๆ อยู่เป็นอันมาก อีกทั้งยังเป็นมีความเจริญก้าวหน้าทางด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง การใช้สายส่ง HVDC เพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบไฟฟ้ากำลังมีมาอย่างช้านานแล้ว ในหัวข้อย่อยนี้จะเสนอการประยุกใช้งานจริงของสายส่ง HVDC ในทวีปยุโรปโดยสังเขป

1) สายส่ง HVDC ที่เกาะGodland [17 - 19] เกาะ Godland บริเวณชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกของประเทศสวีเดนเริ่มมีการใช้สายส่ง HVDC เป็นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1954 สามารถส่งกำลัง 20 MW ระดับแรงดัน 100 kV ผ่านเคเบิลใต้น้ำยาว 98 km ระหว่างสถานีไฟฟ้า Vastervik ประเทศสวีเดน และ สถานีไฟฟ้า Ygne บนเกาะ Gotland โดยใช้เทคโนโลยีวาล์วแบบเมอร์คิวรีอาร์ก (Mercury-arc valves) นี่ถือได้ว่าเป็นการประยุกต์ใช้สายส่ง HVDC ในเชิงพาณิชย์เป็นครั้ง

แรกของโลกและเรียกสายส่งนี่ว่า Godland1ต่อมาในปี ค.ศ. 1970 ได้ปรับปรุงสายส่ง Godland1 ให้สามารถส่งกำลังได้มากขึ้นเป็น 30 MW ที่ระดับแรงดัน 150 kV และได้มีการนำเทคโนโลยีไทริสเตอร์ (Thyristor) มาใช้กับสายส่ง HVDC เป็นครั้งแรกอีกด้วยอย่างไรก็ตามด้วยความต้องการทางไฟฟ้าที่มากขึ้นจึงมีการสร้างสายส่ง Godland 2 และ Godland 3 ในปี ค.ศ. 1983 และ 1987 ตามลำดับ ซึ่งสามารถส่งกำลังรวมกันได้มากถึง 260 MW ด้วยเหตุนี้เองสายส่ง Godland 1 จึงเกินความจำเป็นและถูกปิดการทำงานในที่สุด

2) สายส่ง HVDC ข้ามช่องแคบอังกฤษ [18] ประเทศอังกฤษและประเทศฝรั่งเศสได้ติดตั้งสายส่ง HVDC ข้ามช่องแคบอังกฤษผ่านเคเบิลใต้น้ำ เพื่อเชื่อมระบบไฟฟ้าทั้งสองประเทศ ติดตั้งเมื่อปี ค.ศ. 1961 ระหว่างสถานีไฟฟ้า Lydd ทางตอนใต้ของประเทศอังกฤษ และ สถานีไฟฟ้า Echinghen ทางภาคตะวันตกเฉียงเหนือของประเทศฝรั่งเศสรวมระยะทาง 64 km การติดตั้งครั้งนี้ใช้โครงสร้างแบบสองขั้วเพื่อให้ส่งผลกระทบต่อเข็มทิศของเรือพาณิชย์ที่ผ่านช่องแคบให้น้อยที่สุด ซึ่งสามารถส่งกำลังได้ 160 MW ที่แรงดัน 100 kV ใช้เทคโนโลยีวาล์วแบบเมอร์คิวรีอาร์ก อย่างไรก็ตามเมื่อความเจริญและความต้องการทางไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น สายส่ง HVDC วงจรเก่าจึงถูกรื้อถอนและติดตั้งสายส่ง HVDC วงจรใหม่ที่สามารถส่งกำลังได้ 2,000 MW เมื่อปี ค.ศ. 1985/1986 ประกอบด้วยสายเคเบิลใต้น้ำและสายส่งส่งภาคพื้นดิน 8 วงจร รวมระยะทางทั้งสิ้น 73 km

3) ระบบส่งกำลังไฟฟ้าเชื่อมระหว่างภาคตะวันออกและภาคตะวันตกของยุโรป ในปี ค.ศ. 1992 บริษัทไฟฟ้าจากประเทศ รัสเซีย เบลารุซ โปแลนด์ และ เยอรมันนี ได้วางแผนเพื่อดำเนินการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศในฝั่งยุโรปตะวันออกและฝั่งยุโรปตะวันตก เพื่อให้สามารถเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึงทั้งยุโรป โดยมีวัตถุประสงค์การติดตั้งดังนี้ เพื่อให้สามารถส่งกำลังไฟฟ้าในปริมาณมาก เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละระบบทำงานได้อย่างเหมาะสมและเพื่อเป็นการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าภายในยุปโรป ทั้งนี้การวางแผนดังกล่าวได้มีการศึกวิธีการต่างๆ ดังนี้

(1) การติดตั้งสายส่ง HVDC ใช้เชื่อมต่อกับ 5 สถานีไฟฟ้า เพื่อเชื่อมระบบส่งทั้ง 4 ประเทศไว้ด้วยกัน

(2) ใช้ระบบส่งกระแสสลับ 750 kV เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าที่ติดตั้งสายส่ง HVDC แบบหลังชนหลัง เพื่อเชื่อมระบบส่งทั้ง 4 ประเทศไว้ด้วยกัน

(3) ใช้ระบบส่งกระแสสลับ ผสานกับ การใช้สายส่ง HVDC แบบหลังชนหลัง ระหว่างประเทศ โปแลนด์ และ เบลารุซ เท่านั้น

จากการพิจารณาวิธีดังกล่าวทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่า ติดสายส่ง HVDC ดังวิธีที่ (1) เป็นวิธีที่ดีที่สุด โดยใช้สายส่ง HVDC ที่มีกำลังการส่ง 4,000 MW ระดับแรงดัน 500kV โครงสร้างแบบสองขั้ว และเริ่มติดตั้งเมื่อปี ค.ศ. 2000

3.4.3 การประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูงในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้มีการประยุกต์ใช้สายส่ง HVDC อยู่ 2 แห่ง ได้แก่ สายส่ง HVDC เชื่อมระบบประเทศไทยและประเทศมาเลเซีย และ สายส่ง HVDC ที่เชื่อมระหว่างเกาะ Leyte และเกาะ Luzon ที่ประเทศฟิลิปินส์ [18, 25, 26]

1) สายส่ง HVDC ระหว่างประเทศไทยและมาเลเซีย ในปี ค.ศ. 2002 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และ บริษัทไฟฟ้า Tenaga Nasional Berhad (TNB) ของประเทศมาเลเซียได้ร่วมมือกันเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของทั้งสองประเทศเข้าด้วยกันผ่านสายส่ง HVDC ขนาด 300 MW ระดับแรงดัน 300 kV โดยเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าคลองแงะระดับแรงดัน 230 kV ในประเทศไทย และ สถานีไฟฟ้า Gurun ระดับแรงดัน 275 kV ในประเทศมาเลเซียดังรูปที่ 3.20 รวมระยะทางทั้งสิ้น 110 km โครงสร้างของสายส่ง HVDC แบบขั้วเดียว แต่มีแผนที่จะพัฒนาเป็นโครงสร้างแบบสองขั้วในอนาคต

รูปที่ 3.20 ตำแหน่งติดตั้งสายส่ง HVDC เชื่อมระหว่างประเทศไทย-มาเลเซีย [25]

ผลการศึกษาการลัดวงจรในระบบกระแสสลับของประเทศไทยพบว่าสายส่ง HVDC ที่สถานีไฟฟ้าคลองแงะ ช่วยให้ระบบกระแสสลับฟื้นฟูระดับแรงดันหลังเกิดสภาวะลัดวงจรได้ถึงร้อยละ 90 ของแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรซึ่งเป็นประโยชน์ต่อระบบทั้งในประเทศไทยและมาเลเซีย

2) สายส่ง HVDC ในประเทศฟิลิปินส์

ประเทศฟิลิปินส์มีพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศเป็นเกาะ ดังนั้นการส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ระบบไฟฟ้ากระแสสลับอาจทำให้ระบบไม่มีประสิทธิภาพ อีกทั้งเกาะสำคัญของฟิลิปินส์อย่างเกาะ

Luzon ซึ่งมีเมืองขนาดใหญ่และสำคัญอย่างเมืองมะนิลาตั้งอยู่ จำเป็นต้องได้รับพลังงานไฟฟ้าปริมาณมาก และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพขนาดใหญ่ตั้งอยู่ที่เกาะ Leyte ทางตอนเหนือของเกาะ Luzon ดังนั้นจึงมีการติดตั้งสายส่ง HVDC จากสถานีไฟฟ้า Ormoc บนเกาะ Leyte ไปยังสถานีไฟฟ้า Naga บนเกาะ Luzon โดยใช้ทั้งเคเบิลใต้น้ำยาว 21 km และสายส่งภาคพื้นดินยาว 430 km ใช้โครงสร้างแบบขั้วเดียวระดับแรงดัน 350 kV สามารถส่งกำลังได้ 1,000 MW

บทที่ 4

การประเมินความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้า

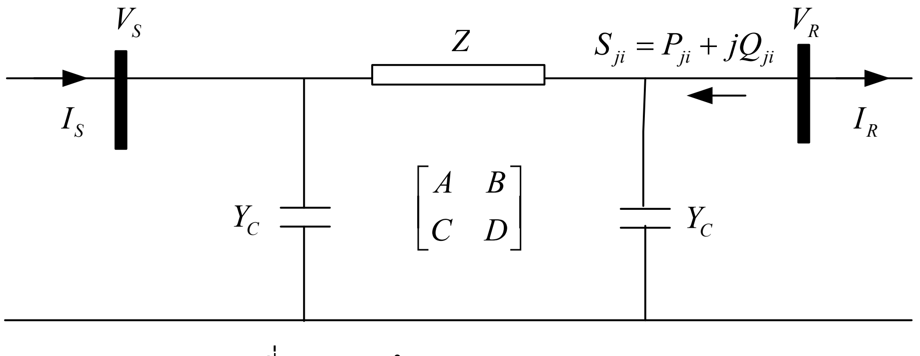
ระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องได้รับการประเมินความมั่นคงเพื่อการปรับปรุงและพัฒนาระบบในอนาคต ซึ่งการประเมินนี้มีหลายปัจจัยในการประเมิน เช่น ความมีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า ในวิทยานิพนธ์นี้ได้ใช้การประเมินความมั่นคงใน 2 ประเภท ได้แก่ ความมีเสถียรภาพเชิงแรงดันของระบบไฟฟ้าโดยใช้ดัชนีเสถียรภาพแรงดันPQ (PQ Voltage Stability Index: PQVSI) และความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าแบบเหตุการณ์สายส่งหลุดหนึ่งวงจร (N-1 contingency) เพื่อใช้วิเคราะห์ระบบทดสอบและหาคำตอบในการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงต่อไป

เนื้อหาในบทนี้ประกอบด้วยการวิเคราะห์ค่า PQVSI และ ผลกระทบของเหตุการณ์สายส่งหลุดหนึ่งวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง

4.1 **ดัชนีเสถียรภาพแรงดันแบบ** PQ

ดัชนี PQVSI ถูกพัฒนาโดยกลุ่มนักวิจัยสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลังของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยเพื่อใช้ชี้วัดระบบทดสอบ ณ เงื่อนไขจุดทำงานหนึ่งๆ ว่ามีเสถียรภาพเชิงแรงดันที่จุดทำงานนั้นๆ มากน้อยเพียงใด ซึ่งพัฒนามาจากแนวคิดที่ว่าระบบไฟฟ้าที่มีความแข็งแรงทางด้านเสถียรภาพเชิงแรงดัน ต้องมีจุดทำงานที่สภาวะโหลดหนึ่งๆ ห่างจากจุดพังทลายของแรงดัน (Nose point) ที่สภาวะโหลดนั้นๆ [27]

พิจารณาแบบจำลองสายส่งแบบ π ที่มีค่าตัวแปรนิยามตามสายส่งวงจร 2 ท่า (Two-port Network) ดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 แบบจำลองสายส่งแบบ π [27]

โดยที่

V_S, V_R คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัสส่งกำลังและบัสรับกำลังตามลำดับ

I_S, I_R คือ กระแสที่บัสส่งกำลังและบัสรับกำลังตามลำดับซึ่งมีทิศทางการไหลดังรูปที่ 4.1

S_{ji} คือ กำลังปรากฏที่ไหลจากบัสรับไปยังบัสส่ง

Z คือ อิมพิแดนซ์ของสายส่ง

Y_C คือ แอดมิตแตนซ์ขนานของสายส่ง

โดยที่ $A = 1 + ZY_C$ และ $B = Z$ โดยความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆโดยอาศัยความสัมพันธ์ของวงจร 2 ท่าแบบตัวแปร $ABCD$ เป็นไปดังสมการที่ (4.1)

$$V_S = AV_R + BI_R \tag{4.1}$$

ค่ากระแสที่บัสรับกำลังไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4.2)

$$I_R = \left(\frac{-S_{ji}}{V_R} \right)^* \tag{4.2}$$

แทนค่ากระแสที่บัสรับกำลังไฟฟ้าจากสมการที่ (4.2) ลงในสมการที่ (4.1) สามารถจัดรูปได้ดังสมการที่ (4.3) - (4.6)

$$V_S V_R^* - A|V_R|^2 = -B\left(P_{ji} - jQ_{ji}\right) \tag{4.3}$$

$$B^* V_S V_R^* = AB^* |V_R|^2 - |B|^2 \left(P_{ji} - jQ_{ji}\right) \tag{4.4}$$

$$B^* V_S V_R^* = \left(|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji}\right) + j\left(|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji}\right) \tag{4.5}$$

$$|B|^2 |V_S|^2 |V_R|^2 = \left(|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji}\right)^2 + \left(|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji}\right)^2 \tag{4.6}$$

จัดรูปสมการที่ (4.6) ให้อยู่ในรูปแบบสมการกำลังสอง (Quadratic equation) ได้ดังสมการที่ (4.7) ซึ่งมีคำตอบแสดงได้ดังสมการที่ (4.8)

$$a\left(|V_R|^2\right)^2 + b|V_R|^2 + c = 0 \tag{4.7}$$

$$|V_R|^2 = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \tag{4.8}$$

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 $|B|^4 P_{ji}^2 + |B|^4 Q_{ji}^2$

จะเห็นว่าคำตอบของขนาดแรงดันไฟฟ้าที่เป็นจำนวนจริงจะมีอยู่ 2 คำตอบ แต่ที่จุดพังทลายทางแรงดันนั้น คำตอบของแรงดันทั้งสองจะเป็นจุดเดียวกัน ตามเงื่อนไขดังสมการที่ (4.9)

$$b^2 - 4ac = 0 \tag{4.9}$$

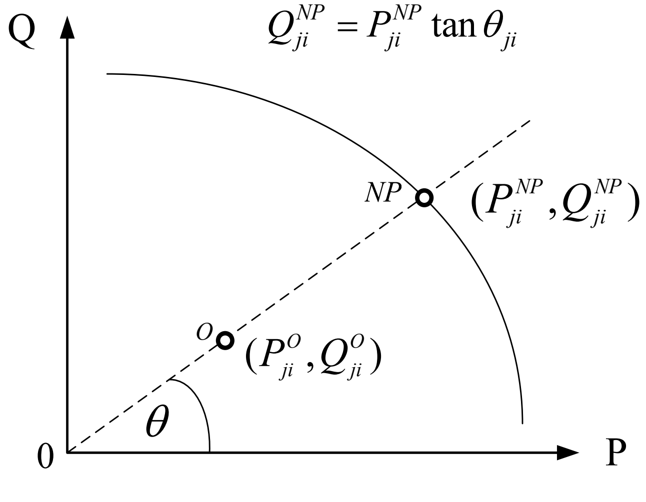
แทนค่า a , b และ c ลงในสมการที่ (4.9) จะได้สมการที่ (4.10)

$$\begin{aligned} &|B|^4\left(2\,\mathrm{Im}\{AB^*\}Q_{ji}^{NP} - 2\,\mathrm{Re}\{AB^*\}P_{ji}^{NP} - |V_S|^2\right)^2 \\ &= 4\left(\mathrm{Re}\{AB^*\}^2 + \mathrm{Im}\{AB^*\}^2\right)|B|^4\left(P_{ji}^{NP^2} + Q_{ji}^{NP^2}\right) \end{aligned} \tag{4.10}$$

จัดรูปสมการที่ (4.10) จะได้

$$\left(2\,\mathrm{Im}\{AB^*\}Q_{ji}^{NP} - 2\,\mathrm{Re}\{AB^*\}P_{ji}^{NP} - |V_s|^2\right)^2 = 4|A|^2|B|^2\left(P_{ji}^{NP^2} + Q_{ji}^{NP^2}\right) \tag{4.11}$$

สมการที่ (4.11) หมายความว่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ไหลผ่านสายส่งตามสมการนี้ จะทำให้เกิดสภาวะพังทลายของแรงดัน ความสัมพันธ์ดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้า ณ สภาวะพังทลายของแรงดัน

การคำนวณค่าดัชนีนี้จะถือว่าการเพิ่มของโหลดเป็นการเพิ่มแบบตัวประกอบกำลังคงที่ตามแนวเส้นประที่แสดงในรูปที่ 4.2 ดังนั้นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่จุดพังทลายของแรงดันตามเงื่อนไขดังกล่าว สามารถเขียนเป็นสมการที่ (4.12)

$$Q_{ji}^{NP} = P_{ji}^{NP}\tan\theta_{ji} \tag{4.12}$$

แทนค่ากำลังรีแอคทีฟจากสมการที่ (4.12) ลงในสมการที่ (4.11) แล้วจัดรูปจะได้สมการที่ (4.13) และ (4.14)

$$\left(2\,\mathrm{Im}\left\{AB^*\right\}P_{ji}^{NP}\tan\theta_{ji}-2\,\mathrm{Re}\left\{AB^*\right\}P_{ji}^{NP}-\left|V_S\right|^2\right)^2=4\left|A\right|^2\left|B\right|^2P_{ji}^{NP2}\sec^2\theta_{ji} \quad (4.13)$$

$$P_{ji}^{NP}=\frac{\left|V_S\right|^2}{2\,\mathrm{Im}\left\{AB^*\right\}\tan\theta_{ji}-2\,\mathrm{Re}\left\{AB^*\right\}\pm2\left|A\right|\left|B\right|\sec\theta_{ji}} \quad (4.14)$$

สมการที่ (4.14) อธิบายความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดันกับพารามิเตอร์ของสายส่งและแรงดันที่จุดทำงานปัจจุบัน และเนื่องจากกำหนดให้สายส่งที่พิจารณามีบัสที่รับกำลังไฟฟ้าจริงนั่นคือ $P_{ji}<0$ ซึ่งตามทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าดังกล่าว จะทำให้ค่า $\sec\theta_{ji}<0$ เสมอดังนั้นสามารถคำนวณ P_{ji}^{NP} ได้ดังสมการที่ (4.15)

$$P_{ji}^{NP}=\frac{\left|V_s\right|^2}{2[\mathrm{Im}\{AB^*\}\tan\theta_{ji}-\mathrm{Re}\{AB^*\}+\left|A\right|\left|B\right|\sec\theta_{ji}]} \quad (4.15)$$

จากแนวคิดที่ว่าระบบไฟฟ้ากำลังที่แข็งแรงต้องมีจุดทำงานในสภาวะปัจจุบันห่างจากจุดที่เกิดการพังทลายของแรงดัน (Voltage Collapse) มาก ดังนั้นดัชนี PQVSI นิยามจากอัตราส่วนระหว่างขนาดของกำลังไฟฟ้าปรากฏที่จุดทำงานปัจจุบันกับขนาดของกำลังไฟฟ้าปรากฏที่จุดพังทลายทางแรงดัน นั่นคือ

$$PQVSI=\sqrt{\frac{P_{ji}^{o2}+Q_{ji}^{o2}}{P_{ji}^{NP2}+Q_{ji}^{NP2}}} \quad (4.16)$$

$$PQVSI=\frac{P_{ji}^{o}}{P_{ji}^{NP}}\sqrt{\frac{\left(1+\tan^2\theta_{ji}\right)}{\left(1+\tan^2\theta_{ji}\right)}} \quad (4.17)$$

จัดรูปสมการที่ (4.17) ให้อยู่ในรูปอย่างง่ายดังนี้

$$PQVSI=\frac{P_{ji}^{o}}{P_{ji}^{NP}} \quad (4.18)$$

โดยที่

P_{ji}^{o} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสด้านรับกำลัง

P_{ji}^{NP} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสด้านรับกำลัง ณ จุดพังทลายเชิงแรงดัน

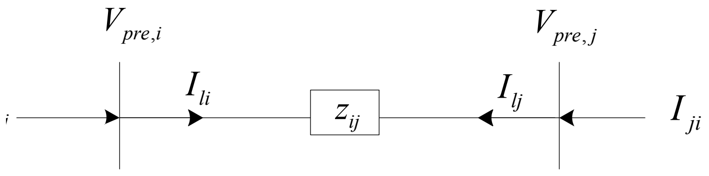
จากสมการที่ (4.18) จะเห็นว่าหากสายส่งใดมีค่าดัชนี PQVSI เข้าใกล้ 1 หมายความว่าสายส่งเส้นนั้นอาจเป็นสาเหตุหลักทำให้เกิดปัญหาการพังทลายเชิงแรงดันในระบบไฟฟ้าได้

การประเมินเสถียรภาพแรงดันโดยใช้ PQVSI ต้องทำการคำนวณค่า PQVSI ของทุกสายส่งและหม้อแปลงจากนั้นให้กำหนดค่า PQVSI ที่มีค่ามากที่สุดเป็นค่า PQVSI ของระบบ

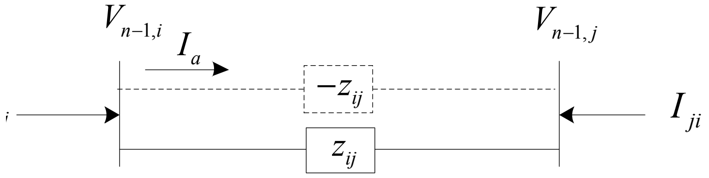
4.2 การประเมินผลกระทบเมื่อมีสายส่งหลุด 1 วงจร (N-1)

เหตุการณ์สายส่งหลุดเป็นเหตุการณ์ผิดพร่องประเภทอนุกรมในระบบไฟฟ้ากำลัง เมื่อเหตุการณ์แบบนี้เกิดขึ้นจะส่งกระทบต่อจุดทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังในเรื่องของแรงดันที่บัสและกำลังที่ไหลผ่านสายส่ง การจำลองเหตุการณ์สายส่งจึงสามารถชี้ให้เห็นว่าระบบไฟฟ้ากำลังนั้นๆ มีความมั่นคงมากน้อยเพียงใด เหตุการณ์สายส่งหลุดอาจเกิดขึ้น 1 วงจร (N-1 contingency) หรือ 2 วงจรพร้อมกัน (N-2 contingency) หรือมากกว่านั้นพร้อมกันก็ได้ แต่ความน่าจะเป็นในการเกิดก็จะน้อยลงตามจำนวนวงจรสายส่งที่หลุด ดังนั้นในหัวข้อนี้จะอธิบายวิธีการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจรเท่านั้น

การประเมินผลกระทบสามารถทำได้โดยประเมินค่าแรงดันที่บัสต่างๆ และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละวงจร เมื่อมีเหตุการณ์สายส่งหลุดเกิดขึ้นซึ่งการคำนวณเหล่านี้อาศัยหลักการกระแสชดเชย สมมุติว่าสายส่งจากบัส i ไปยังบัส j เกิดหลุดออกจากระบบไฟฟ้าซึ่งเสมือนกับการเพิ่มสายส่งที่มีค่าอิมพิแดนซ์ติดลบขนาดเท่ากับสายส่งที่หลุดออกจากระบบเข้าไประหว่างบัสคู่นั้นๆ ดังรูปที่ 4.3 [27]



(ก) สายส่งก่อนเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด



(ข) สายส่งเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด

รูปที่ 4.3 เหตุการณ์สายส่งหลุด

จากรูปที่ 4.3 ข ใช้หลักการคำนวณแรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปด้วยสมการบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์จะสามารถคำรวณหากระแสที่เปลี่ยนแปลงที่บัส I และบัส j เนื่องจากการปลดสายส่งในระบบซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4.19) [27]

$$I_a = \frac{V_{pre,i} - V_{pre,j}}{\left(Z_{ii} + Z_{jj} - 2Z_{ij}\right) - z_{ij}} \tag{4.19}$$

โดยที่

I_a คือ กระแสที่ลบกวนระบบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

Z_{ii}, Z_{jj}, Z_{ij} คือ ค่าอิมพิแดนซ์ในบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ตำแหน่งที่ ii jj และ ij ตามลำดับ

z_{ji} คือ ค่าอิมพิแดนซ์ของสายส่งที่หลุดออกจากระบบ

ดังนั้นค่ากระแสที่เปลี่ยนแปลงไปในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถเขียนให้อยู่ในรูปสมการเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (4.20)

$$\Delta I_{n-1} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_a \\ \vdots \\ I_a \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.20}$$

จากสมการ (4.20) สามารถคำนวณค่าแรงดันที่เปลี่ยนแปลงในระบบไฟฟ้ากำลังได้โดยอาศัยค่าบัสอิมพิแดนซ์เมตริกซ์ดังสมการต่อไปนี้

$$\Delta V_{n-1} = Z_{bus} \Delta I_{n-1} \tag{4.21}$$

ดังนั้นค่าแรงดันที่บัสภายในระบบเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร คือ

$$V_{n-1} = V_{pre} + \Delta V_{n-1} \tag{4.22}$$

โดยที่

V_{n-1} คือ เมตริกซ์แรงดันที่บัสเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

V_{pre} คือ เมตริกซ์แรงดันที่บัสก่อนเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

ΔV_{n-1} คือ เมตริกซ์ผลต่างของแรงดันที่บัสจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

จากนั้นสามารถคำนวณค่ากระแสที่ไหลในสายส่งเส้นใดๆ จากเหตุการณ์สายส่งหลุดได้ดังสมการ (4.23)

$$I_{n-1,pq} = -I_{n-1,pq} = y_{pq}\left(V_{n-1,p} - V_{n-1,q}\right) \tag{4.23}$$

เมื่อ p และ q เป็นคู่บัสใดๆ ของวงจรสายส่งที่ไม่ได้หลุดออกจากระบบไฟฟ้า ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งใดๆ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4.24) และ (4.25)

$$S_{n-1,pq} = V_{n-1,p} I^*_{n-1,pq} \tag{4.24}$$

$$S_{n-1,qp} = V_{n-1,q} I^*_{n-1,qp} \tag{4.25}$$

โดยที่

$S_{n-1,pq}, S_{n-1,qp}$ คือ กำลังในสายส่งที่ไหลจากบัส p ไปบัส q และ ไหลจากบัส q ไปบัส p จากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

$V_{n-1,p}, V_{n-1,q}$ คือ แรงดันที่บัส p และ q จากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

$I_{n-1,pq}, I_{n-1,qp}$ คือ กระแสในสายส่งที่ไหลจากบัส p ไปบัส q และ ไหลจากบัส q ไปบัส p จากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

จากนั้นตรวจดูผลของแรงดันและค่ากำลังที่ไหลในสายส่งเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุดว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้หรือไม่ ทำการคำนวณเหตุการณ์สายส่งหลุดจนครบทุกเหตุการณ์ที่สามารถเกิดได้

บทที่ 5

ปัญหาค่าเหมาะสมที่สุดในการติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

เนื้อหาในบทนี้กล่าวถึง กระบวนการและวิธีการพิจารณาตำแหน่งเพื่อติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงที่เหมาะสมที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบด้วย การนิยามตัวแปรที่ใช้สื่อความหมายในสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์และสมการเงื่อนไขจำกัด รูปแบบของปัญหาที่ใช้พิจารณาเพื่อติดตั้งสายส่ง HVDC เงื่อนไขบังคับในการติดตั้งสายส่ง HVDC การค้นหาคำตอบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

5.1 นิยามตัวแปร

เพื่อให้เข้าใจสมการต่างๆ ในบทนี้ได้ชัดเจน หัวข้อนี้ได้เสนอการนิยามตัวแปรต่างๆ ดังนี้

S_{HVDC} คือ ขนาดของสายส่ง HVDC

P_{dc}^{rated} คือ พิกัดกำลังของสายส่ง HVDC

sb คือ บัสที่ถูกแบ่งแยกบัส

rb คือ บัสที่ติดตั้งเรกติฟายเออร์

ib คือ บัสที่ติดตั้งอินเวอร์เตอร์

nl คือ จำนวนวงจรสายส่งกระแสสลับที่ถูกแทนที่ด้วยสายส่ง HVDC

$P_{G,i}$ คือ กำลังจริงที่ไหลเข้าบัสใดๆ

$P_{D,i}$ คือ กำลังจริงที่ไหลออกบัสใดๆ

$Q_{G,i}$ คือ กำลังรีแอคทีฟที่ไหลเข้าบัสใดๆ

$Q_{D,i}$ คือ กำลังรีแอคทีฟที่ไหลออกบัสใดๆ

$P_{gen,i}^{\min}$ คือ กำลังจริงต่ำสุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดๆ สามารถผลิตได้

$P_{gen,i}^{\max}$ คือ กำลังจริงสูงสุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดๆ สามารถผลิตได้

$P_{gen,i}$ คือ กำลังจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดๆ สามารถผลิตได้

$Q_{gen,i}^{\min}$ คือ กำลังรีแอคทีฟต่ำสุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดๆ สามารถผลิตได้

$Q_{gen,i}^{\max}$ คือ กำลังรีแอคทีฟสูงสุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดๆ สามารถผลิตได้

$Q_{gen,i}$ คือ กำลังรีแอคทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดๆ สามารถผลิตได้

$\left|I_{SC,\max}\right|$ คือ ขนาดของกระแสลัดวงจรสูงสุดในระบบ

$\left|I_{SC}^{rated}\right|$ คือ พิกัดขนาดของกระแสลัดวงจร

$\left|V\right|^{\min}$ คือ ขีดจำกัดแรงดันต่ำสุด

$\lvert V\rvert^{\max}$	คือ	ขีดจำกัดแรงดันสูงสุด
$\lvert V_i\rvert$	คือ	ขนาดแรงดันที่บัสใดๆ
$\lvert S_{ij}\rvert^{rated}$	คือ	พิกัดกำลังปรากฏที่ไหลในสายส่ง
$\lvert S_{ij}\rvert$	คือ	ขนาดกำลังปรากฏที่ไหลในสายส่ง
V_{dc}^{rated}	คือ	พิกัดแรงดันกระแสตรงของสายส่ง HVDC
V_{dc}	คือ	แรงดันกระแสตรงของสายส่ง HVDC
P_{dc}^{rated}	คือ	พิกัดกำลังจริงของสายส่ง HVDC
P_{dc}	คือ	กำลังจริงของสายส่ง HVDC
$\alpha_{\min}$	คือ	มุมจุดชนวนต่ำสุด
$\alpha_{\max}$	คือ	มุมจุดชนวนสูงสุด
α	คือ	มุมจุดชนวน
$\gamma_{\min}$	คือ	มุมหยุดนำกระแสต่ำสุด
$\gamma_{\max}$	คือ	มุมหยุดนำกระแสสูงสุด
γ	คือ	มุมหยุดนำกระแส
$a_{\min}$	คือ	แท็บหม้อแปลงต่ำสุด
$a_{\max}$	คือ	แท็บหม้อแปลงสูงสุด
a_r, a_i	คือ	แท็บหม้อแปลงที่ฝั่งเรกติฟายเออร์และที่ฝั่งอินเวอร์เตอร์
$nbus_{old}^{near}$	คือ	จำนวนบัสรอบข้างของก่อนการแบ่งแยกบัสของบัสที่ถูกแบ่งแยก
$nbus_{s1}^{near}$	คือ	จำนวนบัสรอบข้างหลังการแบ่งแยกบัสของบัสที่ 1
$nbus_{s2}^{near}$	คือ	จำนวนบัสรอบข้างหลังการแบ่งแยกบัสของบัสที่ 2
$ngen_{s1}$	คือ	จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัสที่ถูกแบ่งแยกบัสที่ 1
$ngen_{s2}$	คือ	จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัสที่ถูกแบ่งแยกบัสที่ 2
$nbranch_{s1}$	คือ	จำนวนสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสที่ถูกแบ่งแยกบัสที่ 1
$nbranch_{s2}$	คือ	จำนวนสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสที่ถูกแบ่งแยกบัสที่ 2
$P_{d,s1}, P_{d,s2}$	คือ	โหลดกำลังจริงที่บัสที่ถูกแบ่งแยกบัสที่ 1 และบัสที่ 2 ตามลำดับ
$Q_{d,s1}, Q_{d,s2}$	คือ	โหลดกำลังรีแอคทีฟที่บัสที่ถูกแบ่งแยกบัสที่ 1และบัสที่ 2 ตามลำดับ
$PQVSI_{\max}$	คือ	ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ สูงสุด
K_{PQ}	คือ	เกณฑ์ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ สูงสุด
$\lvert V_{n-1}\rvert^{\min}$	คือ	ขีดจำกัดแรงดันต่ำสุดเมื่อระบบเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด
$\lvert V_{n-1}\rvert^{\max}$	คือ	ขีดจำกัดแรงดันสูงสุดเมื่อระบบเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด
$\lvert V_{n-1,i}\rvert$	คือ	แรงดันที่บัสใดๆ เมื่อระบบเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด

$\left|S_{tr,ij}^{(n-1)}\right|^{rated}$ คือ พิกัดกำลังของหม้อแปลงเมื่อระบบเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด

$\left|S_{tr,ij}^{(n-1)}\right|$ คือ กำลังที่ไหนในหม้อแปลงเมื่อระบบเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด

$Iter$ คือ รอบที่ทำการคำนวณ

$Iter_{\max}$ คือ รอบสูงสุดที่ทำการคำนวณ

$nsol_{all}$ คือ จำนวนคำตอบทั้งหมดที่เป็นไปได้

x_0 คือ คำตอบตั้งต้น

x_k คือ คำตอบใดๆ

x^* คือ คำตอบเหมาะสมที่สุดเฉพาะถิ่น

k คือ รอบการคำนวณในย่านการค้นหา

$nsol_{neighbor}$ คือ จำนวนคำตอบในย่านการค้นหา

5.2 รูปแบบของปัญหา

การติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับสามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรที่บัสต่างๆ ของระบบและเพิ่มสมถรรณะด้านเสถียรภาพเชิงแรงดันของระบบได้ อย่างไรก็ตามสายส่ง HVDC เป็นอุปกรณ์ที่มีราคาสูงมาก ดังนั้นการติดตั้งสายส่ง HVDC จึงต้องคำนึงถึงตำแหน่งการติดตั้งและขนาดกำลังการส่งของสายส่งซึ่งแปรผันตามราคาของอุปกรณ์ที่ใช้ ด้วยเหตุนี้เองการพิจารณาติดตั้งสายส่ง HVDC จึงมีความซับซ้อนมากขึ้น ในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาการติดตั้งสายส่ง HVDC เพียงตำแหน่งเดียว ร่วมกับการแบ่งแยกบัสไม่เกิน 1 ตำแหน่งโดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังหัวข้อย่อยต่อไปนี้

5.2.1 การพิจารณาสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

วัตถุประสงค์ของการพิจารณาสายส่ง HVDC คือ ต้องการติดตั้งสายส่ง HVDC ที่มีขนาดกำลังการส่งน้อยที่สุดเพียงหนึ่งตำแหน่งแทนที่สายส่งกระแสสลับในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยที่ระบบไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งสายส่ง HVDC ต้องมีค่ากระแสลัดวงจรที่บัส จุดทำงาน และ ระดับความมั่นคง อยู่ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด ดังนั้นสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือ

$$Minimize\ \{P_{dc}\left(rb,ib,nl\right)\} \tag{5.1}$$

ขนาดกำลังการส่งของสายส่ง HVDC พิจารณาจากกำลังที่ไหลในสายส่งกระแสสลับซึ่งถูกแทนโดยสายส่ง HVDC ดังนั้นขนาดกำลังของสายส่ง HVDC จึงขึ้นกับตำแหน่งบัสที่ติดตั้งเรกติฟายเออร์ ตำแหน่งบัสที่ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ และจำนวนวงจรสายส่งกระแสสลับที่ถูกแทนที่ตามลำดับ

5.2.2 การพิจารณาสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงผสานกับการแบ่งแยกบัส

วัตถุประสงค์ของการพิจารณาสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสคือ ต้องการติดตั้งสายส่ง HVDC ที่มีขนาดกำลังการส่งน้อยที่สุดเพียงหนึ่งตำแหน่งแทนสายส่งกระแสสลับ และแบ่งแยกบัสเพียงหนึ่งตำแหน่งในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งระบบไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งสายส่ง HVDC และทำการแบ่งแยกบัสจะต้องมีค่ากระแสลัดวงจร จุดทำงาน และ ระดับความมั่นคง อยู่ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด ดังนั้นสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือ

$$Minimize\ \{P_{dc}\left(sb, rb, ib, nl\right)\} \tag{5.2}$$

ขนาดกำลังการส่งของสายส่ง HVDC พิจารณาจากกำลังที่ไหลในสายส่งกระแสสลับซึ่งถูกแทนโดยสายส่ง HVDC ดังนั้นขนาดกำลังของสายส่ง HVDC จึงขึ้นกับตำแหน่งการแบ่งแยกบัส ตำแหน่งบัสที่ติดตั้งเรกติฟายเออร์ ตำแหน่งบัสที่ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ และจำนวนวงจรสายส่งกระแสสลับที่ถูกแทนที่ ตามลำดับ

5.3 เงื่อนไขการพิจารณาปัญหา

ระบบที่พิจารณาต้องผ่านการพิจารณาเงื่อนไขการพิจารณาปัญหาต่างๆ เพื่อวิเคราะห์หาคำตอบ โดยมีรายละเอียดของเงื่อนไขการพิจารณามีดังต่อไปนี้

5.3.1 เงื่อนไขบังคับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

คำตอบที่พิจาณาต้องผ่านเงื่อนไขบังคับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในการพิจารณาเป็นคำตอบ กรณีที่คำตอบนั้นๆ ไม่ผ่านเงื่อนไขบังคับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแสดงว่าคำตอบนั้นๆ ไม่สามารถเป็นไปได้ ซึ่งเงื่อนไขบังคับมีดังต่อไปนี้

1) ความสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัส

ในระบบที่พิจาณาต้องมีความสมดุลของกำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟที่บัสทุกบัสในระบบซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (5.3) และ (5.4)

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

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

2) พิกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องภายในระบบที่พิจารณา ต้องผลิตกำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟอยู่ในช่วงพิกัดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้ดังสมการที่ (5.5) และ (5.6)

$$P_{gen,i}^{\min} \le P_{gen,i} \le P_{gen,i}^{\max} \quad (5.5)$$

$$Q_{gen,i}^{\min} \le Q_{gen,i} \le Q_{gen,i}^{\max} \quad (5.6)$$

5.3.2 เงื่อนไขจุดทำงานของระบบไฟฟ้า

การพิจารณาเงื่อนไขจุดทำงานของระบบไฟฟ้าเพื่อการค้นหาคำตอบจะพิจารณาในลักษณะของการให้คะแนน คือ หากคำตอบผ่านหรือไม่ผ่านเงื่อนไขจุดทำงานของระบบไฟฟ้าใดๆ จะได้รับคะแนนตามหลักการให้คะแนนที่ได้กำหนดไว้ ซึ่งเงื่อนไขจุดทำงานของระบบไฟฟ้ามีดังต่อไปนี้

1) พิกัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขพิกัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ต้องมีค่ากระแสลัดวงจรที่บัสสูงสุดในระบบไม่เกินพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังสมการที่ (5.7)

$$\left|I_{SC,\max}\right| \le \left|I_{SC}^{rated}\right| \quad (5.7)$$

2) พิกัดแรงดันที่บัส

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขพิกัดแรงดันที่บัสต้องมีขนาดแรงดันที่บัสใดๆ ในระบบอยู่ระหว่างพิกัดแรงดันต่ำสุดและพิกัดแรงดันสูงสุดดังสมการที่ (5.8)

$$\left|V\right|^{\min} \le \left|V_i\right| \le \left|V\right|^{\max} \quad (5.8)$$

3) พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่ง

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขพิกัดกลังไฟฟ้าของสายส่งต้องมีขนาดกำลังปรากฏที่ไหลในสายส่งวงจรใดๆ ไม่เกินพิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งนั้นๆ ดังสมการที่ (5.9)

$$\left|S_{ij}\right| \le \left|S_{ij}\right|^{rated} \quad (5.9)$$

5.3.3 เงื่อนไขจุดทำงานของสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

การพิจารณาเงื่อนไขจุดทำงานของสายส่ง HVDC เพื่อการค้นหาคำตอบจะพิจารณาในลักษณะของการให้คะแนนเช่นเดียวกับการพิจารณาเงื่อนไขจุดทำงานของระบบไฟฟ้า ซึ่งเงื่อนไขจุดทำงานของสายส่ง HVDC มีดังต่อไปนี้

1) พิกัดแรงดันกระแสตรง

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขพิกัดแรงดันกระแสตรงต้องมีแรงดันกระแสตรงที่ฝั่งเรกติฟายเออร์และฝั่งบัสอินเวอร์เตอร์ไม่เกินพิกัดแรงดันกระแสตรงดังสมการที่ (5.10)

$$V_{dc} \le V_{dc}^{rated} \quad (5.10)$$

2) พิกัดมุมจุดชนวนและมุมหยุดนำกระแส

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขพิกัดมุมจุดชนวนและมุมหยุดนำกระแสต้องมีค่ามุมจุดชนวนที่ฝั่งเรกติฟายเออร์และมุมหยุดนำกระแสที่ฝั่งอินเวอร์เตอร์อยู่ระหว่างพิกัดมุมต่ำสุดและพิกัดมุมสูงสุด ดังสมการที่ (5.11) และ (5.12) ตามลำดับ

$$\alpha_{\min} \le \alpha \le \alpha_{\max} \tag{5.11}$$

$$\gamma_{\min} \le \gamma \le \gamma_{\max} \tag{5.12}$$

3) พิกัดแท็บของหม้อแปลงในคอนเวอร์เตอร์

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขพิกัดแท็บของหม้อแปลงในคอนเวอร์เตอร์ต้องมีค่าแท็บของหม้อแปลงที่ฝั่งเรกติฟายเออร์ และ แท็บของหม้อแปลงที่ฝั่งอินเวอร์เตอร์ อยู่ระหว่างพิกัดแท็บต่ำสุดและพิกัดแท็บสูงสุดดังสมการที่ (5.13) และ (5.14) ตามลำดับ

$$a_{\min} \le a_r \le a_{\max} \tag{5.13}$$

$$a_{\min} \le a_i \le a_{\max} \tag{5.14}$$

5.3.4 **เงื่อนไขการแบ่งแยกบัส**

รูปแบบการแบ่งแยกบัสที่บัสต่างๆ ในการค้นหาคำตอบจะพิจารณาจากเงื่อนไขการแบ่งแยกบัสดังต่อไปนี้

1) การตัดการเชื่อมต่อแบบลูปในระบบไฟฟ้า

จากการศึกษาการแบ่งแยกบัสเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังพบว่าวิธีการแบ่งแยกบัสแบบตัดการเชื่อมต่อแบบลูปสามารถจำกัดค่ากระแสลัดวงจรได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นรูปการแบ่งแยกบัสในการค้นหาคำตอบจึงพิจารณาเงื่อนไขการตัดการเชื่อมต่อแบบลูปในระบบไฟฟ้าซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.15) และ (5.16)

$$nbus_{s1}^{near} < nbus_{old}^{near} \tag{5.15}$$

$$nbus_{s2}^{near} < nbus_{old}^{near} \tag{5.16}$$

2) ความสมดุลของจำนวนบัสรอบข้าง

เพื่อให้ผลกระทบจากการแบ่งแยกบัสส่งผลต่อบัสทั้งสองที่ได้จากการแบ่งแยกอย่างสมดุลกัน จึงพิจารณาความสมดุลของจำนวนบัสรอบข้างของบัสที่ถูกแบ่งแยกทั้งสองบัส ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.17)

$$\left| nbus_{s1}^{near} - nbus_{s2}^{near} \right| \le 1 \tag{5.17}$$

3) ความสมดุลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เหตุผลเช่นเดียวกันกับเงื่อนไขความสมดุลของจำนวนบัสรอบข้าง รูปแบบในการแบ่งแยกบัสจึงพิจารณาความสมดุลของจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัสที่ถูกแบ่งแยกทั้งสองบัส ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.18)

$$\left| ngen_{s1} - ngen_{s2} \right| \leq 1 \tag{5.18}$$

4) ความสมดุลของจำนวนสายส่ง

รูปแบบในการแบ่งแยกบัสจะพิจารณาความสมดุลของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสที่ถูกแบ่งแยกทั้งสองบัสซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.19)

$$\left| nbranch_{s1} - nbranch_{s2} \right| \leq 1 \tag{5.19}$$

5) ความสมดุลของโหลด

รูปแบบในการแบ่งแยกบัสจะพิจารณาความสมดุลของโหลดกำลังจริงและโหลดกำลังรีแอคทีฟที่บัสซึ่งถูกแบ่งแยกทั้งสองบัสซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.20) และ (5.21) ตามลำดับ

$$P_{d,s1} = P_{d,s2} \tag{5.20}$$

$$Q_{d,s1} = Q_{d,s2} \tag{5.21}$$

5.3.5 เงื่อนไขความมั่นคงของระบบ

การพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบเพื่อการค้นหาคำตอบจะพิจารณาจากคำตอบซึ่งได้จากกระบวนการค้นหาตามเงื่อนไขที่ได้ทุกคำตอบจากการค้นหาเงื่อนไขดังหัวข้อย่อยที่ผ่านมาเพื่อนำมาพิจารณาหาคำตอบที่ดีที่สุดซึ่งคำตอบที่ได้จากการผ่านเงื่อนไขนี้อาจตรงกับคำตอบเดิมหรือเปลี่ยนแปลงเป็นคำตอบใหม่ได้ตามเงื่อนไขความมั่นคงที่กำหนดในแต่ละระบบ เงื่อนไขความมั่นคงของระบบมีดังต่อไปนี้

1) ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ ต้องมีค่า PQVSI ไม่เกินค่าที่ได้กำหนดไว้เพื่อเป็นการยืนยันว่าเสถียรภาพของระบบภายหลังการเปลี่ยนยังอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ซึ่งเงื่อนไขนี้แสดงดังสมการที่ (5.22)

$$PQVSI_{\max} \leq K_{PQ} \tag{5.22}$$

2) ผลกระทบเหตุการณ์สายส่งหลุดหนึ่งวงจร

คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขผลกระทบเหตุการณ์สายส่งหลุดหนึ่งวงจร (N-1 Contingency) ต้องผ่านเงื่อนไขต่างๆ ที่สภาวะสายส่งหลุดประกอบด้วย ขีดกำจัดแรงดัน ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่ง ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าในหม้อแปลง ดังสมการ (5.23) (5.24) และ (5.25) ตามลำดับ

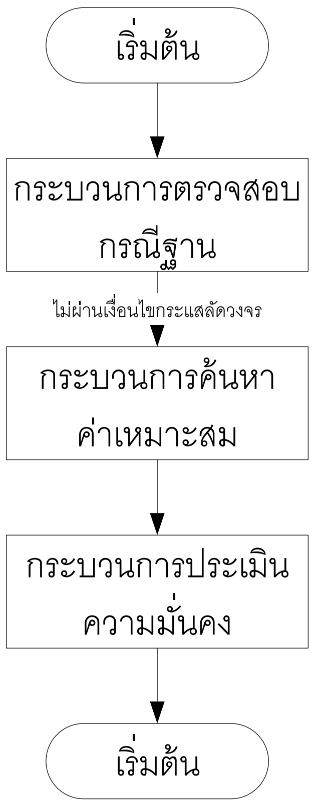
$$\left|V_{n-1}\right|^{\min} \leq \left|V_{n-1,i}\right| \leq \left|V_{n-1}\right|^{\max} \tag{5.23}$$

$$\left|S_{n-1,ij}\right| \leq \left|S_{ij}\right|^{rated} \tag{5.24}$$

$$\left|S_{tr,n-1,ij}\right| \leq 1.2 \times \left|S_{tr,ij}\right|^{rated} \tag{5.25}$$

5.4 การค้นหาคำตอบ

การค้นหาคำตอบของการติดตั้งสายส่ง HVDC เพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรประกอบด้วยกระบวนการหลัก 3 กระบวนการ ได้แก่ กระบวนการตรวจสอบกรณีฐาน กระบวนการค้นหาค่าเหมาะสม และ กระบวนการพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคง ดังรูปที่ 5.1 โดยขั้นตอนของกระบวนการต่างๆ ได้อธิบายในหัวข้อย่อยต่อไปนี้



รูปที่ 5.1 กระบวนการค้นหาคำตอบ

5.4.1 กระบวนการตรวจจสอบกรณีฐาน

กระบวนการตรวจสอบกรณีฐานมีวัตถุประสงค์เพื่อตรวจสอบข้อมูลป้อนว่าเข้าผ่านเงื่อนไขกระแสลัดวงจรอยู่แล้วหรือไม่ ถ้าข้อมูลป้อนเข้าผ่านเงื่อนไขกระแสลัดวงจรแล้วการค้นหาคำตอบจะหยุดที่กระบวนการนี้ กระบวนการตรวจสอบกรณีฐานมีรายละเอียดขั้นตอนการดำเนินงานดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลป้อนเข้ากรณีฐาน ประกอบด้วย ข้อมูลบัส ข้อมูลสายส่ง ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลสายส่ง HVDC และ ข้อมูลพิกัดจุดทำงาน

ขั้นตอนที่ 2 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบในกรณีฐานจากข้อมูลที่ได้รับ

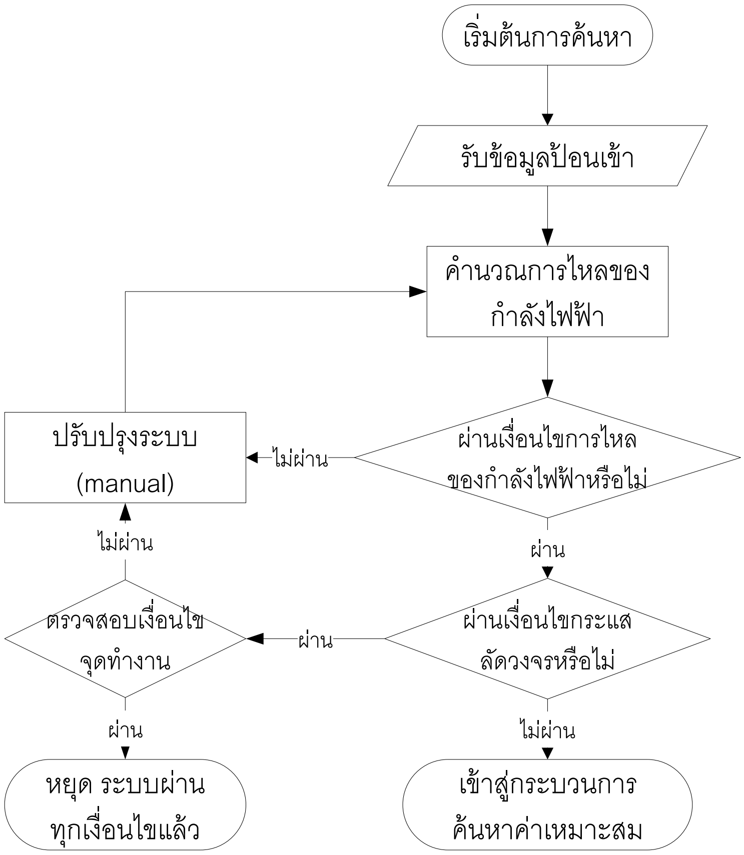
ขั้นตอนที่ 3 ตรวจสอบเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้า ประกอบด้วย เงื่อนไขความสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัสดังสมการที่ (5.3) และ (5.4) เงื่อนไขพิกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังสมการที่ (5.5) และ (5.6) ถ้าผ่านเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 5 ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 4

ขั้นตอนที่ 4 ปรับปรุงโครงข่ายระบบในกรณีฐานใหม่และดำเนินงานต่อในขั้นตอนที่ 2

ขั้นตอนที่ 5 ตรวจสอบเงื่อนไขกระแสลัดวงจรของระบบในกรณีฐานดังสมการที่ (5.7) ถ้าผ่านเงื่อนไขกระแสลัดวงจรให้ดำเนินงานต่อในขั้นตอนที่ 6 ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินงานต่อในกระบวนการค้นหาค่าเหมาะสม

ขั้นตอนที่ 6 ตรวจสอบเงื่อนไขจุดทำงานของระบบไฟฟ้าที่เหลือ ประกอบด้วย เงื่อนไขพิกัดแรงดันที่บัสดังสมการที่ (5.8) และเงื่อนไขพิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งดังสมการที่ (5.9) ถ้าผ่านเงื่อนไขการค้นหาจะหยุดเนื่องจากระบบฐานผ่านเงื่อนไขทุกเงื่อนไขแล้ว ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 4

กระบวนการตรวจสอบกรณีฐานสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 ขั้นตอนการตรวจสอบกรณีฐาน

5.4.2 กระบวนการค้นหาค่าเหมาะสม

กระบวนการค้นหาค่าเหมาะสมในการติดตั้งสายส่ง HVDC 1 วงจร ร่วมกับการแบ่งแยกบัสไม่เกิน 1 ตำแหน่ง แบ่งออกเป็น 2 วิธีค้นหาดังนี้

1) การหาค่าเหมาะสมของสายส่ง HVDC 1 วงจร โดยวิธีการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณี

2) การหาค่าเหมาะสมของสายส่ง HVDC 1 วงจร ร่วมกับการแบ่งแยกบัส 1 ตำแหน่ง โดยวิธีการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้

ซึ่งทั้งสองวิธีการค้นหาได้อธิบายโดยละเอียดดังนี้

5.4.2.1 การค้าหาแบบพิจารณาทุกกรณี

การค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณี (Boost force) เหมาะสำหรับการค้นหาที่มีย่านการค้นหาน้อย หรือไม่เกิน 150 คำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมด ซึ่งเหมาะสมกับการค้นหาในกรณีที่ติดตั้งเฉพาะสายส่ง HVDC 1 วงจร ในระบบ ซึ่งละเอียดขั้นตอนการค้นหามีดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 ค้นหาคำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDC ให้ครบทุกกรณีที่สามารถเป็นไปได้ ซึ่งคำตอบที่ได้อยู่ในรูปเซตดังสมการที่ (5.26)

$$x = \{rb, ib, nl, P_{dc}\} \tag{5.26}$$

ขั้นตอนที่ 2 กำหนดรอบการคำนวณที่ 1 $(Iter = 1)$ และรอบการคำนวณสูงสุดเท่ากับจำนวณคำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDC $(Iter_{\max} = nsol_{all})$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบในกรณีคำตอบที่ $Iter$

ขั้นตอนที่ 4 ตรวจสอบเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้า ประกอบด้วย เงื่อนไขความสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัสดังสมการที่ (5.3) และ (5.4) เงื่อนไขพิกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังสมการที่ (5.5) และ (5.6) ถ้าผ่านเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 6 ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 5

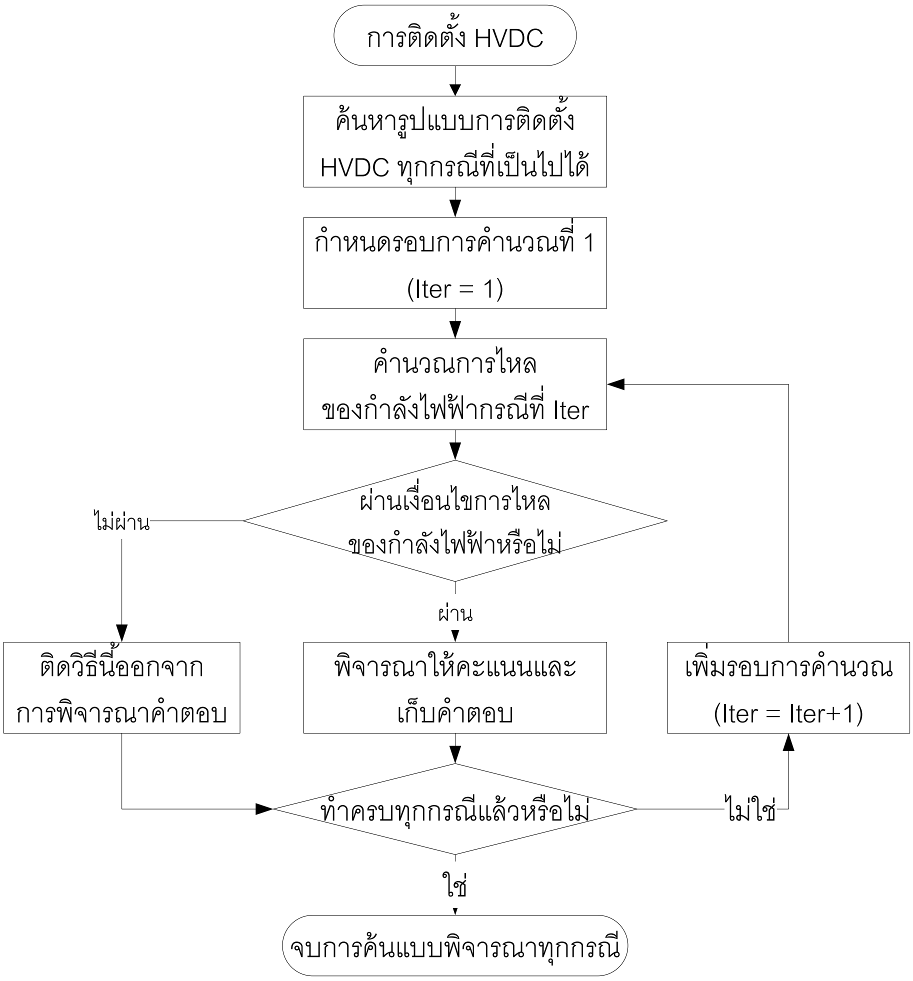
ขั้นตอนที่ 5 ตัดคำตอบในกรณี $Iter$ ออกจากการพิจารณาคำตอบ แล้วดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 7

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาให้คะแนน และ เก็บข้อมูลคำตอบในกรณี $Iter$

ขั้นตอนที่ 7 ตรวจสอบรอบการค้นหาว่าค้นหาครบทุกกรณีแล้วหรือไม่ $(Iter = Iter_{\max})$ ถ้าทำครบทุกกรณีแล้วถือว่าจบกระบวนการค้นหาและเข้าสู่กระบวนการประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลัง ถ้ายังทำไม่ครบทุกกรณีให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 8

ขั้นตอนที่ 8 เพิ่มจำนวนรอบการคำนวณ $(Iter = Iter + 1)$ และดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 3

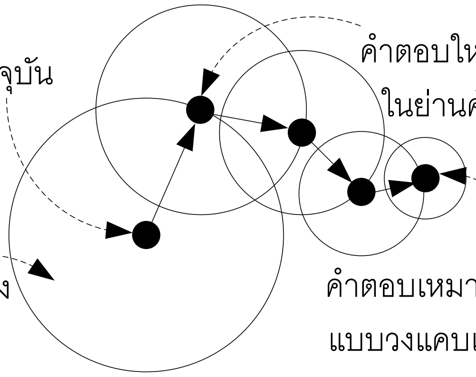
ขั้นตอนการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณีสามารถสรุปเป็นแผนผังได้ดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 ขั้นตอนการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณี

5.4.2.2 **การค้นหาคำตอบแบบตาบูชนิดปรับตัวได้**

วิธีการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัว (Adaptive Tabu Search) ได้เป็นขั้นตอนการค้นหาค่าเหมาะสมเชิงผสมผสาน (Combination optimization) ซึ่งสามารถประยุกต์ใช้งานได้กับหลากหลายปัญหาการหาค่าเหมาะสม เช่น ปัญหาวิทยาศาสตร์ประยุกต์ทางธุรกิจหรือทางวิศวกรรม เนื่องจากมีขั้นตอนที่ไม่ซับซ้อน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงเลือกใช้วิธีการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับได้ในการค้นหาคำตอบค่าเหมาะสมที่สุดในการติดตั้งสายส่ง HVDC 1 วงจร ร่วมกับการแบ่งแยกบัส 1 ตำแหน่ง ลักษณะการค้นหาแบบตาบูสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.4 [28, 29]



รูปที่ 5.4 การค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้

หลักการค้นหาแบบทาบูชนิดปรับตัวได้ เริ่มต้นจากการสุ่มเลือกคำตอบตั้งต้น (x_0) ขึ้นมาหนึ่งคำตอบและกำหนดให้เป็นคำตอบปัจจุบัน ทำการวิเคราะห์คำตอบเพื่อกำหนดย่านการค้นหา จากนั้นทำการค้นหาคำตอบในย่านการค้นหาของคำตอบปัจจุบัน และเลือกคำตอบที่ดีที่สุดในย่านการค้นหาของคำตอบปัจจุบันเป็นคำตอบในรอบถัดไป ทำเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกระทั่งได้คำตอบเหมาะสมที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่น (Local optimum solution: x^*) ทั้งนี้เพื่อให้หลุดจากคำตอบเหมาะสมที่สุดเฉพาะถิ่น การค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้จะจดจำคำตอบและเส้นทางเดิมในรายการทาบู (Tabu list) เพื่อป้องกันการใช้เส้นทางซ้ำ และปรับเปลี่ยนรัศมีการค้นหาในย่านการค้นหาตามความเหมาะสมของตำตอบปัจจุบัน ขั้นตอนการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ ได้อธิบายรายละเอียดดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 สุ่มคำตอบตั้งต้น (x_0) ของการติดตั้งสายส่ง HVDC 1 วงจร ร่วมกับการแบ่งแยกบัส 1 ตำแหน่ง ซึ่งคำตอบที่ได้อยู่ในรูปเซตดังสมการที่ (5.27)

$$x = \{sb, rb, ib, nl, P_{dc}\} \tag{5.27}$$

ขั้นตอนที่ 2 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจากคำตอบตั้งต้น (x_0)

ขั้นตอนที่ 3 ตรวจสอบเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าจากคำตอบตั้งต้น (x_0) ประกอบด้วย เงื่อนไขความสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัสดังสมการที่ (5.3) และ (5.4) เงื่อนไขพิกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังสมการที่ (5.5) และ (5.6) ถ้าผ่านเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 4 ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 5

ขั้นตอนที่ 4 พิจารณาให้คะแนน และ เก็บข้อมูลของคำตอบตั้งต้น (x_0) จากนั้นดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 6

ขั้นตอนที่ 5 ให้คะแนนคำตอบตั้งต้น -500 คะแนน และ เก็บข้อมูลคำตอบตั้งต้น (x_0) จากนั้นดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 6

ขั้นตอนที่ 6 ให้คำตอบตั้งต้นเป็นคำตอบเหมาะสมเฉพาะถิ่น $\left(x^*\right)$ และจดจำคำตอบนี้ไว้ในรายการตาบู

ขั้นตอนที่ 7 กำหนดรอบการคำนวณที่ 1 $\left(Iter=1\right)$ และรอบการคำนวณสูงสุด $\left(Iter_{\max}\right)$ ซึ่งได้จากการทดสอบการลู่เข้าของคำตอบดังตารางที่ 5.1

ขั้นตอนที่ 8 กำหนดรัศมีการค้นหาและจำนวนคำตอบในย่านการค้นหา $\left(nsol_{neighbor}\right)$ จากคะแนนของคำตอบเหมาะสมเฉพาะถิ่นในรอบการคำนวณที่ $Iter$

ขั้นตอนที่ 9 กำหนดรอบการค้นหาในย่านการค้นหาที่ 1 $\left(k=1\right)$

ขั้นตอนที่ 10 สุ่มคำตอบในย่านการค้นหา $\left(x_k\right)$ โดยใช้รัศมีการค้นหา

ขั้นตอนที่ 11 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจากคำตอบในย่านการค้นหา $\left(x_k\right)$

ขั้นตอนที่ 12 ตรวจสอบเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าจากคำตอบในย่านการค้นหา $\left(x_k\right)$ ประกอบด้วย เงื่อนไขความสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัสดังสมการที่ (5.3) และ (5.4) เงื่อนไขพิกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังสมการที่ (5.5) และ (5.6) ถ้าผ่านเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 13 ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 14

ขั้นตอนที่ 13 พิจารณาให้คะแนน และ เก็บข้อมูลของคำตอบในย่านการค้นหา $\left(x_k\right)$ จากนั้นดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 15

ขั้นตอนที่ 14 ให้คะแนนคำตอบ -500 คะแนน และ เก็บข้อมูลคำตอบในย่านการค้นหา $\left(x_k\right)$ จากนั้นดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 15

ขั้นตอนที่ 15 ตรวจรอบการค้นหาว่าครบทุกรอบแล้วหรือไม่ $\left(k=nsol_{neighbor}\right)$ ถ้าไม่ครบให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 16 ถ้าครบให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 17

ขั้นตอนที่ 16 เพิ่มรอบการค้นหา $\left(k=k+1\right)$ และดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 10

ขั้นตอนที่ 17 เลือกคำตอบที่มีคะแนนสูงสุดเป็นคำตอบเหมาะสมที่สุดเฉพาะถิ่น $\left(x^*\right)$ ในรอบต่อไป และจดจำคำตอบเหมาะสมที่สุดเฉพาะถิ่นในรายการตาบู

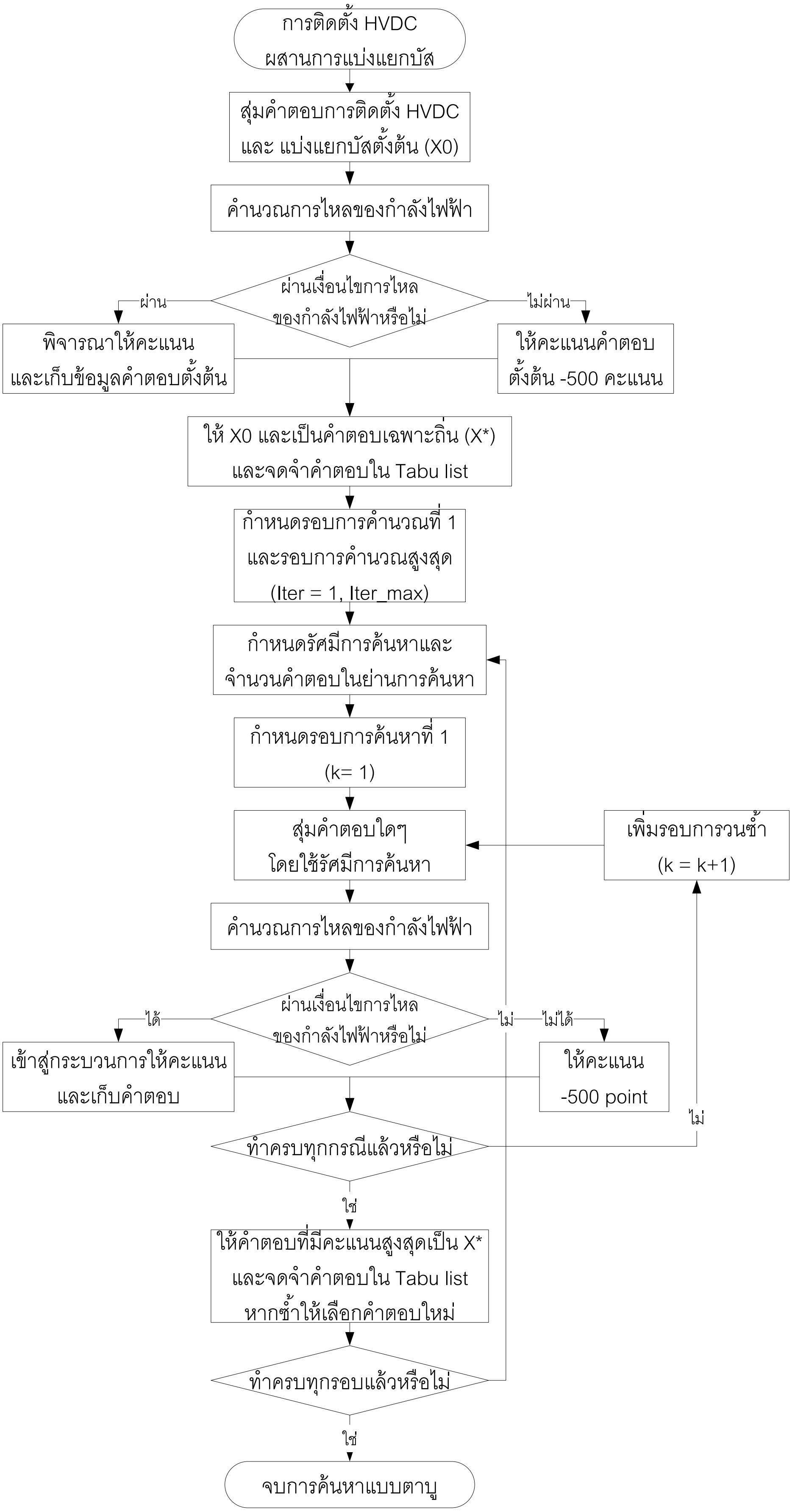
ขั้นตอนที่ 18 ตรวจรอบการคำนวณว่าครบทุกรอบแล้วหรือไม่ $\left(Iter=Iter_{\max}\right)$ ถ้าไม่ครบให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 19 ถ้าครบถือว่าสิ้นสุดการค้นหาคำตอบแบบตาบูชนิดปรับตัวได้

ขั้นตอนที่ 19 เพิ่มรอบการคำนวณ $\left(Iter=Iter+1\right)$ และดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 8

ขั้นตอนการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณีสามารถสรุปเป็นแผนผังได้ดังรูปที่ 5.5

ตารางที่ 5.1 จำนวนรอบการคำนวณสูงสุดในการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้

ระบบทดสอบ	ระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส	ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
จำนวนรอบสูงสุด $\left(Iter_{\max}\right)$	50	60



รูปที่ 5.5 ขั้นตอนการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้

5.4.3 กระบวนการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลัง

กระบวนการประเมินความมั่นคงมีวัตถุประสงค์เพื่อตรวจสอบคำตอบและทำการค้นหาคำตอบใหม่เพื่อให้ได้คำตอบที่รักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลังให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ กระบวนการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลังมีรายละเอียดขั้นตอนการดำเนินงานดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 ตรวจสอบคำตอบที่ได้จากกระบวนการค้นหาคำตอบว่ามีคำตอบที่ผ่านเงื่อนไขกระแสลัดวงจร และมีขนาดของสายส่ง HVDC ไม่เกิน 500 MWA หรือไม่ (คะแนนมากกว่า 800 คะแนนหรือไม่) ถ้ามีคำตอบที่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินงานต่อในขั้นตอนที่ 2 ถ้าไม่มีคำตอบที่ผ่านเงื่อนไขให้ดำเนินงานต่อในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 2 คัดเลือกคำตอบที่ผ่านเงื่อนไขตามขั้นตอนที่ 1 ทั้งหมดมาพิจารณาต่อ และดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 4

ขั้นตอนที่ 3 เลือกคำตอบที่ได้คะแนนมากที่สุดมาพิจารณาต่อ และดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 4

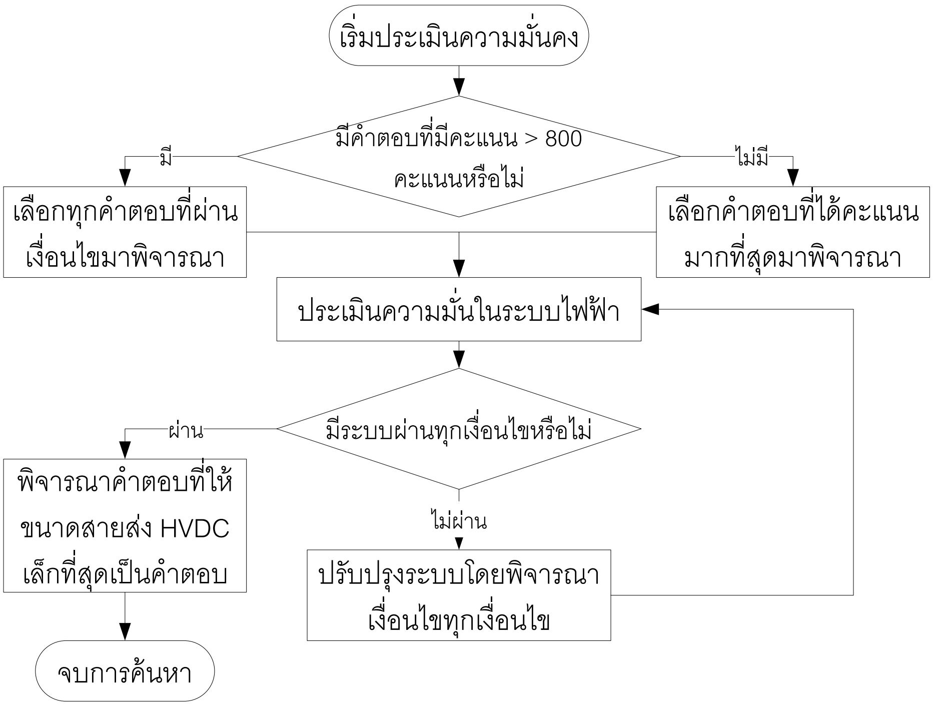
ขั้นตอนที่ 4 ประเมินความมั่นในระบบไฟฟ้ากำลังทุกคำตอบที่ได้คัดเลือกมาประกอบด้วย เสถียรภาพเชิงแรงดันของระบบไฟฟ้าตามเงื่อนไขในสมการที่ (5.22) และผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจรตามเงื่อนไขในสมการที่ (5.23) - (5.25)

ขั้นตอนที่ 5 ตรวจสอบคำตอบว่ามีคำตอบที่ผ่านการประเมินความมั่นคง และเงื่อนไขทุกเงื่อนไขหรือไม่ ถ้าไม่มีคำตอบไหนผ่านให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 6 ถ้ามีคำตอบที่ผ่านเงื่อนไขความมั่นคงให้ดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 7

ขั้นตอนที่ 6 ปรับปรุงระบบโดยพิจารณาความมั่นคงและเงื่อนไขทุกเงื่อนไข จากนั้นดำเนินการต่อในขั้นตอนที่ 4

ขั้นตอนที่ 7 คัดเลือกคำตอบที่ให้ขนาดกำลังส่งของสายส่ง HVDC น้อยที่สุดเป็นคำตอบสุดท้าย และสิ้นสุดการค้นหาคำตอบ

กระบวนการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดัง



รูปที่ 5.6 ขั้นตอนการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลัง

5.4.4 **หลักการให้คะแนนสำหรับการค้นหาคำตอบ**

การให้คะแนนในการค้นหาคำตอบได้แบ่งการพิจารณาเป็น 3 ส่วนได้แก่ พิจารณาจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ พิจารณาจากค่ากระแสลัดวงจรและพิจารณาจากเงื่อนไขอื่นๆ

การให้คะแนนโดยพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์พิจารณาจากขนาดกำลังของสายส่ง HVDC ดังแสดงในตารางที่ 5.2 มีวัตถุประสงค์เพื่อตัดคำตอบที่ให้ขนาดกำลังส่งของสายส่ง HVDC เกินกว่า 500 MW ออกจากกระบวนการพิจารณาคำตอบ

ตารางที่ 5.2 หลักการให้คะแนนพิจารณาจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ขนาด HVDC	ไม่เกิน 200 MW	ไม่เกิน 500 MW	เกิน 500 MW
คะแนน	300	150	-300

การให้คะแนนโดยพิจารณาเงื่อนไขค่ากระแสลัดวงจรตามสมการที่ (5.7) แสดงในตารางที่ 5.3 มีวัตถุประสงค์เพื่อให้การค้นหาคำตอบลู่เข้าสู่คำตอบที่ผ่านเงื่อนไขกระแสลัดวงจรได้เร็วขึ้น

ตารางที่ 5.3 หลักการให้คะแนนพิจารณาจากเงื่อนไขกระแสลัดวงจร

เงื่อนไขกระแสลัดวงจร	ผ่าน	ไม่ผ่าน			
		< 105%	< 110%	< 115%	> 115%
คะแนน	800	150	100	50	-300

การให้คะแนนโดยพิจารณาเงื่อนไขจุดทำงานแสดงดังตารางที่ 5.4 ทั้งนี้เพื่อให้การค้นหาคำตอบพิจารณาคำตอบที่มีจุดทำงานตามเงื่อนไขที่กำหนด ประกอบด้วย เงื่อนไข แรงดันที่บัส กำลังที่ไหลในสายส่ง แรงดันกระแสตรง มุมจุดชนวนและมุมหยุดนำกระแส และ แท็บหม้อแปลงของสายส่ง HVDC ตามสมการที่ (5.8) - (5.14)

ตารางที่ 5.4 หลักการให้คะแนนพิจารณาจากเงื่อนไขจุดทำงาน

เงื่อนไข	ผ่าน	ไม่ผ่าน
แรงดันที่บัส	10	-10
กำลังที่ไหลในสายส่ง	10	-10
แรงดันกระแสตรง	10	-10
มุมจุดชนวนและมุมหยุดนำกระแส	10	-10
แท็บหม้อแปลงของ HVDC	10	-10

บทที่ 6

การทดสอบ

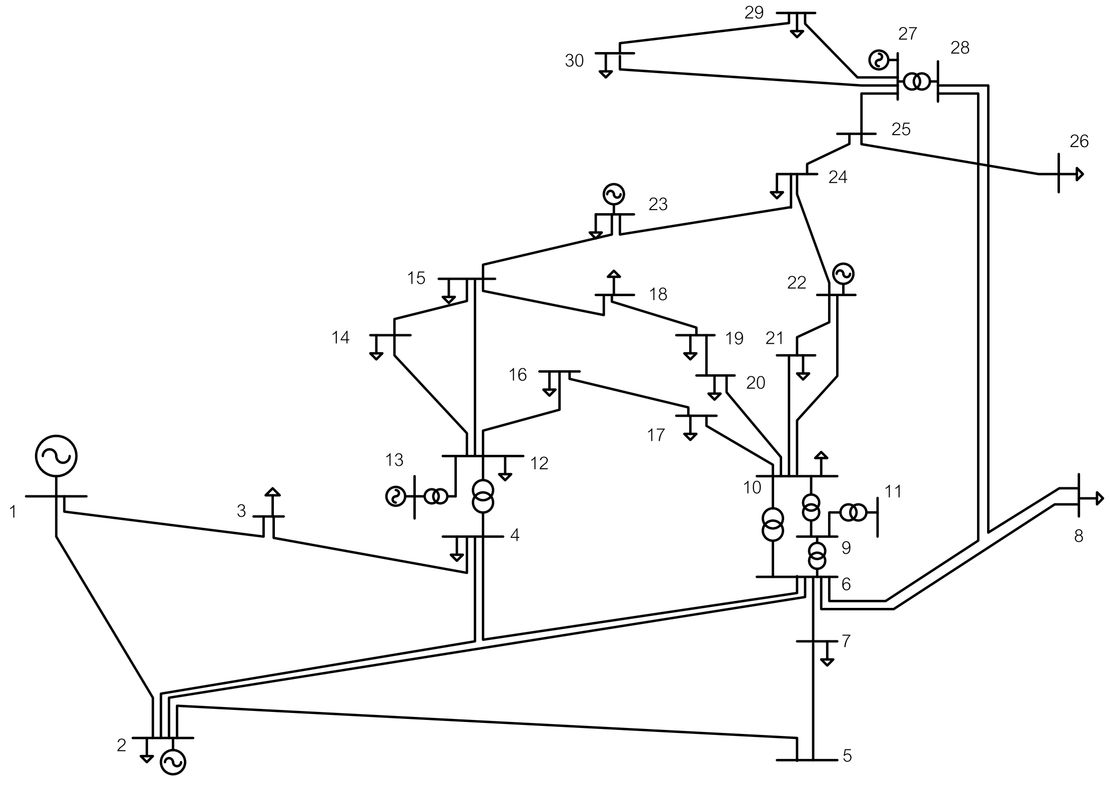
ในบทนี้ได้นำเสนอการทดสอบจำกัดค่ากระแสลัดวงจรโดยใช้สายส่ง HVDC กับระบบทดสอบ ซึ่งมีเนื้อหาประกอบด้วย ระบบทดสอบ วิธีการทดสอบผลการทดสอบ และอธิบายผลที่ได้จากการทดสอบ

6.1 ระบบทดสอบ

การทดสอบในวิทยานิพนธ์นี้ได้ทดสอบกับ ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส และระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งได้อธิบายในหัวข้อย่อยต่อไปนี้

6.1.1 ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส มีความซับซ้อนในการเชื่อมต่อแบบลูปซ้อนกันหลายลูปคล้ายกับระบบไฟฟ้าในเขตเมืองใหญ่ จึงเป็นระบบที่สามารถนำมาทดสอบลดค่ากระแสลัดวงจรในงานวิจัยนี้ได้ ระบบทดสอบนี้ประกอบด้วย บัสไฟฟ้า 30 บัส สายส่ง 34 วงจร หม้อแปลงไฟฟ้า 7 ตัว โหลดกำลังคงที่ 20 จุดจ่ายโหลด เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 6 เครื่องดังรูปที่ 6.1

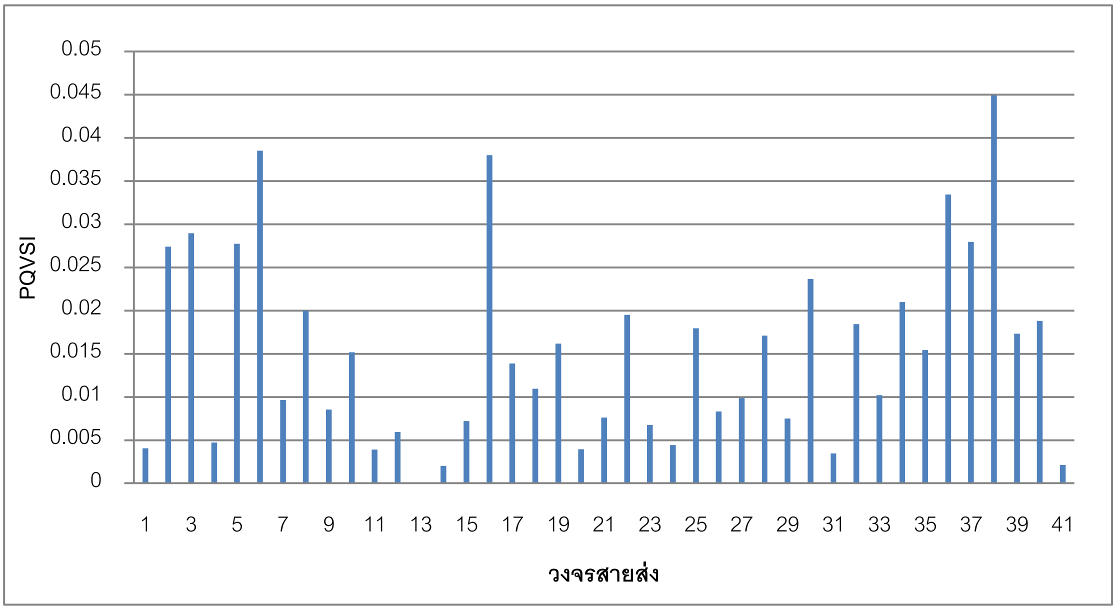


รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส [30]

ระบบทดสอบนี้มีค่ากระแสลัดวงจรที่บัสเกิน 10 kA จำนวน 8 บัส ดังแสดงในตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 กระแสลัดวงจรที่บัสของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

หมายเลขบัส	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	หมายเลขบัส	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)
1	7.25	16	8.54
2	7.72	17	10.13
3	5.93	18	7.42
4	6.73	19	7.42
5	4.43	20	7.83
6	6.83	21	11.86
7	5.02	22	12.15
8	5.58	23	10.37
9	6.70	24	10.13
10	12.77	25	7.67
11	5.94	26	3.30
12	11.22	27	9.68
13	8.64	28	5.52
14	7.23	29	4.33
15	10.44	30	3.93



รูปที่ 6.2 ค่า PQVSI ของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

ค่า PQVSI ทุกวงจรสายส่งของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัสแสดงดังรูปที่ 6.2 จะพบว่าค่า PQVSI สูงสุดของระบบมีค่าเป็น 0.0449 และจากการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าไม่ผ่านเงื่อนไข ดังนั้นในการทดสอบกับระบบนี้จะกำหนดค่ากระแสลัดวงจรพิกัด ค่าเงื่อนไข PQVSI ดังสมการ (6.1) และ (6.2) ตามลำดับ

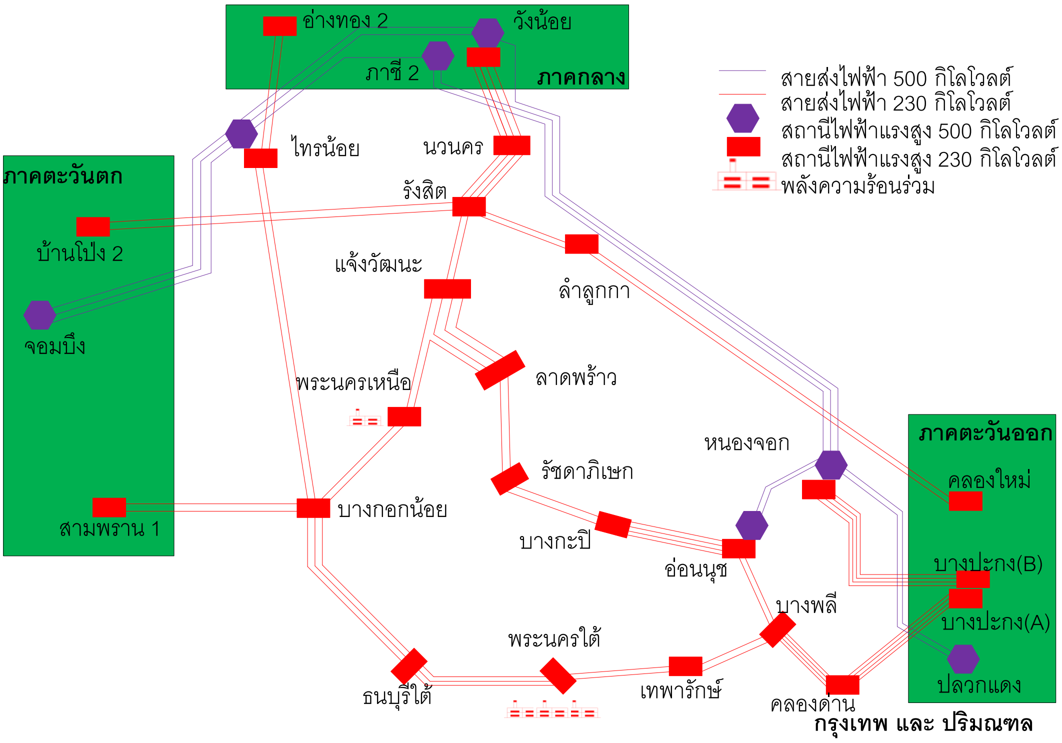
$$\left|I_{SC}^{rated}\right| = 10\text{kA} \qquad (6.1)$$

$$K_{PQ} = 0.05 \qquad (6.2)$$

6.1.2 **ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**

ระบบทดสอบนี้เป็นข้อมูลระบบส่งที่ได้ลดรูปบางส่วนของประเทศไทย ซึ่งได้รับจากฝ่ายวางแผนระบบส่งไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [31] ซึ่งเป็นข้อมูลจากการทำนายความต้องการไฟฟ้าในปี ค.ศ. 2015 แบ่งออกเป็น 4 เขตพื้นที่ ได้แก่ พื้นที่เขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล พื้นที่ภาคกลาง พื้นที่ภาคตะวันออก และพื้นที่ภาคตะวันตก ประกอบไปด้วย บัสไฟฟ้า 244 บัส สายส่ง 217 วงจร หม้อแปลงไฟฟ้า 214 ตัว โหลดกำลังคงที่ 195 จุดจ่ายโหลด เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 108 เครื่อง

การทดสอบกับระบบนี้ได้พิจารณาเงื่อนไขการคำนวณเฉพาะพื้นที่ในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑลซึ่งประกอบด้วยระดับแรงดัน 230 kV และ 500 kV ดังแสดงในรูปที่ 6.3

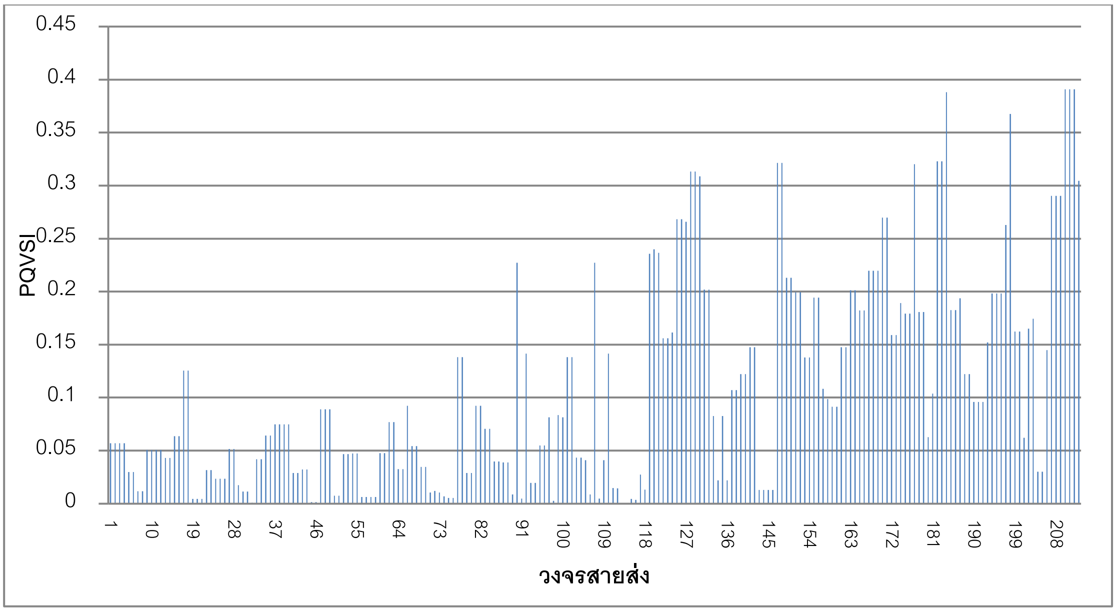


รูปที่ 6.3 ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

ตารางที่ 6.2 กระแสลัดวงจรที่บัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

ชื่อสถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันบัส (kV)	กระแสลัดวงจร (kA)	รูปแบบการลัดวงจร
บางกะปิ	230	48.92	3 เฟส
บางพลี	230	52.08	3 เฟส
บางกอกน้อย	230	65.69	3 เฟส
แจ้งวัฒนะ	230	61.36	3 เฟส
ลาดพร้าว	230	60.80	3 เฟส
หนองจอก	230	37.76	3 เฟส
พระนครเหนือ	230	60.42	3 เฟส
อ่อนนุชA	230	48.07	3 เฟส
รังสิต	230	60.20	3 เฟส
รัชดาภิเษก	230	51.72	3 เฟส
ไทรน้อย	230	43.83	3 เฟส
พระนครใต้	230	62.60	1 เฟส
ธนบุรีใต้	230	61.51	3 เฟส
เทพารักษ์	230	52.58	3 เฟส
คลองด่าน	230	46.60	3 เฟส
นวนคร	230	48.49	3 เฟส
ลำลูกกา	230	32.76	3 เฟส
อ่อนนุชB	230	36.31	3 เฟส
หนองจอก	500	40.29	3 เฟส
อ่อนนุช	500	34.63	3 เฟส
ไทรน้อย	500	34.77	3 เฟส

ระบบนี้ส่งไฟฟ้า กฟผ. ในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล ได้ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ซึ่งมีค่าพิกัดกระแสลัดวงจรอยู่ที่ 50 kA แต่เนื่องจากระบบไฟฟ้าในเขตนี้มีความซับซ้อนและมีการเชื่อมต่อกันลูปอยู่มากทำให้ค่ากระแสลัดวงจรที่บัสมีค่าเกินกว่า 50 kA ดังแสดงดังตารางที่ 6.2 ประกอบด้วยบัสระดับแรงดัน 230 kV ณ สถานีไฟฟ้า บางพลี บางกอกน้อย แจ้งวัฒนะ ลาดพร้าว พระนครเหนือ รังสิต รัชดาภิเษก พระนครใต้ ธนบุรีใต้ เทพารักษ์ ซึ่งเป็นสถานีที่เชื่อมต่อกับจุดโหลดที่สำคัญในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล



รูปที่ 6.4 ค่า PQVSI ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

และค่า PQVSI ของทุกวงจรสายส่งในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล แสดงดังรูปที่ 6.4 จะพบว่าค่า PQVSI สูงสุดของระบบอยู่ที่ 0.3909 และเมื่อประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าผ่านเงื่อนไขที่กำหนด ดังนั้นในการทดสอบกับระบบนี้จะกำหนด ค่ากระแสลัดวงจรพิกัด ค่าเงื่อนไข PQVSI ดังสมการ (6.3) และ (6.4) ตามลำดับ

$$\left|I_{SC}^{rated}\right| = 50\text{kA} \tag{6.3}$$

$$K_{PQ} = 0.45 \tag{6.4}$$

6.2 วิธีการทดสอบ

การทดสอบระบบทดสอบดังที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 6.1 จะทดสอบกับ 2 วิธี ได้แก่ การติดตั้งสายส่ง HVDC และ การติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส จากนั้นนำคำตอบที่ได้จากกระบวนการค้นหามาประเมินความมั่นคงโดยใช้ดัชนี PQVSI และ การประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1

สำหรับเงื่อนไขเรื่องพิกัดกระแสลัดวงจร และ ดัชนี PQVSI ได้กล่าวไว้ในหัวข้อย่อยระบบทดสอบ และเงื่อนไขการประเมินผลกระทบจาก N-1 มีเงื่อนไขดังสมการ (6.5) - (6.8)

$$\left|V_{n-1}\right|^{\max} = 1.10\,\text{p.u.} \tag{6.5}$$

$$\left|V_{n-1}\right|^{\min} = 0.90\,\text{p.u.} \tag{6.6}$$

$$\left|S_{n-1,ij}\right|^{rated} = \left|S_{ij}\right|^{rated} \quad (6.7)$$

$$\left|S_{tr,n-1,ij}\right|^{rated} = 1.2 \times \left|S_{tr,ij}\right|^{rated} \quad (6.8)$$

6.3 ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบจะแบ่งออกเป็นระบบทดสอบต่างดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 6.1 ดังนี้

6.3.1 ผลการทดสอบระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

เพื่อเป็นการเปรียบเทียบวิธีการลดกระแสลัดวงจรในหลายๆ กรณี จึงประยุกต์วิธีการลดกระแสลัดวงจรกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัสใน 3 กรณี ได้แก่

1) กรณีแบ่งแยกบัส

2) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC

3) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส

ซึ่งผลการทดสอบในแต่ละกรณีแสดงดังหัวข้อย่อยต่อไปนี้

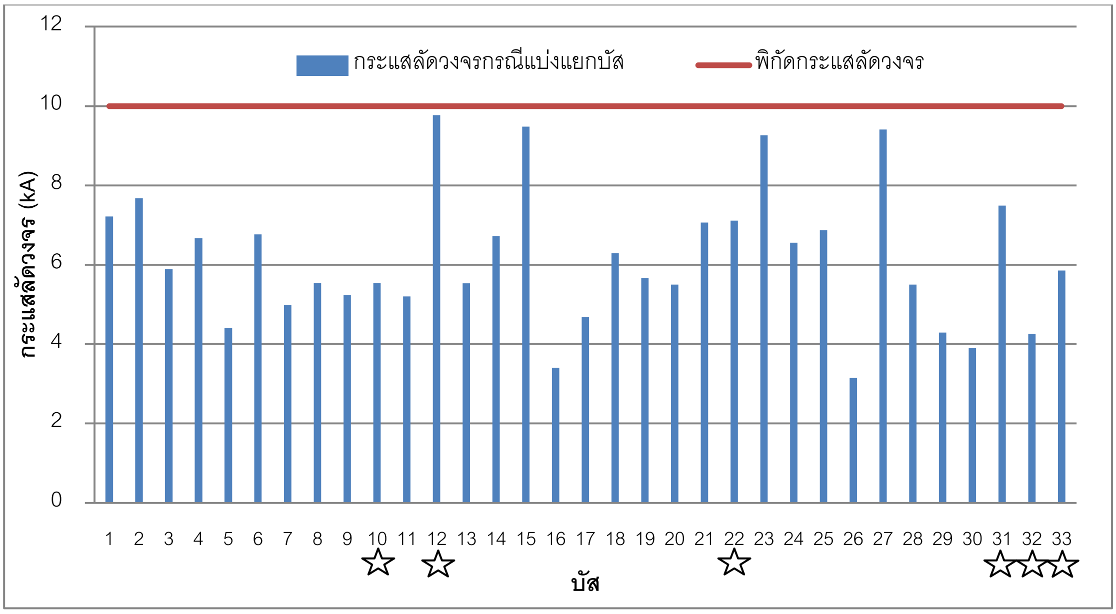
1) กรณีแบ่งแยกบัส

กรณีแบ่งแยกบัสเพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรได้พิจารณาบัสที่มีกระแสลัดวงจรสูงที่สุดในการแบ่งแยก จากนั้นตรวจสอบว่าค่ากระแสลัดวงจรของแต่ละบัสในระบบยังคงเกินว่าค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์หรือไม่ ถ้ายังคงเกินพิกัดอยู่จะทำการแบ่งแยกบัสที่ให้ค่ากระแสลัดวงจรสูงที่สุดต่อไปเรื่อยๆ จนกว่าจะสามารถลดกระแสลัดวงจรของทุกบัสให้ต่ำกว่าพิกัดที่กำหนดได้ ในกรณีของระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส ต้องแบ่งแยกบัสถึง 3 บัสจึงสามารถลดกระแสลัดวงจรได้ต่ำกว่าพิกัดได้ โดยตำแหน่งการแบ่งแยกบัสแสดงดังตารางที่ 6.3

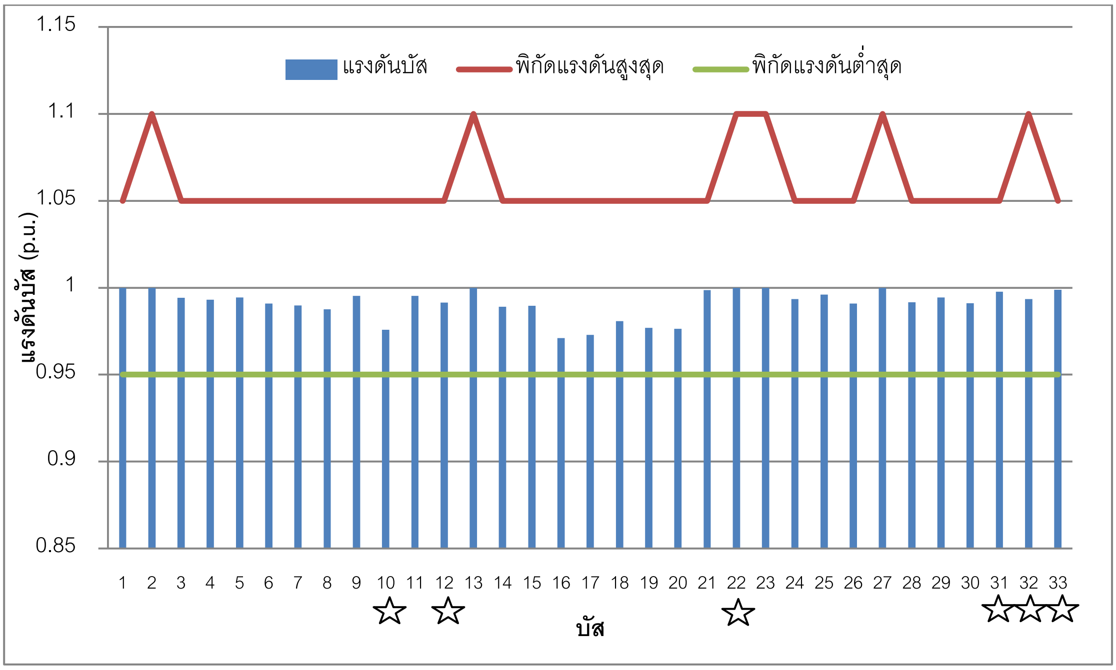
ตารางที่ 6.3 ตำแหน่งบัสที่ถูกแบ่งแยกในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

ตำแหน่งที่ 1	ตำแหน่งที่ 2	ตำแหน่งที่ 3
10	22	12

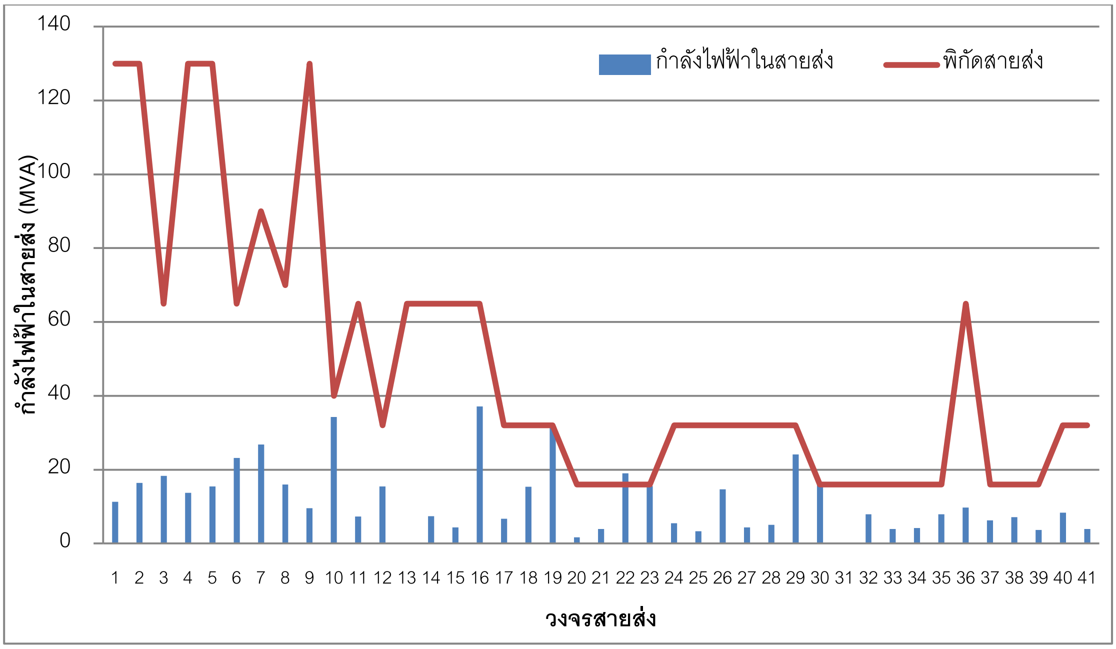
จากการแบ่งแยกบัสทั้งสามตำแหน่งดังกล่าวได้ผล ค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัสและขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรสายส่ง ดังรูปที่ 6.5 - รูปที่ 6.7 ตามลำดับ



รูปที่ 6.5 กระแสลัดวงจรกรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

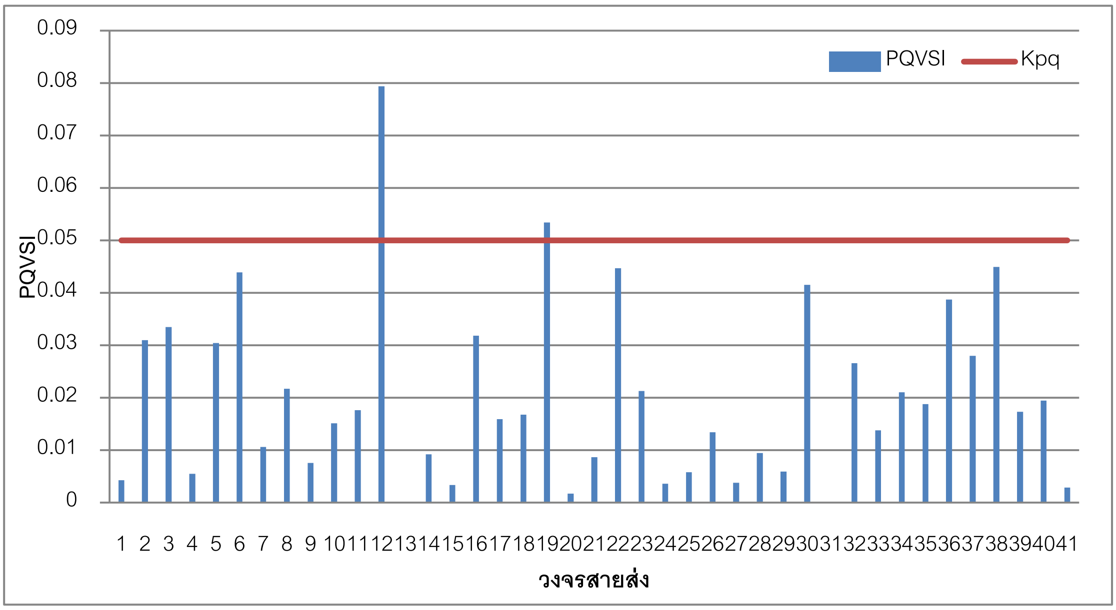


รูปที่ 6.6 ขนาดแรงดันที่บัสกรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส



รูปที่ 6.7 กำลังไฟฟ้าในสายส่งกรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

สังเกตได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัสในกรณีนี้มีค่าไม่เกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กำหนดไว้ที่ 10 kA แต่มีการระเมิดพิกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่งในวงจรที่ 22 และ 30 จากนั้นประเมินความมั่นคงระบบไฟฟ้ากำลังหลังจากปรับเปลี่ยนโครงข่ายได้ผลการคำนวณ PQVSI ในแต่ละวงจรสายส่งแสดงดังรูปที่ 6.8



รูปที่ 6.8 ค่า PQVSI กรณีแบ่งแยกบัสระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

สังเกตได้ว่าค่า PQVSI สูงสุดอยู่ที่ 0.0794 ณ ตำแหน่งสายส่งวงจรที่ 12 ซึ่งเป็นค่าที่เกินพิกัด Kpq ที่ได้กำหนดไว้ นอกจากนี้ยังมีสายส่งที่เกินพิกัด Kpq อีก 1 วงจรคือสายส่งที่ 19 และจากการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าไม่ผ่านเงื่อนไขที่กำหนด

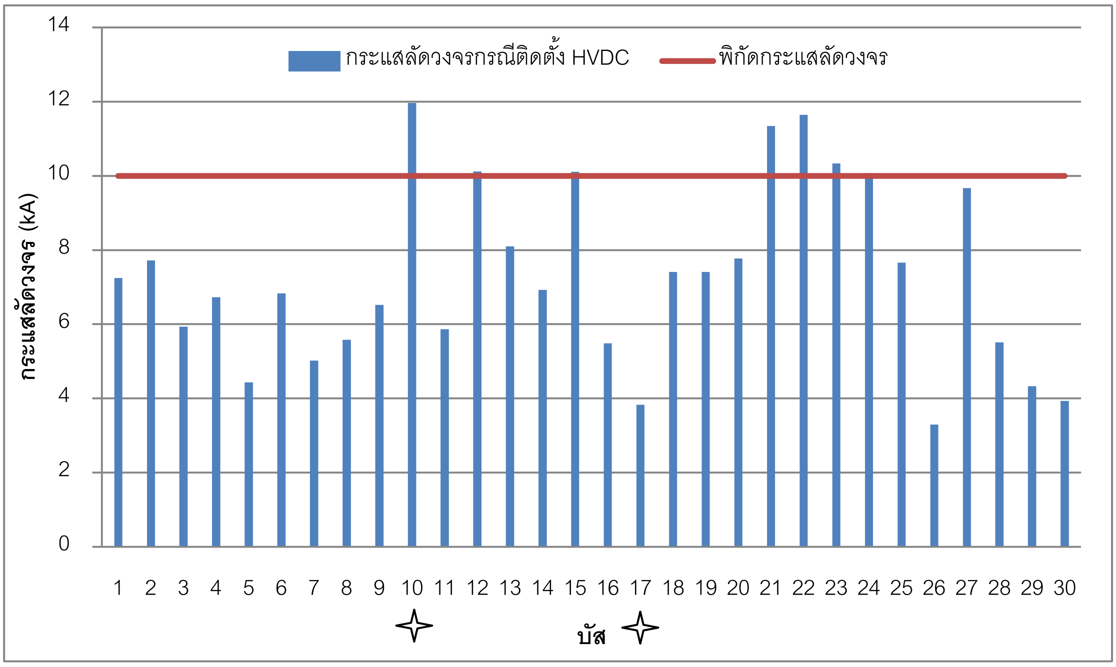
2) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC

กรณีนี้เป็นการทดสอบลดกระลัดวงจรด้วยวิธีการติดตั้งสายส่ง HVDC จำนวน 1 ตำแหน่ง โดยใช้การค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณีได้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดดังตารางที่ 6.4

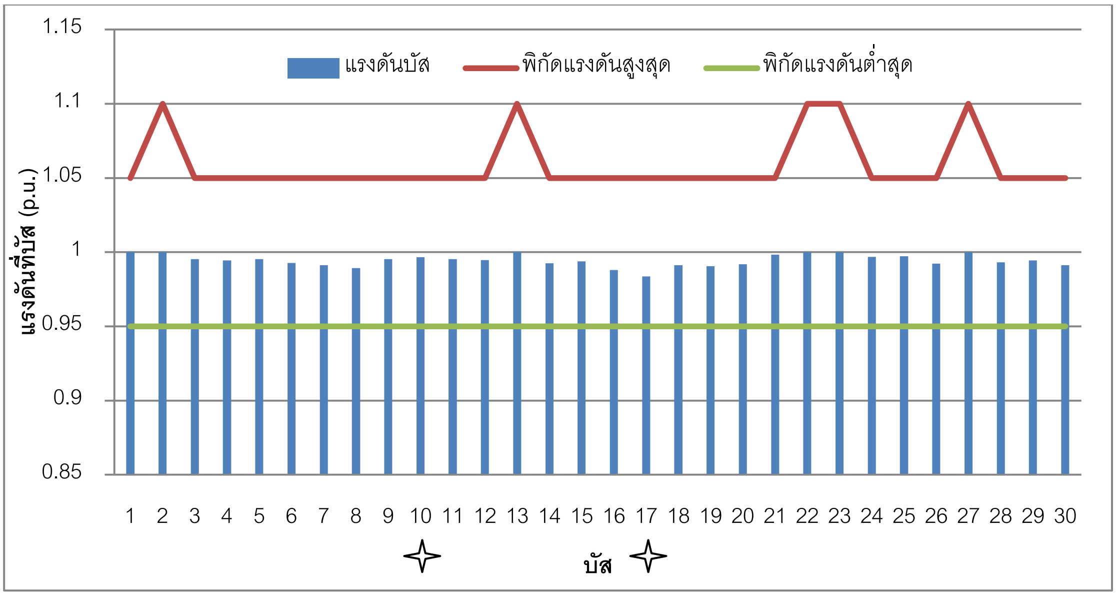
ตารางที่ 6.4 คำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDCในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

บัสเรกติฟายเออร์	บัสอินเวอร์เตอร์	จำนวนแทนที่สายส่ง	กำลังส่ง(MW)
10	17	1	4

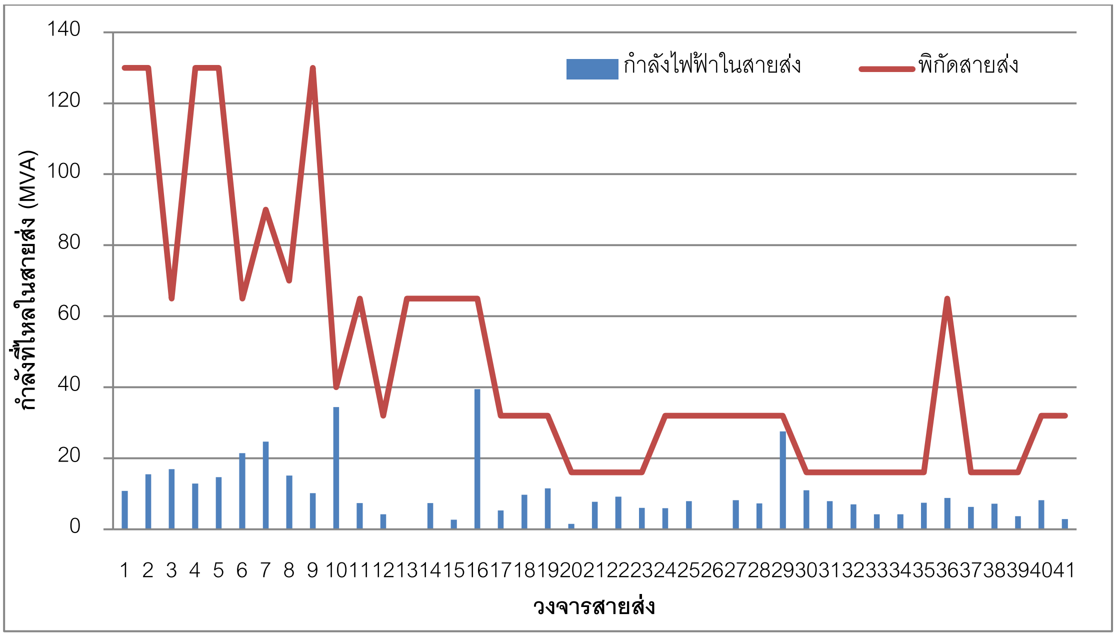
ตำแหน่งการติดตั้งสายส่ง HVDC ในตารางที่ 6.4 ได้ผลการคำนวณ ค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส และขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรสายส่ง ดังรูปที่ 6.9 - รูปที่ 6.11 ตามลำดับ



รูปที่ 6.9 กระแสลัดวงจรกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส



รูปที่ 6.10 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส



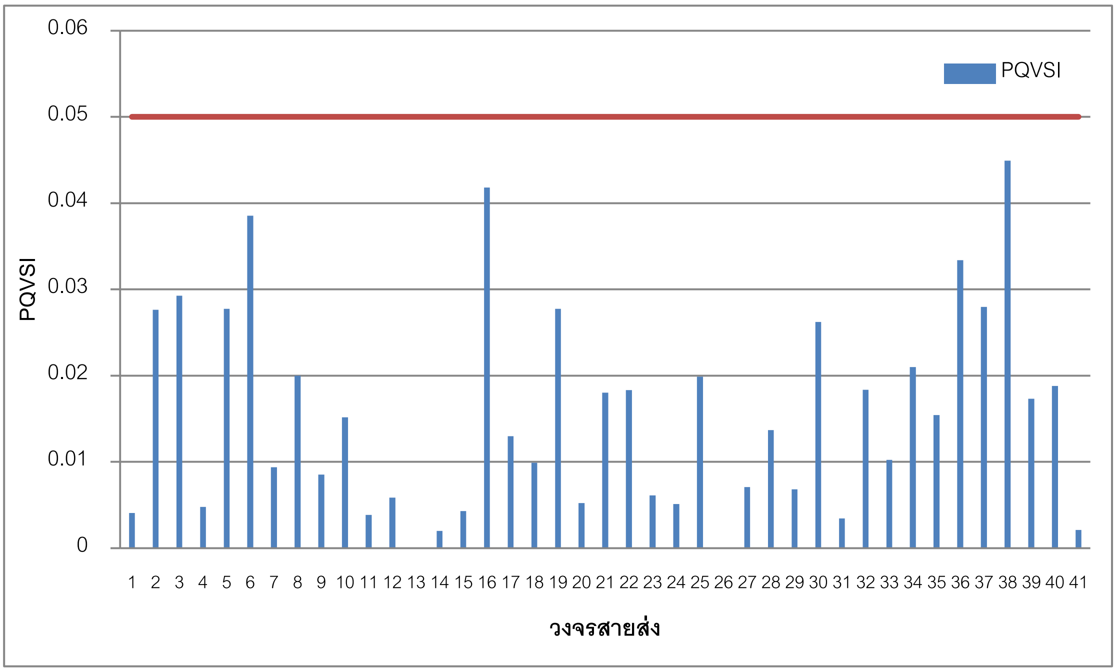
รูปที่ 6.11 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

สังเกตได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัสมีค่ายังเกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กำหนดไว้ที่ 10 kA แต่ไม่ยังสามารถรักษาจุดทำงานให้อยู่ในเงื่อนไขที่กำหนดได้ และผลการคำนวณจุดทำงานของสายส่ง HVDC ตามเงื่อนไขดังตารางที่ 6.7

ตารางที่ 6.5 จุดทำงาน HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

		ขีดจำกัด
แรงดันไฟตรง (p.u.)	1.00	1.20
มุมจุดชนวน (องศา)	23	Min = 10
มุมหยุดนำกระแส (องศา)	20	Min = 20
แท็บเรกติฟายเออร์	0.8107	1 ± 0.2
แท็บอินเวอร์เตอร์	0.8014	1 ± 0.2

สังเกตได้ว่าจุดทำงานของสายส่ง HVDC อยู่ภายใต้เงื่อนไขจุดทำงานที่กำหนด จากนั้นทำการประเมินความมั่นคงระบบได้ผลการคำนวณ PQVSI ในแต่ละวงจรสายส่งแสดงดังรูปที่ 6.12



รูปที่ 6.12 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

สังเกตได้ว่าค่า PQVSI สูงสุดของระบบมีค่าอยู่ที่ 0.0449 ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด และเมื่อประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าไม่ผ่านเงื่อนไขที่กำหนด

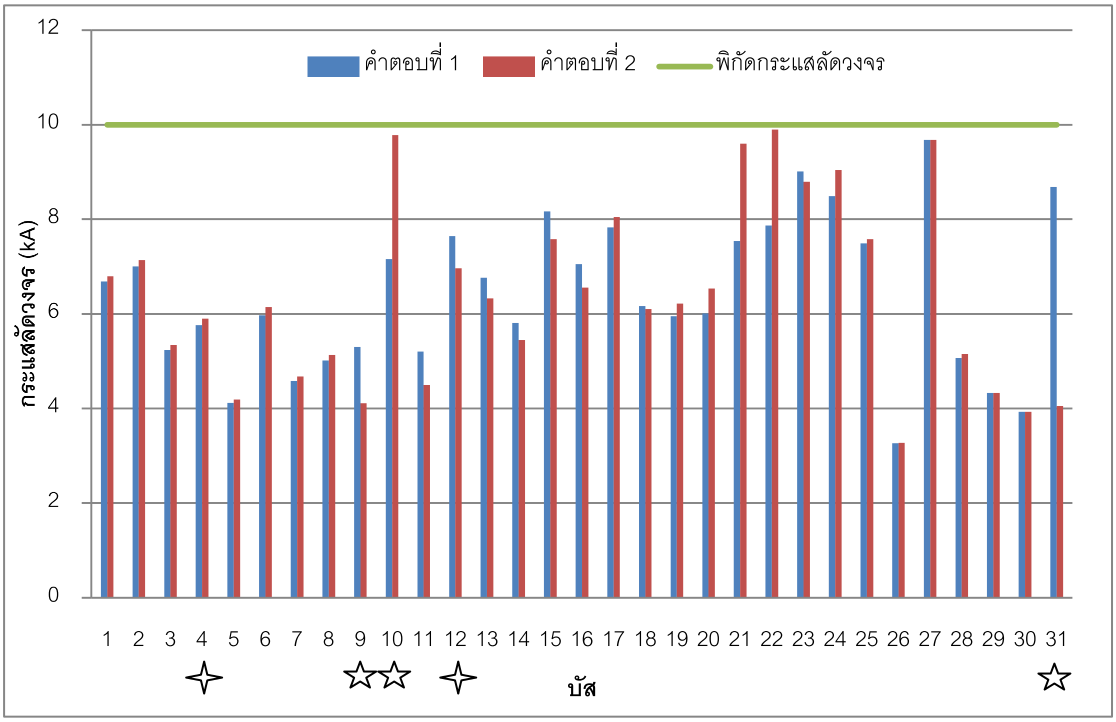
3) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส

ในกรณีนี้เป็นการทดสอบลดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสโดยใช้กระบวนการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ ซึ่งได้คำตอบตำแหน่งการแบ่งแยกบัสและตำแหน่งการติดตั้งสายส่ง HVDC จำนวน 2 คำตอบดังตารางที่ 6.6

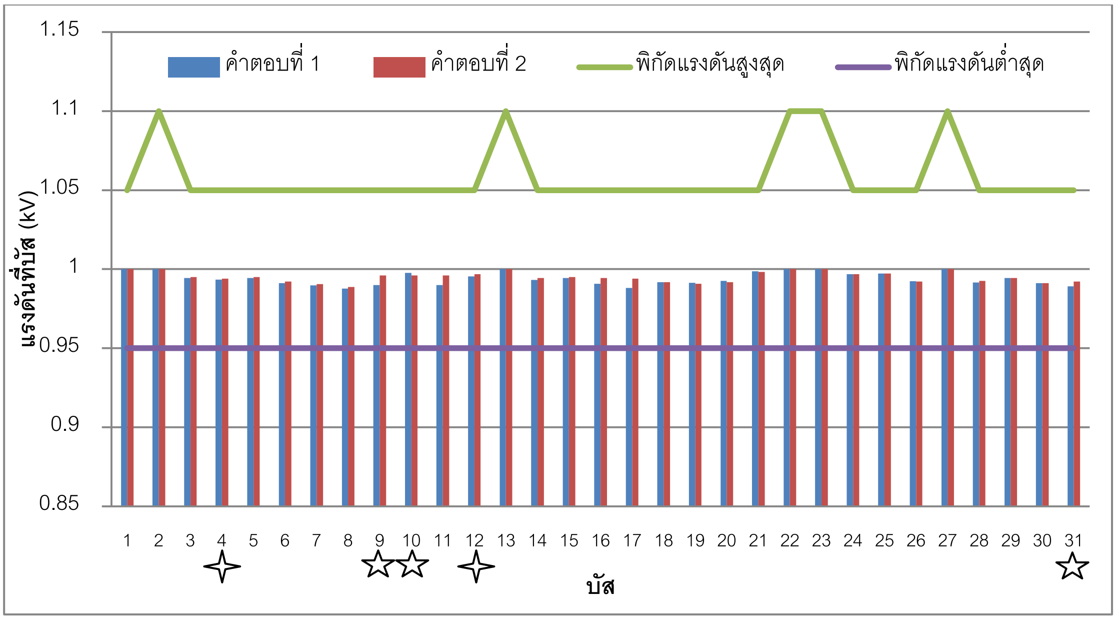
ตารางที่ 6.6 คำตอบการติดตั้ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

แบ่งแยกบัส	บัสเรกติฟายเออร์	บัสอินเวอร์เตอร์	จำนวนแทนที่สายส่ง	กำลังส่ง (MW)
10	12	4	1	1
9	4	12	1	1

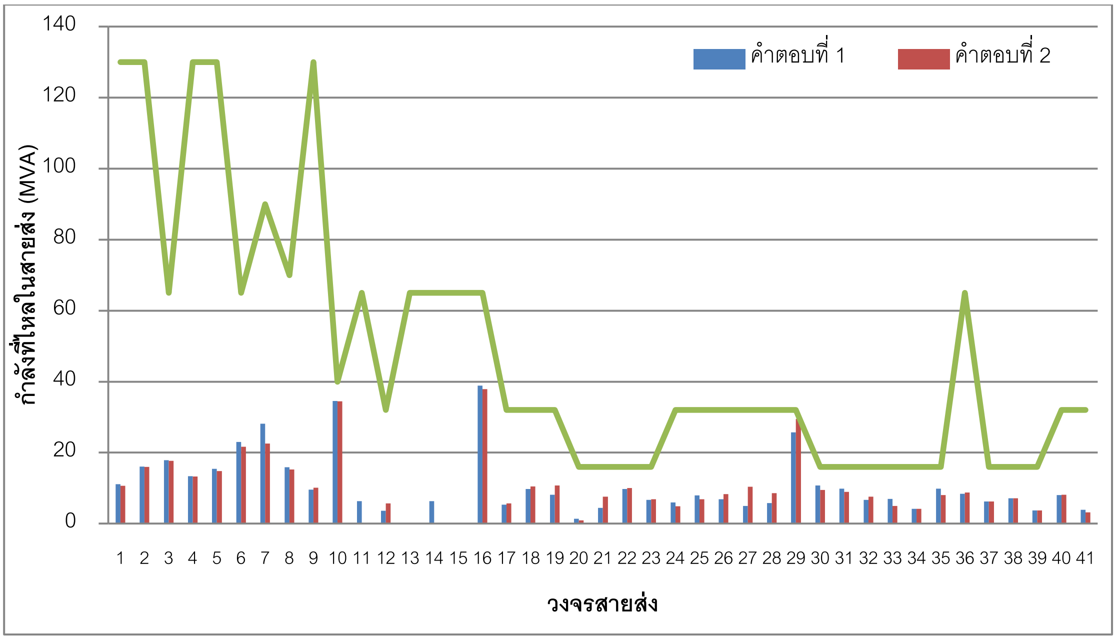
ตำแหน่งการติดตั้งสายส่ง HVDC และการแบ่งแยกบัส ในตารางที่ 6.6 ได้ผลการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส และขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรสายส่ง ดังรูปที่ 6.13 - รูปที่ 6.15 ตามลำดับ



รูปที่ 6.13 กระแสลัดวงจรกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส



รูปที่ 6.14 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส



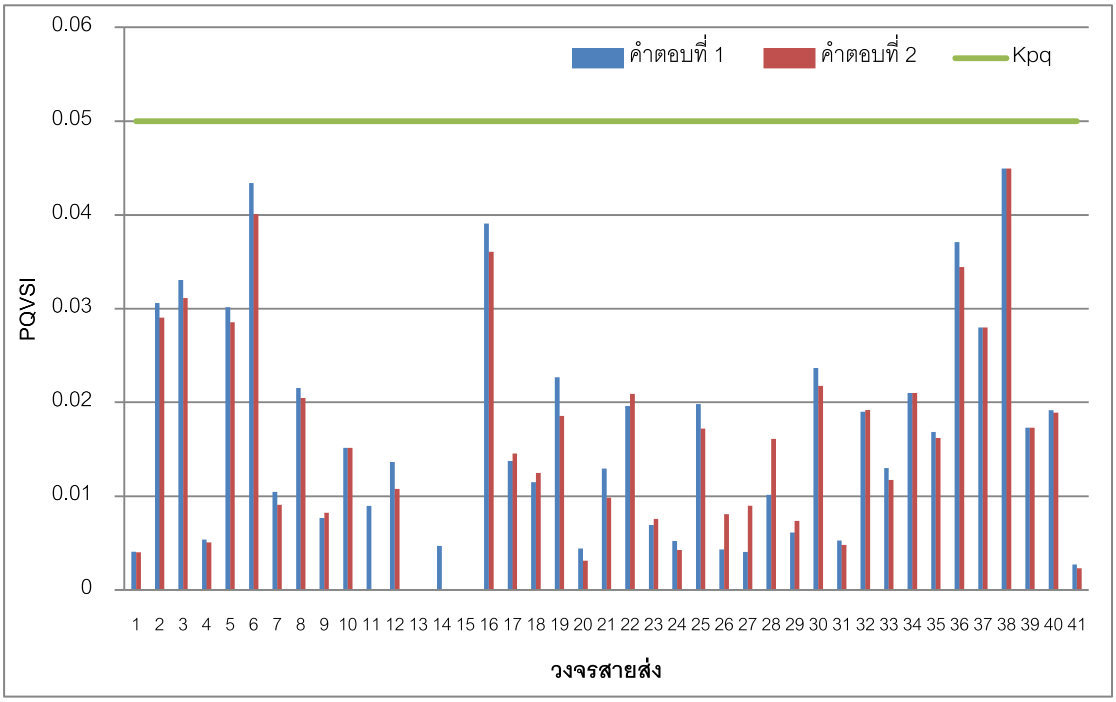
รูปที่ 6.15 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

จะเห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัสของทั้งสองคำตอบมีค่าไม่เกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กำหนดไว้ที่ 10 kA อีกทั้งยังสามารถรักษาจุดทำงานให้อยู่ในเงื่อนไขที่กำหนดได้ สำหรับผลการคำนวณจุดทำงานของสายส่ง HVDC ตามเงื่อนไข HVDC ดังตารางที่ 6.7

ตารางที่ 6.7 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

	คำตอบที่ 1	คำตอบที่ 2	ขีดจำกัด
แรงดันไฟตรง (p.u.)	1.10	1.10	1.20
มุมจุดชนวน (องศา)	20	20	Min = 10
มุมหยุดนำกระแส (องศา)	20	20	Min = 20
แท็บเรกติฟายเออร์	0.8713	0.8729	1 ± 0.2
แท็บอินเวอร์เตอร์	0.8728	0.8695	1 ± 0.2

จะเห็นว่าจุดทำงานของสายส่ง HVDC อยู่ภายใต้เงื่อนไขจุดทำงานที่กำหนด จากนั้นทำการประเมินความมั่นคงระบบได้ผลการคำนวณ PQVSI ในแต่ละวงจรสายส่งแสดงดังรูปที่ 6.16



รูปที่ 6.16 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

สังเกตได้ว่าค่า PQVSI สูงสุดอยู่ที่ 0.0449 เท่ากันทั้งสองคำตอบ ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด แต่เมื่อประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าไม่ผ่านเงื่อนไขที่กำหนด

จากผลการทดสอบลดค่ากระแสลัดวงจรในกรณีต่างๆ สามารถสรุปผลการคำนวณตามเงื่อนไขต่างๆ ได้ดังตารางที่ 6.11

ตารางที่ 6.8 เปรียบเทียบผลการทดสอบระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

	กรณีฐาน	กรณี แบ่งแยกบัส	กรณีติดตั้ง HVDC	กรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัส	
				คำตอบที่ 1	คำตอบที่ 2
Isc max	12.77	9.77	11.96	9.68	9.89
บัสวิกฤต	10	12	10	27	22
จุดทำงาน	ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
PQVSI	0.0449	0.0794	0.0449	0.0449	0.0449
วงจรวิกฤต	38	12	38	38	38
N-1	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน

6.3.2 ผลการทดสอบระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เพื่อเป็นการเปรียบเทียบวิธีการลดกระแสลัดวงจรในหลายๆ กรณี จึงประยุกต์วิธีการลดกระแสลัดวงจรกับระบบส่งของการไฟฟ้าใน 5 กรณี ได้แก่

1) กรณีแบ่งแยกบัส

2) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC

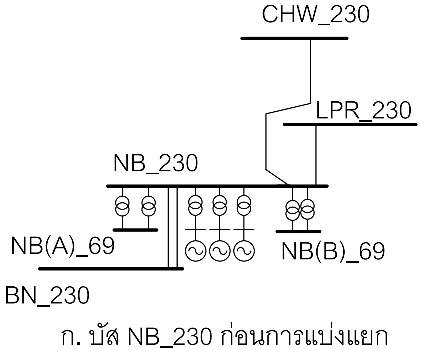
3) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส

4) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ในระบบที่แบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

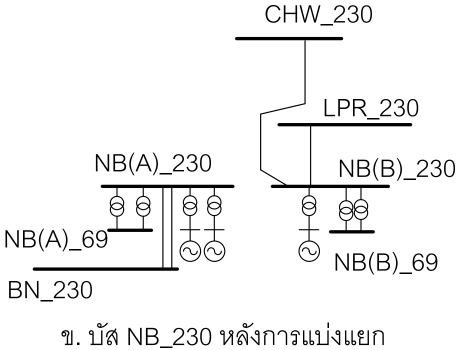
ซึ่งผลการทดสอบในแต่ละกรณีแสดงดังหัวข้อย่อยต่อไปนี้

1) กรณีแบ่งแยกบัส

ในกรณีนี้ได้ทำการแบ่งแยกบัส โดยพิจารณาบัสที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ได้แก่ บัสระดับแรงดัน 230 kV สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือและพระนครใต้ โดยอาศัยเงื่อนไขการแบ่งแยกบัสดังที่ได้กล่าวในบทที่ 5 ซึ่งได้รูปแบบในการแบ่งแยกดังรูปที่ 6.17 และ รูปที่ 6.18

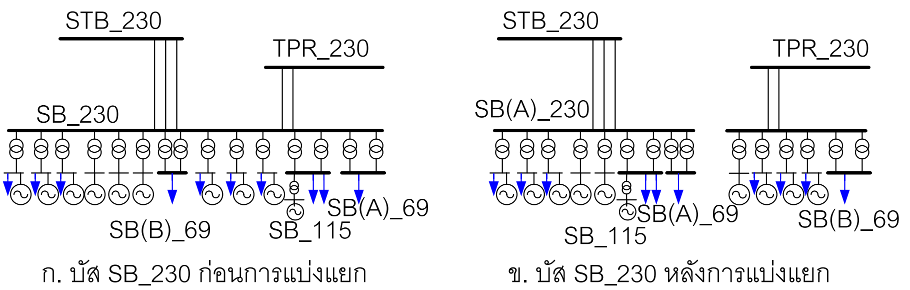


ก. บัส NB_230 ก่อนการแบ่งแยก



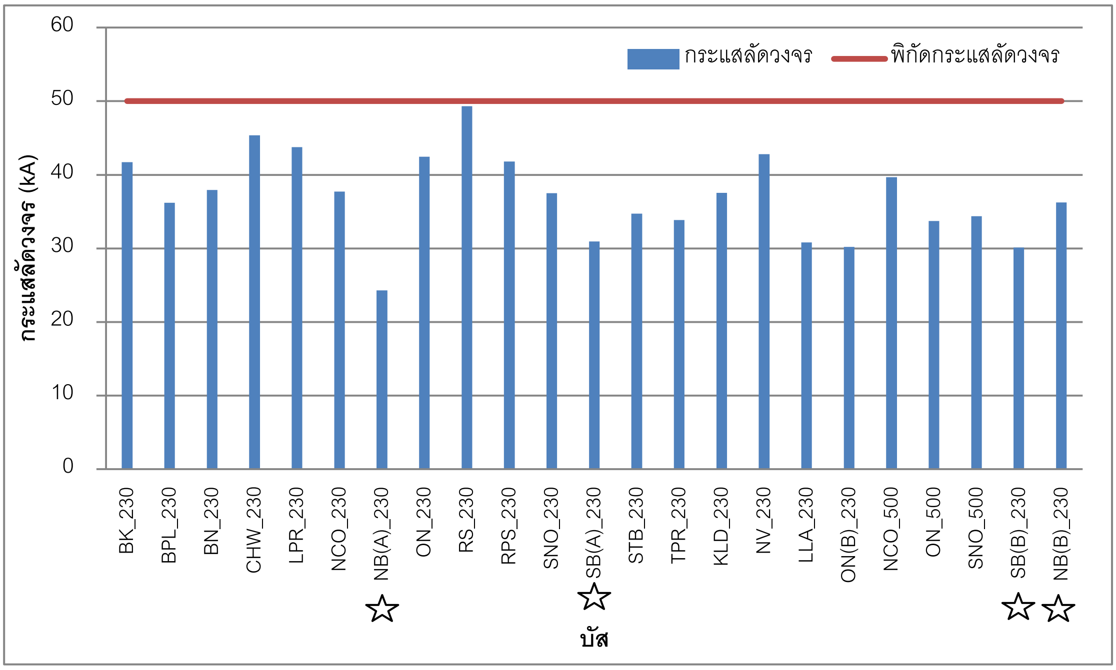
ข. บัส NB_230 หลังการแบ่งแยก

รูปที่ 6.17 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือตามเงื่อนไขที่กำหนด

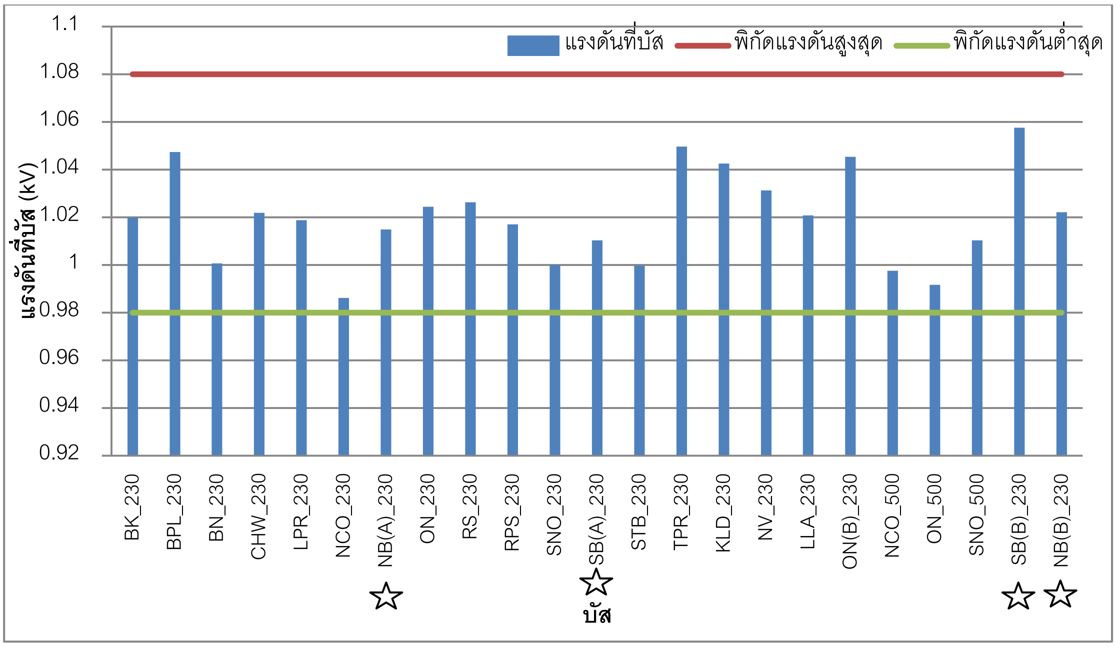


รูปที่ 6.18 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ตามเงื่อนไขที่กำหนด

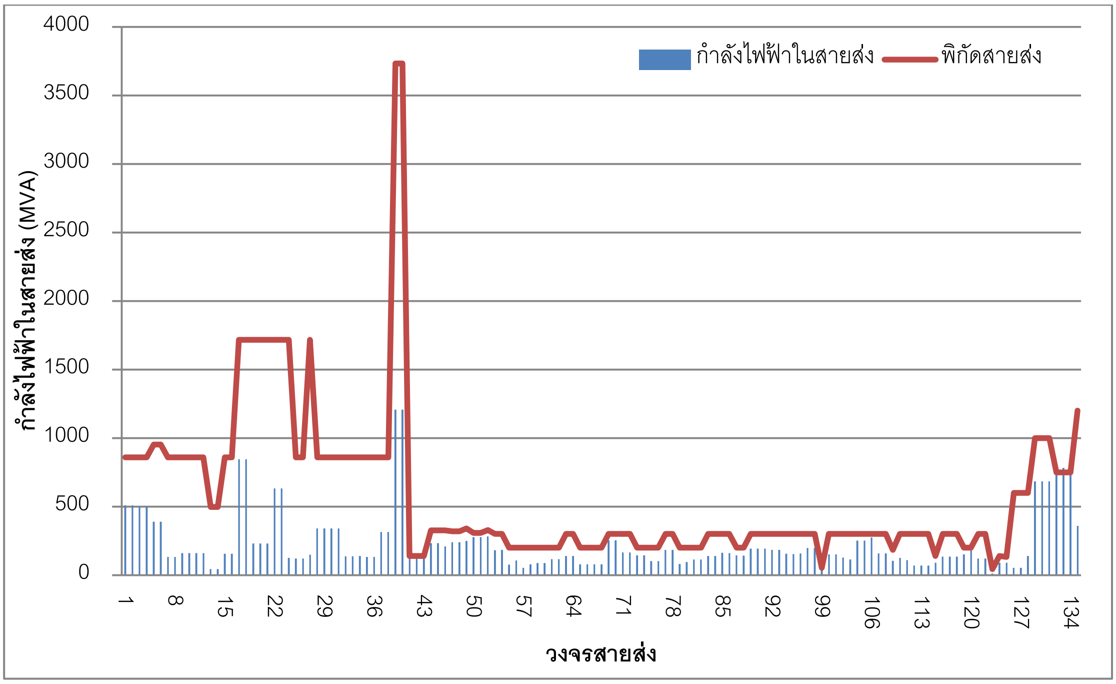
จากการแบ่งแยกบัสทั้งสองตำแหน่งดังกล่าวได้ผล ค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส และขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรสายส่ง ดังรูปที่ 6.19 - รูปที่ 6.21 ตามลำดับ



รูปที่ 6.19 กระแสลัดวงจรกรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

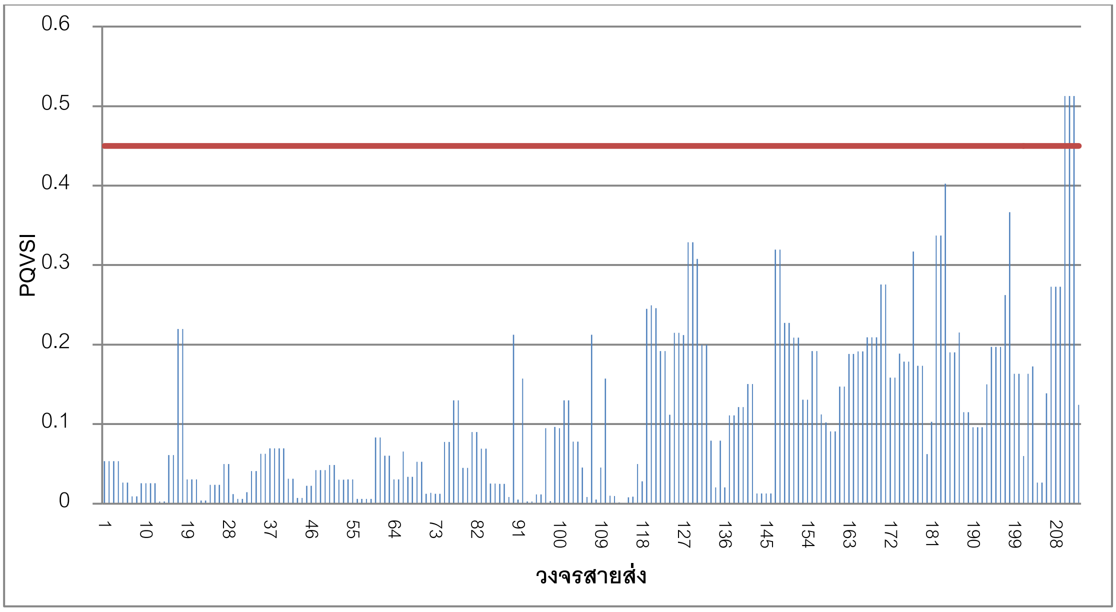


รูปที่ 6.20 ขนาดแรงดันที่บัสกรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต



รูปที่ 6.21 กำลังไฟฟ้าในสายส่งกรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

สังเกตได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัสมีค่าไม่เกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กำหนดไว้ที่ 50 kA ส่งผลเสียทำให้กำลังไฟฟ้าในสายส่งที่หม้อแปลงระหว่างบัสแรงดัน 500 kV และ 230 kV ณ สถานีไฟฟ้าอ่อนนุช เกินพิกัดของหม้อแปลง จากนั้นประเมินความมั่นคงของระบบได้ ผลการคำนวณ PQVSI ในแต่ละวงจรสายส่งแสดงดังรูปที่ 6.22



รูปที่ 6.22 ค่า PQVSI กรณีแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

สังเกตได้ว่าค่า PQVSI สูงสุดของระบบมีค่าอยู่ที่ 0.5126 ซึ่งเป็นค่าที่เกินพิกัด Kpq ที่ได้กำหนดไว้ และเมื่อประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าระบบในกรณีนี้ไม่สามารถผ่านเงื่อนไขที่กำหนดไว้

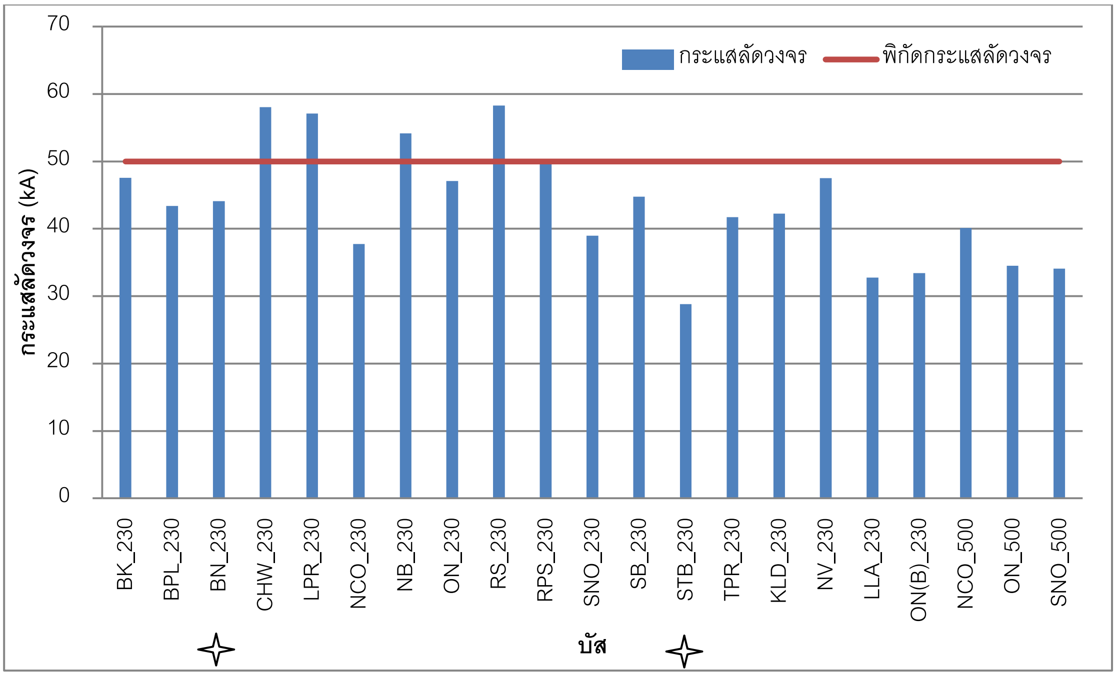
2) **กรณีติดตั้งสายส่ง** HVDC

ในกรณีนี้เป็นการทดสอบลดกระลัดวงจรด้วยวิธีการติดตั้งสายส่ง HVDC จำนวน 1 ตำแหน่ง โดยใช้การค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณีได้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดดังตารางที่ 6.9

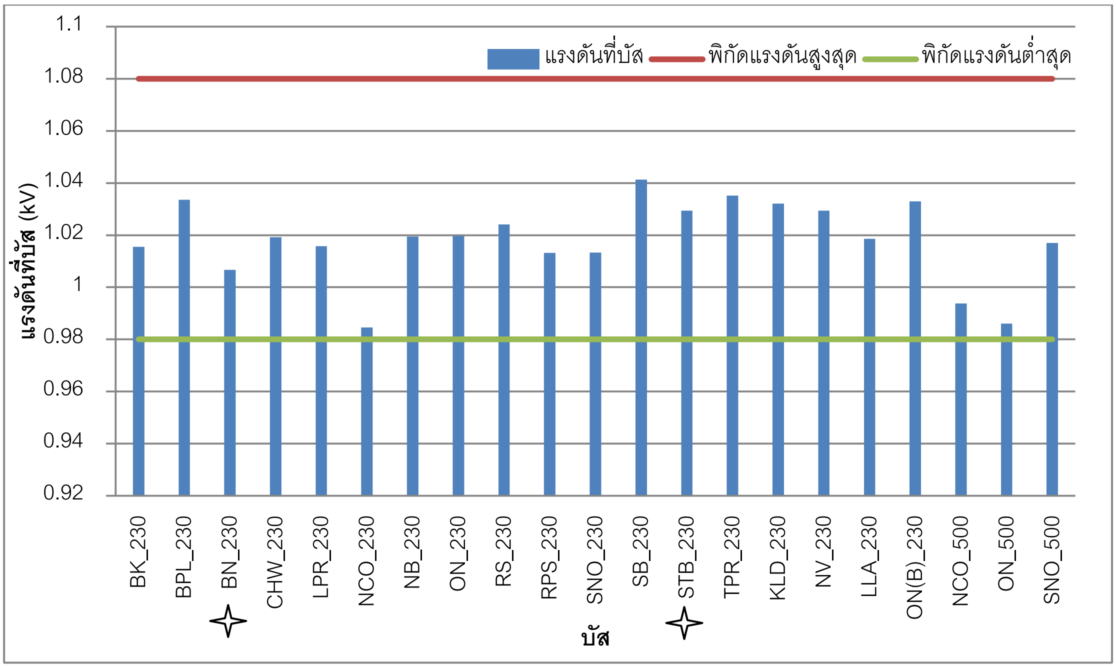
ตารางที่ 6.9 คำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

บัสเรกติฟายเออร์	บัสอินเวอร์เตอร์	จำนวนแทนที่สายส่ง	กำลังส่ง (MW)
STB_230	BN_230	3	100

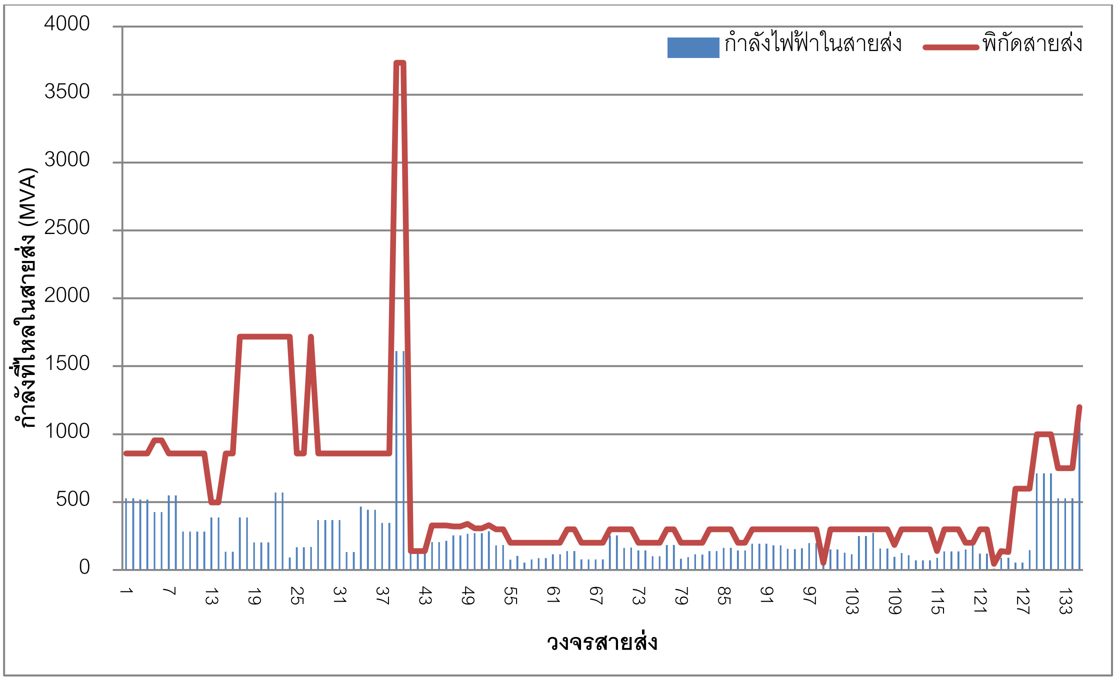
จากคำตอบในตารางที่ 6.9 ได้ผล ค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส และขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรสายส่งดังรูปที่ 6.23 - รูปที่ 6.25 ตามลำดับ



รูปที่ 6.23 กระแสลัดวงจรที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต



รูปที่ 6.24 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต



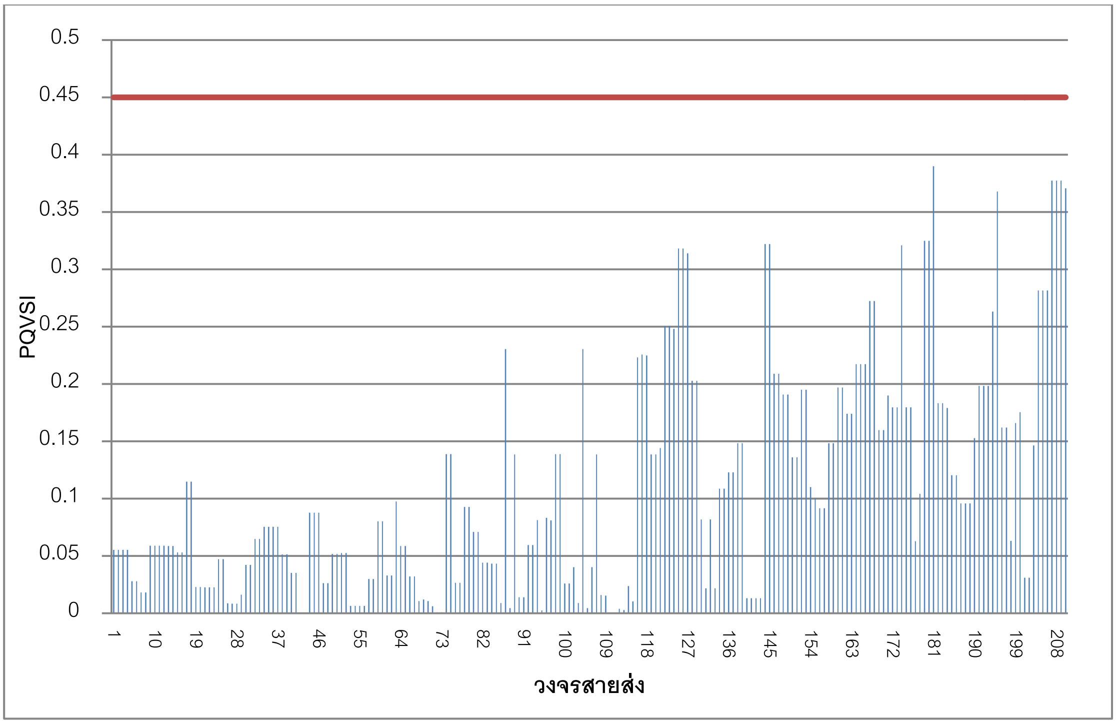
รูปที่ 6.25 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

จะเห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัสยังมีค่าเกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กำหนดไว้ที่ 50 kA แต่ไม่ส่งผลเสียจุดทำงานของระบบ และผลการคำนวณจุดทำงานของสายส่ง HVDC ตามเงื่อนไข HVDC ดังตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.10 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบของส่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

		ขีดจำกัด
แรงดันไฟตรง (p.u.)	1.10	1.20
มุมจุดชนวน (องศา)	25	Min = 10
มุมหยุดนำกระแส (องศา)	20	Min = 20
แท็บเรกติฟายเออร์	0.8789	1 ± 0.2
แท็บอินเวอร์เตอร์	0.8659	1 ± 0.2

สังเกตได้ว่าจุดทำงานของสายส่ง HVDC อยู่ภายใต้เงื่อนไขจุดทำงานที่กำหนด จากนั้นทำการประเมินความมั่นคงซึ่งได้ผลการคำนวณ PQVSI ในแต่ละวงจรสายส่งแสดงดังรูปที่ 6.29



รูปที่ 6.26 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

จะเห็นว่าค่า PQVSI สูงสุดของระบบมีค่าอยู่ที่ 0.3899 ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขพิกัด Kpq ที่ได้กำหนดไว้ และเมื่อประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าระบบในกรณีนี้ผ่านเงื่อนไขที่กำหนดไว้

3) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส

ในกรณีนี้เป็นการทดสอบลดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสโดยใช้กระบวนการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ ซึ่งได้คำตอบตำแหน่งการแบ่งแยกบัสและตำแหน่งการติดตั้งสายส่ง HVDC ดังตารางที่ 6.11 และมีรูปแบบการแบ่งแยกบัสตามเงื่อนไขที่กำหนดดังแสดงใน

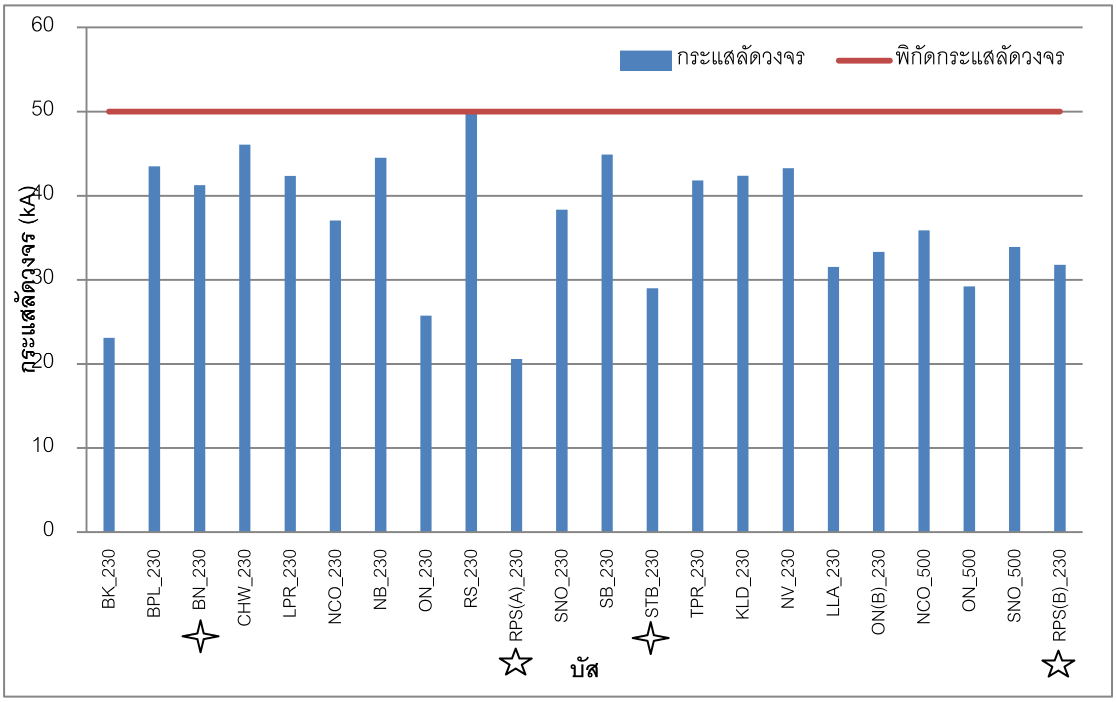
ตารางที่ 6.11 คำตอบการติดตั้ง HVDC และการแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

แบ่งแยกบัส	บัสเรกติฟายเออร์	บัสอินเวอร์เตอร์	จำนวนแทนที่สายส่ง	กำลังส่ง (MW)
RPS_230	BN_230	STB_230	3	240

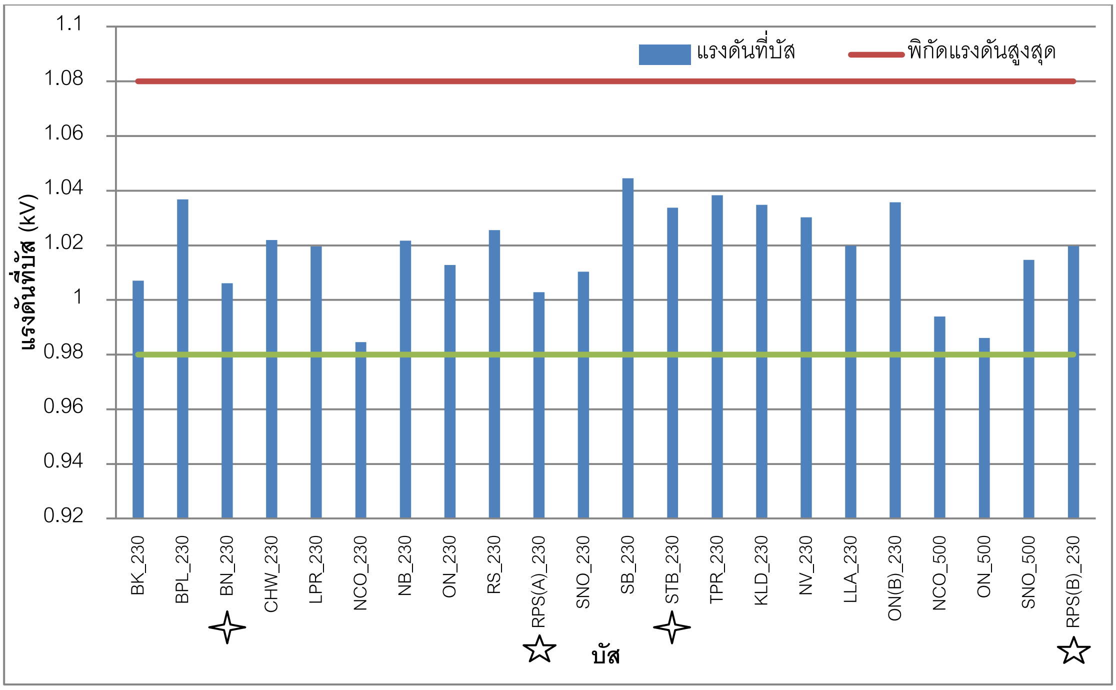
ก. บัส RPS_230 ก่อนการแบ่งแยก ข. บัส RPS_230 หลังการแบ่งแยก

รูปที่ 6.27 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้ารัชดาภิเษกตามเงื่อนไขที่กำหนด

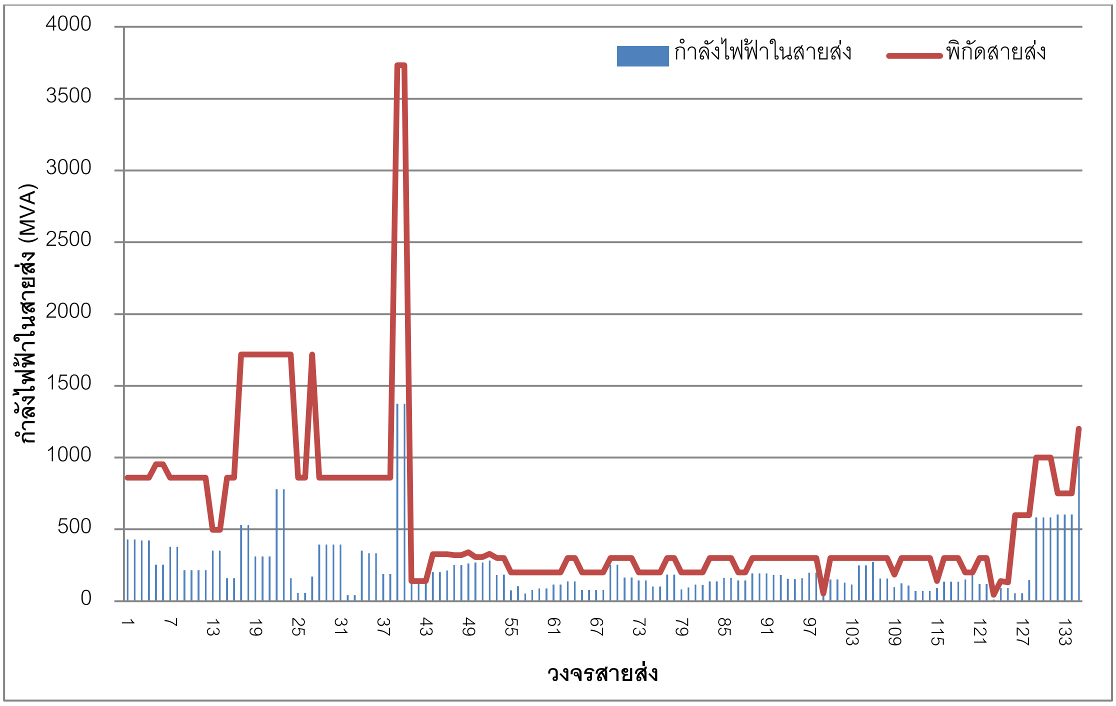
จากคำตอบในตารางที่ 6.11 ได้ ค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส และขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรสายส่งดังซึ่งให้ค่ากระแสลัดวงจรที่บัส ค่าแรงดันที่บัส ค่ากำลังที่ไหลในสายส่งดังรูปที่ 6.28 - รูปที่ 6.30



รูปที่ 6.28 กระแสลัดวงจรกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต



รูปที่ 6.29 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต



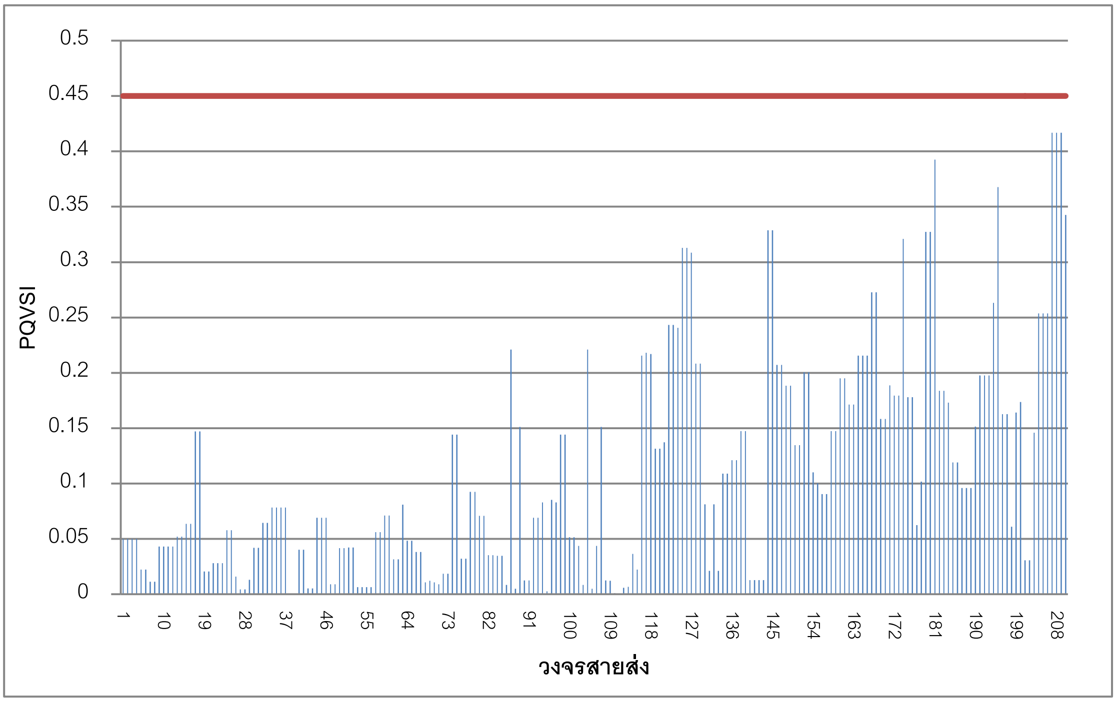
รูปที่ 6.30 กำลังในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

สังเกตได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัสยังมีค่าเกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กำหนดไว้ที่ 50 kA แต่ไม่ส่งผลเสียจุดทำงานของระบบ และผลการคำนวณจุดทำงานของสายส่ง HVDC ตามเงื่อนไข HVDC ดังตารางที่ 6.12

ตารางที่ 6.12 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

		ขีดจำกัด
แรงดันไฟตรง (p.u.)	1.10	1.20
มุมจุดชนวน (องศา)	25	Min = 10
มุมหยุดนำกระแส (องศา)	20	Min = 20
แท็บเรกติฟายเออร์	0.9559	1 ± 0.2
แท็บอินเวอร์เตอร์	0.9321	1 ± 0.2

จะเห็นว่าจุดทำงานของสายส่ง HVDC อยู่ภายใต้เงื่อนไขจุดทำงานที่กำหนด จากนั้นทำการประเมินความมั่นคงซึ่งได้ผลการคำนวณ PQVSI ในแต่ละวงจรสายส่งแสดงดังรูปที่ 6.31

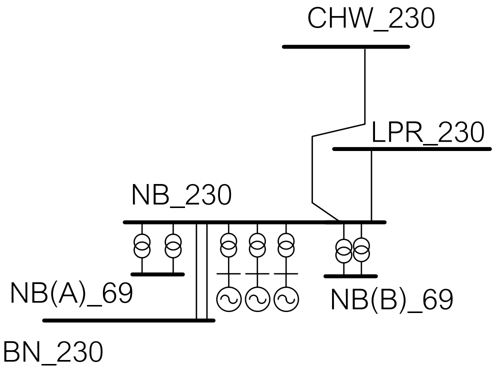


รูปที่ 6.31 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัสในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

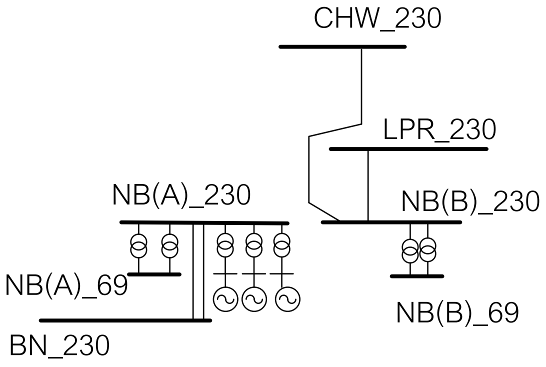
จะเห็นว่าค่า PQVSI สูงสุดของระบบมีค่าอยู่ที่ 0.4168 ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขพิกัด Kpq ที่ได้กำหนดไว้ และเมื่อประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าระบบในกรณีนี้ผ่านเงื่อนไขที่กำหนดไว้

4) กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ในระบบที่แบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

ในกรณีนี้เป็นการทดสอบลดกระลัดวงจรด้วยวิธีการติดตั้งสายส่ง HVDC จำนวน 1 ตำแหน่ง โดยใช้การค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณีกับระบบส่งการไฟฟ้าซึ่งมีการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือดังรูปที่ 6.32



ก. บัส NB_230 ก่อนการแบ่งแยก



ข. บัส NB_230 หลังการแบ่งแยก

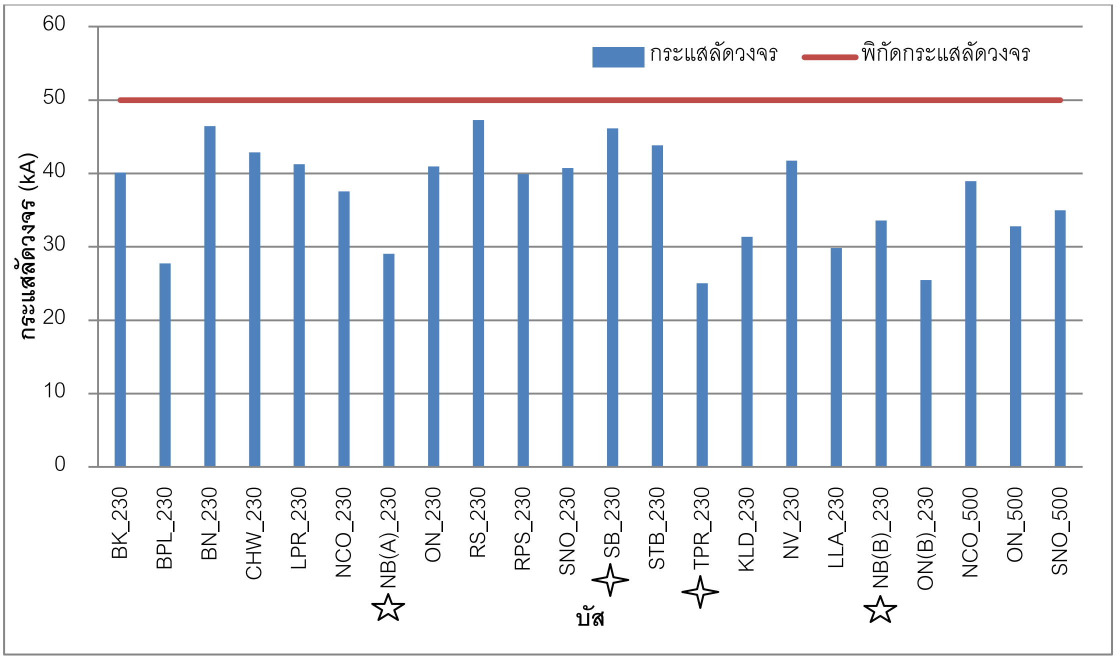
รูปที่ 6.32 การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

ซึ่งเป็นการแบ่งแยกที่ไม่ตรงกับเงื่อนไขที่กำหนดไว้ เมื่อนำมาค้นหาคำตอบได้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดดังตารางที่ 6.13

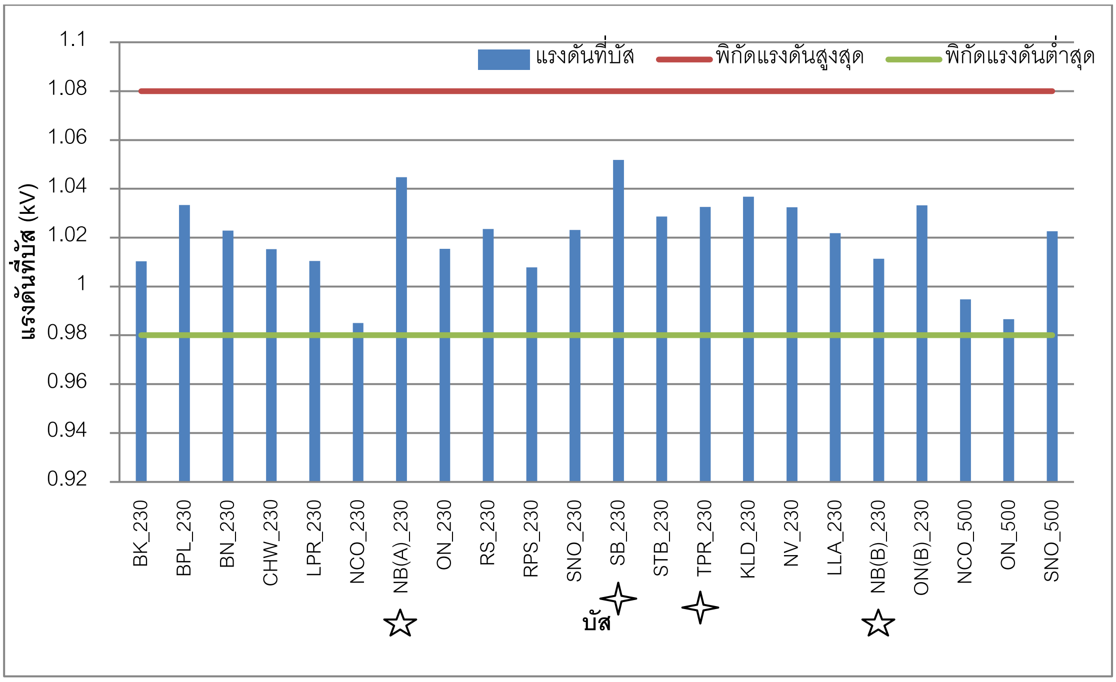
ตารางที่ 6.13 คำตอบการติดตั้งสายส่ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

บัสเรกติฟายเออร์	บัสอินเวอร์เตอร์	จำนวนแทนที่สายส่ง	กำลังส่ง (MW)
TPR_230	SB_230	2	100

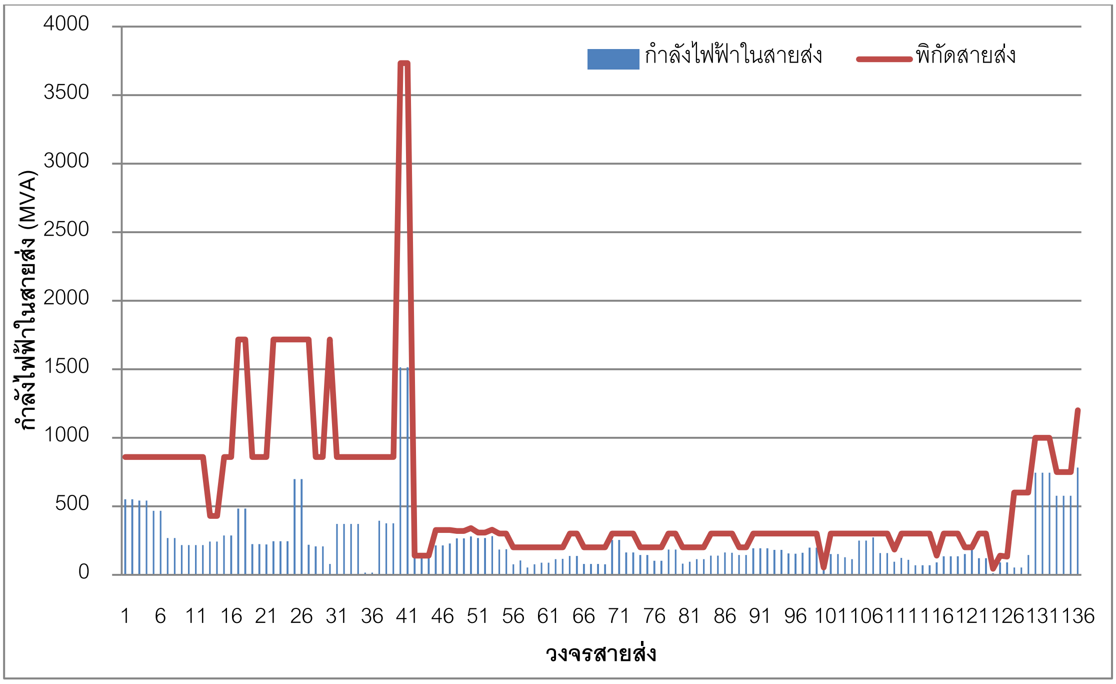
จากคำตอบในตารางที่ 6.13 ได้ผล ค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส และขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรสายส่งดังรูปที่ 6.33 - รูปที่ 6.35 ตามลำดับ



รูปที่ 6.33 กระแสลัดวงจรที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ



รูปที่ 6.34 แรงดันที่บัสกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ



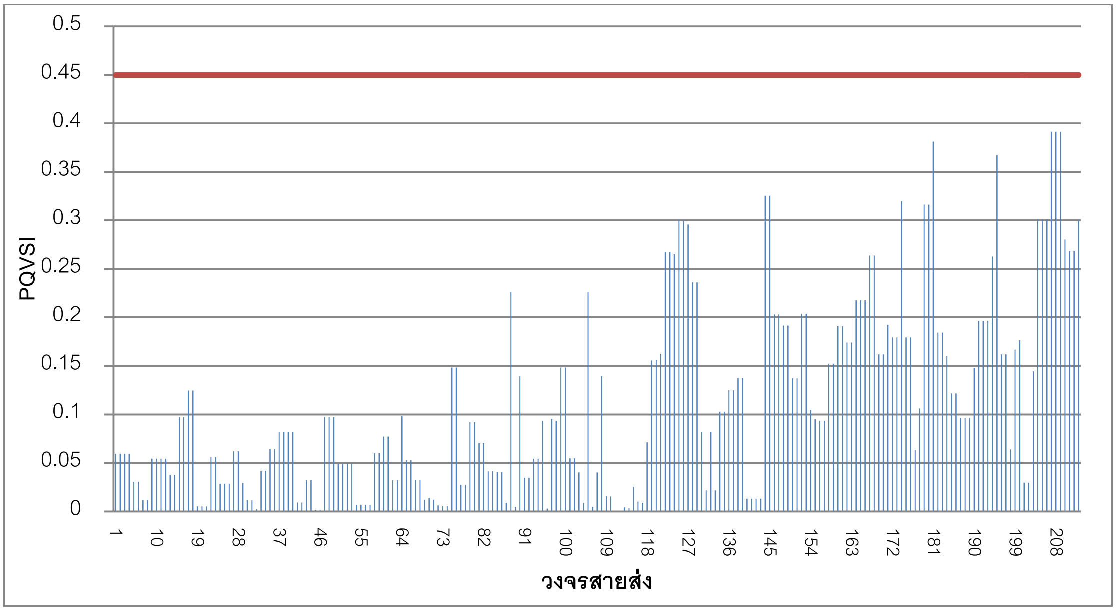
รูปที่ 6.35 กำลังที่ไหลในสายส่งกรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

สังเกตได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่บัสยังมีค่าเกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กำหนดไว้ที่ 50 kA แต่ไม่ส่งผลเสียจุดทำงานของระบบ และผลการคำนวณจุดทำงานของสายส่ง HVDC ตามเงื่อนไข HVDC ดังตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 จุดทำงานตามเงื่อนไข HVDC กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

		ขีดจำกัด
แรงดันไฟตรง (p.u.)	1.10	1.20
มุมจุดชนวน (องศา)	25	Min = 10
มุมหยุดนำกระแส (องศา)	20	Min = 20
แท็บเรกติฟายเออร์	0.8770	1 ± 0.2
แท็บอินเวอร์เตอร์	0.8287	1 ± 0.2

สังเกตได้ว่าจุดทำงานของสายส่ง HVDC อยู่ภายใต้เงื่อนไขจุดทำงานที่กำหนด จากนั้นทำการประเมินความมั่นคงซึ่งได้ผลการคำนวณ PQVSI ในแต่ละวงจรสายส่งแสดงดังรูปที่ 6.36



รูปที่ 6.36 ค่า PQVSI กรณีติดตั้ง HVDC ในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีการแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

สังเกตได้ว่าค่า PQVSI สูงสุดของระบบอยู่ที่ 0.3917 ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขพิกัด Kpq ที่ได้กำหนดไว้ และเมื่อประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์ N-1 พบว่าระบบในกรณีนี้ผ่านเงื่อนไขที่กำหนดไว้

จากผลการทดสอบลดค่ากระแสลัดวงจรในกรณีต่างๆ สามารถสรุปผลการคำนวณตามเงื่อนไขต่างๆ ได้ดังตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.15 เปรียบเทียบผลการทดสอบระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

	กรณีฐาน	กรณีแบ่งแยกบัส	กรณีติดตั้ง HVDC	กรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยกบัส	กรณีติดตั้ง HVDC และแบ่งแยก NB
Isc max	65.69	49.34	58.29	49.97	47.28
บัสวิกฤต	BN_230	RS_230	RS_230	RS_230	RS_230
จุดทำงาน	ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
PQVSI	0.3909	0.5126	0.3899	0.4168	0.3917
วงจรวิกฤต	SNO_500 SNO_230 3Tr.	SNO_500 SNO_230 3Tr.	SNO_230 SNO_115 1Tr.	SNO_500 SNO_230 3Tr.	SNO_500 SNO_230 3Tr.
N-1	ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

6.4 อภิปรายและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะอภิปรายผลการทดสอบในแต่ละระบบทดสอบดังที่ได้นำเสนอ

6.4.1 อธิปรายและวิเคราะห์ผลระบบทดสอบมาตรฐาน 30 บัส

ระบบทดสอบมาตรฐาน 30 บัส มีค่ากระแสลัดวงจรที่บัสเกินพิกัด 10 kA อยู่ทั้งหมด 8 ตำแหน่ง อยู่ในระบบส่งแรงดัน 135 kV ซึ่งสังเกตได้ว่าระบบบริเวณนี้มีการเชื่อมต่อแบบลูปซ้อนกันหลายลูป อีกทั้งยังมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 เครื่องซึ่งส่งมีอิทธิพลต่อค่ากระแสลัดวงจรอย่างมากในบริเวณดังกล่าว สำหรับผลการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลังกับระบบนี้พบว่ามีเสถียรภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์ดี สังเกตได้จากค่า PQVSI อยู่ในระดับที่ต่ำ แต่ระบบนี้ไม่ผ่านการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร เนื่องจากระบบไม่ได้มีโครงสร้างการเดินสายส่งแบบสายคู่ (Double circuit) ในบางบริเวณจึงเป็นโครงสร้างแบบเส้นเดียว จึงไม่ผ่านการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีแบ่งแยกบัสโดยพิจารณาตำแหน่งที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดสามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากวิธีนี้เป็นการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปที่มีนัยสำคัญในระบบ ได้แก่ บัสที่ 10 ซึ่งเป็นบัสที่การเชื่อมต่อมาก บัสที่ 12 ซึ่งเป็นบัสที่อยู่ใกล้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและมีจุดเชื่อมมาก และ บัสที่ 22 ซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งอยู่ อย่างไรก็ตามการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปที่มีนัยสำคัญถึง 3 ตำแหน่งในระบบได้ส่งผลเสียโดยตรงต่อจุดทำงานและความสามารถในการรักษาเสถียรภาพแรงดันของระบบ ดังแสดงในรูปที่ 6.7 มีการละเมิดเงื่อนไขพิกัดกำลังในสายส่งเกิดขึ้นที่สายส่งวงจรที่ 22 ซึ่งเชื่อมต่อระหว่างบัสที่ 15 กับบัสที่ 18 และสายส่งวงจรที่ 30 ซึ่งเชื่อมต่อระหว่างบัสที่ 15 กับบัสที่ 23 ดังรูปที่ 6.1 ทั้งนี้เป็นเพราะการลดจุดเชื่อมต่อถึง 3 ตำแหน่งโดยเฉพาะบัสที่ 22 ส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสที่ 24 ไปยังบัสที่ 10 ในกรณีฐาน ไม่สามารถไหลผ่านได้ในกรณีแบ่งแยกบัส ดังนั้นกำลังไฟฟ้าปริมาณดังกล่าวจึงไหลผ่านสายส่งวงจรที่ 22 และ 30 แทน และจากผลการประเมินเสถียรภาพเชิงแรงดันดัง รูปที่ 6.8 ค่า PQVSI ในสายส่งมีค่าเกินค่า Kpq ที่ได้กำหนดไว้ ณ ตำแหน่งสายส่งวงจรที่ 12 ซึ่งเชื่อมต่อระหว่างบัสที่ 6 กับบัสที่ 10 และวงจรที่ 19 ซึ่งเชื่อมต่อระหว่างบัสที่ 12 กับ 16 สังเกตได้ว่าวงจรทั้ง 2 เชื่อมต่อกับบัสที่ถูกแบ่งแยกทำให้แรงดันที่บัสนั้นๆ และบัสรอบข้างมีค่าต่ำกว่ากรณีฐานจึงส่งผลกระทบต่อเสียเสถียรภาพเชิงแรงดันอย่างไรก็ตามระดับค่า PQVSI ในกรณีนี้ยังอยู่ว่าอยู่ในเกณฑ์ที่น้อยมาก

การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีติดตั้งสายส่ง HVDC 1 วงจรโดยใช้กระบวนการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณี พบว่าไม่มีคำตอบที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรในทุกบัสให้ต่ำกว่าพิกัดกระแสลัดวงจรได้ คำตอบที่แสดงดังตารางที่ 6.4 เป็นคำตอบที่ได้รับคะแนนมากที่สุดในการค้นหา

จากผลกระแสลัดวงจรแสดงดังรูปที่ 6.9 สามารถลดค่ากระแสลัดวงจร ณ บัสที่ 17 ให้ต่ำกว่าพิกัดได้ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งสายส่ง HVDC ที่บัส 10 และบัสที่ 17 เป็นการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปซึ่งผลต่อบัสที่ 17 โดยตรง อย่างไรก็ตามการติดตั้งสายส่ง HVDC ไม่ส่งผลต่อจุดทำงานและเสถียรภาพเชิงแรงดันในระบบไฟฟ้าแต่อย่างใด

การจำกัดกระแสลัดวงจรกรณีติดตั้งสายส่ง HVDC 1 วงจรผสานกับการแบ่งแยกบัส 1 ตำแหน่ง โดยใช้การค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ พบว่ามี 2 คำตอบที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้ต่ำกว่าพิกัดกระแสลัดวงจรและตรงตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังแสดงในตารางที่ 6.6 สังเกตได้ว่าทั้ง 2 คำตอบเป็นการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปบริเวณบัสที่ 10 และบัสที่ 12 จุดเชื่อมต่อที่บัสดังกล่าวเป็นจุดเชื่อมต่อระหว่างระดับบแรงดัน 345 kV กับ 135 kV ซึ่งเป็นบริเวณที่มีการเชื่อมต่อเป็นจำนวนมากและซับซ้อนดังแสดงในตารางที่ 6.1 ด้วยเหตุนี้จุดเชื่อมต่อทั้งสองจึงเป็นจุดเชื่อมต่อที่มีนัยสำคัญในการจำกัดกระแสลัดวงจรได้อย่างทั่วถึงทั้งระบบ อีกทั้งกรณีนี้ยังสามารถรักษาจุดทำงานและเสถียรภาพแรงดันของระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ดังแสดงในรูปที่ 6.16

จากการทดสอบจำกัดกระแสลัดวงจรทั้ง 3 วิธีพบว่าการลดค่ากระแสลัดวงจรด้วยวิธีการแบ่งแยกบัสมีประสิทธิภาพแต่ส่งผลเสียต่อจุดทำงานแต่ความมั่นคงของระบบ อย่างไรก็ตามการติดตั้งสายส่ง HVDC เพียงตำแหน่งเดียวไม่เพียงพอต่อการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบได้ตามเงื่อนไขได้อย่างทั่วถึง ดังนั้น การผสมผสานกันระหว่างสองวิธีจึงเป็นทางออกที่ดีซึ่งการพิจารณาจุดทำงานของคำตอบทั้งสองกรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยก พบว่าคำตอบที่ 1 ให้จุดทำงานที่เหมาะสมกว่า ดังนั้นคำตอบที่ 1 กรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัสจึงเป็นคำตอบที่ดีที่สุดสำหรับการแก้ปัญหาในระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

6.4.2 อธิปรายและวิเคราะห์ผลระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมีค่ากระแสลัดวงจรที่บัสในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑลเกินพิกัด 50 kA อยู่ทั้งหมด 10 ตำแหน่ง อยู่ในระดับแรงดัน 230 kV ดังแสดงในตารางที่ 6.2 เนื่องจากระบบในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล มีความต้องการไฟฟ้าปริมาณมากระบบในเขตนี้จึงมีรูปแบบเป็นลูปที่ซับซ้อน และมีการวางโครงสร้างของสายส่งเป็นแบบวงจรคู่ (Double circuit) เพื่อรองรับผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร อีกทั้งมีโรงไฟฟ้ากำลังการผลิตมาก 2 โรงไฟฟ้า ได้แก่ โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ และ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ดังแสดงในรูปที่ 6.3 ซึ่งส่งมีอิทธิพลต่อค่ากระแสลัดวงจรอย่างมีนัยสำคัญในบริเวณดังกล่าว สำหรับผลการประเมินความมั่นคงในระบบไฟฟ้ากำลังกับระบบนี้พบว่ามีเสถียรภาพแรงดันอยู่ใน

เกณฑ์ดี สังเกตได้จากค่า PQVSI อยู่ในระดับปานกลาง และผ่านการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร

การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีแบ่งแยกบัสโดยพิจารณาตำแหน่งที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับบัสในระบบ ได้แก่ บัสระดับแรงดัน 230 kV สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และ สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ ตามหลักการแบ่งแยกบัสที่ได้กำหนดไว้ สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากวิธีนี้เป็นการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปที่มีนัยสำคัญในระบบ อย่างไรก็ตามการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปที่มีนัยสำคัญ 2 ตำแหน่งในระบบได้ส่งผลเสียโดยตรงต่อจุดทำงานและความสามารถในการรักษาเสถียรภาพแรงดันของระบบ ดังแสดงในรูปที่ 6.21 มีการละเมิดเงื่อนไขพิกัดกำลังในสายส่งเกิดขึ้นที่วงจรหม้อแปลง 3 ตัวระหว่างแรงดัน 230 kV และ 500 kV ณ สถานีไฟฟ้าไทรน้อย ทั้งนี้เป็นเพราะการลดจุดเชื่อมต่อ ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และ พระนครใต้ส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากสถานีไฟฟ้าวังน้อย ไปยังสถานีไฟฟ้าสามพราน 1 ในกรณีฐาน ไม่สามารถไหลผ่านได้ในกรณีแบ่งแยกบัส ดังนั้นกำลังไฟฟ้าปริมาณดังกล่าวจึงไหลผ่านสถานีไฟฟ้าไทรน้อย ไปยังสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย และ สถานีไฟฟ้าสามพราน 1 แทน และจากผลการประเมินเสถียรภาพเชิงแรงดันดัง รูปที่ 6.22 ค่า PQVSI ในสายส่งมีค่าเกินค่า Kpq ที่ได้กำหนดไว้ ณ ตำแหน่งวงจรหม้อแปลง 3 ตัวระหว่างแรงดัน 230 kV และ 500 kV ณ สถานีไฟฟ้าไทรน้อย เนื่องจากมีการส่งกำลังไฟฟ้ามากเกินพิกัด จึงส่งผลกระทบต่อเสียเสถียรภาพเชิงแรงดันและไม่ผ่านการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจรเนื่องจากมีการละเมิดพิกัดกำลังหม้อแปลง

การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีติดตั้งสายส่ง HVDC 1 วงจรโดยใช้กระบวนการค้นหาแบบพิจารณาทุกกรณี พบว่าไม่มีคำตอบที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรในทุกบัสให้ต่ำกว่าพิกัดกระแสลัดวงจรได้ คำตอบที่แสดงดังตารางที่ 6.9 เป็นคำตอบที่ได้รับคะแนนมากที่สุดในการค้นหา ซึ่งจากผลกระแสลัดวงจรแสดงดังรูปที่ 6.23 สามารถลดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำกว่าพิกัดกระแสลัดวงจรที่ บัส 230 kV ณ สถานีไฟฟ้า บางพลี บางกอกน้อย รัชดาภิเษก พระนครใต้ ธนบุรีใต้ และเทพารักษ์ ซึ่งเป็นบัสในเขตกรุงเทพตอนใต้ทั้งหมด ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งที่เชื่อมระหว่างบัส 230 kV ณ สถานีไฟฟ้าธนบุรีใต้ และสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย เป็นการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปบริเวณเฉพาะเขตตอนใต้ของกรุงเทพมหานครซึ่งมีโรงไฟฟ้าพระนครใต้เป็นจุดจ่ายกระแสลัดวงจร แต่บริเวณตอนบนของเขตกรุงเทพมหานครยังมีอิทธิพลการจ่ายกระแสลัดวงจรของโรงไฟฟ้าพระนครเหนืออยู่ ทำให้ค่ากระแสดลัดวงจรในเขตกรุงเทพมหานครตอนบนยังเกินพิกัดกระแสลัดวงจร อย่างไรก็ตามการติดตั้งสายส่ง HVDC ไม่ส่งผลต่อจุดทำงานและเสถียรภาพเชิงแรงดันในระบบไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 6.26 รวมถึงสามารถผ่านการประเมินผล

กระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสามารถไหลผ่านจุดที่ถูกตัดการเชื่อมต่อแบบลูปได้

การจำกัดกระแสลัดวงจรกรณีติดตั้งสายส่ง HVDC 1 วงจรผสานกับการแบ่งแยกบัส 1 ตำแหน่ง โดยใช้การค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ พบว่ามีคำตอบที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้ต่ำกว่าพิกัดกระแสลัดวงจรและตรงตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังแสดงในตารางที่ 6.11 สังเกตได้ว่าคำตอบที่ได้เป็นการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูป 2 ตำแหน่งคือ แบ่งแยกบัสที่บัส 230 kV ณ สถานีไฟฟ้า รัชดาภิเษก ซึ่งเป็นตำแหน่งทางตอนบนของเขตกรุงเทพมหานคร และ ติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับที่เชื่อมระหว่างบัส 230 kV ณ สถานีไฟฟ้า ธนบุรีใต้ และ บางกอกน้อย ซึ่งเป็นตำแหน่งทางตอนใต้ของเขตกรุงเทพมหานคร ซึ่งเป็นการลดอิทธพลการจ่ายกระแสลัดวงจรของโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ และ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ด้วยเหตุนี้จึงสามารถกำจัดค่ากระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพมหาครแลปริมณฑลได้อย่างทั่วถึงดังแสดงในรูปที่ 6.28 อีกทั้งกรณีนี้ยังสามารถรักษาจุดทำงานและเสถียรภาพแรงดันของระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ดังแสดงในรูปที่ 6.31 รวมถึงผ่านการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสามารถไหลผ่านจุดที่ถูกตัดการเชื่อมต่อแบบลูปได้

การจำกัดกระแสลัดวงจรกรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ในระบบซึ่งมีการแบ่งแยกบัสที่บัส 230 kV สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือตามรูปแบบการแบ่งแยกที่ได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต พบว่ามีคำตอบที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้ต่ำกว่าพิกัดกระแสลัดวงจรและตรงตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังแสดงในตารางที่ 6.13 สังเกตได้ว่าวิธีการนี้เป็นการลดจุดเชื่อมต่อแบบลูป 2 ตำแหน่งคือ แบ่งแยกบัสที่บัส 230 kV ณ สถานีไฟฟ้า พระนครเหนือ ซึ่งเป็นตำแหน่งทางตอนบนของเขตกรุงเทพมหานคร และ ติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับที่เชื่อมระหว่างบัส 230 kV ณ สถานีไฟฟ้า เทพารักษ์ และ พระนครใต้ ซึ่งเป็นตำแหน่งทางตอนใต้ของเขตกรุงเทพมหานคร ซึ่งเป็นการลดอิทธพลการจ่ายกระแสลัดวงจรของโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ และ โรงไฟฟ้าพระนครใต้โดยตรง ด้วยเหตุนี้จึงสามารถกำจัดค่ากระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพมหาครแลปริมณฑลได้อย่างทั่วถึงดังแสดงในรูปที่ 6.28 อีกทั้งกรณีนี้ยังสามารถรักษาจุดทำงานและเสถียรภาพแรงดันของระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ดังแสดงในรูปที่ 6.31 รวมถึงผ่านการประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 วงจร เนื่องการแบ่งบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ ตามรูปแบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ได้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องไว้ที่บัส NB(A)_230 ทำให้มีกำลังไฟฟ้าไหลจาก สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ ไปสู่ สถานีไฟฟ้า สามพราน 1 เพิ่มขึ้น จึงช่วยลดกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่าน สถานีไฟฟ้าไทรน้อยได้ อีกทั้งกำลังไฟฟ้าสามารถไหลจากสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ไปสู่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ได้จึงไม่ทำให้จุดทำงานของหม้อแปลงทั้ง 3 ตัวในสถานีไฟฟ้าไทรน้อยละเมิดพิกัดกำลังไฟฟ้า

จากการทดสอบจำกัดกระแสลัดวงจรทั้ง 4 วิธีพบว่าการจำกัดค่ากระแสลัดวงจรด้วยวิธีการแบ่งแยกบัสมีประสิทธิภาพแต่ส่งผลเสียต่อจุดทำงานแต่ความมั่นคงของระบบ อย่างไรก็ตามการติดตั้งสายส่ง HVDC เพียงตำแหน่งเดียวไม่เพียงพอต่อการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบได้ตามเงื่อนไขได้อย่างทั่วถึง ดังนั้น การผสมผสานกันระหว่างสองวิธีจึงเป็นทางออกที่ดีซึ่งการพิจารณาจุดทำงานของคำตอบทั้งสองกรณีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยก พบว่าคำตอบการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และ ติดตั้งสายส่ง HVDC แทนสายส่งกระแสสลับที่เชื่อมระหว่างสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ และ สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ เป็นคำตอบที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการจำกัดกระแสลัดวงจรของระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

บทที่ 7

สรุป

7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการกำหนดตำแหน่งการติดตั้งสายส่ง HVDC ที่เหมาะสมเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยใช้กระบวนการค้นแบบ 2 กระบวนการกับ 2 วิธีการแก้ปัญหา ได้แก่ กระบวนการค้นหาแบบค้นหาทุกวิธีประยุกต์ใช้กับการแก้ปัญหาโดยติดตั้งสายส่ง HVDC กระบวนการค้นแบบตาบูชนิดปรับตัวได้ประยุกต์ใช้กับการแก้ปัญหาโดยติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส วิธีการค้นหาทั้งสองมีวัตถุประสงค์เพื่อหาตำแหน่งการติดตั้งสายส่ง HVDC และตำแหน่งการแบ่งแยกบัส ที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจร โดยมีขนาดของสายส่ง HVDC น้อยที่สุด ซึ่งการพิจารณาปัญหามีเงื่อนไขดังนี้ เงื่อนไขบังคับระบบไฟฟ้า เงื่อนไขจุดทำงานระบบไฟฟ้าทั่วไป เงื่อนไขจุดทำของสายส่ง HVDC เงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และกฎการแบ่งแยกบัส วิธีการแก้ปัญหาที่นำเสนอถูกทดสอบกับระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส และระบบส่งกำลังไฟฟ้าจริงในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าวิธีการติดตั้งสายส่ง HVDC ที่นำเสนอสามารถลดค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าได้ และสามารถนำไปประยุกต์ใช้ผสานกับวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบอื่น เพื่อแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ จากการวิเคราะห์ผลการทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสามารถสรุปได้ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ และ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ส่งผลต่อค่ากระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑลอย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้นการจำกัดกระแสลัดวงจรให้ทั่วถึงทุกบัสในเขตพื้นที่นี้จำเป็นต้องลดจุดเชื่อมต่อแบบลูปที่ส่งผลต่อการลดอิทธิพลของโรงไฟฟ้าทั้งสองด้วยเช่นกัน

2. รูปแบบการแบ่งแยกบัสส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อค่ากระแสลัดวงจรที่บัสและจุดทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง สังเกตได้จากกรณีแบ่งแยกบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ การใช้กฎการแบ่งแยกบัสแบบสมดุลที่ใช้ในวิทยานิพนธ์กับบัส ณ สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ ไม่สามารถหาคำตอบจากวิธีติดตั้งสายส่ง HVDC ผสานกับการแบ่งแยกบัส

3. จุดทำงานของสายส่ง HVDC ไม่ส่งต่อกระแสลัดวงจรอย่างมีนัยสำคัญ แต่ส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพเชิงแรงดันอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากการปรับเปลี่ยนจุดทำงานของสายส่ง HVDC เป็นการปรับเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบไฟฟ้า

7.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

1. ในวิทยานิพนธ์นี้ยังไม่รวมการพิจารณาเงื่อนไขความน่าเชื่อถือของระบบ ดังนั้นสำหรับการนำไปใช้วางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าทางปฏิบัติจริง เพื่อแก้ไขปัญหากระแสลัดวงจรสูง ควรเพิ่มเงื่อนไขความน่าเชื่อถือเข้าไปในเงื่อนไขบังคับในการพิจารณา

2. วิธีการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงมีหลายวิธีซึ่งสามารถนำวิธีเหล่านี้มาผสมผสานกันเพื่อให้เกิดความหลากหลายของคำตอบ ควรเพิ่มวิธีการประยุกต์ เช่น การติดตั้งสายส่ง HVDC ร่วมกับการติดตั้ง CLR การติดตั้งสายส่ง HVDC ร่วมกับการติดตั้ง SSFCL เป็นต้น

3. รูปแบบในการแบ่งแยกบัสในวิทยาพนธ์นี้พิจารณาแค่รูปแบบเดียวคือการแบ่งแยกบัสแบบสมดุล ดังนั้นควรพิจารณารูปแบบการแบ่งแยกบัสเพิ่มเพื่อความหลากหลายของคำตอบ

รายการอ้างอิง

[1] กฟผ. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยพ.ศ. 2553 – 2573, 2010.

[2] กฟน. แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพ.ศ. 2551 – 2554. เล่มที่ 2: รายละเอียดด้านเทคนิค, 2010.

[3] ชิษณุพงศ์ สัจจะวัฒนวิมล. PSS/E และ PASS/ADEPT เครื่องมือในการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. [Online] www.pea.or.th/peac3/knowledgebase, 30 กรกฎาคม 2010.

[4] Graiger, J.J., Stevenson, W.D. Power System Analysis. International ed. McGraw-Hill. Publishing. 1994.

[5] Saadat, H. Power System Analysis. 2nd Revised ed. Mcgraw Hill. Publish. 2004.

[6] Siemens Power Transmission & Distribution, Inc. PSS™E 31.0 Users Manual. Revised ed., 2007.

[7] Stagg, G.W., Ei-Abiad, A.H., Computer Methods in Power System Analysis. International ed. Mcgraw Hill.Publish. 1968.

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

[9] Sarmiento, H.G., Castellanos, R., Pampin, G., Tovar, C., Naude, J. An example in controlling short circuit levels in a large metropolitan area. Power Engineering Society General Meeting. IEEE, vol.2, no., pp. 4 vol. 2666, 13-17 July 2003.

[10] Power, A.J. An Overview of Transmission Fault Current Limiters.The National Grid Company plc. Leatherhead, UK 1995.

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

[12] Kovalsky, L., Yuan, X., Tekletsadik, K., Keri, A., Bock, J., Breuer, F. Applications of Superconducting Fault Current Limiters in Electric Power Transmission Systems.IEEE Trans. Applied Superconductivity. IEEE, vol.15, no., pp. 2130-2133, June 2005.

[13] Amon, J.F., Fernandez, P.C., Rose, E.H., D´Ajuz, A., 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, Canada, June 2005.

[14] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines. IEEE Std C37.230-2007, Vol., no., pp.1-100, 2008.

[15] Lee, S.H., Lee, K.W., Yoon, Y.B., Hyun, O.B. FCL Application Issues in Korean Electric Power Grid. Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp. 4.

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

[17] Kundur, P. Power System Stability and Control. Mcgraw Hill.Publish Co., 1994.

[18] Kim, C.K., Sood, V.K., Jang, G.S., Lim, S.J., Lee, S.J. HVDC Transmission Power Conversion Applications in Power Systems. John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd, 2 Clementi Loop, # 02-01, Singapore 129809, 2009.

[19] Arrillage, J. High Voltage Direct Current Transmission. 2nd ed, The Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom., 1998.

[20] Wang, H., Redfern, M.A. The advantages and disadvantages of usingHVDC to interconnect AC networks. Universities Power Engineering Conference, 2010.

[21] Panosyan, A., Oswald, B.R. Modified Newton-Raphson Load Flow Analysis for Integrated AC/DC Power Systems. Universities Power Engineering Conference, 2004.

[22] Sanghavi, H.A., Banerjee, S.K. Load flow analysis of integrated a.c.-d.c. power systems. Fourth IEEE Region 10 International Conference, 22-24 Nov. 1989.

[23] Oprea, L., Popescu, V. Challenges and methodologies in transmission planning for mega-cities. Electrotechnical Conference. MELECON. The 14th IEEE Mediterranean, 2008.

[24] Zhang, J.J., Liu, Q., Rehtanz C., Rudin S.Investigation for new solutions for mega city power grid issues. China International Conference on Electricity Distribution, 2006.

[25] Noosuk, A., Mermork,T., Semjan, A., Rahman, M.S., Dawood, A.R., Ismail, S.B., Kurth, R.D., Atmuri, S.R. Commissioning Experience of the 300 MW Thailand-Malaysia Interconnection Project. Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002.

[26] Halimi, M. Operational Performance of the Malaysia-Thailand 300/600 MW HVDC Interconnection. Power Engineering Conference, 2003.

[27] พรเทพ เทียบรัตน์, วัชรินทร์ ยกย่อง, กุลยศ อุดมวงศ์เสรี.ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ (PQVSI) สำหรับการวิเคราะห์เสถียรภาพเชิงแรงดัน. การประชุมวิชาการวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 31, 2008.

[28] อาทิตย์ ศรีแก้ว. ปัญญาเชิงคำนวณ. สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, 2009.

[29] ศรัณยู ตรียะโชติ. การแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมเพื่อลดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้ากำลังโดยใช้วิธีค้นหาตาบูชนิดปรับตัวได้. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2010.

[30] Dabbagchi, I. IEEE Common Data Farmat. The University of Washington, http://www.ee.washington.edu/research/pstca, 1993.

[31] ข้อมูลจากฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2011.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ข้อมูลการทดสอบ

เนื้อหาในภาคผนวกกล่าวถึงข้อมูลของระบบที่ใช้ในการทดสอบ ประกอบด้วยข้อมูลระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ ข้อมูลสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

ก.1 ข้อมูลระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส ที่ใช้ในการทดสอบนี้ได้รับการดัดแปลงระบบเพื่อให้ค่าอิมพิแดนซ์สมมูลโดยรวมลดลง ในหัวข้อนี้ได้เสนอข้อมูลบัส ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลวงจรสายส่งและหม้อแปลง และ ข้อมูลเครื่องจักรกล แสดงในรูปแบบตาราง ซึ่งให้ค่าเป็นหน่วย p.u. โดยมีค่าฐานกำลังไฟฟ้าเป็น 100 MVA

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

Id	Type	Pd	Qd	Bs	Gs	basekV	Vmax	Vmin
1	3	0	0	0	0	345	1.05	0.95
2	2	21.7	12.7	0	0	345	1.1	0.95
3	1	2.4	1.2	0	0	345	1.05	0.95
4	1	7.6	1.6	0	0	345	1.05	0.95
5	1	0	0	0	0.19	345	1.05	0.95
6	1	0	0	0	0	345	1.05	0.95
7	1	22.8	10.9	0	0	345	1.05	0.95
8	1	30	30	0	0	345	1.05	0.95
9	1	0	0	0	0	230	1.05	0.95
10	1	5.8	2	0	0	135	1.05	0.95
11	1	0	0	0	0	135	1.05	0.95
12	1	11.2	7.5	0	0	135	1.05	0.95
13	2	0	0	0	0	115	1.1	0.95
14	1	6.2	1.6	0	0	135	1.05	0.95
15	1	8.2	2.5	0	0	135	1.05	0.95
16	1	3.5	1.8	0	0	135	1.05	0.95

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส (ต่อ)

Id	Type	Pd	Qd	Bs	Gs	basekV	Vmax	Vmin
17	1	9	5.8	0	0	135	1.05	0.95
18	1	3.2	0.9	0	0	135	1.05	0.95
19	1	9.5	3.4	0	0	135	1.05	0.95
20	1	2.2	0.7	0	0	135	1.05	0.95
21	1	17.5	11.2	0	0	135	1.05	0.95
22	2	0	0	0	0	135	1.1	0.95
23	2	3.2	1.6	0	0	135	1.1	0.95
24	1	8.7	6.7	0	0.04	135	1.05	0.95
25	1	0	0	0	0	135	1.05	0.95
26	1	3.5	2.3	0	0	135	1.05	0.95
27	2	0	0	0	0	135	1.1	0.95
28	1	0	0	0	0	345	1.05	0.95
29	1	2.4	0.9	0	0	135	1.05	0.95
30	1	10.6	1.9	0	0	135	1.05	0.95

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

Bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mbase	Pmax	Pmin
1	24.19	0	150	-20	1	345	1.05	0.95
2	60.97	0	60	-20	1	345	1.1	0.95
22	21.59	0	62.5	-15	1	345	1.05	0.95
27	26.91	0	48.7	-15	1	345	1.05	0.95
23	19.2	0	40	-10	1	345	1.05	0.95
13	37	0	44.7	-15	1	345	1.05	0.95

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

Fbus	Tbus	r	x	b	Ratio	Angle	Rated
1	2	0.0057	0.0171	0.03	0	0	130
1	3	0.0143	0.0543	0.02	0	0	130
2	4	0.0171	0.0486	0.02	0	0	65
3	4	0.0029	0.0114	0	0	0	130
2	5	0.0143	0.0571	0.02	0	0	130
2	6	0.0171	0.0514	0.02	0	0	65
4	6	0.0029	0.0114	0	0	0	90
5	7	0.0143	0.0343	0.01	0	0	70
6	7	0.0086	0.0229	0.01	0	0	130
6	8	0.0029	0.0114	0	0	0	32
6	9	0.0000	0.0600	0	1	0	65
6	10	0.0000	0.1600	0	1	0	32
9	11	0.0000	0.0600	0	1	0	65
9	10	0.0000	0.0314	0	1	0	65
4	12	0.0000	0.0743	0	1	0	65
12	13	0.0000	0.0400	0	1	0	65
12	14	0.0343	0.0743	0	0	0	32
12	15	0.0200	0.0371	0	0	0	32
12	16	0.0257	0.0571	0	0	0	32
14	15	0.0629	0.0571	0	0	0	16
16	17	0.0229	0.0543	0	0	0	16
15	18	0.0314	0.0629	0	0	0	16
18	19	0.0171	0.0371	0	0	0	16
19	20	0.0086	0.0200	0	0	0	32
10	20	0.0257	0.0600	0	0	0	32
10	17	0.0086	0.0229	0	0	0	32
10	21	0.0086	0.0200	0	0	0	32
10	22	0.0200	0.0429	0	0	0	32

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส (ต่อ)

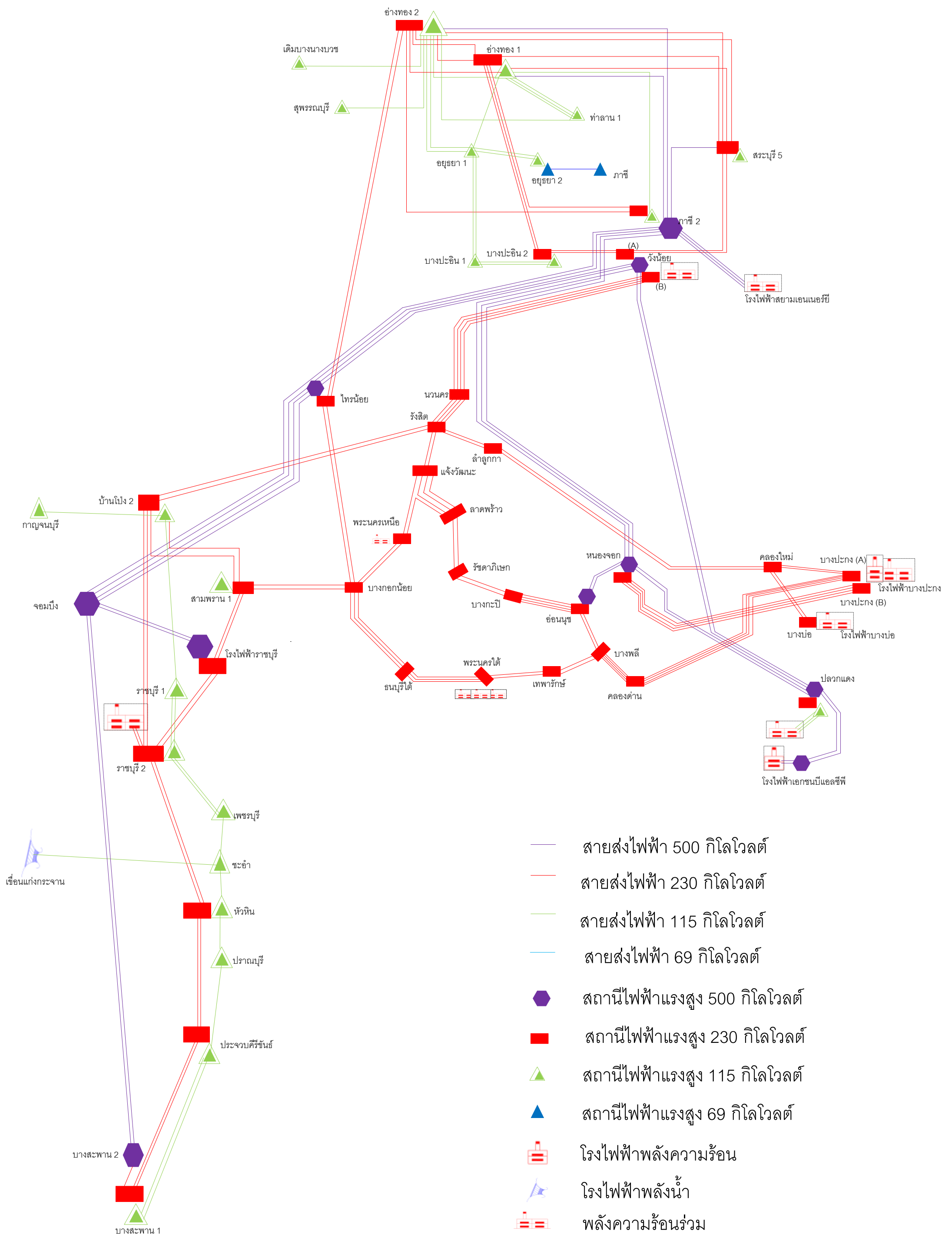
Fbus	Tbus	r	x	b	Ratio	Angle	Rated
21	22	0.0029	0.0057	0	0	0	32
15	23	0.0286	0.0571	0	0	0	16
22	24	0.0343	0.0514	0	0	0	16
23	24	0.0371	0.0771	0	0	0	16
24	25	0.0543	0.0943	0	0	0	16
25	26	0.0714	0.1086	0	0	0	16
25	27	0.0314	0.0600	0	0	0	16
28	27	0.0000	0.1143	0	1	0	65
27	29	0.0629	0.1200	0	0	0	16
27	30	0.0914	0.1714	0	0	0	16
29	30	0.0686	0.1286	0	0	0	16
8	28	0.0171	0.0571	0.02	0	0	32
6	28	0.0057	0.0171	0.01	0	0	32

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลเครื่องจักรกลไฟฟ้าของระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

Bus	rgen	xgen
1	0	0.1
2	0	0.1
22	0.2	0.2
27	0	0.2
23	0	0.2
13	0.8	0.8

ก.2 ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ระบบไฟฟ้ากำลังของ กฟผ. ที่นำมาใช้ทดสอบเป็นระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทยที่ถูกลดรูปเพื่อวิเคราะห์ความรุนแรงของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นภายในสถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพและปริมณฑลของ กฟผ.ซึ่งประกอบไปด้วยพื้นที่ในเขตกรุงเทพและปริมณฑลเชื่อมต่อกับระบบส่งกำลังไฟฟ้าในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก โดยแสดงจุดการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงดังรูปที่ ก.1



รูปที่ ก.1 จุดการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในระบบไฟฟ้าการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

รายละเอียดที่สำคัญของระบบประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 108 เครื่อง ขนาดกำลังการผลิตรวม 17,520MW ขนาดของโหลดรวม เท่ากับ 17,402MW มีจำนวนบัสในระบบรวม 244 บัส จำนวนสายส่งรวม 203 วงจร และมีหม้อแปลงในระบบรวม 214 ตัวโดยค่าฐานของการคำนวณเป็น 100MVA

ก.3 ข้อมูลสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

ในหัวข้อนี้กล่าวถึงข้อมูลของสายส่ง HVDC ที่ใช้ในการทดสอบซึ่งได้จากการปรับแต่งข้อมูลจากรายการอ้างที่ [17 - 22] ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง

Ignition angle	10
Extinction angle	20
Tap changing length	20%
Maximum Vdc	1.2 p.u.
Xcr	0.0061
Xci	0.0072
Rdc	0.0003 p.u./km

ภาคผนวก ข

ผลการทดสอบการลู่เข้าของคำตอบสำหรับการค้นหาแบบตาบูชนิดปรับตัวได้

บทนี้นำเสนอผลการทดสอบการลู่เข้าของคำตอบสำหรับการค้นหาคำตอบเหมาะสมโดยใช้การค้นหาแบบตาบูโดยแบ่งเป็น 2 ระบบทดสอบได้แก่ ระบบมาตรฐาน 30 บัส และ ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังตารางที่ ข.1 และ ข.2 ตามลำดับ

ตารางที่ ข.1 ผลการทดสอบการลู่เข้าของระบบมาตรฐาน 30 บัส

Iteration = 30						Iteration = 40					
Sol 1	10	12	4	1	1	Sol 3	10	12	4	1	1
	10	12	15	1	11		12	9	10	1	22
	12	9	10	1	22		10	12	15	1	11
	9	4	12	1	1		12	6	9	1	22
	12	6	9	1	22		10	23	15	1	9
Sol 2	10	23	15	1	9		9	4	12	1	1
	10	12	15	1	11	Sol 4	10	23	15	1	9
	12	6	9	1	22		10	12	4	1	1
	12	9	10	1	22		12	6	9	1	22
	9	4	12	1	1		12	9	10	1	22
	10	12	4	1	1		10	12	15	1	11
Iteration = 40							9	4	12	1	1
Sol 1	10	23	15	1	9	Sol 5	9	4	12	1	1
	12	9	10	1	22		12	9	10	1	22
	9	4	12	1	1		10	12	15	1	11
	10	12	15	1	11		10	12	4	1	1
	12	6	9	1	22		12	6	9	1	22
	10	12	4	1	1		10	23	15	1	9
Sol 2	9	4	12	1	1	Sol 6	9	4	12	1	1
	12	9	10	1	22		12	9	10	1	22
	12	6	9	1	22		10	12	4	1	1
	10	12	15	1	11		10	12	15	1	11
	10	12	4	1	1		12	6	9	1	22
	10	23	15	1	9		10	23	15	1	9

ตารางที่ ข.1 ผลการทดสอบการลู่เข้าของระบบมาตรฐาน 30 บัส (ต่อ)

Iteration = 40						Iteration = 40					
Sol 7	10	12	4	1	1	Sol 9	10	23	15	1	9
	10	12	15	1	11		10	12	4	1	1
	9	4	12	1	1		12	9	10	1	22
	12	9	10	1	22		10	12	15	1	11
	12	6	9	1	22		12	6	9	1	22
	10	23	15	1	9		9	4	12	1	1
Sol 8	10	12	15	1	11	Sol 10	12	9	10	1	22
	10	12	4	1	1		10	12	4	1	1
	12	6	9	1	22		10	12	15	1	11
	9	4	12	1	1		12	6	9	1	22
	12	9	10	1	22		9	4	12	1	1
	10	23	15	1	9		10	23	15	1	9

จากผลการทดสอบระบบมาตรฐาน 30 บัสจึงเลือกจำนวนรอบการวนซ้ำที่ 50 รอบเพื่อยืนยันว่าได้คำตอบที่ลู่เข้าแน่นอน

ตารางที่ ข.2 ผลการทดสอบการลู่เข้าของระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

Iteration = 40						Iteration = 50					
Sol 1	11811	11803	11814	240	3	Sol 5	11811	11803	11814	240	3
	11810	11803	11814	330	3		11810	11803	11814	330	3
Sol 2	11811	11803	11814	240	3	Sol 6	11810	11803	11814	330	3
	11810	11803	11814	330	3		11811	11803	11814	240	3
Sol 3	-	-	-	-	-	Sol 7	11811	11803	11814	240	3
Iteration = 50							11810	11803	11814	330	3
Sol 1	11811	11803	11814	240	3	Sol 8	11810	11803	11814	330	3
	11810	11803	11814	330	3		11811	11803	11814	240	3
Sol 2	11810	11803	11814	330	3	Sol 9	11810	11803	11814	330	3
	11811	11803	11814	240	3		11811	11803	11814	240	3
Sol 3	11810	11803	11814	330	3	Sol 10	11811	11803	11814	240	3
	11811	11803	11814	240	3		11810	11803	11814	330	3
Sol 4	11811	11803	11814	240	3						
	11810	11803	11814	330	3						

จากผลการทดสอบระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจึงเลือกจำนวนรอบการวนซ้ำที่ 60 รอบเพื่อยืนยันว่าได้คำตอบที่ลู่เข้าแน่นอน

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายสุชัยรัตน์ ต้องศิริ เกิดวันที่ 16 กรกฎาคม พ.ศ. 2529 ที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2551 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552