

การปรับตั้งระบบป้องกันที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงแรงดันตก
ชั่วคราว และระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นายชวินทร์ ประภาณุกุล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2555

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)

are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

AN APPROPRIATE PROTECTION SETTING OF DISTRIBUTED GENERATION BY
CONSIDERING VOLTAGE SAG AND RECLOSING TIME OF PROTECTIVE DEVICE IN
DISTRIBUTION SYSTEM

Mr. Chawin Prapanukool

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2012

Copyright of Chulalongkorn University

ชวรินทร์ ประภาณุกุล : การปรับตั้งระบบป้องกันที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ และระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย. (AN APPROPRIATE PROTECTION SETTING OF DISTRIBUTED GENERATION BY CONSIDERING VOLTAGE SAG AND RECLOSING TIME OF PROTECTIVE DEVICE IN DISTRIBUTION SYSTEM) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์ย์, 139 หน้า.

โดยทั่วไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) เชื่อมต่อนั้นเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นการไฟฟ้าจะกำหนดให้ DG ต้องปลดตัวออกจากระบบภายในระยะเวลา 0.1 วินาที ทั้งนี้ระยะเวลาดังกล่าวกำหนดขึ้นเพื่อป้องกันผลกระทบที่ DG อาจก่อให้เกิดปัญหาต่างๆ ในระบบได้ อาทิเช่น ปัญหาลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ปัญหาการไม่ตรงกันของเฟส เป็นต้น โดยเฉพาะปัญหาการไม่ตรงกันของเฟสซึ่งถือเป็นปัญหาที่รุนแรง และก่อความเสียหายต่อระบบเป็นอย่างมาก อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อ DG อยู่ในระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบนั้น อาจส่งผลดีหลายประการต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้เช่นกัน โดยเฉพาะถึงการลดแรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อแรงดันตก

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอการพิจารณาผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG โดยมุ่งเน้นที่ผลกระทบของ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะ และผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า โดยในการศึกษาผลกระทบของ DG นั้นจะทำการพิจารณา ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการลัดวงจร และระยะเวลาการปลดตัวของ DG ร่วมด้วย นอกจากนี้จะศึกษาถึงผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG อันได้แก่ ค่ากระแสปรับตั้ง และค่าเวลาปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG อันได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ขนาดพิกัด DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG โดยเปรียบเทียบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 เพื่อนำไปคำนวณค่าการปรับตั้งที่เหมาะสมผ่านขั้นตอนทางพันธุกรรม

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิติต.....
 สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....
 ปีการศึกษา.....2555.....

5470164521 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : AUTO-RECLOSING TIME / DISCONNECTING TIME / DISTRIBUTED GENERATION / VOLTAGE SAG

CHAWIN PRAPANUKOOL : AN APPROPRIATE PROTECTION SETTING OF DISTRIBUTED GENERATION BY CONSIDERING VOLTAGE SAG AND RECLOSING TIME OF PROTECTIVE DEVICE IN DISTRIBUTION SYSTEM.

ADVISOR : SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 139 pp.

Typically, when fault occurs, DG must be disconnected within 0.1 s due to the Grid Code of the utility in Thailand. This DG disconnecting time is specified to prevent the impact of DG on power systems, e.g. Reach Reduction, Islanding, Out-of-Phase, etc. One of the most severe impacts is Out-of-Phase. However, if DG remains connected in the system during a fault occurrence, it may provide some advantages for DG owner and load especially the reduction of voltage sag on sensitive equipment.

This thesis analyzes the impacts of DG disconnecting time on protection system and voltage sag. The analysis is based on the operating time of utility protective device, the automatic reclosing time of utility protective device, fault duration and DG disconnecting time. In addition, the thesis analyzes the impacts of DG location, DG protective device settings and DG operating characteristics by comparing with PEA Grid Code. In DG protective device setting, this thesis focuses on both Pickup Current and Time Dial Setting. In DG operating characteristic, this thesis considers Operation Modes, Power Factor, Terminal Voltage and Transformer Connection Type. Furthermore, this thesis determines an appropriate DG protective device setting and DG operating characteristics by using Genetic Algorithm.

Department : Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study : Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year : 2012.....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี กระผมขอกราบขอบพระคุณอย่างสูงจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก อาจารย์ ดร. สุรัชย์ ชัยทัศน์ย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำปรึกษา ข้อเสนอแนะ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์ ตลอดจนได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย

นอกจากนี้กระผมขอกราบขอบพระคุณท่านคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์ เสรี และดร. ทิตติ ศักดิ์ศรีชัย ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รวมถึงกราบขอบพระคุณ คุณมนัส อรุณวัฒนาพร ที่ได้ให้ข้อเสนอแนะ และแนวทางการปฏิบัติงานสำหรับการไฟฟ้านครหลวง

สุดท้ายนี้ กระผมขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา น้องสาว ญาติทุกๆ ท่าน ตลอดจนเพื่อน พี่ น้อง ทุกๆ ท่าน ที่คอยเป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญภาพ.....	๗
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	3
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	3
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ	4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	6
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	6
1.6.1 ผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้าและแรงดันตกชั่วขณะ	7
1.6.2 การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ	8
1.7 ภาพรวมของวิทยานิพนธ์.....	10
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการพื้นฐาน.....	11
2.1 กระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ.....	11
2.1.1 ความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า.....	11
2.1.2 แรงดันตกชั่วขณะ	12
2.1.2.1 นิยามและประเภทของแรงดันตกชั่วขณะ.....	12
2.1.2.2 แหล่งกำเนิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	13
2.1.3 การคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ.....	13
2.1.3.1 การลัดวงจรที่บัส	14
2.1.3.2 การลัดวงจรบนสาย	16
2.1.3.3 ประเภทของการลัดวงจร	18
2.2 รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG	21

2.2.1	วงจรมูลของวงจรถ้าดับศูนย์สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่างๆ.....	22
2.2.2	ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG.....	24
2.3	การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ	26
2.3.1	การเปรียบเทียบแรงดันตกชั่วขณะและไฟฟ้าดับ	26
2.3.2	การตรวจสอบและวิเคราะห์ปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ	27
2.3.3	ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ	29
2.3.4	มาตรฐานความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะของ อุปกรณ์ไฟฟ้า.....	30
2.4	อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	32
2.4.1	เซอร์กิตเบรกเกอร์.....	33
2.4.2	รีโคสเซอร์	34
2.4.3	ฟิวส์	35
2.4.4	ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	35
2.5	ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน	36
2.6	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า	37
2.6.1	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551	37
2.1.6.1	นิยามคำศัพท์.....	38
2.1.6.2	ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผู้ขอใช้บริการขอหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	39
2.1.6.3	หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค	39
2.1.6.4	รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน	40
2.1.6.5	การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า.....	41
บทที่ 3	ผลกระทบของ DG	43
3.1	ประเภทของ DG	43
3.1.1	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส.....	43
3.1.2	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินดิคชัน	44

3.1.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์.....	44
3.2 ผลกระทบของ DG ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า	44
3.2.1 ผลกระทบต่อการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า	44
3.2.2 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน.....	45
3.2.3 ผลกระทบต่อแรงดันตกชั่วขณะ	49
บทที่ 4 ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG.....	50
4.1 ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคสเซอร์จะเริ่มทำงาน.....	51
4.2 ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน.....	52
4.3 ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวหลังจากรีโคสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ	53
บทที่ 5 การประเมินแรงดันตกชั่วขณะ.....	56
5.1 ขั้นตอนการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ	56
5.1.1 การจำลองแบบมอนติคาร์โล	57
5.1.2 การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ	61
5.2 แบบจำลองระบบทดสอบในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ	63
5.3 การประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ	64
5.3.1 เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคสเซอร์จะเริ่มทำงาน	66
5.3.2 เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับ ของอุปกรณ์ป้องกัน.....	66
5.3.3 เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากรีโคสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ.....	67
5.4 การประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่	67
5.4.1 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคสเซอร์จะทำงาน	69
5.4.2 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของ อุปกรณ์ป้องกัน.....	71
5.4.3 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากรีโคสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ	73
บทที่ 6 วิธีการหาค่าปรับตั้งที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนทางพันธุกรรม	79
6.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับ	78
6.2 ขั้นตอนทางพันธุกรรม	81

6.2.1 การลงรหัส (Encoding)	82
6.2.2 การสร้างประชากรเริ่มต้น (Initailization)	82
6.2.3 การคัดเลือกโครโมโซม (Selection).....	82
6.2.4 การข้ามสายพันธุ์ (Crossover).....	83
6.2.5 การผ่าเหล่า (Mutation)	84
6.2.6 การถอดรหัส (Decoding)	85
บทที่ 7 ผลการทดสอบ	86
7.1 ระบบทดสอบ	86
7.2 ขั้นตอนการทดสอบ	91
7.3 รูปแบบการทดสอบ	94
7.4 ผลการทดสอบ.....	95
7.4.1 การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้า	95
7.4.2 ผลกระทบของ DG ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ.....	102
7.4.2.1 ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG.....	103
7.4.2.2 รูปแบบการทำงาน DG	106
7.4.2.3 ขนาดพิกัด DG	112
7.4.2.4 การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG	114
7.4.2.5 รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG	120
7.4.3 การคำนวณค่าการปรับตั้งที่เหมาะสมของ DG	125
7.5 สรุปผลการทดสอบ	128
บทที่ 8 สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ	130
8.1 สรุปผลการดำเนินงาน.....	130
8.2 ข้อเสนอแนะ	131
รายการอ้างอิง.....	132
ภาคผนวก.....	135
ภาคผนวก ก	136
ภาคผนวก ข	138
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	139

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1	วงจรสมมูลและอิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่างๆ	23
ตารางที่ 2.2	ความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะของอุปกรณ์แต่ละประเภท	30
ตารางที่ 2.3	ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน	34
ตารางที่ 2.4	ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันที่จำนวนครั้งการปิดซ้ำอัตโนมัติต่างๆ	37
ตารางที่ 2.5	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า	41
ตารางที่ 2.6	มาตรฐานระดับแรงดันสูงและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	40
ตารางที่ 4.1	ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ในสภาวะฉุกเฉิน	50
ตารางที่ 4.2	ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG เมื่อทำการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์	55
ตารางที่ 4.3	ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG เมื่อทำการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์	56
ตารางที่ 5.1	แบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ	64
ตารางที่ 5.2	สรุปการคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะ	75
ตารางที่ 7.1	รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อนที่ 1	88
ตารางที่ 7.2	รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อนที่ 2	88
ตารางที่ 7.3	รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อนที่ 3	89
ตารางที่ 7.4	รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อนที่ 4	92
ตารางที่ 7.5	การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรบนสาย	96
ตารางที่ 7.6	การเปรียบเทียบแรงดันตกชั่วขณะที่บัส	97

ตารางที่ 7.7 การเปรียบเทียบระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	98
ตารางที่ 7.8 การพิจารณาเงื่อนไขการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ.....	99
ตารางที่ 7.9 ขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่ไม่มี การเชื่อมต่อ DG.....	100
ตารางที่ 7.10 ขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี การเชื่อมต่อ DG.....	100
ตารางที่ 7.11 ค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบ	101
ตารางที่ 7.12 การเปรียบเทียบผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อของ DG ต่อ กระแสลัดวงจร	104
ตารางที่ 7.13 ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจรประเภท หนึ่งเฟสลงดิน	105
ตารางที่ 7.14 ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจรประเภท สามเฟสสมมาตร.....	105
ตารางที่ 7.15 การเปรียบเทียบผลกระทบของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ต่อ กระแสลัดวงจร	107
ตารางที่ 7.16 ผลกระทบของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทหนึ่งเฟสลงดิน.....	107
ตารางที่ 7.17 ผลกระทบของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทสามเฟสสมมาตร.....	108
ตารางที่ 7.18 การเปรียบเทียบตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ต่อ กระแสลัดวงจร	109
ตารางที่ 7.19 ผลกระทบของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทหนึ่งเฟสลงดิน	110
ตารางที่ 7.20 ผลกระทบของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทสามเฟสสมมาตร	111
ตารางที่ 7.21 การเปรียบเทียบผลกระทบของขนาดพิกัด DG ต่อกระแสลัดวงจร.....	113
ตารางที่ 7.22 ผลกระทบของขนาดพิกัด DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน	113
ตารางที่ 7.23 ผลกระทบของขนาดพิกัด DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร.....	114

ตารางที่ 7.24 การเปรียบเทียบผลกระทบของกระแสปรับตั้งของ DG ต่อกระแสลัดวงจร.....	115
ตารางที่ 7.25 ผลกระทบของกระแสปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทหนึ่งเฟสลงดิน	116
ตารางที่ 7.26 ผลกระทบของกระแสปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทสามเฟสสมมาตร	117
ตารางที่ 7.27 การเปรียบเทียบผลกระทบของเวลาปรับตั้งของ DG ต่อกระแสลัดวงจร.....	118
ตารางที่ 7.28 ผลกระทบของเวลาปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทหนึ่งเฟสลงดิน.....	118
ตารางที่ 7.29 ผลกระทบของเวลาปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทสามเฟสสมมาตร.....	119
ตารางที่ 7.30 การเปรียบเทียบผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อ กระแสลัดวงจร.....	120
ตารางที่ 7.31 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทหนึ่งเฟสลงดิน.....	121
ตารางที่ 7.32 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กรณีการลัดวงจร ประเภทสามเฟสสมมาตร	122
ตารางที่ 7.33 ตำแหน่งการเชื่อมต่อ การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม	125
ตารางที่ 7.34 ระยะเวลาปลดตัวของ DG และจำนวนผู้ใช้ไฟตกเมื่อใช้ค่าการปรับตั้งที่เหมาะสม กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน	126
ตารางที่ 7.35 ระยะเวลาปลดตัวของ DG และจำนวนผู้ใช้ไฟตกเมื่อใช้ค่าการปรับตั้งที่เหมาะสม กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร	127
ตารางที่ 7.36 ค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบที่เมื่อใช้ค่าการปรับตั้ง และคุณลักษณะ ของ DG ที่เหมาะสม	127
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลความยาวของสายป้อนแต่ละเส้น	137
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของสายแต่ละเส้น (โอห์ม/กิโลเมตร).....	137
ตารางที่ ก.3 อัตราการล้มเหลว และระยะเวลาการฟื้นฟูของสายป้อน	137
ตารางที่ ก.4 ประเภท จำนวน และขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลด	137

สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 1.1 ภาพรวมของวิทยานิพนธ์.....	10
ภาพที่ 2.1 นิยามและประเภทของแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน IEEE.....	12
ภาพที่ 2.2 การลัดวงจรที่บัส.....	14
ภาพที่ 2.3 การลัดวงจรบนสาย.....	16
ภาพที่ 2.4 การลัดวงจรที่เกิดบนสายส่งระหว่างบัส k และ m ที่ตำแหน่ง l	17
ภาพที่ 2.5 การลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตร.....	18
ภาพที่ 2.6 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน.....	20
ภาพที่ 2.7 ระบบจำหน่ายที่ทำการเชื่อมต่อ DG.....	22
ภาพที่ 2.8 ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลง.....	24
ภาพที่ 2.9 ตำแหน่งการลัดวงจรเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ.....	26
ภาพที่ 2.10 ตำแหน่งการลัดวงจรเมื่อเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ.....	27
ภาพที่ 2.11 ขั้นตอนการตรวจสอบการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	28
ภาพที่ 2.12 มาตรฐาน CBEMA.....	31
ภาพที่ 2.13 มาตรฐาน ITIC.....	31
ภาพที่ 2.14 มาตรฐาน SEMI-F47.....	32
ภาพที่ 2.15 คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC กรณี TDS มีค่าเท่ากับ 1.0.....	33
ภาพที่ 2.16 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไป.....	35
ภาพที่ 2.17 ลำดับการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์, ฟิวส์ และรีโคลสเซอร์.....	36
ภาพที่ 2.18 ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน.....	37
ภาพที่ 3.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	46
ภาพที่ 3.2 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	46
ภาพที่ 3.3 กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ในระบบที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบ.....	47
ภาพที่ 3.4 ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน.....	47
ภาพที่ 3.5 การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน.....	48
ภาพที่ 3.6 การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ.....	49
ภาพที่ 4.1 ระยะเวลาการปลดตัวของ DG.....	51

ภาพที่ 4.2 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน.....	52
ภาพที่ 4.3 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน.....	53
ภาพที่ 4.4 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากรีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ	53
ภาพที่ 5.1 ตำแหน่งการลัดวงจรที่บัส และบนสายระหว่างบัส	58
ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการจำลองแบบมอนติคาร์โล	60
ภาพที่ 5.3 ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี	62
ภาพที่ 5.4 ระยะเวลาที่พิจารณาในการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ.....	65
ภาพที่ 5.5 ตัวอย่างแรงดันตกชั่วขณะหลายระดับ.....	65
ภาพที่ 5.6 ระยะเวลาที่พิจารณาในการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ.....	68
ภาพที่ 5.7 ตัวอย่างแรงดันตกชั่วขณะหลายระดับ	68
ภาพที่ 6.1 ตัวอย่างการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์	84
ภาพที่ 6.2 ตัวอย่างการกลายพันธุ์.....	85
ภาพที่ 7.1 ระบบทดสอบ RBTS บัส 2	87
ภาพที่ 7.2 การจัดลำดับการทำงานการป้องกันการลัดวงจรที่เฟส	90
ภาพที่ 7.3 การจัดลำดับการทำงานการป้องกันการลัดวงจรลงดิน.....	90
ภาพที่ 7.4 ขั้นตอนการทดสอบ	92
ภาพที่ 7.5 ระบบทดสอบที่ใช้ในตัวอย่างการคำนวณ	95
ภาพที่ 7.6 การพิจารณาแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน SEMI-F47 ใน ระบบทดสอบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG	101
ภาพที่ 7.7 การพิจารณาแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน SEMI-F47 ใน ระบบทดสอบที่มีการเชื่อมต่อ DG.....	101
ภาพที่ 7.8 การตรวจสอบการลู่เข้าของคำตอบ	102
ภาพที่ 7.9 รูปแบบการทดสอบผลกระทบของ DG	103
ภาพที่ 7.10 ระบบทดสอบที่ทำการเชื่อมต่อ DG ที่บัสหน้าสายป้อนที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์	104
ภาพที่ 7.11 ระบบทดสอบที่ทำการเชื่อมต่อ DG ที่บัสหลังสายป้อนที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์	104
ภาพที่ 7.12 การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ กรณีการลัดวงจร ประเภทหนึ่งเฟสลงดินบนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	123

ภาพที่ 7.13 การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ กรณีการลัดวงจร ประเภทสามเฟสสมมาตรบนสายป้อนเส้นเดียวกับการเชื่อมต่อดู DG.....	123
ภาพที่ 7.14 การเปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ กรณีการลัดวงจร ประเภทหนึ่งเฟสลงดินบนสายป้อนเส้นเดียวกับการเชื่อมต่อดู DG	124
ภาพที่ 7.15 การเปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ กรณีการลัดวงจร ประเภทสามเฟสสมมาตรบนสายป้อนเส้นเดียวกับการเชื่อมต่อดู DG.....	124
ภาพที่ ก.1 ระบบทดสอบดัดแปลงจากระบบทดสอบ RBTS บัส 2.....	136

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

การเติบโตของอุตสาหกรรมที่เป็นไปอย่างรวดเร็ว และปริมาณของประชากรที่เพิ่มมากขึ้น ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับประเทศไทยนั้นในปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้าประมาณ 26,000 MW โดยก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินนั้นเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วหมดไปและบางส่วนยังต้องมีการนำเข้าจากต่างประเทศซึ่งส่งผลต่อความมั่นคงในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาตินั้นต้องใช้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ทำให้มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ค่อนข้างสูง และก่อให้เกิดปัญหาสิ่งแวดล้อมต่อชุมชนหรือประชาชนที่อาศัยโดยรอบโรงไฟฟ้า ดังนั้น ในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจึงเข้ามามีบทบาทและได้รับความสนใจอย่างมาก นอกจากนี้กระทรวงพลังงานได้มีการส่งเสริมให้มีการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โดยการออกแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ.2551 – 2565 [1] โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดสัดส่วนการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) คือ การผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ซึ่งทั่วไปแล้วไม่ได้มีการนิยามขนาดของ DG ที่แน่ชัด อย่างไรก็ตามได้มีการจำแนกประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เป็น 2 ประเภทหลัก ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งทำการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบส่ง และซื้อขายไฟโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ซึ่งทำการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่าย และซื้อขายไฟโดยการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [2-3] สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กล่าวถึงเพียงเฉพาะ DG ประเภท VSPP ซึ่งทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายเท่านั้น

โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเป็นแบบเรเดียล (Radial distribution system) กล่าวคือ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายไหลด้นั้นจะมีแหล่งกำเนิดเพียงแหล่งเดียว โดยจะมีทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทางเพียงทางเดียว อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะทำให้ลักษณะของระบบจำหน่ายเปลี่ยนแปลงไป และส่งผลกระทบต่อระบบหลายประการ อาทิเช่น ผลกระทบต่อระดับแรงดัน ผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า ผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบ เป็นต้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งการที่ DG ยังคงเชื่อมต่อกับระบบเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น ซึ่งอาจก่อให้เกิดทั้งผลดีและผลเสียขึ้นต่อการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ผลดีเช่น สำหรับการไฟฟ้า DG อาจช่วยลดการเกิดไฟฟ้าดับ ซึ่งถึงเป็นการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในส่วนผู้ใช้ไฟฟ้า DG อาจช่วยลดแรงดันตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างมากกับโรงงานอุตสาหกรรมจำพวกอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ เป็นต้น ในส่วนของผลเสีย สำหรับการไฟฟ้า DG อาจทำให้อุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้าทำงานผิดพลาด ในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้านั้นการที่ DG ยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบนั้น บางกรณีอาจทำให้การกำจัดลัดวงจรในระบบไฟฟ้าทำได้ยากและก่อให้เกิดอันตรายแก่เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติงานของการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ดังนั้น ในปัจจุบันเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า การไฟฟ้ากำหนดให้อุปกรณ์ป้องกันของ DG ต้องทำงานภายในระยะเวลา 0.1 วินาที [2-3] โดยระยะเวลาดังกล่าวกำหนดขึ้นเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) และผลกระทบด้านต่างๆ ของการที่ DG ยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น อย่างไรก็ตามระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของ DG ที่เหมาะสมของนั้นยังเป็นข้อสรุปที่ไม่แน่ชัดและยังเป็นข้อถกเถียงภายในการไฟฟ้า นอกจากนี้การที่กำหนดให้อุปกรณ์ป้องกันของ DG ทำงานภายในระยะเวลาดังกล่าวอาจเป็นการทำงานที่ไม่จำเป็น โดยเฉพาะในกรณีที่การลัดวงจรเป็นแบบชั่วคราว

จากสาเหตุข้างต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG โดยมุ่งเน้นที่ผลกระทบของ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะ และผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า สาเหตุที่มุ่งเน้นผลกระทบด้านแรงดันตกชั่วขณะนั้นเนื่องจากเป็นปัญหาที่พบบ่อยและส่งผลเสียต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างมาก โดยเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ เนื่องจากอุปกรณ์ไฟฟ้าบางชนิดมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันการที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะแม้เพียงระยะเวลาสั้น อาจทำให้อุปกรณ์เสียหายได้ และสาเหตุที่มุ่งเน้นผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า เนื่องจากเป็นระบบที่สำคัญที่สุด หากเกิดการดำเนินงานผิดพลาดอาจก่อให้เกิดความเสียหายที่รุนแรงและมูลค่ามหาศาลต่อการไฟฟ้าและผู้ใช้

ไฟฟ้าได้ เช่น การที่ DG ควบคุมลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบไฟฟ้า ทำให้ อุปกรณ์ป้องกันบางประเภททำงานโดยไม่จำเป็น ส่งผลให้ไฟฟ้าดับในบริเวณที่ไม่เกิดการลัดวงจร ขึ้น เป็นต้น นอกจากนี้จะทำการศึกษาถึงผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG อุปกรณ์ป้องกัน ของ DG อันได้แก่ ค่ากระแสปรับตั้ง และค่าเวลาปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG อันได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG, ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG, แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ขนาดพิกัดและรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะ โดยจะทำการเปรียบเทียบเมื่อพิจารณาระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG รูปแบบต่างๆ กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 เพื่อนำไปคำนวณค่าการปรับตั้งดังกล่าวที่เหมาะสม ที่สามารถลดค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันไฟฟ้าน้อยที่สุด

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) ศึกษาผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 2) ศึกษาผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า และแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า
- 3) ศึกษาวิธีการคำนวณระยะเวลาการปลดตัวของ DG
- 4) พัฒนาวิธีการประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาร่วมกับระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการลัดวงจรโดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation)
- 5) พัฒนาวิธีการคำนวณการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม
- 6) วิเคราะห์และเปรียบเทียบผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล
- 2) พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล และทำงานในสภาวะอยู่ตัว (Steady state)

- 3) อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังที่พิจารณาประกอบด้วย เซอร์คิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ โดยการทำงานอุปกรณ์ป้องกันเป็นไปตามหลักการทั่วไปของระบบป้องกันสำหรับระบบจำหน่ายแบบเรเดียล
- 4) พิจารณาเลือกใช้คุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐาน IEC 60255 Electrical Relay และ IEC 60269 Low voltage fuses
- 5) พิจารณาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551
- 6) พิจารณาผลกระทบของ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะ และระบบป้องกันเท่านั้น
- 7) พิจารณาเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากการลัดวงจรในระบบเท่านั้น โดยพิจารณาการลัดวงจร 2 ประเภท คือ ประเภทสามเฟสสมมาตร และประเภทหนึ่งเฟสลงดิน
- 8) ไม่พิจารณาเหตุการณ์ที่เกิดการลัดวงจรซ้ำซ้อนในเวลาเดียวกัน
- 9) พิจารณาโหลดประเภทกำลังไฟฟ้าคงที่ (Constant power)
- 10) พิจารณา DG ประเภทชิ่งโครนัสเท่านั้น โดยพิจารณาทั้งรูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน (Voltage control mode) และรูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor control mode)
- 11) พิจารณาค่าอิมพีแดนซ์ของการลัดวงจรมีค่าเท่ากับศูนย์

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
 - 1.1) ศึกษาความหมาย ประเภท และรูปแบบการทำงานของ DG
 - 1.2) ศึกษาหลักการพื้นฐานของระบบป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.3) ศึกษาหลักการพื้นฐานในการคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.4) ศึกษาหลักการพื้นฐานของอุปกรณ์ต่อกลับ (Automatic reclosing) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.5) ศึกษาหลักการพื้นฐานในการคำนวณดัชนีชี้วัดแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.6) ศึกษาผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

- 1.7) ศึกษาผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ การปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.8) ศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2551
 - 1.9) ศึกษามาตรฐานการประเมินแรงดันตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.10) ศึกษาหลักการแก้ปัญหาค่าความเหมาะสมเพื่อนำมาประยุกต์ใช้กับรูปแบบปัญหาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
- 2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะทำการศึกษา ดังนี้
 - 2.1) วิเคราะห์ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า และแรงดันตกชั่วขณะ
 - 2.2) วิเคราะห์และเปรียบเทียบผลกระทบของการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551
 - 3) กำหนดขอบเขตของงานวิจัย
 - 4) สร้างระบบทดสอบและโปรแกรมพื้นฐานในการคำนวณ ดังนี้
 - 4.1) สร้างระบบทดสอบ โดยใช้ระบบทดสอบ RBTS บัส 2
 - 4.2) พัฒนาโปรแกรมคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ
 - 4.3) พัฒนาโปรแกรมคำนวณระยะเวลาและจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 4.4) พัฒนาโปรแกรมคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อพิจารณาร่วมกับระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการลัดวงจร
 - 5) ทดสอบคำนวณจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบ เมื่อทำการปรับตั้งตำแหน่งการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG
 - 6) วิเคราะห์และเปรียบเทียบผลการทดสอบ กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551
 - 7) กำหนดรูปแบบปัญหาและพัฒนาโปรแกรมในการคำนวณหาค่าเหมาะสม

- 5.1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการคำนวณค่าเหมาะสม
- 5.2) กำหนดขีดจำกัดในการคำนวณ
- 5.3) พัฒนาโปรแกรมการคำนวณการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม
- 8) ทดสอบคำนวณการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม พร้อมทั้งวิเคราะห์และเปรียบเทียบผลการคำนวณกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551
- 9) วิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบ
- 10) เรียบเรียงผลงานวิจัย และเขียนวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) ผลการวิเคราะห์และเปรียบเทียบผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า
- 2) ผลการวิเคราะห์และเปรียบเทียบการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551
- 3) วิธีการคำนวณค่าดัชนีชี้วัดแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาร่วมกับระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการลัดวงจร
- 4) วิธีการคำนวณการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอเกี่ยวกับการคำนวณค่าการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG อันได้แก่ ค่ากระแสปรับตั้ง และค่าเวลาปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG อันได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ขนาดพิกัด DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสม เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณระยะเวลาการปลดตัวของ DG ที่สามารถลดค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันไฟฟ้าน้อยที่สุด ซึ่งสามารถแบ่งงานวิจัยในอดีตออกเป็น 2

ประเภท ได้แก่ ผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้าและแรงดันตกชั่วขณะ และการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

1.6.1 ผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้าและแรงดันตกชั่วขณะ

งานวิจัยที่ประเภทที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้าและแรงดันตกชั่วขณะจะประกอบด้วยบทความดังต่อไปนี้

บทความเรื่อง “Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids” [4] กล่าวถึงการวางแผนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบ และกล่าวถึงผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 4 ด้านได้แก่ การควบคุมแรงดัน คุณภาพไฟฟ้า ระบบป้องกัน และระดับกระแสลัดวงจร

บทความเรื่อง “Impact of Green Power Distributed Generation Traditional Interconnection Methods To Mitigate Reliability Issues” [5] กล่าวถึงการศึกษาระบบของ DG และผลกระทบการเชื่อมต่อ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้าที่ในมาตรฐานการเชื่อมต่อ DG ของ IEEE 1547TM-2003 ไม่ได้กล่าวถึง ซึ่งได้แก่ ผลกระทบของการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG แต่ละประเภท, ปรากฏการณ์เฟอร์โรเรโซแนนซ์ (Ferroresonance) เนื่องจาก DG และเสนอแนะวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อลดผลกระทบเนื่องจากการมี DG เชื่อมต่อเข้ามาในระบบ อย่างไรก็ตาม ปัญหาและวิธีการเหล่านี้ได้ถูกนำเสนอในมาตรฐานการเชื่อมต่อ DG ฉบับเพิ่มเติม IEEE Std 1547.2-2008 เช่นกัน

บทความเรื่อง “Protection in distributed generation” [6] กล่าวถึงการศึกษาลักษณะพื้นฐานสำหรับระบบป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้แก่ การป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent schemes) และการทำงานของฟิวส์ (Fuse schemes) ข้อกำหนดในการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE Std 1547TM กล่าวถึงผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้า นอกจากนี้ยังกล่าวถึงการป้องกันกระแสเกินสำหรับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมอีกด้วย

บทความเรื่อง “Maximization of Distributed Generation with Consideration of Fuse-Recloser Coordination” [7] กล่าวถึงการศึกษผลกระทบการเชื่อมต่อ DG ต่อลำดับการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ ผลกระทบของการทำงานที่ผิดพลาดต่อความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า และการคำนวณขนาดของ DG ที่เหมาะสมที่ไม่รบกวนลำดับการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์

บทความเรื่อง “Analysis of impact of distributed generation on automatic reclosing” [8] กล่าวถึงการศึกษผลกระทบของ DG ต่อระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์

ป้องกัน โดยนำเสนอถึงปัญหาที่เกิดขึ้นซึ่งได้แก่ ปัญหาการไม่ตรงกันของเฟส (Out-of-Phase Reclosing) และนำเสนอวิธีแก้ปัญหาคือเช่น การเพิ่มระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน การติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับการไม่ตรงกันของเฟส การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) เป็นต้น

บทความเรื่อง “Maintaining the Reach of Protective Devices in Distribution System with Penetration of Distributed Generation” [9] กล่าวถึงการศึกษาผลกระทบของ DG ในการลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (Reduction of reach) โดยปัจจัยหลักที่ส่งผลคือ กระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน และกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันตรวจพบ และได้นำเสนอวิธีแก้ปัญหาคือ การจำกัดขนาดของ DG ที่เหมาะสม, การเลือกรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ที่เหมาะสม และการติดตั้งรีแอกเตอร์

บทความเรื่อง “Measuring Distributed Generation’s Impact on Reliability and Power Quality” [10] กล่าวถึงการศึกษาผลกระทบของ DG ต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้า โดยนำเสนอถึงค่าดัชนีที่ใช้ในการวัดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า นอกจากนี้ได้นำเสนอถึงผลกระทบของ DG โดยแบ่งเป็น 2 มุมมองได้แก่ มุมมองในส่วนของการไฟฟ้า และมุมมองในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือเจ้าของ DG

บทความเรื่อง “Impact of Distributed Generation’s Locations, Sizes, Operation Modes and Transformer Connections on Voltage Sag Assessment” [11] กล่าวถึงการศึกษาผลกระทบของ DG ต่อการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ โดยจะประเมินแรงดันตกชั่วขณะจากพื้นที่ AOV และทำนายแรงดันตกชั่วขณะจากค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ทั้งนี้พิจารณาถึงผลกระทบของคุณลักษณะต่างๆ ของ DG ได้แก่ ตำแหน่งการเชื่อมต่อของ DG, ขนาดพิกัด DG รูปแบบการทำงานของ DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

1.6.2 การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

งานวิจัยประเภทที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณดัชนีชี้วัดแรงดันตกชั่วขณะ จะประกอบด้วยบทความดังต่อไปนี้

บทความเรื่อง “Power Quality: Measurements of Sags and Interruptions” [12] กล่าวถึงการศึกษามาตรฐานที่ใช้ในการวัดแรงดันตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้า กลุ่มของดัชนีที่ใช้วัดการเกิดไฟฟ้าดับ และแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า

บทความเรื่อง “Voltage Sag Studies in Distribution Networks-Part III: Voltage Sag Index Calculation” [13] กล่าวถึงการศึกษาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะแต่ละประเภท รวมถึงวิธีการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะแต่ละชนิดร่วมกับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน โดยอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณานั้นมี 2 ประเภทได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ และฟิวส์

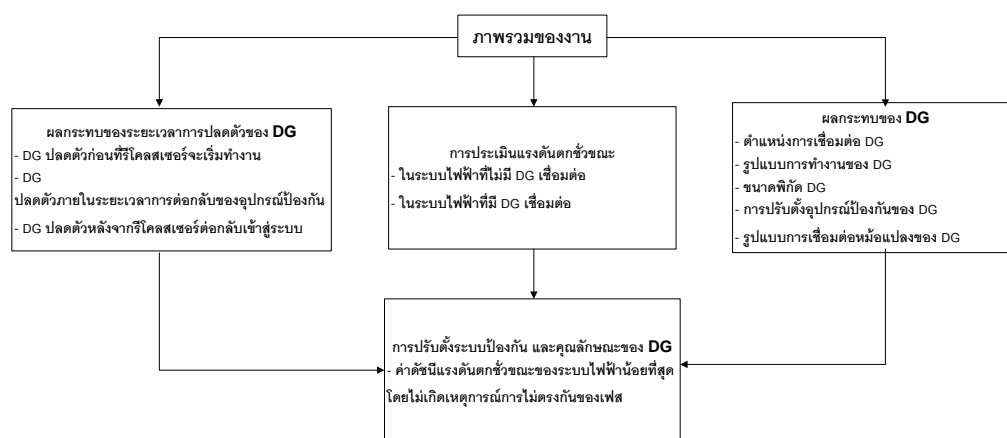
บทความเรื่อง “An Analytical Approach for Stochastic Assessment of Balanced and Unbalanced Voltage Sags in Large Systems” [14] กล่าวถึงการศึกษาวิธีการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดการลัดวงจรในสายส่งและในบัส และวิธีการประเมินแรงดันตกชั่วขณะทั้งในกรณีที่เกิดการลัดวงจรแบบสมมาตรและไม่สมมาตร

จากการทบทวนงานวิจัยที่ผ่านมาที่ได้นำเสนอไปนั้นพบว่า งานวิจัยส่วนมากจะกล่าวถึงการศึกษาผลกระทบของ DG โดยพิจารณาเพียงระบบป้องกันของการไฟฟ้า และไม่พิจารณาถึงการทำงานและผลกระทบที่เกิดขึ้นจากอุปกรณ์ป้องกันของ DG นอกจากนี้ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะนั้นงานวิจัยที่ผ่านมาไม่ได้ทำการพิจารณาระยะเวลาการทำงานของรีโคลสเซอร์ ซึ่งถือเป็นหนึ่งในอุปกรณ์ป้องกันสำคัญชนิดหนึ่งในระบบป้องกันไฟฟ้า

ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอการวิเคราะห์ถึงผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ต่อระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของ DG เป็นหลัก และจะทำการจำแนกประเภทของผลกระทบที่เกิดขึ้นตามระยะเวลาการปลดตัวของ DG และผู้ที่ได้รับผลกระทบ นอกจากนี้สำหรับขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาระยะเวลาการทำงานของรีโคลสเซอร์ ระยะเวลาการลัดวงจร และระยะเวลาการปลดตัวของ DG ร่วมด้วย และในท้ายสุดแล้วนั้นจะนำเสนอการศึกษาผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ การปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG โดยเปรียบเทียบการปรับตั้งรูปแบบต่างๆ กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 เพื่อนำไปคำนวณค่าการปรับตั้งดังกล่าวที่เหมาะสมซึ่งใช้ในการคำนวณระยะเวลาปลดตัวของ DG ต่อไป

1.7 ภาพรวมของวิทยานิพนธ์

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำแนกงานวิจัยออกเป็น 4 ส่วน ได้แก่ ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG การประเมินแรงดันตกชั่วขณะ ผลกระทบของ DG และการปรับตั้งระบบป้องกันและคุณลักษณะที่เหมาะสมของ DG แสดงดังภาพที่ 1.1



ภาพที่ 1.1 ภาพรวมของวิทยานิพนธ์

จากภาพที่ 1.1 แสดงภาพรวมของวิทยานิพนธ์ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะประกอบด้วยงานวิจัยพื้นฐาน 3 ส่วน ได้แก่ ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG การประเมินแรงดันตกชั่วขณะ และผลกระทบของ DG โดยเมื่อพิจารณาจากงานวิจัยพื้นฐานทั้งสามส่วนมาพิจารณาร่วมกันจะสามารถวิเคราะห์การปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม ซึ่งเป็นงานวิจัยในส่วนของการต่อยอดงานวิจัยพื้นฐานทั้งสามส่วน

บทที่ 2

ทฤษฎีและหลักการพื้นฐาน

ในบทที่ 2 จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานและหลักการพื้นฐานในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อันเนื่องมาจากตำแหน่งการเชื่อมต่อ การปรับตั้งระบบป้องกันและคุณลักษณะของ DG ที่แตกต่างกัน โดยสามารถแบ่งทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องได้เป็น 5 หัวข้อ ดังนี้

- 1) กระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ
- 2) รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG
- 3) การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ
- 4) อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 5) ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน
- 6) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ DG

2.1 กระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ

2.1.1 ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

โดยทั่วไปแล้วความผิดปกติในระบบไฟฟ้า (Fault) คือ สภาวะที่การไหลของกระแสในระบบไฟฟ้าผิดปกติ ซึ่งอาจเกิดได้จากสาเหตุหลายประการ เช่น การเปิดวงจรในระบบไฟฟ้า การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า (Short circuit in power system) เป็นต้น โดยมีหลักเกณฑ์ในการจำแนกประเภทของความผิดปกติ ดังนี้

- การจำแนกประเภทความผิดปกติตามระยะเวลาการเกิดความผิดปกติ สามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ความผิดปกติประเภทชั่วคราว และความผิดปกติประเภทถาวร
- การจำแนกประเภทความผิดปกติตามตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ สามารถจำแนกได้หลายประการตามตำแหน่งของการเกิดความผิดปกติที่เกิดขึ้น เช่น ความผิดปกติบนสาย ความผิดปกติที่บัส ความผิดปกติที่หม้อแปลง เป็นต้น

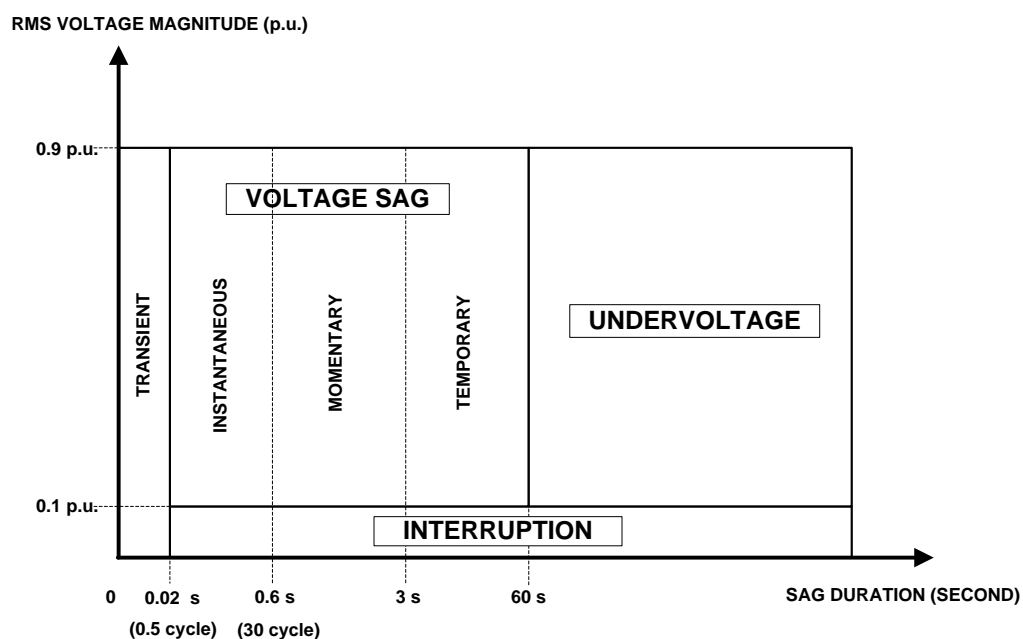
ทั้งนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณา ความผิดปกติเนื่องจากการลัดวงจรในระบบไฟฟ้าเป็นหลัก โดยพิจารณาเฉพาะความผิดปกติประเภทชั่วคราวที่เกิดขึ้นบนสายและที่บัสเท่านั้น

2.1.2 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag, Voltage Dip)

2.1.2.1 นิยามและประเภทของแรงดันตกชั่วขณะ

แรงดันตกชั่วขณะ คือ เหตุการณ์ที่แรงดันไฟฟ้ามีค่าลดลงอย่างทันทีทันใดตั้งแต่ร้อยละ 10 ขึ้นไปในช่วงเวลาสั้นๆ ตั้งแต่ครึ่งไซเคิล (10 มิลลิวินาที) ไปจนถึงไม่กี่วินาที โดยทั่วไปแล้วการนิยามลักษณะแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละมาตรฐานนั้นจะแตกต่างกัน อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างนิยามตามมาตรฐาน IEEE

มาตรฐาน IEEE 1159 [15] นิยามแรงดันตกชั่วขณะ คือ ระดับแรงดันที่ลดลงระหว่าง 0.1 ถึง 0.9 p.u. จากระดับแรงดัน RMS ปกติ ภายในระยะเวลา 0.5 cycle ถึง 1 นาที ตัวอย่างเช่น “a 20% sag” หมายถึง ค่าขนาดของแรงดันลดลงไปอยู่ที่ระดับ 20 % ของค่าที่ระบุไว้ ทั้งนี้ความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับขนาด (Magnitude) และระยะเวลา (Duration) โดยสามารถจำแนกประเภทของแรงดันตกชั่วขณะได้ตามขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะดังภาพที่ 1.1



ภาพที่ 2.1 นิยามและประเภทของแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน IEEE [15]

จากภาพที่ 2.1 หากระดับแรงดันต่ำกว่า 0.9 p.u. เป็นระยะเวลาไม่เกิน 0.5 cycle จะเรียกว่า “สภาวะทรานเซียนต์ (Transient)” หากแรงดันตกชั่วขณะมีระยะเวลาระหว่าง 0.5 cycle ถึง 30 cycle จะเรียกว่า “แรงดันตกชั่วขณะแบบทันทีทันใด (Instantaneous)” หากแรงดันตกชั่วขณะมีระยะเวลาระหว่าง 30 cycle ถึง 3 วินาที จะเรียกว่า “แรงดันตกชั่วขณะแบบชั่วครู่ (Momentary)” หากแรงดันตกชั่วขณะมีระยะเวลาระหว่าง 3 วินาที ถึง 1 นาที จะเรียกว่า “แรงดันตกชั่วขณะแบบชั่วคราว (Temporary)” หากระดับแรงดันอยู่ระหว่าง 0.1 p.u. ถึง 0.9 p.u. เป็นระยะเวลาเกิน 1 นาทีจะเรียกว่า “แรงดันตกเกิน (Undervoltage)” หากระดับแรงดันต่ำกว่า 0.1 p.u. เป็นระยะเวลาตั้งแต่ 0.02 วินาที เป็นต้นไป จะเรียกว่า “ไฟฟ้าดับ (Interruption)”

2.1.2.2 แหล่งกำเนิดแรงดันตกชั่วขณะ

แรงดันตกชั่วขณะนั้นเกิดจากการที่มีกระแสไฟฟ้าปริมาณสูงผิดปกติไหลในระบบภายในช่วงระยะเวลาสั้นๆ การที่กระแสปริมาณสูงเหล่านี้ไหลผ่านอิมพีแดนซ์ในระบบไฟฟ้า เช่น อิมพีแดนซ์สายตัวนำ จะทำให้แรงดันตกคร่อมในอุปกรณ์เหล่านี้มีค่าสูง ส่งผลให้แรงดันปลายทางที่จ่ายไหลดมีค่าลดต่ำกว่าปกติ โดยกระแสเหล่านี้ อาจเกิดจากสาเหตุหลายประการ เช่น

- การสตาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่

โดยทั่วไปแล้วกระแสขณะสตาร์ทมอเตอร์จะมีค่าสูงประมาณ 6 – 8 เท่าของกระแสปกติ และปริมาณกระแสจะสูงขึ้นเมื่อมอเตอร์มีขนาดใหญ่ขึ้น กระแสสตาร์ทมอเตอร์นี้จะคงอยู่เวลาประมาณ 2 -3 วินาทีก่อนจะที่สลายตัวไป ซึ่งระยะเวลาเพียงเท่านี้หากเปรียบเทียบกับแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากการลัดวงจรนั้นจะถือว่าเป็นระยะเวลาที่ค่อนข้างนาน

- การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า

การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า คือ สภาวะที่การไหลของกระแสไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีปริมาณที่สูงกว่าปกติซึ่งอาจจะมีปริมาณสูงเป็นหลายสิบเท่าของกระแสไหลปกติ และไหลอยู่ในระบบเป็นเวลาด้านมากๆ ก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าจะทำงาน ดังนั้นขนาดของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากการลัดวงจรอาจมีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยเช่น ตำแหน่งของการลัดวงจร ประเภทของการลัดวงจร เป็นต้น

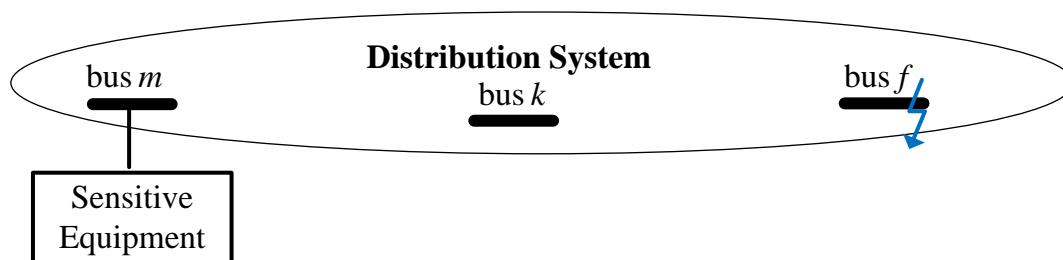
2.1.3 การคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ

ในทางปฏิบัตินั้นการลัดวงจรในระบบไฟฟ้านั้นอาจเกิดได้หลายตำแหน่งอาทิเช่น การลัดวงบนสาย การลัดวงจรที่บัส การลัดวงจรบนหม้อแปลง เป็นต้น หรืออาจเกิดการลัดวงจรได้หลาย

ประเภท เช่น หนึ่งเฟสลงดิน สามเฟสสมมาตร เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการลัดวงจรบนสายไฟฟ้าของระบบ และการลัดวงจรที่บัส ซึ่งเป็นการลัดวงจรที่พบบ่อยที่สุด โดยประเภทของการลัดวงจรที่ทำการพิจารณานั้นจะมีเพียง 2 ประเภท คือ หนึ่งเฟสลงดิน ซึ่งเป็นการลัดวงจรที่เกิดขึ้นบ่อยที่สุดในระบบ และการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร ซึ่งเป็นการลัดวงจรที่ก่อให้เกิดกระแสลัดวงจรรุนแรงที่สุด

2.1.3.1 การลัดวงจรที่บัส [18]

การคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะที่บัสนั้นจะกำหนดให้ระบบมีทั้งหมด N บัส โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรขึ้นที่บัส f และพิจารณาแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m ซึ่งเป็นบัสที่มีอุปกรณ์ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเชื่อมต่ออยู่ดังภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.2 การลัดวงจรที่บัส

กระแสลัดวงจรที่บัสเนื่องจากการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า และแรงดันตกชั่วขณะที่บัสที่มีอุปกรณ์ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันเชื่อมต่ออยู่สามารถคำนวณโดยใช้ทฤษฎีของทวินิน (Thevenin's theory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) ได้ดังสมการ (2.1) – (2.3)

$$I_f = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff} + z_f} \quad (2.1)$$

$$\Delta V_{mf} = -Z_{mf} I_f \quad (2.2)$$

$$V_{mf} = V_{pre,m} + \Delta V_{mf} \quad (2.3)$$

เมื่อ

- I_f คือ กระแสลัดวงจรที่บัสเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
- $V_{pre,f}$ คือ แรงดันที่บัส f ก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
- $V_{pre,m}$ คือ แรงดันที่บัส m ก่อนเกิดการลัดวงจร (p.u.)
- ΔV_{mf} คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส m เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)

V_{mf} คือ แรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)

Z_{ff} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์แถว f หลัก f (p.u.)

Z_{mf} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์แถว m หลัก f (p.u.)

z_f คือ ค่าอิมพีแดนซ์ของการลัดวงจร (Fault impedance) (p.u.)

ค่ากระแสบนสายที่ไหลขณะเกิดการลัดวงจรสามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.4)

$$I_{mk,f} = \frac{V_{mf} - V_{kf}}{z_{mk}} \quad (2.4)$$

เมื่อ

$I_{mk,f}$ คือ กระแสบนสายระหว่างบัส m และ k เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)

V_{mf} คือ แรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)

V_{kf} คือ แรงดันตกชั่วขณะที่บัส k เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)

z_{mk} คือ อิมพีแดนซ์บนสายระหว่างบัส m และ k (p.u.)

ค่าแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f ในวงจรลำดับสามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.5) – (2.7)

$$V_{mf}^z = 0 + \Delta V_{mf}^z \quad (2.5)$$

$$V_{mf}^p = V_{pre,m}^p + \Delta V_{mf}^p \quad (2.6)$$

$$V_{mf}^n = 0 + \Delta V_{mf}^n \quad (2.7)$$

ค่ากระแสและแรงดันในวงจรลำดับสามารถแปลงให้อยู่ในรูปเฟสได้ดังสมการ (2.8) –

(2.10)

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^z \\ I^p \\ I^n \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V^z \\ V^p \\ V^n \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\begin{bmatrix} Z_a \\ Z_b \\ Z_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z^z \\ Z^p \\ Z^n \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

เมื่อ

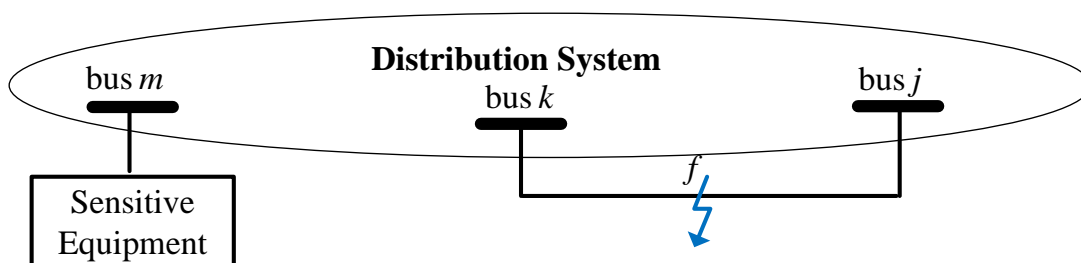
$$a = e^{j120}$$

I^z, I^p, I^n คือ กระแสลำดับศูนย์ กระแสลำดับบวก และกระแสลำดับลบ ตามลำดับ
 V^z, V^p, V^n คือ แรงดันลำดับศูนย์ แรงดันลำดับบวก และแรงดันลำดับลบ ตามลำดับ
 $Z_{ff}^z, Z_{ff}^p, Z_{ff}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์แถว f หลัก f ลำดับศูนย์ บวกและลบ ตามลำดับ
 $Z_{mf}^z, Z_{mf}^p, Z_{mf}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์แถว m หลัก f ลำดับศูนย์ บวกและลบ ตามลำดับ

ทฤษฎีที่ได้กล่าวข้างต้นเป็นหลักการพื้นฐานในการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส โดยใช้การสร้างบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ของระบบทดสอบขึ้นมา ซึ่งสามารถนำไปประยุกต์ใช้กับการคำนวณกระแสลัดวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรประเภทต่างๆ ได้

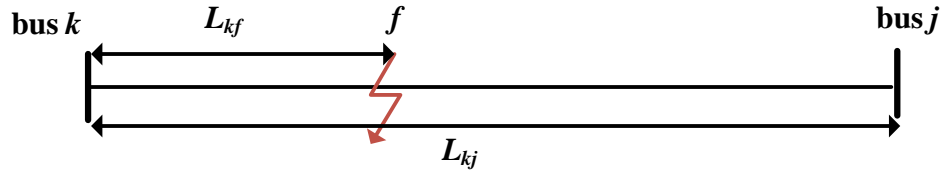
2.1.3.2 การลัดวงจรบนสาย [14,18]

การคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะบนสายนั้นจะกำหนดให้ระบบมีทั้งหมด N บัส โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรขึ้นบนสายระหว่างบัส k และบัส j ที่ตำแหน่ง f และพิจารณาแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m ซึ่งเป็นบัสที่มีอุปกรณ์ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเชื่อมต่ออยู่ดังภาพที่ 2.3



ภาพที่ 2.3 การลัดวงจรบนสาย

ในการคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะจะนิยามค่า p คือ อัตราส่วนระยะทางจากบัส k ไปยังตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร f และระยะทางจากบัส k ถึงบัส j ดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 การลัดวงจรที่เกิดบนสายส่งระหว่างบัส k และ j ที่ตำแหน่ง f

$$p = \frac{L_{kf}}{L_{kj}} \quad (2.11)$$

เมื่อ

L_{kf} คือ ระยะทางจากบัส k ถึงตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร f (km.)

L_{kj} คือ ระยะทางจากบัส k ถึงบัส j (km.)

ค่าอิมพีแดนซ์ Z_{mf} และ Z_{ff} ลำดับศูนย์ ลำดับบวก ลำดับลบ ได้ดังสมการที่ (2.12) ถึง

(2.17)

$$Z_{mf}^z = Z_{mk}^z + (Z_{mj}^z - Z_{mk}^z)p \quad (2.12)$$

$$Z_{mf}^p = Z_{mk}^p + (Z_{mj}^p - Z_{mk}^p)p \quad (2.13)$$

$$Z_{mf}^n = Z_{mk}^n + (Z_{mj}^n - Z_{mk}^n)p \quad (2.14)$$

$$Z_{ff}^z = (1-p)^2 Z_{kk}^z + p^2 Z_{jj}^z + 2p(1-p)Z_{kj}^z + p(1-p)z_{kj}^z \quad (2.15)$$

$$Z_{ff}^p = (1-p)^2 Z_{kk}^p + p^2 Z_{jj}^p + 2p(1-p)Z_{kj}^p + p(1-p)z_{kj}^p \quad (2.16)$$

$$Z_{ff}^n = (1-p)^2 Z_{kk}^n + p^2 Z_{jj}^n + 2p(1-p)Z_{kj}^n + p(1-p)z_{kj}^n \quad (2.17)$$

เมื่อ

$Z_{mf}^z, Z_{mf}^p, Z_{mf}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ แถว m หลัก f

$Z_{mk}^z, Z_{mk}^p, Z_{mk}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ แถว m หลัก k

$Z_{mj}^z, Z_{mj}^p, Z_{mj}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ แถว m หลัก j

$Z_{kj}^z, Z_{kj}^p, Z_{kj}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ แถว k หลัก j

$Z_{kk}^z, Z_{kk}^p, Z_{kk}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ แถว k หลัก k

$Z_{jj}^z, Z_{jj}^p, Z_{jj}^n$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ ที่บัส j หลัก j

ค่าแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง f ในวงจรลำดับสามารถ

คำนวณได้ดังสมการ (2.18) – (2.20)

$$V_{mf}^z = V_{pre,m}^z - Z_{mf}^z I_f^z \quad (2.18)$$

$$V_{mf}^p = V_{pre,m}^p - Z_{mf}^p I_f^p \quad (2.19)$$

$$V_{mf}^n = V_{pre,m}^n - Z_{mf}^n I_f^n \quad (2.20)$$

ค่าแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง f คำนวณได้ดังสมการ (2.21)

$$V_{pre,f} = V_{pre,k} + (V_{pre,j} - V_{pre,k})p \quad (2.21)$$

เมื่อ

$V_{pre,f}$ คือ แรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง f

$V_{pre,k}$ คือ แรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัส k

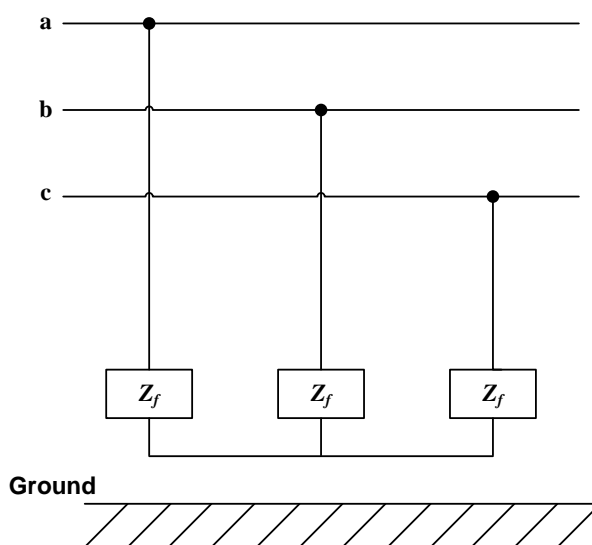
$V_{pre,j}$ คือ แรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัส j

2.1.3.3 ประเภทของการลัดวงจร [19]

การลัดวงจรในระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งเป็น 2 ประเภทหลักได้แก่ การลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตร (Three-phase balanced fault) และการลัดวงจรประเภทไม่สมมาตร (Unbalanced Fault)

- การลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

การลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร คือ การลัดวงจรที่เกิดจากการที่สายไฟทั้งสามเฟสในระบบไฟฟ้าเกิดการลัดวงจรพร้อมกันดังภาพที่ 2.5 โดยเป็นการลัดวงจรที่มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย แต่ส่งผลให้เกิดกระแสลัดวงจรที่บัสที่เกิดการลัดวงจรสูงที่สุด



ภาพที่ 2.5 การลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตร

การลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรนี้สามารถคำนวณค่ากระแสลัดวงจรได้ดังสมการ (2.22) โดยค่ากระแสลำดับศูนย์และลำดับลบจะมีค่าเท่ากับศูนย์ จึงเหลือเพียงค่ากระแสลำดับบวกเท่านั้น

$$I = I^p = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f} \text{ และ } I^n = I^z = 0 \quad (2.22)$$

ค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส m เนื่องจากการลัดวงจรที่ตำแหน่ง f สามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.23)

$$\Delta V_{mf} = -Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad (2.23)$$

ค่าแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เนื่องจากการลัดวงจรที่บัส f สามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.24)

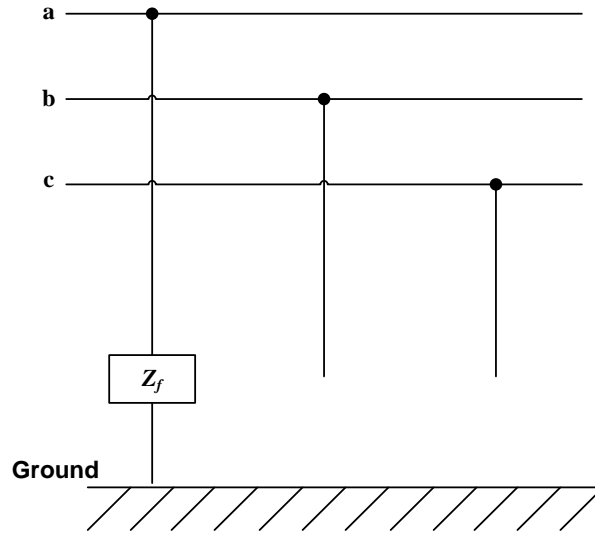
$$V_{mf} = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad (2.24)$$

- การลัดวงจรประเภทไม่สมมาตร

การลัดวงจรประเภทไม่สมมาตร คือ การลัดวงจรที่เกิดจากการที่สายไฟหนึ่ง หรือสองเฟสในระบบไฟฟ้าเกิดการลัดวงจรพร้อมกัน โดยโอกาสที่จะเกิดการลัดวงจรของแต่ละประเภทนั้นจะไม่เท่ากัน การลัดวงจรแบบไม่สมมาตรนั้นสามารถจำแนกออกเป็น 3 ประเภทได้แก่ การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line – to – ground fault) การลัดวงจรแบบเฟสถึงเฟส (Line – to – line fault) และ การลัดวงจรแบบเฟสถึงเฟสลงดิน (Double line – to – ground fault) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเพียงการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินเท่านั้น

- การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

การลัดวงจรประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายเฟสใดเฟสหนึ่งในระบบไฟฟ้าถูกลัดวงจรลงดินดังภาพที่ 2.6 โดยการลัดวงจรประเภทนี้จะส่งผลให้เกิดกระแสลัดวงจรที่มีความรุนแรงน้อยที่สุด แต่โอกาสที่จะเกิดมากที่สุดเมื่อเทียบกับการลัดวงจรประเภทอื่นๆ



ภาพที่ 2.6 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

เมื่อสมมติให้เกิดการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดินขึ้นที่เฟส a จะได้ว่า

$$I^b = 0 \text{ และ } I^c = 0 \quad (2.25)$$

$$V^a = 0 \quad (2.26)$$

ค่ากระแสลัดวงจรสามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.27) – (2.28)

$$I^z = I^p = I^n = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.27)$$

$$I^a = \frac{3V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.28)$$

ค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส m เนื่องจากการลัดวงจรที่ตำแหน่ง f สามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.29) – (2.31)

$$\Delta V_{mf}^z = -Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.29)$$

$$\Delta V_{mf}^p = -Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.30)$$

$$\Delta V_{mf}^n = -Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.31)$$

ค่าแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เนื่องจากการลัดวงจรที่ตำแหน่ง f ในรูปวงจรลำดับสามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.32) – (2.34)

$$V_{mf}^z = -Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.32)$$

$$V_{mf}^p = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.33)$$

$$V_{mf}^n = -Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.34)$$

ค่าแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เนื่องจากการลัดวงจรที่ตำแหน่ง f ในรูปเฟสสามารถคำนวณได้ดังสมการ (2.35) – (2.37)

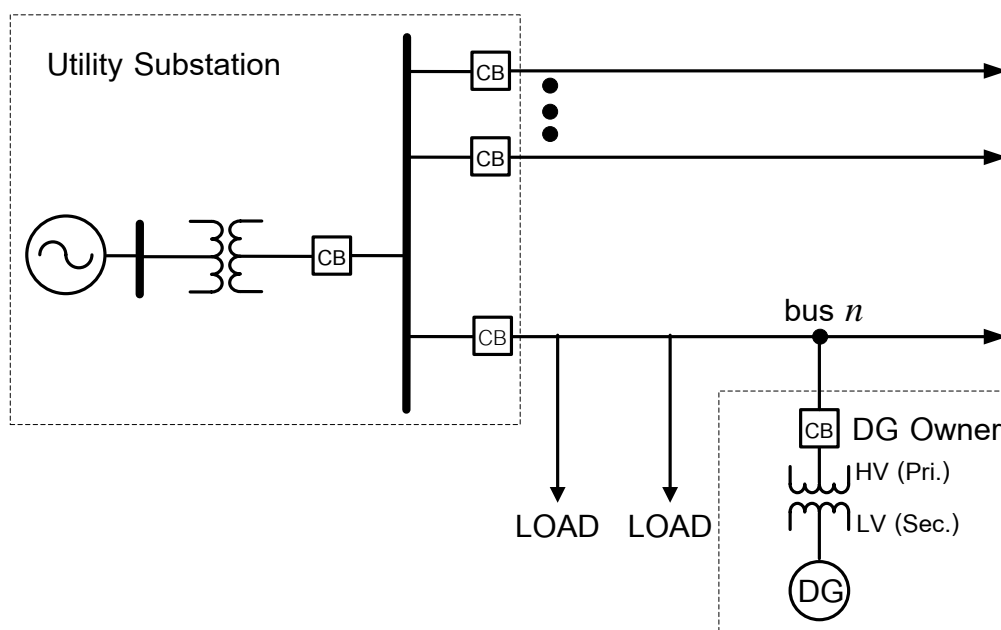
$$V_{mf}^a = V_{pre,m} - (Z_{mf}^p + Z_{mf}^n + Z_{mf}^z) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.35)$$

$$V_{mf}^b = a^2 V_{pre,m} - (Z_{mf}^z + a^2 Z_{mf}^p + a Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.36)$$

$$V_{mf}^c = a V_{pre,m} - (Z_{mf}^z + a Z_{mf}^p + a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (2.37)$$

2.2 รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG [5,20]

ในการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมีการเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงตามข้อกำหนดต่างๆ ของการไฟฟ้า [2-3] ซึ่งรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงที่แตกต่างกันจะส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อเกิดการลัดวงจรประเภทที่มีการเชื่อมต่อดิน เช่น การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน เป็นต้น ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงจะส่งผลกระทบต่ออิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับศูนย์แต่ไม่ส่งผลกระทบต่ออิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับบวกและลบ โดยสามารถแสดงตัวอย่างการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่บัส n ดังภาพที่ 2.7



ภาพที่ 2.7 ระบบจำหน่ายที่ทำการเชื่อมต่อ DG

2.2.1 วงจรสมมูลของวงจรลำดับศูนย์สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่างๆ

รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG สามารถแบ่งได้เป็น 5 รูปแบบได้แก่ เดลต้า - เดลต้า, เดลต้า - วายลงดิน, วาย - เดลต้า, วายลงดิน - เดลต้า และวายเป็น - วายลงดิน โดยแต่ละรูปแบบจะส่งผลต่ออิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์ที่แตกต่างกัน และสามารถจำแนกกลุ่มตามผลกระทบที่ส่งผลต่ออิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์ได้เป็น 3 กลุ่ม ได้แก่


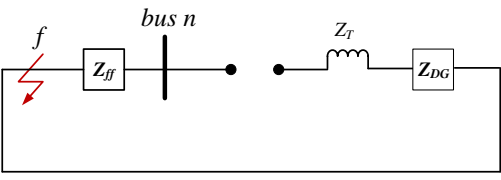

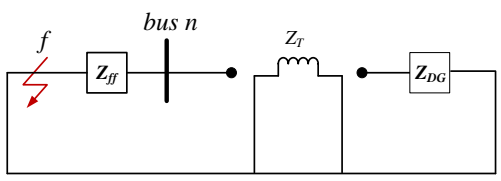

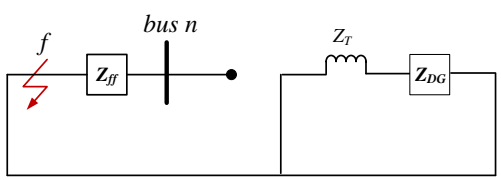

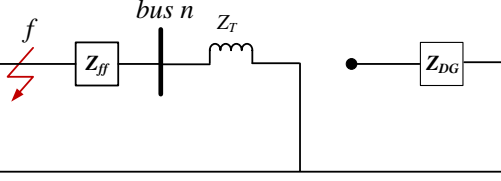

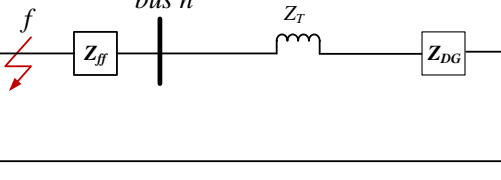
กลุ่มที่ 1 ได้แก่ การเชื่อมต่อหม้อแปลงรูปแบบ เดลต้า - เดลต้า, เดลต้า - วายลงดิน และวายเป็น - เดลต้า

กลุ่มที่ 2 ได้แก่ การเชื่อมต่อหม้อแปลงรูปแบบ วายลงดิน - เดลต้า

กลุ่มที่ 3 ได้แก่ การเชื่อมต่อหม้อแปลงรูปแบบ วายลงดิน - วายลงดิน

ทั้งนี้วงจรสมมูลและอิมพีแดนซ์ทวินินของวงจรลำดับศูนย์ระหว่างการลัดวงจรในแต่ละกลุ่มสามารถแสดงดังตารางที่ 2.1 โดยกำหนดให้เชื่อมต่อ DG ที่บัส n และเกิดการลัดวงจรตำแหน่ง f

ตารางที่ 2.1 วงจรสมมูลและอิมพีแดนซ์ทวินินของวงจรลำดับศูนย์สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่างๆ

กลุ่ม	รูปแบบ (HV - LV)	วงจรสมมูลของวงจรลำดับศูนย์	Z_{ff}^z
1			$Z_{ff}^z = Z_{TH}^z$
			
			
2			$Z_{ff}^z = \frac{Z_{TH}^z Z_T^z}{Z_{TH}^z + Z_T^z}$
3			$Z_{ff}^z = \frac{Z_{TH}^z (Z_T^z + Z_{DG}^z)}{Z_{TH}^z + (Z_T^z + Z_{DG}^z)}$

เมื่อ

Z_{ff}^z คือ บัสมพีแดนซ์เมตริกซ์ของวงจรลำดับศูนย์ แถว f หลัก f

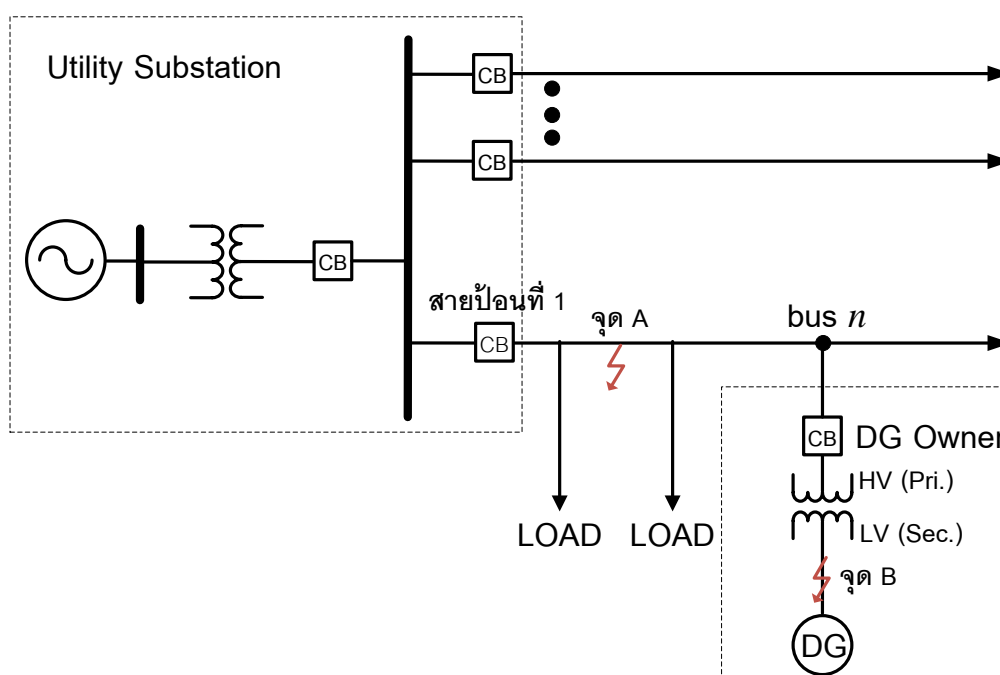
Z_{TH}^z คือ อิมพีแดนซ์ทวินินลำดับศูนย์เมื่อเกิดการลัดวงจร (p.u.)

Z_{DG}^z คือ อิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์ของ DG (p.u.)

Z_T^z คือ อิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์ของหม้อแปลงที่ทำการเชื่อมต่อ DG (p.u.)

2.2.2 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG [5]

จากหัวข้อที่ 2.2.1 จะพบว่ารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ที่แตกต่างกันวงจรสมมูลและอิมพีแดนซ์ทวินินของวงจรลำดับศูนย์จะแตกต่างกัน โดยจะพบว่า รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 1 จะมีค่า Z_{ff}^z สูงที่สุด รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 3 จะมีค่า Z_{ff}^z สูงเป็นอันดับถัดมา และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 2 จะมีค่า Z_{ff}^z ต่ำที่สุด ทั้งนี้ในการพิจารณาถึงผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG แต่ละรูปแบบจะทำการยกตัวอย่างดังภาพที่ 2.8



ภาพที่ 2.8 ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลง

จากภาพที่ 2.8 กำหนดให้การลัดวงจรที่จุด A เป็นกรณีที่เกิดลัดวงจรเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า และการลัดวงจรที่จุด B เป็นกรณีที่เกิดลัดวงจรภายใน DG ทั้งนี้หากทำการพิจารณาเฉพาะสายป้อนที่ 1 และการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน จะสามารถสรุปผลกระทบได้ดังต่อไปนี้

- รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 1

สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 1 เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า (จุด A) จะพบว่าไม่มีกระแสลัดวงจรจากวงจรลำดับศูนย์ที่ DG จ่ายเข้ามาในระบบไฟฟ้า กระแสลัดวงจรของวงจรลำดับศูนย์ในระบบนั้นจะจ่ายมาจากสถานีไฟฟ้าเท่านั้น และหากเกิดการลัดวงจรภายใน DG (จุด B) เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางของสายป้อนที่ 1 จะตรวจไม่พบกระแส

ลัดวงจรของวงจรลำดับศูนย์ของ DG ทั้งนี้ เนื่องจากวงจรสมมูลของวงจรลำดับศูนย์ในกรณีนี้จะเสมือนการเปิดวงจรของระหว่างวงจรลำดับศูนย์ของ DG และระบบไฟฟ้าโดยที่ค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์ของหม้อแปลงของ DG จะเสมือนเชื่อมอยู่กับวงจรลำดับศูนย์ของ DG ค่า Z_{ff}^z จึงสูงที่สุด ทำให้กระแสลัดวงจรมีค่าต่ำที่สุด นอกจากนี้แล้ว ในกรณีที่เกิดการลัดวงจรภายในระบบไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์ของการไฟฟ้าที่ต้นทางสายป้อนจะทำการปลดวงจรออกจากระบบ แต่ DG ยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบ และจากการที่หม้อแปลงทางด้านแรงดันสูงไม่ได้ทำการต่อลงดิน จะทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินในเฟสที่ไม่ได้เกิดการลัดวงจรได้

- รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 2

สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 2 เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า (จุด A) จะพบว่าไม่มีกระแสลัดวงจรจากวงจรลำดับศูนย์ที่ DG จ่ายเข้ามาในระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตามกระแสลัดวงจรของวงจรลำดับศูนย์ในระบบไฟฟ้านั้นจะจ่ายมาจากสองส่วน คือ กระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลมาจากสายดินของหม้อแปลงที่เชื่อมต่อกับ DG และหากเกิดการลัดวงจรภายใน DG (จุด B) เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางของสายป้อนที่ 1 จะตรวจไม่พบกระแสลัดวงจรของวงจรลำดับศูนย์ของ DG ดังเช่นรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 1 ทั้งนี้เนื่องจากวงจรสมมูลของวงจรลำดับศูนย์ในกรณีนี้จะเสมือนการเปิดวงจรของระหว่างวงจรลำดับศูนย์ของ DG และระบบไฟฟ้าโดยที่ค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์ของหม้อแปลงของ DG จะเสมือนเชื่อมอยู่กับวงจรลำดับศูนย์ของระบบไฟฟ้า ค่า Z_{ff}^z จึงต่ำที่สุด ทำให้กระแสลัดวงจรมีค่าสูงที่สุด อย่างไรก็ตามการรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มนี้จะส่งผลกระทบต่ออย่างยิ่งแก่อุปกรณ์ป้องกันที่ตรวจจับกระแสลัดวงจรประเภทลงดิน นอกจากนี้ในการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG รูปแบบนี้จะไม่ทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินในเฟสที่ไม่ได้เกิดการลัดวงจร

- รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 3

สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงกลุ่มที่ 3 เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า (จุด A) จะพบว่ามีกระแสลัดวงจรจากวงจรลำดับศูนย์ที่ DG จ่ายเข้ามาในระบบไฟฟ้า และหากเกิดการลัดวงจรภายใน DG (จุด B) เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางของสายป้อนที่ 1 จะสามารถตรวจพบกระแสลัดวงจรของวงจรลำดับศูนย์ได้เช่นกัน ทั้งนี้เนื่องจากวงจรสมมูลของวงจรลำดับศูนย์ในกรณีนี้จะเสมือนการเชื่อมต่อของระหว่างวงจรลำดับศูนย์ของ DG และระบบไฟฟ้าผ่านหม้อแปลงของ DG ค่า Z_{ff}^z จึงมีค่าอยู่ระหว่างรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 1 และกลุ่มที่ 2

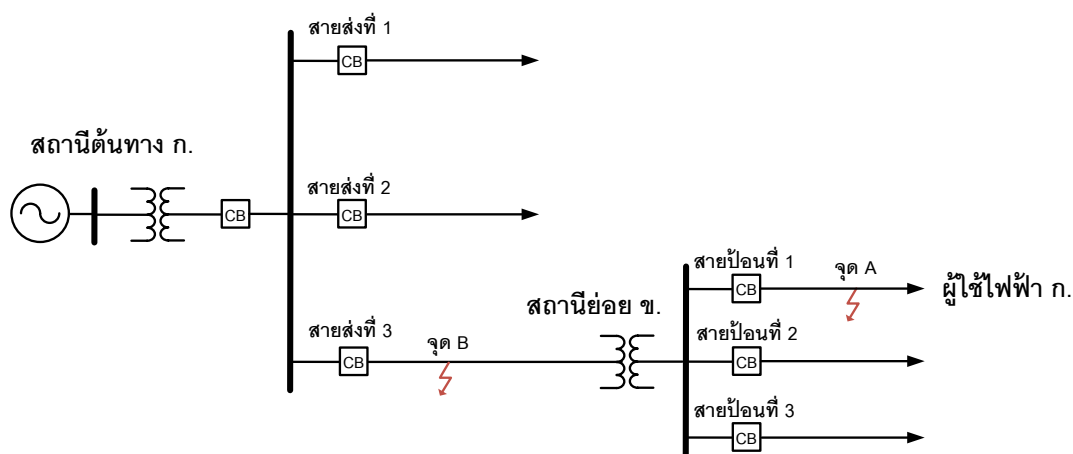
2.3 การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ [17]

เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าขึ้นนั้น หนึ่งในขั้นตอนสำคัญที่สำคัญที่สุด คือ การวิเคราะห์ถึงลักษณะของเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้น เช่น ประเภทของความผิดปกติ สาเหตุของความผิดปกติ เป็นต้น ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ ที่เกิดภายในระบบไฟฟ้าเท่านั้น

2.3.1 การเปรียบเทียบแรงดันตกชั่วขณะและไฟฟ้าดับ

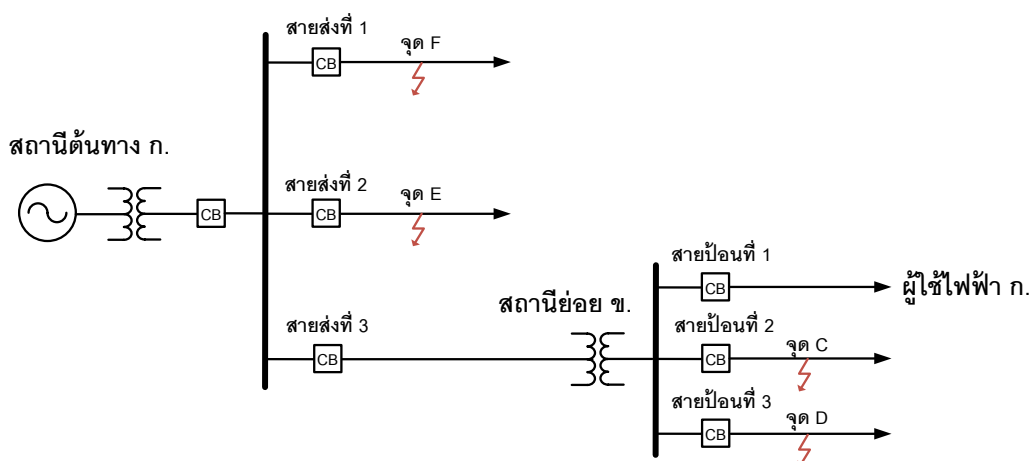
เหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะและไฟฟ้าดับนั้นส่วนใหญ่มักมีสาเหตุมาจากการลัดวงจรในระบบไฟฟ้าเป็นสาเหตุหลัก อย่างไรก็ตามเหตุการณ์ทั้งสองประเภทนี้มีความแตกต่างกันทั้งลักษณะการเกิด ความรุนแรง และระยะเวลาในการเกิดดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น เหตุการณ์ไฟฟ้าดับนี้เกิดจากการลัดวงจรบนสายที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง สามารถแสดงตัวอย่างได้ดังภาพที่

2.9



ภาพที่ 2.9 ตำแหน่งการลัดวงจรเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

จากภาพที่ 2.9 ผู้ใช้ไฟฟ้า ก. จะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับก็ต่อเมื่อเกิดการลัดวงจรบนสายป้อนที่ 1 (จุด A) ซึ่งจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ก. โดยตรง หรือเกิดการลัดวงจรบนสายส่งที่จ่ายไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้าย่อย ข.(จุด B) ซึ่งจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ก. อีกทั้ง ทั้งนี้เนื่องจากเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นที่จุด A เซอร์กิตเบรกเกอร์ของสายป้อนที่ 1 จะทำการปลดวงจรส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้น และหากเกิดการลัดวงจรขึ้นที่ จุด B จะทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ของสายส่ง 3 ทำการปลดวงจรส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับไฟจากสายส่ง 3 เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งหมด ซึ่งรวมถึงผู้ใช้ไฟฟ้า ก. ด้วย



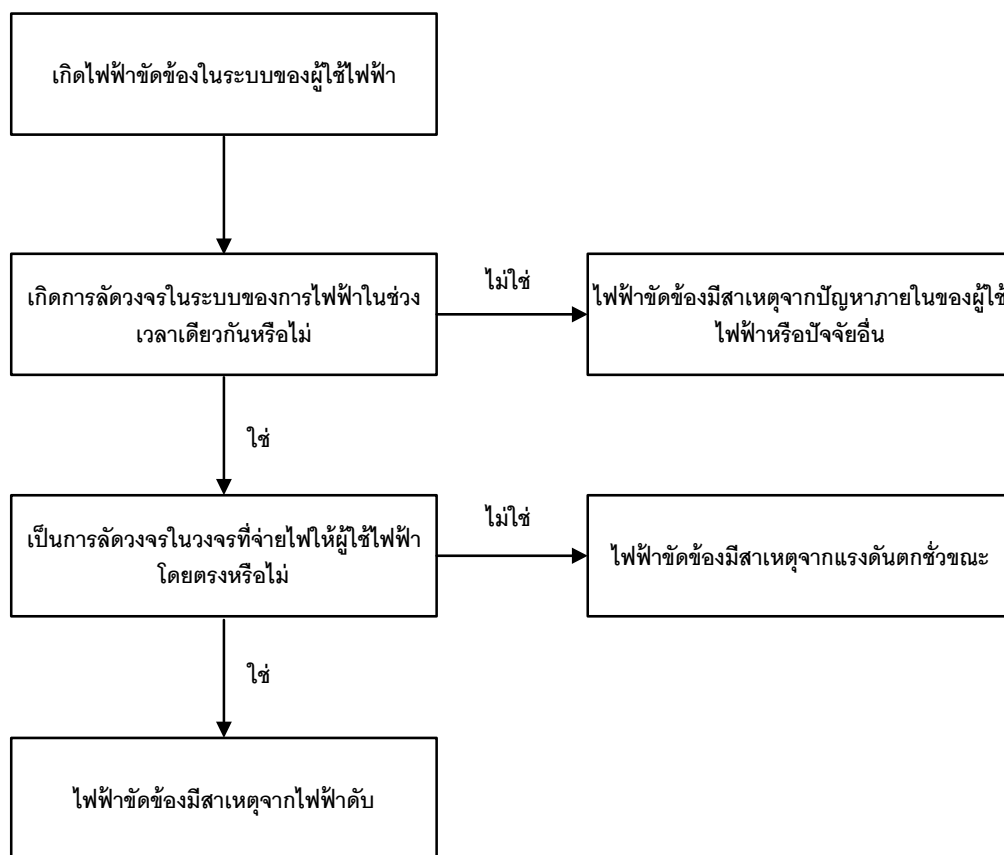
ภาพที่ 2.10 ตำแหน่งการลัดวงจรเมื่อเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ

สำหรับเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะนั้นจะเกิดขึ้นเมื่อเกิดการลัดวงจรในวงจรข้างเคียงกับวงจรที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 2.10 จากตัวอย่างจะพบว่าหากเกิดการลัดวงจรขึ้นบนสายป้อนที่ 2 (จุด C), สายป้อนที่ 3 (จุด D) หรือสายป้อนที่ 4 (จุด E) จะทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้า ก. และหากเกิดการลัดวงจรขึ้นบนสายส่งที่ 1 (จุด F) หรือสายส่งที่ 2 (จุด E) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อย ข. จะเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะทุกราย

จากการเปรียบเทียบตำแหน่งการลัดวงจรดังกล่าวจะพบว่า หากกำหนดให้โอกาสการเกิดการลัดวงจรในแต่ละสายป้อนและสายส่งมีค่าเท่ากัน ผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีโอกาสประสบกับเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะมากกว่า เนื่องจากเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะเกิดขึ้นเมื่อเกิดการลัดวงจรในวงจรข้างเคียงที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงซึ่งมีจำนวนมากกว่า อย่างไรก็ตามความรุนแรงของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจะมีมากกว่าแรงดันตกชั่วขณะและส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้ามากกว่า

2.3.2 การตรวจสอบและวิเคราะห์ปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ

หากเกิดเหตุการณ์ขัดข้องขึ้นภายในระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบว่าเหตุการณ์ดังกล่าวมีสาเหตุมาจากการเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดันตกชั่วขณะในระบบของการไฟฟ้าหรือไม่ โดยตัวอย่างขั้นตอนการสอบของการไฟฟ้านครหลวง สามารถแสดงดังภาพที่ 2.11



ภาพที่ 2.11 ขั้นตอนการตรวจสอบการเกิดแรงดันตกชั่วคราว

ในการตรวจสอบหากพบว่าปัญหาไฟฟ้าขัดข้องภายในระบบของผู้ใช้ไฟฟ้ามีสาเหตุมาจากแรงดันตกชั่วคราว การแก้ไขปัญหาต้องเริ่มจากการวิเคราะห์หาส่วนของระบบหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วคราว ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 3 ขั้นตอนดังนี้

ขั้นตอนที่ 1: การแยกแยะอุปกรณ์หรือระบบย่อยที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วคราวออกจากส่วนอื่นๆ คือ การตรวจสอบเพื่อแยกแยะว่าเมื่อเกิดแรงดันตกชั่วคราวขึ้นอุปกรณ์ หรือส่วนใดของระบบที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วคราว เพื่อให้สามารถเข้าไปแก้ปัญหาได้ตรงจุด

ขั้นตอนที่ 2: การตรวจสอบความถูกต้องเหมาะสมในการทำงานของอุปกรณ์ปลดวงจรและอุปกรณ์ป้องกัน เช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ และรีเลย์ตรวจสอบแรงดัน เป็นต้น โดยเมื่อเกิดแรงดันตกชั่วคราวในระบบไฟฟ้าอุปกรณ์ดังกล่าวไม่ควรสั่งปลดวงจรไฟฟ้า เนื่องจากอุปกรณ์บางประเภทสามารถทำงานได้แม้เกิดแรงดันตกชั่วคราว แต่หากเซอร์คิตเบรกเกอร์ปลดวงจรเนื่องจากแรงดันตกชั่วคราว จะส่งผลให้อุปกรณ์ทุกตัวที่อยู่หลังเซอร์คิตเบรกเกอร์ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับซึ่งส่งผลกระทบต่อรุนแรงมากกว่า

ขั้นตอนที่ 3: การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของส่วนต่างๆ ภายในอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือกระบวนการผลิต เนื่องจากอุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละประเภทอาจมีส่วนประกอบภายในที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะแตกต่างกัน โดยทั่วไปอาจแบ่งได้เป็น 3 ส่วน คือ ภาคควบคุม ภาคกำลัง และโหลดทางกล ซึ่งการแก้ปัญหาในแต่ละส่วนจะมีวิธีการและเงินลงทุนที่แตกต่างกัน จึงจำเป็นที่จะต้องตรวจสอบให้ได้แน่ชัดว่าส่วนประกอบใดที่อ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะ

2.3.3 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ [11-13]

ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะนั้นมีหลายวิธีการที่สามารถนำมาใช้ได้ หนึ่งในวิธีที่นิยมนำมาใช้คือ การพิจารณาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ โดยมีดัชนีหลายชนิดที่ใช้แสดงถึงความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิด ทั้งนี้สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดัชนีที่ถูกใช้เป็นดัชนีหลักในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ ได้แก่ ค่าดัชนีเฉลี่ยจำนวนครั้งการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันของระบบ หรือ $SARFI_x$ (System Average RMS Variation Frequency Index)

$SARFI_x$ คือ ค่าเฉลี่ยของจำนวนเหตุการณ์ที่ตรวจวัดและมีการแปรเปลี่ยนระดับแรงดันของช่วงเวลาการประเมิน ต่อจำนวนลูกค้าที่พิจารณาทั้งหมด โดยค่าขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่มีค่าเท่ากับหรือต่ำกว่าค่า X จะนำมาพิจารณา ซึ่งสามารถคำนวณค่า $SARFI_x$ ของระบบได้ดังสมการ (2.38)

$$SARFI_x = \frac{\sum_{j=1}^{n_n} N_j}{N_T} \quad (2.38)$$

เมื่อ

- x คือ ค่าระดับแรงดัน RMS ที่พิจารณา
- n_n คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด
- N_j คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเมื่อระดับแรงดันอยู่ต่ำกว่าระดับที่พิจารณา ณ จุดโหลด j
- N_T คือ จำนวนลูกค้าทั้งหมดในระบบ

ทั้งนี้ดัชนี $SARFI_x$ สามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเภท ตามลักษณะของระดับแรงดันพิจารณา x ที่พิจารณา ได้แก่ ค่าดัชนี $SARFI_{Threshold}$ เมื่อระดับแรงดันพิจารณาเป็นแรงดันขีดจำกัด เช่น 70% 80% เป็นต้น และค่าดัชนี $SARFI_{curve}$ เมื่อระดับแรงดันพิจารณาเป็นกราฟความสัมพันธ์ระหว่างระยะเวลาและขนาดของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้น โดยสำหรับในกรณีที่พิจารณาค่าดัชนี $SARFI_{curve}$ จะสามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเภท ตามมาตรฐานความสามารถ

ในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะของอุปกรณ์ไฟฟ้า ได้แก่ $SARFI_{CBEMA}$, $SARFI_{ITIC}$ และ $SARFI_{SEMI-F47}$ ซึ่งจะนำเสนอโดยละเอียดต่อไปในหัวข้อถัดไป

2.3.4 มาตรฐานความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะของอุปกรณ์ไฟฟ้า [12,16]

อุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะที่แตกต่างกัน สามารถแสดงดังตารางที่ 2.2 ซึ่งในปัจจุบันนั้นได้มีการกำหนดมาตรฐานเพื่อให้การออกแบบของอุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถทนต่อแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นได้ โดยมาตรฐานที่ถูกใช้งาน และนำไปใช้ในการวิจัยอย่างแพร่หลายมีทั้งสิ้น 3 มาตรฐาน ได้แก่ มาตรฐาน CBEMA, มาตรฐาน ITIC และมาตรฐาน SEMI-F47 [12]

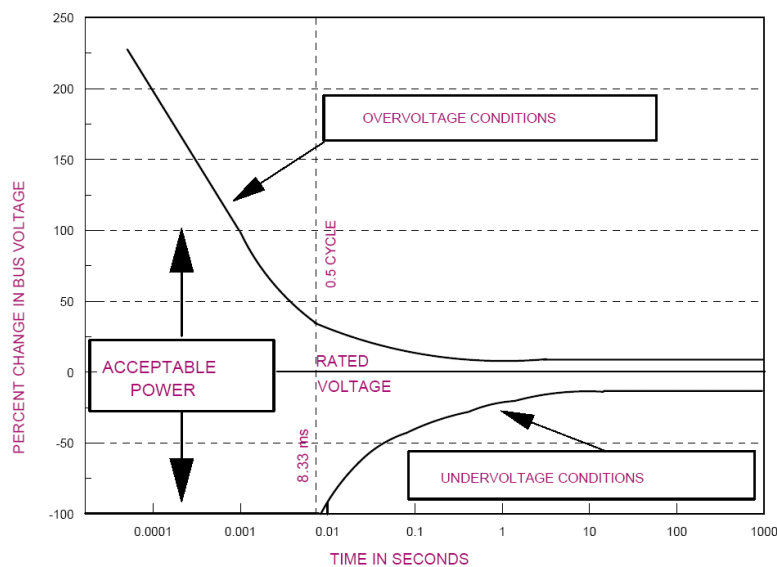
ตารางที่ 2.2 ความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะของอุปกรณ์แต่ละประเภท [16]

Type of Equipment	Remaining Voltage [%]	Time Duration Max [ms]
Motor starter	50	40
Variable speed motor with electronics	85	10
PLC I/O Device	50 – 90	8 – 20
Frequency inverter	82	1.5
Variable Speed Drive rectifier	50 – 80	2 – 3
Process controller	70	< 8
Computerized numerical controlled lathe	70	< 8
Direct Current drive controller	88	< 8
Personal Computer	50 – 70	60 – 160
Contactors	50 – 60	20 – 30
Electromagnetic disconnecting switch	50	10
Electromagnetic relays	50 – 60	15 – 40
Medical equipment	60	130
Servo drives	80	50
Laser marker	90	100

- มาตรฐาน CBEMA / ITIC

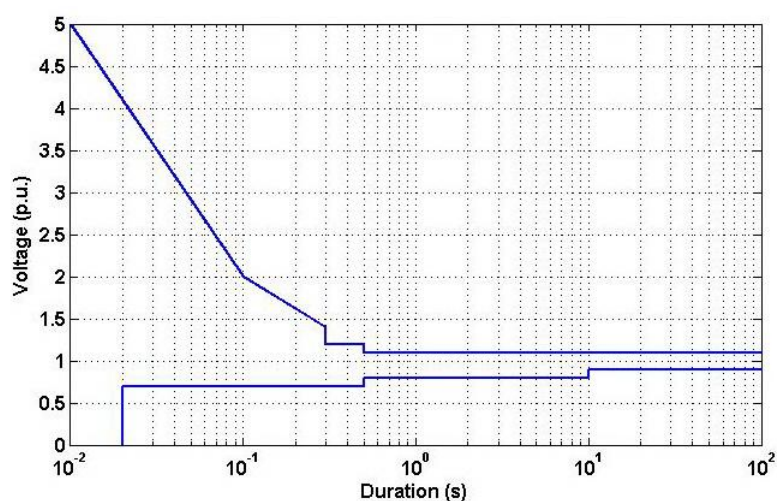
มาตรฐาน CBEMA (the Computer Business Equipment Manufacturers Association) เป็นมาตรฐานที่กำหนดความสามารถของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน เช่น คอมพิวเตอร์ อุปกรณ์ควบคุม PLC รีเลย์ควบคุมกระแสสลับ เป็นต้น ให้สามารถทำงานต่อไปได้เมื่อเกิดแรงดันเกินและแรงดันตกชั่วขณะ โดยในแกนตั้งจะเป็นขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ และแกนนอนจะเป็นระยะเวลาของเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ โดยหาก

เกิดเหตุการณ์แรงดันเกินหรือแรงดันตกชั่วขณะบริเวณด้านซ้ายของเส้นกราฟ จะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ที่เป็นไปตามมาตรฐานของ CBEMA



ภาพที่ 2.12 มาตรฐาน CBEMA [12]

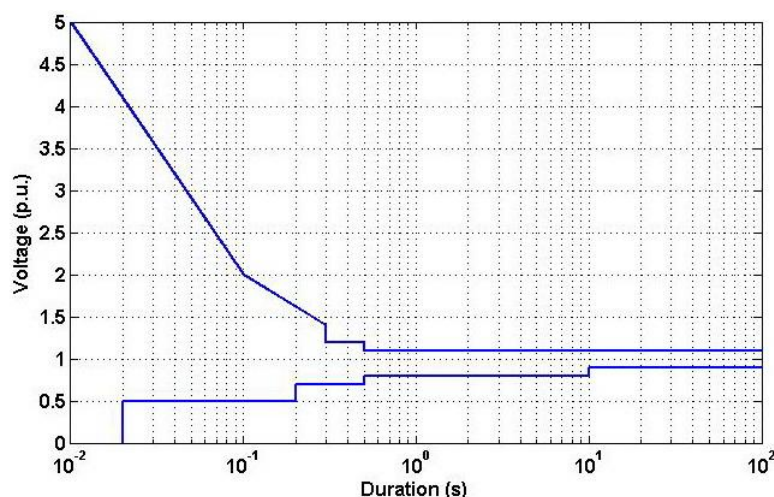
โดยในปัจจุบันได้มีการพัฒนามาตรฐาน CBEMA ให้มีความละเอียด และสามารถใช้งานได้ง่ายยิ่งขึ้น โดยได้พัฒนาเป็นมาตรฐาน ITIC (Information Technology Industry Council Curve) แสดงดังภาพที่ 2.13 ซึ่งหลักในการใช้งานมาตรฐานนี้จะเป็นหลักเดียวกับ CBEMA โดยสามารถใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 120 โวลต์



ภาพที่ 2.13 มาตรฐาน ITIC [12]

- มาตรฐาน SEMI-F47

มาตรฐาน SEMI-F47 (The Semiconductor Equipment and Materials International) เป็นมาตรฐานที่กำหนดเพื่อรองรับความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะที่ถูกใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมโดยเฉพาะยังอุตสาหกรรมประเภท เซมิคอนดักเตอร์ โดยมาตรฐานนี้เป็นมาตรฐานที่ดัดแปลงจากมาตรฐาน ITIC ให้มีความละเอียดและเหมาะสมกับอุปกรณ์ไฟฟ้าหลากหลายประเภทดังภาพที่ 2.14 ซึ่งจะพบว่าหากทำการเปรียบเทียบมาตรฐาน ITIC (ภาพที่ 2.13) กับมาตรฐาน SEMI-F47 จะพบว่าในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ 0.05 วินาที ถึง 1 วินาที มาตรฐาน SEMI-F47 จะมีการกำหนดเป็นลักษณะขั้นบันได ขณะที่มาตรฐาน ITIC จะกำหนดเป็นเส้นตรง ทั้งนี้ในปัจจุบันมาตรฐาน SEMI-F47 เป็นมาตรฐานที่ทางการไฟฟ้านครหลวงแนะนำให้โรงงานอุตสาหกรรมนำไปปรับใช้ กล่าวคือ อุปกรณ์ไฟฟ้าหรือผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการรับรองตามมาตรฐาน SEMI-F47 จะพบว่าอุปกรณ์ดังกล่าวจะมีโอกาสได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะน้อยมาก



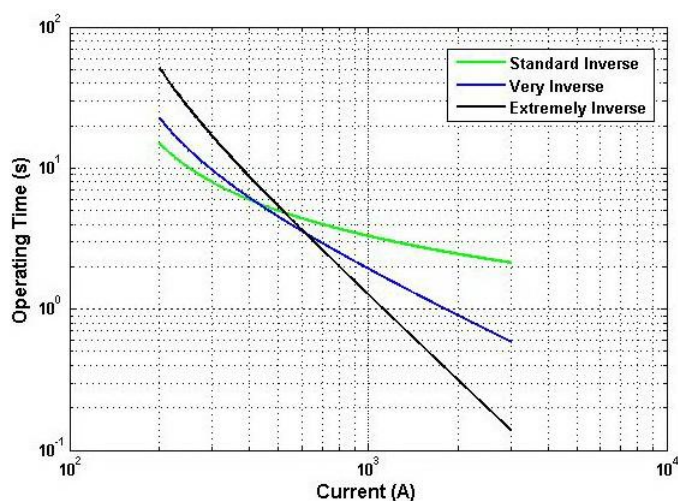
ภาพที่ 2.14 มาตรฐาน SEMI-F47 [12]

2.4 อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [7,21,22]

อุปกรณ์ป้องกัน มีหน้าที่ในการกำจัดการลัดวงจรออกจากระบบไฟฟ้า เพื่อป้องกันความเสียหายที่เกิดขึ้นกับสายส่งหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ในระบบ สำหรับระบบจำหน่ายแล้วโดยพื้นฐานนั้นประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกัน 3 ประเภท ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

2.4.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์

เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็น อุปกรณ์ป้องกันที่ทำหน้าที่เปิดวงจรขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะผิดปกติ โดยทั่วไปในระบบไฟฟ้าจำหน่ายเซอร์กิตเบรกเกอร์จะทำการติดตั้งอยู่ที่ต้นทางสายป้อนของระบบ หรือหลังสถานีไฟฟ้าย่อยโดย โดยทำหน้าที่ป้องกันสายป้อน และเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Backup protection) กรณีที่รีโคสเซอร์ หรือฟิวส์ไม่สามารถทำงานได้ โดยทั่วไปการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะขึ้นกับประเภทของอุปกรณ์ตรวจจับสัญญาณ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะอุปกรณ์ตรวจจับความผิดปกติของกระแสที่ไหลผ่าน หรือรีเลย์กระแสเกิน ดังนั้น เซอร์กิตเบรกเกอร์จะทำงานเมื่อกระแสที่ไหลผ่านเกินค่าที่ตั้งไว้ (Overcurrent protection) โดยคุณลักษณะการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์นั้นจะใช้ความสัมพันธ์ระหว่างเวลาที่รีเลย์ทำงานและกระแส สำหรับในโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 60255 Electrical Relay ซึ่งแบ่งคุณลักษณะการทำงานออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ Standard Inverse (SI), Very Inverse (VI) และ Extremely Inverse (EI) ดังภาพที่ 2.15 และแสดงได้ดังสมการที่ 2.39



ภาพที่ 2.15 คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC กรณี TDS มีค่าเท่ากับ 1.0

[21]

$$t(I) = TDS \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^B - 1} \right] \quad (2.39)$$

เมื่อ

- TDS คือ ค่าเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน
- t คือ ระยะเวลาการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (วินาที)
- I คือ กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ (kA)
- I_{pickup} คือ ค่ากระแสปรับตั้งที่เซอร์กิตเบรกเกอร์จะเริ่มทำงาน (kA)

สำหรับค่าพารามิเตอร์ A และ B เป็นค่าคงที่ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภทคุณลักษณะการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ แสดงได้ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC [21]

Characteristic	A	B
Standard Inverse (SI)	0.14	0.02
Very Inverse (VI)	13.5	1
Extremely Inverse (EI)	80	2

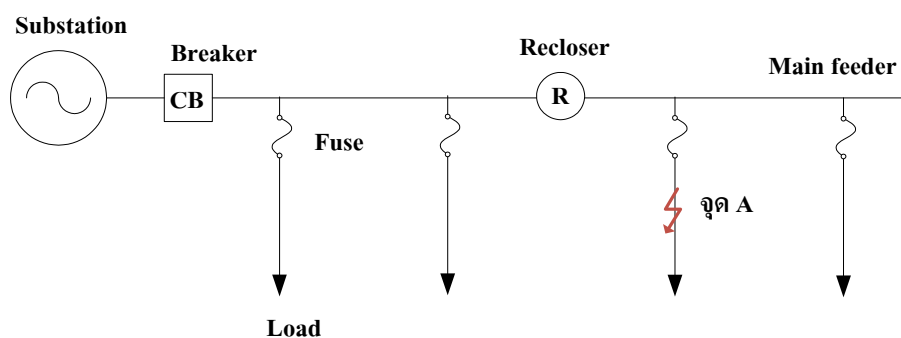
2.4.2 รีโคลสเซอร์

รีโคลสเซอร์ เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจจับและแยกการลัดวงจรชั่วคราวออกจากการลัดวงจรถาวร ซึ่งทั่วไปแล้วจะทำการติดตั้งบริเวณกลางสายป้อนของระบบจำหน่าย โดยการทำงานของรีโคลสเซอร์จะมีด้วยกัน 2 จังหวะ ประกอบด้วย จังหวะแรกเป็นการทำงานแบบเร็ว (Fast mode) และจังหวะที่สองเป็นการทำงานแบบช้า (Slow mode) เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้นในระบบ รีโคลสเซอร์จะทำงานเพื่อทำการเปิดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบเร็ว เพื่อตรวจสอบว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นว่าเป็นแบบชั่วคราวหรือถาวร ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราวระบบจะกลับคืนสู่ภาวะปกติ (Reclosure) โดยไม่มีการตัดวงจร อย่างไรก็ตามถ้าการลัดวงจรนั้นยังคงอยู่ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเป็นการลัดวงจรแบบถาวร รีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบช้า โดยการทำงานของรีโคลสเซอร์นั้นจะคล้ายกับการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ จึงสามารถใช้ความสัมพันธ์ระหว่างระยะเวลาที่รีเลย์ทำงานและกระแสที่ตรวจพบ ได้เช่นเดียวกัน

2.4.3 ฟิวส์

ฟิวส์ เป็นอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินชนิดหนึ่ง โดยใช้ความร้อนจากกระแสที่ไหลผ่านตัวฟิวส์ที่เกินค่าที่กำหนดไว้เป็นตัวทำการเปิดวงจร ซึ่งปกติแล้วจะทำการติดตั้งบริเวณต้นทางของสายป้อนย่อยเพื่อป้องกันโหลดบนสายป้อนย่อย โดยมีค่าคุณลักษณะด้วยกัน 2 ค่า คือ ค่าหลอมละลายขั้นต่ำ (Minimum Melting: MM) และค่าที่ใช้ในการหลอมละลายทั้งหมด (Total Clearing: TC) ชนิดของฟิวส์ที่นิยมใช้ในระบบจำหน่ายจะมีด้วยกัน 2 ชนิด คือ K (Fast types) และ T (Slow types) การเลือกใช้ขึ้นอยู่กับ อัตราส่วนความเร็ว โดยที่อัตราส่วนความเร็ว คือ อัตราส่วนของค่าน้อยที่สุดของกระแสหลอมละลาย (Minimum melt current) ที่เกิดจากการทำงานที่ 0.1 วินาที ถึง ค่ากระแสน้อยสุดในการหลอมละลายที่ 300 วินาที สำหรับชนิด K อัตราส่วนความเร็ว 6-8 และชนิด T 10-13 โดยขนาดของฟิวส์ที่นิยมเลือกใช้ คือ 6 A, 10 A, 15 A, 25 A, 40 A, 65 A, 100 A, 140 A และ 200 A และที่ไม่นิยมใช้ คือ 8 A, 12 A, 20 A, 30 A, 50 A และ 80 A

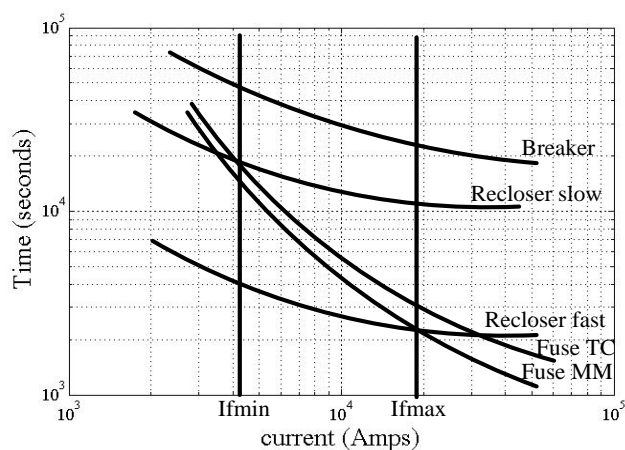
2.4.4 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ภาพที่ 2.16 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไป

ภาพที่ 2.16 แสดงตัวอย่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไป โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์จะทำการติดตั้งไว้ที่ต้นทางของสายป้อน รีโคลสเซอร์จะถูกติดตั้งไว้บริเวณกลางสายป้อน และฟิวส์จะถูกติดตั้งบริเวณต้นทางของสายป้อนย่อย และสามารถแสดงตัวอย่างลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันได้โดย หากเกิดการลัดวงจรบริเวณหลังรีโคลสเซอร์ (จุด A) อุปกรณ์แรกที่ต้องทำงานคือ รีโคลสเซอร์ซึ่งทำงานเร็ว เพื่อกำจัดการลัดวงจรแบบชั่วคราว อย่างไรก็ตามเมื่อรีโคลสเซอร์ต่อกลับวงจรกลับเข้ามา หากการลัดวงรดังกล่าววยังอยู่ในระบบ จะแสดงว่าเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ฟิวส์จะเป็นอุปกรณ์ถัดมาที่จะต้องทำงาน หากฟิวส์ไม่ทำงานอุปกรณ์ถัดมาที่ต้องทำงานคือ รี

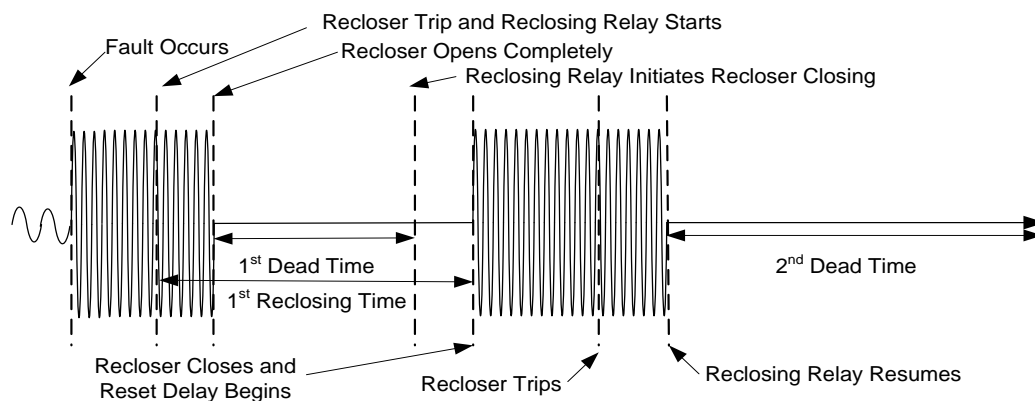
โคลสเซอร์ช่วงการทำงานช้า โดยจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองหากกับฟิวส์และรีโคลสเซอร์ไม่ทำงาน แสดงดังภาพที่ 2.17



ภาพที่ 2.17 ลำดับการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์, ฟิวส์ และรีโคลสเซอร์

2.5 ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน [23]

ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน (Auto-reclosing Time) คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าทำการต่อกลับหลังจากเปิดวงจรชั่วคราวเมื่อตรวจพบการลัดวงจรในระบบ แสดงดังภาพที่ 2.18 โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาให้รีโคลสเซอร์ หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่มีหน้าที่ในการต่อกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยทั่วไปกำหนดให้อุปกรณ์ป้องกันต้องทำงานหลังจากตรวจพบการลัดวงจรในระบบไฟฟ้าภายใน 15 – 20 Cycle และระยะเวลาการต่อกลับนั้นจะขึ้นอยู่กับจำนวนครั้งที่ทำการปิดซ้ำ โดยยิ่งจำนวนครั้งที่ทำการปิดซ้ำมากขึ้น ระยะเวลาการต่อกลับจะยิ่งมากขึ้นด้วย แสดงดังตารางที่ 2.4 อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเพียงการต่อกลับครั้งแรก และกำหนดให้ระยะเวลาการต่อกลับมีค่าเท่ากับ 0.5 วินาที ซึ่งเป็นระยะเวลาการต่อกลับที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ภาพที่ 2.18 ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน

ตารางที่ 2.4 ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันที่จำนวนครั้งการต่อกลับต่างๆ [23]

Dead time interval	Typical setting range (s)
Initial trip to 1 st Reclose	0 – 5
2 nd trip to 2 nd Reclose	11 – 20
3 rd trip to 3 rd Reclose	10 – 30

2.6 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า [3]

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ซึ่งในปัจจุบันได้มีข้อกำหนดต่างๆ ออกมาหลายฉบับเพื่อใช้ในการควบคุมรองรับการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบให้มีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า ทั้งนี้ในแต่ละข้อกำหนดจะประกอบด้วยหลักเกณฑ์หลายประการ อาทิเช่น รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง ระดับแรงดัน ขนาดกระแสลัดวงจร ความถี่ เป็นต้น ซึ่งหลักเกณฑ์เหล่านี้จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบป้องกันและการพิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ซึ่งส่งผลกระทบต่อระยะเวลาการปลดตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551

2.6.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 [3]

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 เป็นระเบียบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.2550 มาตรา 81 ที่กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน โดยภายในข้อกำหนดนั้นจะมีการระบุชัดเจนถึงระเบียบ ข้อกำหนด ที่ผู้เชื่อมต่อ ผู้

ขอใช้บริการ หรือผู้ใช้ไฟฟ้า ต้องปฏิบัติตาม อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเนื้อหาของข้อกำหนดเพียงบางส่วนที่เท่านั้น รายละเอียดดังต่อไปนี้

2.6.1.1 นิยามคำศัพท์

- ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า

คือ ผู้ที่ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้า หรือผู้ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิต จัดให้ได้มา จัดส่ง จำหน่ายไฟฟ้า หรือควบคุมระบบไฟฟ้า ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.2550 ทั้งนี้ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าจำแนกได้ 2 ประเภทตามขั้นตอนการขออนุญาต ได้แก่ ผู้ขอใช้บริการ และผู้เชื่อมต่อ

- ผู้ขอใช้บริการ

คือ ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- ผู้เชื่อมต่อ

คือ ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดแล้ว

- เหตุผิดปกติ

คือ เหตุการณ์ใดๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับ และไม่มีไฟฟ้าดับ

- จุดต่อร่วม

คือ ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่อยู่ใกล้กับผู้เชื่อมต่อที่สุด ซึ่งผู้เชื่อมต่อหรือผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยอื่นอาจต่อร่วมได้

- จุดเชื่อมต่อ

คือ จุดที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.6.1.2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผู้ขอใช้บริการขอหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จะจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละระบบ มีดังนี้

- ระบบจำหน่าย 69 หรือ 115 กิโลโวลต์

ปริมาณกำลังไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร และไม่เกิน 180.0 เมกะวัตต์ / วงจร

- ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

ปริมาณกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

- ระบบจำหน่าย 33 กิโลโวลต์

ปริมาณกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 10.0 เมกะวัตต์ / วงจร

- ระบบจำหน่าย 380/220 โวลต์

สำหรับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 1 เฟส ปริมาณกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 กิโลวัตต์

สำหรับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 3 เฟส ปริมาณกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 56 กิโลวัตต์

2.6.1.3 หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค กำหนดขึ้นเพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลังจากมีผู้เชื่อมต่อแล้ว โดยที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อทั้งทางด้านความปลอดภัย และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- การจ่ายกระแสไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายหรือสายส่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง และไม่มีกระแสไหลย้อนไปด้านแรงสูงของหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้า หรือไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนไปด้านแรงสูงของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย

- การคุมค่าแรงดัน (Voltage Regulation)

ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- กระแสลัดวงจร

ผู้ขอใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short Circuit Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์ตัดต่อวงจรและต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ทั้งนี้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน

- **ความซับซ้อนในการควบคุมและปฏิบัติการ**

จำนวนผู้ให้บริการรวมทั้งผู้เชื่อมต่อรายอื่นจะต้องไม่เกินจำนวน 4 ราย / วงจร ยกเว้นที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 380/220 โวลต์

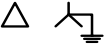
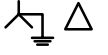
2.6.1.4 รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน

ภายในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 นั้น จะประกอบด้วยรายละเอียดของรูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันหลายประการ อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเพียงบางประการเท่านั้น ดังต่อไปนี้

- ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีรูปแบบการต่อกลับ (Automatic Reclosing Scheme) ผู้ขอใช้บริการจะต้องแน่ใจว่าอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อของผู้ขอใช้บริการปลดการจ่ายออกก่อนที่ การต่อกลับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่อนุญาตให้ผู้ขอใช้บริการมีรูปแบบการต่อกลับ สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- การซิงโครไนซ์ (Synchronization) ให้ทำที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Circuit Breaker) หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ (Interconnection Circuit Breaker) ตามความเหมาะสม
- ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบป้องกัน เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) คือ ไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่มีไฟฟ้า โดยหากไม่มีในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ปลดการเชื่อมต่อทันที
- รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

สำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ของผู้ผลิตไฟฟ้านั้นในแต่ละระดับแรงดัน จะมีข้อกำหนดที่แตกต่างกันดังตารางที่ 2.5 โดยข้อกำหนดนี้พิจารณาเฉพาะ DG ประเภท ซิงโครนัสเท่านั้น

ตารางที่ 2.5 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า

รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG (HV - LV)	ระดับแรงดัน
	220 โวลต์, 380 โวลต์, 22 กิโลโวลต์*, 33 กิโลโวลต์*
	22 กิโลโวลต์*, 33 กิโลโวลต์*, 69 กิโลโวลต์, 115 กิโลโวลต์

หมายเหตุ ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ และ 33 กิโลโวลต์ นั้นรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG จะเป็นไปได้ 2 รูปแบบขึ้นอยู่กับขนาดของ DG ที่ทำการติดตั้ง โดยหาก DG ที่ทำการติดตั้งมีขนาดไม่เกิน 1 เมกะวัตต์รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงจะเป็น เดลต้า – วายลงดิน และหาก DG ที่ทำการติดตั้งมีขนาดเกิน 1 เมกะวัตต์รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงจะเป็น วายลงดิน – เดลต้า

2.6.1.5 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ในการที่ผู้ขอใช้บริการจะทำการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อนั้น จำเป็นต้องมีการออกแบบระบบควบคุมการจ่ายไฟ เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอข้อกำหนดในการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าเพียงบางส่วนเท่านั้น ได้แก่ การควบคุมระดับแรงดัน และตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

- การควบคุมระดับแรงดัน

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ให้สอดคล้องกับข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิกาดังแสดงในตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 มาตรฐานระดับแรงดันสูงและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับ แรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
69 กิโลโวลต์	72.4	65.5	75.9	62.1
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8

380 โวลต์	418.0	342.0	418.0	342.0
220 โวลต์	240.0	200.0	240.0	200.0

- การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

(1) ระบบไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกินกว่าร้อยละ 10 ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์

(2) ระบบไฟฟ้าที่ไม่มีอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.9 นำหน้าถึง 0.9 ตามหลัง

บทที่ 3

ผลกระทบของ DG

ในบทนี้จะกล่าวการวิเคราะห์ถึงผลกระทบของ DG โดยจะนำเสนอเฉพาะผลกระทบที่สำคัญ และส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเป็นอย่างมาก ได้แก่ ผลกระทบต่อการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อระบบป้องกัน และผลกระทบต่อแรงดันตกชั่วขณะ นอกจากนี้จะนำเสนอถึงประเภทของ DG ซึ่งถือเป็นหนึ่งในปัจจัยสำคัญในการวิเคราะห์ถึงผลกระทบของ DG

3.1 ประเภทของ DG [20,24]

การจำแนกประเภทของ DG นั้นสามารถจัดทำได้หลายรูปแบบ อย่างไรก็ตามหากจำแนกประเภทของ DG ตามลักษณะการทำงาน จะสามารถจำแนกได้ทั้งสิ้น 3 ประเภท ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินดักชัน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

3.1.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้จะต้องทำงานที่ความถี่ซิงโครนัส ซึ่งต้องสัมพันธ์กับทั้งจำนวนโพลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และความถี่ของระบบไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสนี้สามารถจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) และกำลังไฟฟ้าเสมือนเข้าระบบได้ เนื่องจากเครื่องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power factor) ผ่านทางวงจรรีเฟลคทีฟ (DC field current) สำหรับในกรณีที่เกิดการลัดวงจรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะจ่ายกระแสลัดวงจรในขนาดที่สูงกว่ากระแสฟัดด์ปกติตั้งแต่ 2 – 6 เท่าโดยระยะเวลาที่จ่ายกระแสลัดวงจรนี้จะอยู่ที่ประมาณ 15 – 20 ไซเคิล ทั้งนี้โดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสมีรูปแบบการทำงานทั้งหมด 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน และรูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

- รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน

รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน คือ รูปแบบการทำงานที่ DG ควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ของระบบ โดยในรูปแบบการทำงานนี้ DG จะจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนเข้าสู่ระบบ โดยไม่สามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนได้ ทำให้บางกรณีต้องทำการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบแทน ซึ่งรูปแบบการทำงานนี้ทำให้เจ้าของ DG เสียผลประโยชน์ได้

- รูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

รูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า คือ รูปแบบการทำงานที่ DG ควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ทั้งนี้หากที่จุดเชื่อมต่อ DG ไม่มีโหลดเชื่อมต่ออยู่ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG จะมีค่าเท่ากับค่าตัวประกอบไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ โดยในรูปแบบการทำงานนี้ DG จะสามารถควบคุมได้ทั้งค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ ซึ่ง DG โดยทั่วไปแล้วจะมีรูปแบบการทำงานแบบนี้

3.1.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินดักชัน (Induction Generators)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้จะต้องทำงานที่ความถี่ที่สูงกว่าความถี่เชิงโครนัสเล็กน้อย โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสสามารถจ่ายเพียงกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบ และดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบ เนื่องจากเครื่องไม่สามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและแรงดันได้ สำหรับในกรณีที่เกิดการลัดวงจรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะจ่ายกระแสลัดวงจรจะมีเพียงไม่กี่ไซเคิลเท่านั้น

3.1.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ (Inverters)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์นี้ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น ปกติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะทำการแปลงจากไฟฟ้ากระแสตรง เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้สามารถควบคุมความถี่ได้ สำหรับในสภาวะที่เกิดการลัดวงจร เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะจ่ายกระแสลัดวงจรเพียง 1.2 – 1.5 เท่าของกระแสปกติ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้มักไม่ส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรและอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน

3.2 ผลกระทบของ DG ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า [21]

การเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะส่งผลกระทบหลายด้าน อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอผลกระทบที่สำคัญ 3 ด้าน ได้แก่ ผลกระทบต่อการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อระบบป้องกัน และผลกระทบต่อแรงดันตกชั่วขณะ

3.2.1 ผลกระทบต่อการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า [4,20]

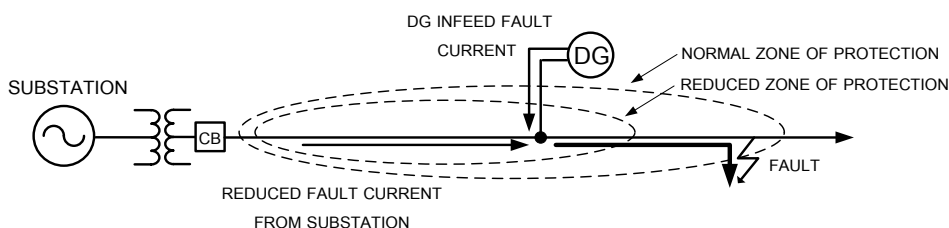
การเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าส่งผลต่ออุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เนื่องจากเมื่อ DG ทำการเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทั้งขนาดและทิศทางกระแสของกำลังไฟฟ้า อาจทำให้เกิดแรงดันต่ำขึ้นได้เนื่องจากการทำงานของ Line-drop compensation ไม่สามารถวัดโหลดได้อย่างถูกต้องจึงทำให้อุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันปรับตั้งค่าแรงดันต่ำกว่าที่ต้องการ สาเหตุเพราะการทำงานของ Line-drop compensation ขึ้นอยู่กับกระแสที่ไหลในสายส่ง เมื่อมี DG เชื่อมต่อในระบบ DG จะช่วยจ่ายโหลดส่งผลให้ Line-drop compensation มองเห็นโหลดน้อยจึงไม่สั่งยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นตามที่ต้องการ

3.2.2 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปนั้นเป็นแบบเรเดียล ซึ่งมีสถานีไฟฟ้าต้นทางเป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียว ทำให้ระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะเป็นระบบป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent protection) ที่ไม่ซับซ้อนมาก อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำให้การออกแบบระบบป้องกันเปลี่ยนไป เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจร ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าด้วย ทั้งนี้ยังมีอีกหลายปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันไฟฟ้า อาทิเช่น ชนิดของ DG, ตำแหน่งการติดตั้งของ DG, ขนาดของ DG เป็นต้น และในการศึกษาถึงผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกันไฟฟ้าจะไม่พิจารณาถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายกระแสลัดวงจรในปริมาณน้อย ซึ่งผลกระทบที่สำคัญต่อระบบป้องกันมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (Reduction of reach) [9,22]

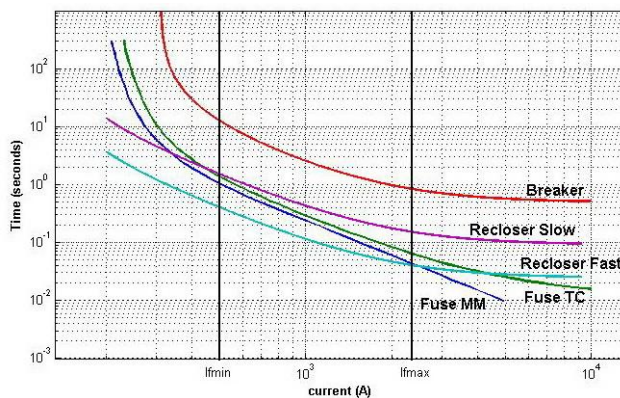
ในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ หากเกิดการลัดวงจรขึ้น กระแสลัดวงจรที่จุดที่เกิดการลัดวงจรจะสูงขึ้น อย่างไรก็ตามกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าจ่ายจะมีปริมาณลดลง เนื่องจาก DG จะจ่ายกระแสลัดวงจรเข้าสู่ระบบมากขึ้น เหตุการณ์เช่นนี้จะทำให้ในขอบเขตการตรวจจับการลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันลดลง ทำให้ในบางกรณีอุปกรณ์ป้องกันบางครั้งไม่สามารถตรวจจับการลัดวงจรได้ เนื่องจากกระแสลัดวงจรที่ตรวจพบต่ำกว่าค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน แสดงดังภาพที่ 3.1 โดยเหตุการณ์นี้มักเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต้นทางของสายป้อน นอกจากนี้ปัญหาดังกล่าวอาจส่งผลกระทบต่อเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะได้ โดยจะทำให้ระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะนานขึ้น เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน ทั้งนี้หากการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรประเภทลงดิน เช่น หนึ่งเฟสลงดิน เหตุการณ์ดังกล่าวอาจจะไม่เกิดขึ้น หรือมีโอกาสเกิดขึ้นน้อย ขึ้นอยู่กับตำแหน่งของการลัดวงจรด้วย



ภาพที่ 3.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

- ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดระหว่างฟิวส์ และรีโคลสเซอร์ [7,22]

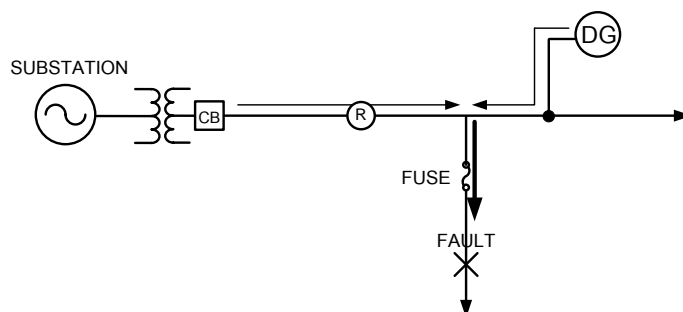
โดยทั่วไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะประกอบไปด้วย รีโคลสเซอร์ ฟิวส์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยฟิวส์จะเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการป้องกันสายป้อนย่อยและโหลด ในขณะที่รีโคลสเซอร์ใช้ในการป้องกันสายป้อน ในกรณีที่เกิดการลัดวงจรขึ้น อุปกรณ์ป้องกันที่ควรทำงานเป็นลำดับแรกคือ รีโคลสเซอร์จังหวะการทำงานเร็ว ซึ่งจะทำให้การเปิดวงจรชั่วคราว และหากการลัดวงจรดังกล่าวเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ฟิวส์จึงจะทำงานเป็นอุปกรณ์ถัดมาเพื่อป้องกันสายป้อนย่อย อย่างไรก็ตามในกรณีที่ระบบมี DG เชื่อมต่ออยู่ อาจทำให้ลำดับการทำงานดังกล่าวเปลี่ยนแปลงไป



ภาพที่ 3.2 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในภาพที่ 3.2 แสดงลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า หากกระแสลัดวงจรที่รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ตรวจพบไม่เกินกระแสลัดวงจรต่ำสุด ($I_{f,min}$) และกระแสลัดวงจรสูงสุด ($I_{f,max}$) ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ทั้งคู่จะยังเป็นปกติ อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า อาจทำให้กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์เพิ่มขึ้นจนเกินกระแสลัดวงจรสูงสุด ทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ แสดงดังภาพที่ 3.3 ซึ่งในบางกรณีหากการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการ

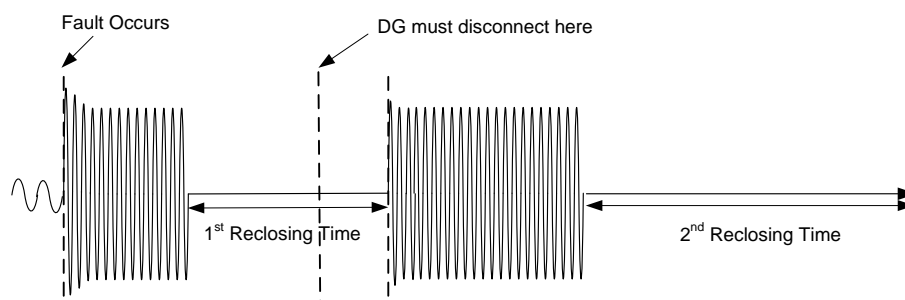
ลัดวงจรแบบชั่วคราว การที่ฟิวส์ทำงานนี้จะเป็นการทำงานโดยไม่จำเป็น ทำให้สูญเสียทั้งเวลาและค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนฟิวส์



ภาพที่ 3.3 กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ในระบบที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบ

- การต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน [8,22]

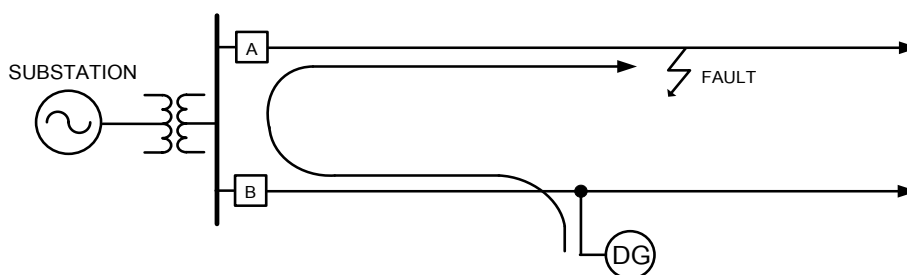
ในการกำจัดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีที่เป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราว อุปกรณ์ป้องกันแรกที่ต้องทำงาน คือ อุปกรณ์ที่มีหน้าที่ในการต่อกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ซึ่งปกติแล้วนิยมใช้ รีโคลสเซอร์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่นั้น DG ควรมีระบบตรวจจับการลัดวงจรและทำการปลดตัวในช่วงระยะเวลาการต่อกลับครั้งแรกของอุปกรณ์ป้องกัน แสดงดังภาพที่ 3.4 เนื่องจากหาก DG ทำการปลดตัวออกจากระบบเร็ว หรือช้าเกินไปอาจก่อให้เกิดอันตรายจากการอาร์คของหน้าสัมผัสของอุปกรณ์ป้องกันได้ นอกจากนี้ในสายป้อนที่มี DG ไม่ควรมีรีโคลสเซอร์ประเภท Instantaneous reclosing เนื่องจากรีโคลสเซอร์ประเภทนี้จะมีระยะเวลาการต่อกลับที่สั้น (ประมาณ 0.2 – 0.5 วินาที) ซึ่งบางกรณี DG ไม่สามารถปลดตัวออกจากระบบได้ทัน ดังนั้นในระบบที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ควรกำหนดระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันสำหรับจังหวะการทำงานครั้งแรกหรือจังหวะการทำงานเร็วเท่ากับ 1 วินาทีขึ้นไปเพื่อป้องกันปัญหาดังกล่าว



ภาพที่ 3.4 ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน

- การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน [22]

ภาพที่ 3.5 แสดงเหตุการณ์การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน โดยทั่วไปแล้วหากเกิดการลัดวงจรขึ้นที่จุด A อุปกรณ์ป้องกันที่ควรทำงานคือ เซอร์คิตเบรกเกอร์ A เท่านั้น อย่างไรก็ตามในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบ DG จะจ่ายกระแสลัดวงจรย้อนกลับเข้าสู่ระบบด้วย ทำให้ในบางกรณีเซอร์คิตเบรกเกอร์ B ซึ่งไม่จำเป็นต้องทำงาน อาจทำงานก่อนเซอร์คิตเบรกเกอร์ A ทั้งนี้เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันส่วนใหญ่เป็นอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบไม่มีทิศทาง (Non-directional overcurrent relay) เหตุการณ์ดังกล่าวนี้ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นอย่างมาก เนื่องจากทำให้เกิดไฟฟ้าดับในบริเวณกว้าง



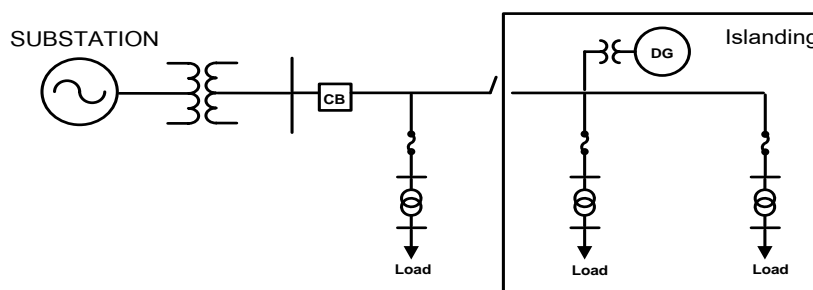
ภาพที่ 3.5 การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน

- การไม่ตรงกันของเฟส [8]

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบนั้นโดยทั่วไปเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น จะกำหนดให้ DG ต้องทำการปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน อย่างไรก็ตามหาก DG ปลดตัวช้ากว่าระยะเวลาดังกล่าวอาจทำให้เกิดความเสียหายที่รุนแรงได้ เนื่องจากการที่ DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันนั้นจะทำให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระชั่วขณะหนึ่ง ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวจะทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้าและระบบแยกตัวอิสระไม่ตรงกัน ดังนั้นเมื่ออุปกรณ์ป้องกันต่อกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า จึงอาจเกิดเหตุการณ์แรงดันเกิน กระแสเกิน หรือแรงบิดทางกลขนาดใหญ่ แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ทั้งนี้เหตุการณ์ดังกล่าวจะก่อให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังล้อหมุน (Rotating generators) เป็นอย่างมาก สำหรับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์จะได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นี้น้อยกว่า

- การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ [8]

การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ คือ สภาวะของระบบที่ DG และโหลดแยกตัวออกมาจากระบบไฟฟ้า โดย DG ยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าไปสู่โหลดไฟฟ้าโดยปราศจากการควบคุมจากการไฟฟ้าส่วนกลาง แสดงดังภาพที่ 3.6 ซึ่งก่อให้เกิดทั้งผลดี เช่น ลดการเกิดไฟฟ้าดับ หรือเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ และผลเสียบางประการ เช่น การก่อให้เกิดอันตรายแก่ตัวเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าที่เข้าไปปฏิบัติการเนื่องจากยังมีกระแสไฟฟ้าไหลอยู่ แม้ว่าอุปกรณ์ป้องกันจะทำงานแล้ว ทั้งนี้ในปัจจุบันข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 ยังไม่อนุญาตเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระขึ้นในระบบไฟฟ้า



ภาพที่ 3.6 การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ

3.2.3 ผลกระทบต่อแรงดันตกชั่วขณะ [10, 20]

การเกิดแรงดันตกชั่วขณะเป็นปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นบ่อยครั้งในระบบไฟฟ้า โดยสาเหตุหลักของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ คือ การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า สำหรับการเชื่อมต่อ DG ในระบบไฟฟ้านั้นอาจก่อให้เกิดได้ทั้งผลดีและผลเสียต่อเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ การเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอินดักชันก็เหมือนกับการเริ่มเดินมอเตอร์ชนิดอินดักชันขนาดใหญ่ ซึ่งดึงกระแสสูงและมีผลทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ อย่างไรก็ตามเหตุการณ์ดังกล่าวจะไม่เกิดกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่มีการควบคุมการซิงโครนัสทำให้ไม่เกิดปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์จะมีการโปรแกรมอินเวอร์เตอร์ให้มีการใช้กระแสเริ่มเดินค่าน้อยๆ จึงไม่เกิดแรงดันตกชั่วขณะเช่นกัน ในบางกรณีขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้น DG จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัส ณ จุดเชื่อมต่อโดยการป้อนกระแสไปสู่จุดเกิดการลัดวงจร นั่นคือ ช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับประเภทและตำแหน่งของการเกิดการลัดวงจรด้วย อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 บังคับให้ DG ปลดตัวออกจากระบบเมื่อตรวจพบการลัดวงจรขึ้นในระบบ เนื่องจากระบบป้องกันของการไฟฟ้าไม่ได้ออกแบบมาให้มีการทำงานร่วมกับ DG

นอกจากนี้ สำหรับในกรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG ที่ปลายสายบ่อน DG จะทำให้ระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะนานขึ้น เนื่องจากขอบเขตการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ลดลง ดังที่นำเสนอหัวข้อที่ 3.2.2

บทที่ 4

ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG

โดยทั่วไปแล้วเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่จะกำหนดให้ DG ปลดตัวออกจากระบบทันที หรือหากอ้างอิงตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะกำหนดให้ DG ทำการปลดตัวออกจากระบบภายในระยะเวลา 0.1 วินาที ทั้งนี้การที่กำหนดให้ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาดังกล่าวเพื่อป้องกันผลกระทบที่เกิดจากการมี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในข้อกำหนดการเชื่อมต่อ DG ของ IEEE Std 1547.2 ฉบับล่าสุด [24] กำหนดให้เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น DG สามารถยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบได้ชั่วระยะเวลาหนึ่งโดยขึ้นอยู่กับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ดังตารางที่ 4.1 ทั้งนี้การเชื่อมต่อของ DG กับระบบไฟฟ้าในสภาวะที่เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบจะก่อให้เกิดทั้งผลกระทบต่อทั้งการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าหลายประการ ดังนั้นในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงผลกระทบเมื่อระยะเวลาการปลดตัวของ DG แตกต่างกัน โดยจะพิจารณาตำแหน่งของการลัดวงจร ระยะเวลาการลัดวงจร ตำแหน่งของ DG และประเภทของผู้ที่ได้รับผลกระทบด้วย

ตารางที่ 4.1 ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ในสภาวะฉุกเฉิน [24]

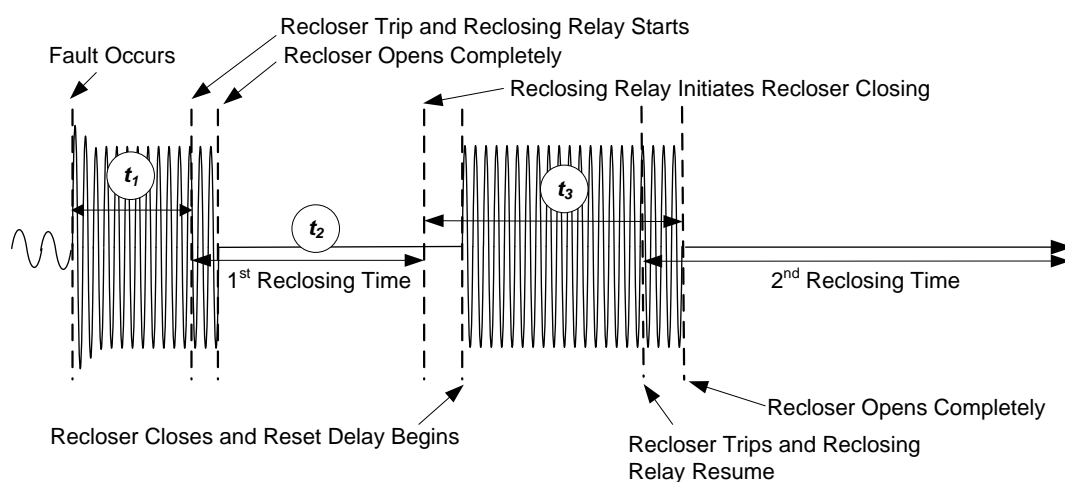
Voltage Range (% of base voltage) ^a	Clearing Time (s) ^b
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V > 120$	0.16

หมายเหตุ ^aBase voltage คือ แรงดันของระบบที่สถานะปกติตามมาตรฐาน ANSI C84.1 1995

^bถ้าขนาด DG น้อยกว่า 30 กิโลวัตต์ จะเป็นระยะเวลาการปลดตัวสูงสุด, ถ้าขนาด DG มากกว่า 30 กิโลวัตต์ จะเป็นระยะเวลาในการเริ่มปลดตัวออกจากระบบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำแนกระยะเวลาการปลดตัวของ DG โดยเปรียบเทียบกับระยะเวลาการทำงานของรีโวลต์เซอร์ ระยะเวลาการลัดวงจรและระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งระยะเวลาการปลดตัวของ DG จะถูกแบ่งเป็น 3 ช่วง ได้แก่ t_1 , t_2 และ t_3 แสดง

ดังภาพที่ 4.1 โดย t_1 คือ ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน, t_2 คือ ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และ t_3 คือ ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาช่วงการทำงานของรีโคลสเซอร์เพียงแค่จังหวะการทำงานเร็ว (จังหวะแรก) เท่านั้น ทั้งนี้ในการพิจารณาผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ในแต่ละช่วงนั้นจะทำการพิจารณาร่วมกับระยะเวลาการลัดวงจรด้วย



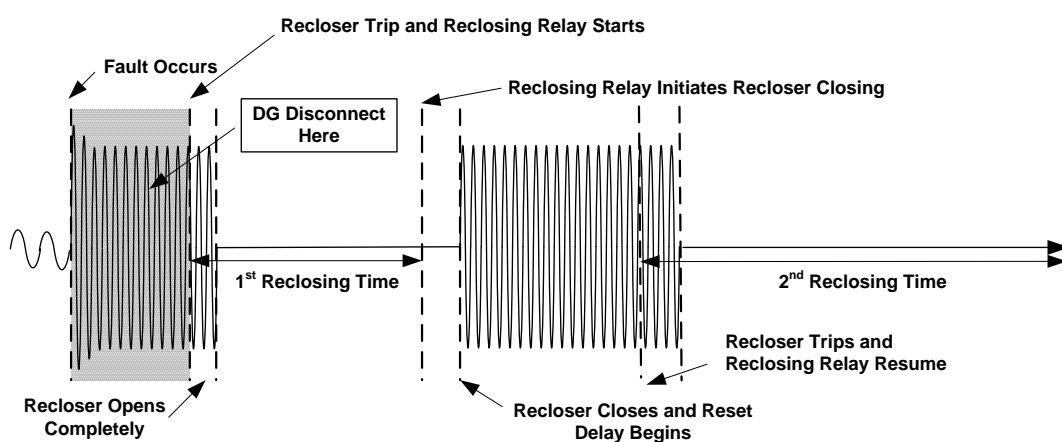
ภาพที่ 4.1 ระยะเวลาการปลดตัวของ DG

4.1 ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน

ภาพที่ 4.2 แสดงเหตุการณ์กรณีนี้ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน ซึ่งในกรณีนี้จะเป็นผลดีต่อทั้งระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบถาวร เนื่องจากการที่กำหนดให้ DG ปลดตัวออกจากระบบก่อนที่รีโคลสเซอร์ทำงานจะไม่ก่อให้เกิดการรบกวนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน หรือการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ อย่างไรก็ตามหากการลัดวงจรเป็นแบบชั่วคราว การกำหนดให้ DG ปลดตัวเองออกจากระบบก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงานนั้นอาจไม่เป็น ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับระยะเวลาการลัดวงจร โดยหากการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นเพียงระยะเวลาสั้นๆ (ไม่เกิน 0.1 วินาที) และสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงานการที่กำหนดให้ DG ปลดตัวออกจากระบบทันทีในช่วงระยะเวลาดังกล่าวอาจไม่เป็นผลดีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้ โดยอาจก่อให้เกิดปัญหาแรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดัน

ในทางกลับกันหากการระยะเวลาการลัดวงจรไม่เป็นเพียงระยะเวลาสั้นๆ (มากกว่า 0.1 วินาที) การที่กำหนดให้ DG ยังคงเชื่อมต่อกับระบบอาจส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน โดยปัญหาที่อาจเกิดขึ้น ได้แก่ ปัญหาลำดับการทำงานระหว่างฟิวส์ - รีโคลสเซอร์ และปัญหาการ

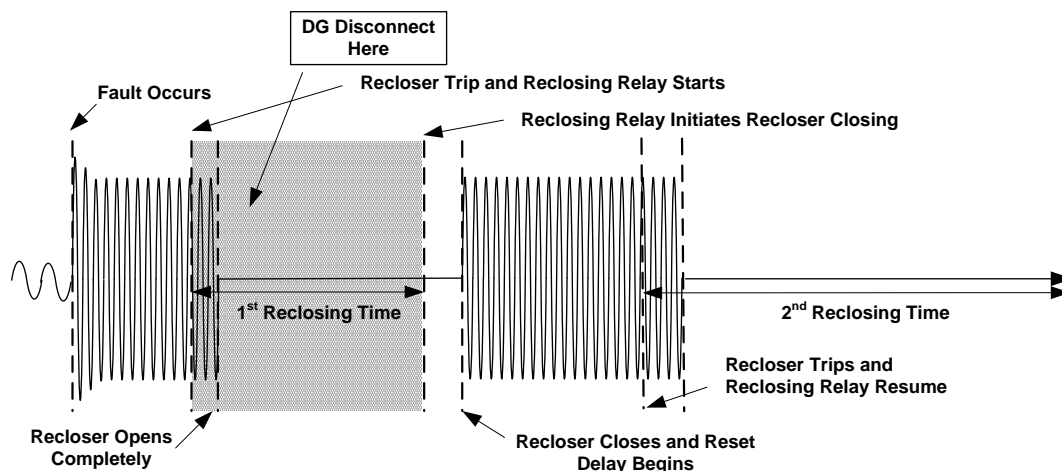
ลดขอบเขตการป้องกันของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ทั้งนี้สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าอาจส่งผลดีได้ โดยหากการลัดวงจรนั้นเป็นการลัดวงจรชั่วคราวที่เกิดในสายป้อนเส้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้เชื่อมต่ออยู่ การกำหนดให้ DG ยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้าจะทำให้ลดความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วคราวได้ และหากการลัดวงจรที่เกิดขึ้นอาจถูกกำจัดไปในระยะเวลาสั้นก่อนที่ DG จะถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้า DG จึงไม่มีความจำเป็นต้องปลดตัวออกจากระบบ นอกจากนี้การกำหนดให้ DG อยู่ในระบบระยะเวลาหนึ่ง จึงอาจลดค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง DG และความเสียหายต่ออุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดัน โดยหาก DG ทำการปลดตัวออกจากระบบในกรณีนี้ ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG จะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบมากนัก



ภาพที่ 4.2 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน

4.2 ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน

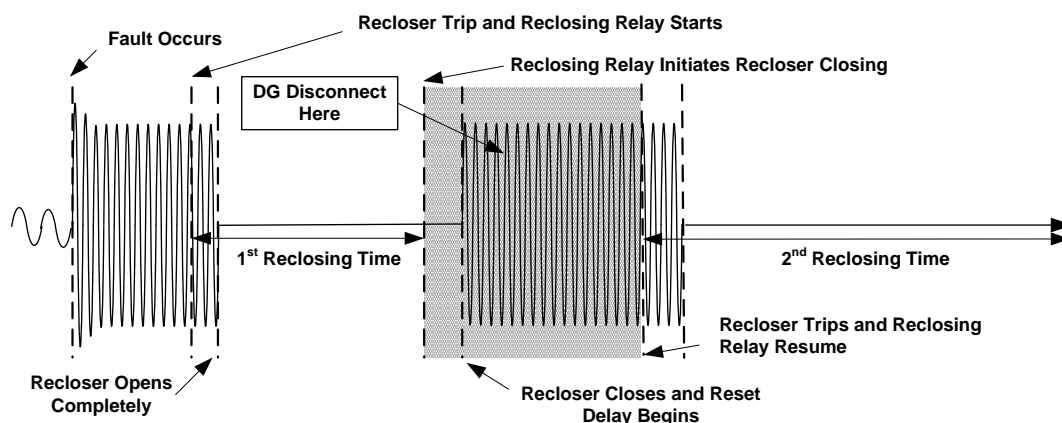
ภาพที่ 4.3 แสดงเหตุการณ์กรณีที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ในกรณีนี้หาก DG ทำการเชื่อมต่ออยู่ที่บัสหลังรีโคลสเซอร์ จะทำให้เกิดเหตุการณ์การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระขึ้น ทั้งนี้ในปัจจุบันนั้นการไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระขึ้น อย่างไรก็ตามการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระอาจส่งผลดีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น การลดการเกิดไฟฟ้าดับในพื้นที่บางส่วน การลดความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วคราว นอกจากนี้หาก DG ทำการเชื่อมต่อบริเวณหน้ารีโคลสเซอร์จะไม่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ และเกิดผลกระทบต่อทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าและระบบไฟฟ้าน้อยมาก



ภาพที่ 4.3 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน

4.3 ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวหลังจากรีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ

ภาพที่ 4.5 แสดงเหตุการณ์กรณีที่ DG ปลดตัวหลังจากรีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ในกรณีนี้ทั้งการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าอาจประสบกับปัญหาการไม่ตรงกันของเฟสได้ เนื่องจากความถี่ของระบบที่มีการจ่ายไฟฟ้าแยกตัวอิสระ และความถี่ของระบบไฟฟ้าหลักไม่ตรงกัน เหตุการณ์ดังกล่าวเป็นปัญหาที่รุนแรงและก่อให้เกิดความเสียหายต่อทั้งการไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างมาก เหตุการณ์การไม่ตรงกันของเฟส จึงเป็นเหตุการณ์ที่ทั้งการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าไม่พึงปรารถนาให้เกิดขึ้น



ภาพที่ 4.4 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากรีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ

จากการวิเคราะห์ถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อพิจารณาถึงระยะเวลาปลดตัวของ DG ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG และตำแหน่งของการลัดวงจรที่แตกต่างกัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.2 และ 4.3

ตารางที่ 4.2 ผลกระทบของระยะเวลาปลดตัวของ DG เมื่อทำการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งหลังรีโคสเซอร์

เวลา	ผลกระทบต่อกรไฟฟ้า		ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและเจ้าของ DG	
	ตำแหน่งการลัดวงจรหน้ารีโคสเซอร์	ตำแหน่งการลัดวงจรหลังรีโคสเซอร์	ตำแหน่งการลัดวงจรหน้ารีโคสเซอร์	ตำแหน่งการลัดวงจรหลังรีโคสเซอร์
t_1	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรจะถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัว - ออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของฟิวส์ และรีโคสเซอร์ - การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน - การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน 	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรจะถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัว - ออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของฟิวส์ และรีโคสเซอร์ - การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน - การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน 	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรจะถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัว - ออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - เกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างรุนแรง - ลดความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน 	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรจะถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัว - ออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - เกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างรุนแรง - ลดความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน
t_2	<ul style="list-style-type: none"> - การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ 	<ul style="list-style-type: none"> - การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ 	<ul style="list-style-type: none"> - การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ - ลดการเกิดไฟฟ้าดับในผู้ใช้ไฟฟ้า 	<ul style="list-style-type: none"> - การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ - ลดการเกิดไฟฟ้าดับในผู้ใช้ไฟฟ้า
t_3	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส 	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส 	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส 	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส

ตารางที่ 4.3 ผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG เมื่อทำการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งหน้ารีโกลสเซอร์

เวลา	ผลกระทบต่อกรไฟฟ้า		ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและเจ้าของ DG	
	ตำแหน่งการลัดวงจรหน้ารีโกลสเซอร์	ตำแหน่งการลัดวงจรหลังรีโกลสเซอร์	ตำแหน่งการลัดวงจรหน้ารีโกลสเซอร์	ตำแหน่งการลัดวงจรหลังรีโกลสเซอร์
t_1	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรอาจถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัวออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของฟิวส์ และรีโกลสเซอร์ - การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน - การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน 	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรอาจถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัวออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของฟิวส์ และรีโกลสเซอร์ - การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน - การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน 	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรอาจถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัวออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - เกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างรุนแรง - ลดความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน 	<ul style="list-style-type: none"> - การลัดวงจรอาจถูกกำจัดก่อนที่ DG จะปลดตัวออกจากระบบ DG จึงปลดตัวโดยไม่จำเป็น - เกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างรุนแรง - ลดความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน
t_2	<ul style="list-style-type: none"> - การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน 	-	-	-
t_3	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส 	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส 	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส 	<ul style="list-style-type: none"> - การไม่ตรงกันของเฟส

บทที่ 5

การประเมินแรงดันตกชั่วขณะ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอหลักการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อพิจารณาพร้อมกับระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG และระยะเวลาการลัดวงจร ซึ่งจะใช้การจำลองแบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) ในการคำนวณ ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ โดยพิจารณาจากค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะซึ่งจะจำแนกเป็น 2 กรณีได้แก่ การประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ และการประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่

5.1 ขั้นตอนการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ

ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะแรงดันตกชั่วขณะจะมีขั้นตอนในการคำนวณที่สำคัญ 2 ขั้นตอนได้แก่ การจำลองแบบมอนติคาร์โล และการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

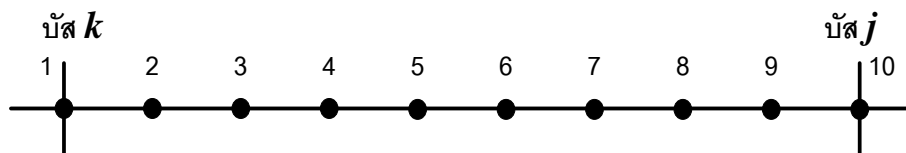
5.1.1 การจำลองแบบมอนติคาร์โล

การจำลองแบบมอนติคาร์โลเป็นการใช้เทคนิคการจำลองการสุ่มตัวเลข โดยพิจารณาร่วมกันหลักสถิติของความน่าจะเป็น ทั้งนี้จะอาศัยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการจำลองพฤติกรรมของระบบไฟฟ้าจริงขึ้นมา โดยการสุ่มจะทำซ้ำหลายๆ ครั้งจนกระทั่งค่าค่าตอบลู่เข้า ซึ่งวิธีการคำนวณนี้เป็นวิธีที่สะดวก และมีประสิทธิภาพสูง แต่ใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างสูง ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้การจำลองแบบมอนติคาร์โลในการจำลองเหตุการณ์การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า เพื่อใช้ในการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบ โดยเหตุการณ์ที่จำลองให้เกิดขึ้นในระบบนั้นมีทั้งหมด 3 ลักษณะได้แก่ ตำแหน่งการเกิดการลัดวงจร ประเภทของการลัดวงจร และระยะเวลาการลัดวงจร

- ตำแหน่งการลัดวงจร

การจำลองตำแหน่งการลัดวงจรที่เกิดขึ้นในระบบ จะพิจารณาเฉพาะการลัดวงจรที่เกิดขึ้นที่บัสและบนสายจำหน่ายเท่านั้น โดยหากเกิดการลัดวงจรบนสายนั้น ต้องสุ่มถึงตำแหน่งการลัดวงจรที่เกิดขึ้นบนสายด้วย ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้สายแต่ละเส้นมีโอกาสเกิดการลัดวงจรที่แตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับอัตราการล้มเหลวของสายแต่ละเส้น แสดงข้อมูลดัง ภาคผนวก ก.

และสำหรับโอกาสเกิดการลัดวงจรของแต่ละจุดบนสายนั้นจะมีโอกาสเท่ากัน โดยที่แต่ละสายมีจำนวนจุดเกิดการลัดวงจรที่บัสและบนสายระหว่างบัส $k - j$ ทั้งหมด 10 จุด ดังภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 ตำแหน่งการลัดวงจรที่บัส และบนสายระหว่างบัส $k - j$

ทั้งนี้แบบจำลองของสายที่เกิดการลัดวงจร และตำแหน่งบนสายที่เกิดการลัดวงจรสามารถสร้างได้ตามสมการ (5.1) ถึง (5.3)

$$P_i = \frac{\lambda_i L_i}{\sum_{i=0}^n \lambda_i L_i} \quad (5.1)$$

$$l = \begin{cases} 1, & \text{if } 0 < U_l < P_1 \\ 2, & \text{if } P_1 < U_l < P_2 \\ 3, & \text{if } P_2 < U_l < P_3 \\ \vdots \\ n, & \text{if } P_{n-1} < U_l < P_n \end{cases} \quad (5.2)$$

$$F_l = \begin{cases} 1, & \text{if } 0 \leq U_F \leq 0.1 \\ 2, & \text{if } 0.1 < U_F \leq 0.2 \\ 3, & \text{if } 0.2 < U_F \leq 0.3 \\ \vdots \\ 10, & \text{if } 0.9 \leq U_F \leq 1.0 \end{cases} \quad (5.3)$$

เมื่อ

λ_i คือ อัตราความเสียหายของสายเส้นที่ i (ครั้ง/ปี/กิโลเมตร)

L_i คือ ความยาวของสายเส้นที่ i

P_i คือ ความน่าจะเป็นที่สายเส้นที่ i จะเสียหาย

n คือ จำนวนสายทั้งหมดในระบบ

l คือ สายเส้นที่เกิดการลัดวงจร

F_l คือ ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรบนสาย l

U_l, U_F คือ เลขที่ได้จากการสุ่มที่การกระจายแบบสม่ำเสมอระหว่าง 0 ถึง 1

ประเภทของการลัดวงจร

ประเภทของการลัดวงจรที่ทำการจำลองในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีทั้งหมด 2 ประเภท คือ การลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน และการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร ซึ่งกำหนดให้มีความน่าจะเป็นในการเกิดการลัดวงจรแต่ละประเภทดังต่อไปนี้

- การลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร มีความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นเท่ากับ 15%
- การลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นเท่ากับ 85 %

โดยแบบจำลองประเภทของการเกิดการลัดวงจรสามารถสร้างได้ตามสมการ (4.4)

$$T = \begin{cases} 1, & \text{if } 0 < U_T \leq 0.15 \\ 2, & \text{if } 0.15 < U_T \leq 0.85 \end{cases} \quad (5.4)$$

เมื่อ

T คือ ประเภทของการลัดวงจรที่เกิดขึ้น

$T = 1$ คือ การลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

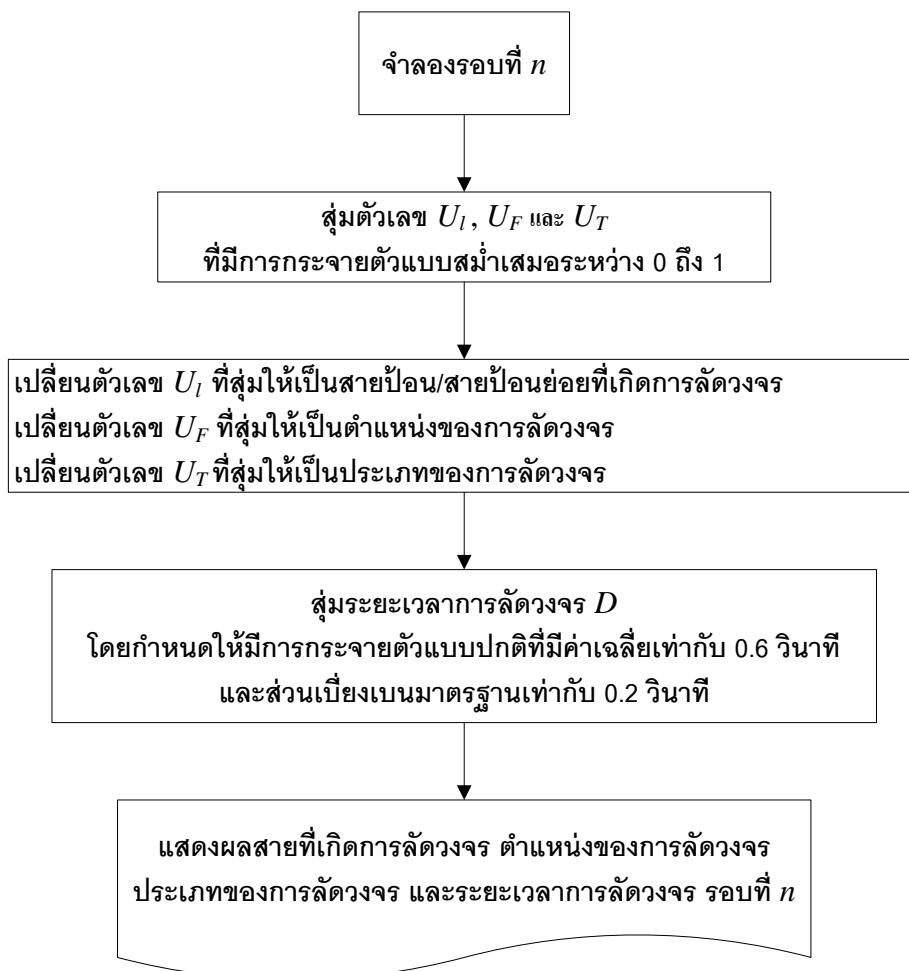
$T = 2$ คือ การลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

U_T คือ เลขที่ได้จากการสุ่มที่การกระจายแบบสม่ำเสมอระหว่าง 0 ถึง 1

- ขั้นตอนการจำลองแบบมอนติคาร์โล

การจำลองแบบวิธีมอนติคาร์โลเพื่อสุ่มสายป้อนหรือสายป้อนย่อยที่เกิดการลัดวงจร ตำแหน่งของการลัดวงจร ประเภทของการลัดวงจร และระยะเวลาการลัดวงจรมีขั้นตอนดังภาพที่

5.2



ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการจำลองแบบมอนติคาร์โล [20]

ขั้นตอนที่ 1: จำลองสายป้อนที่เกิดการลัดวงจร ตำแหน่งของการลัดวงจร และประเภทของการลัดวงจร โดยสุ่มตัวเลข U_I , U_F และ U_T ที่มีการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอระหว่าง 0 ถึง 1

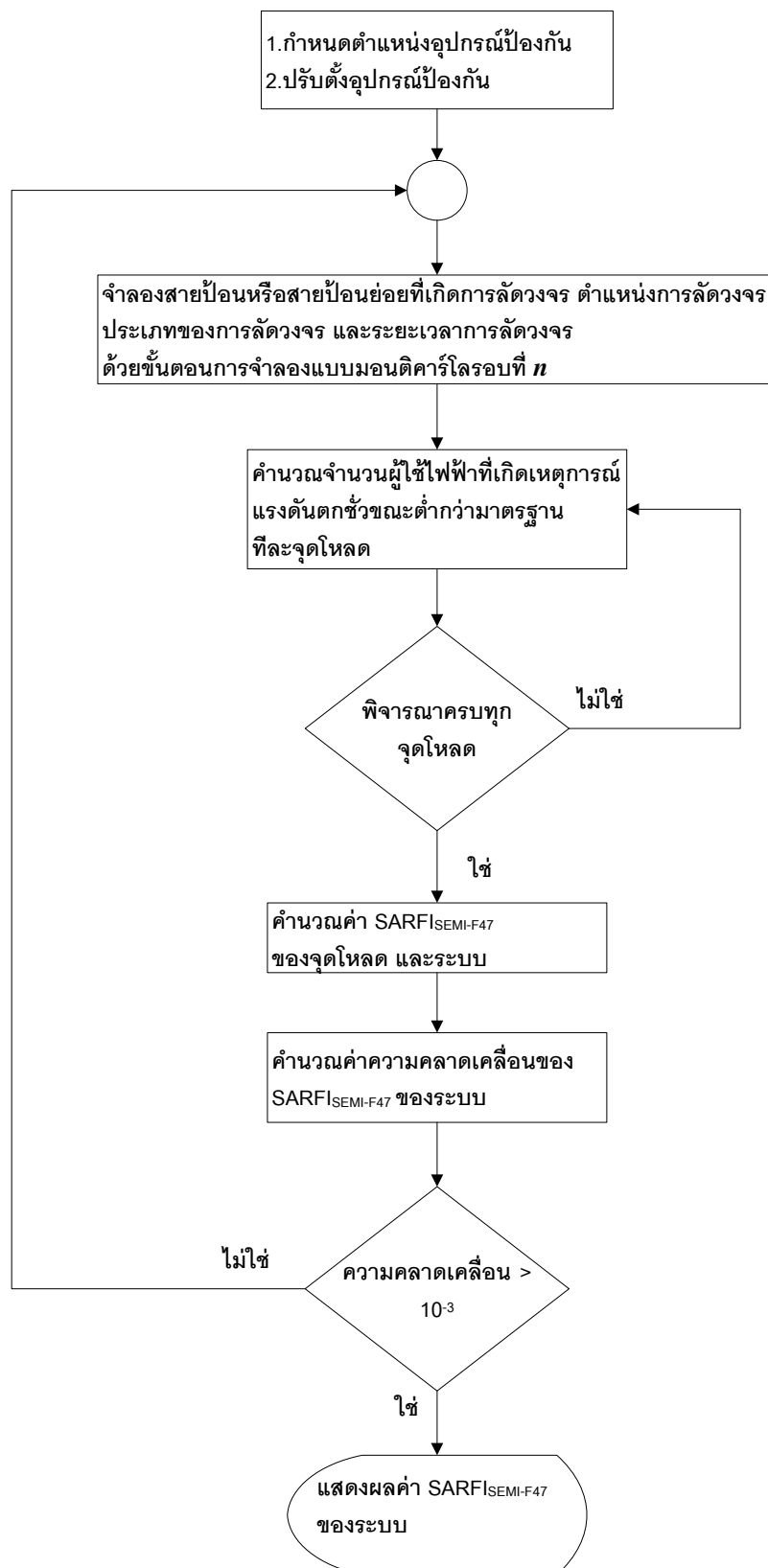
ขั้นตอนที่ 2: เปลี่ยนตัวเลข U_I , U_F และ U_T ที่สุ่มให้เป็นสายป้อนหรือสายป้อนย่อยที่เกิดการลัดวงจร ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร และประเภทของการลัดวงจรให้สอดคล้องตามสมการที่ (4.2) ถึง (4.4)

ขั้นตอนที่ 3: จำลองระยะเวลาการเกิดการลัดวงจร โดยสุ่มตัวเลข D ที่มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal Distribution) ที่ค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.6 วินาที ส่วนเบี่ยงเบนเฉลี่ยเท่ากับ 0.2 วินาที

ขั้นตอนที่ 4: แสดงผลที่สายป้อนหรือสายป้อนย่อยที่เกิดการลัดวงจร ตำแหน่งการลัดวงจร ประเภทของการลัดวงจร และระยะเวลาการลัดวงจร

5.1.2 การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้านั้นมีหลายวิธีในการคำนวณ หนึ่งในวิธีการที่ได้รับความนิยม และมีการใช้งานอย่างแพร่หลาย คือ การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาค่าดัชนี $SARFI_x$ ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ 2.3.3 โดยจะทำการคำนวณค่า $SARFI_x$ เมื่อพิจารณาร่วมกับระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG และระยะเวลาการลัดวงจร และพิจารณาระดับแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐานความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะ SEMI-F47 มีขั้นตอนการคำนวณดังภาพที่ 5.3 ทั้งนี้ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ จะสามารถจำแนกได้ออกเป็น 2 กรณีคือ การประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ และการประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่อ ซึ่งจะนำเสนอในหัวข้อต่อไป



ภาพที่ 5.3 ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$

ขั้นตอนที่ 1: กำหนดตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกัน และทำการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันทั้ง กระแสปรับตั้ง และเวลาปรับตั้ง

ขั้นตอนที่ 2: จำลองแบบวิธีมอนติคาร์โลเพื่อสุ่มสายป้อนหรือสายป้อนย่อยที่เกิดการ ลัดวงจร ตำแหน่งของการลัดวงจร ประเภทของการลัดวงจร และระยะเวลาการลัดวงจรมีขั้นตอน ดังหัวข้อที่ 5.1.1

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะต่ำกว่า มาตรฐาน โดยพิจารณาที่ละจุดโหลด และทำการคำนวณทุกจุดโหลดในระบบ

ขั้นตอนที่ 4: คำนวณค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 5: คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 6: ทำการคำนวณซ้ำ ถ้าค่าความคลาดเคลื่อนของค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ เกินกว่าที่ กำหนดไว้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดค่าความคลาดเคลื่อนไว้ที่ 10^{-3}

ขั้นตอนที่ 7: แสดงผลการคำนวณค่า $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบไฟฟ้า

5.2 แบบจำลองระบบทดสอบในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ

โดยทั่วไปแล้วในการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ จะกำหนดให้ระยะเวลาที่เกิด แรงดันตกชั่วขณะเท่ากับระยะเวลาที่อุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้าเริ่มทำงานเท่านั้น ทำให้ระดับ แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นจึงมีเพียงระดับเดียว อย่างไรก็ตามเมื่อทำการพิจารณาโดยละเอียดแล้ว จะพบว่าระดับแรงดันตกชั่วขณะนั้นไม่ได้มีเพียงระดับแรงดันเดียว แม้ว่าอุปกรณ์ป้องกันของการ ไฟฟ้าเริ่มทำงานแล้วก็ตาม ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ อาทิเช่น ตำแหน่งของการลัดวงจร ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการลัดวงจร เป็นต้น ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้ จะกำหนดให้ระยะเวลาที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะเท่ากับระยะเวลาที่เกิดการลัดวงจร และจะคำนวณ ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ โดยพิจารณาระยะเวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ร่วมกับระยะเวลา การต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG และระยะเวลาการลัดวงจรด้วย ซึ่ง แบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะนั้นมีทั้งหมด 4 แบบ ได้แก่ แบบจำลองระบบทดสอบที่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่, แบบจำลองระบบทดสอบที่มี DG เชื่อมต่ออยู่, แบบจำลองระบบทดสอบที่เกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ และแบบจำลองระบบทดสอบที่อยู่

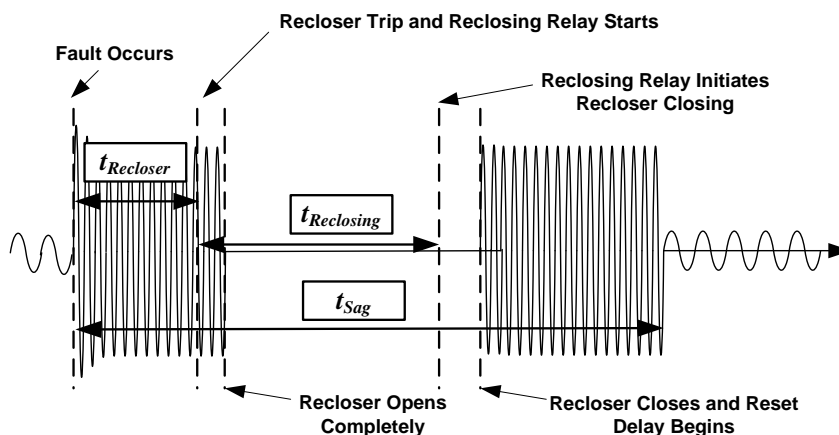
ในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันที่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่ ทั้งนี้แบบจำลองทั้ง 4 รูปแบบสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 แบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ

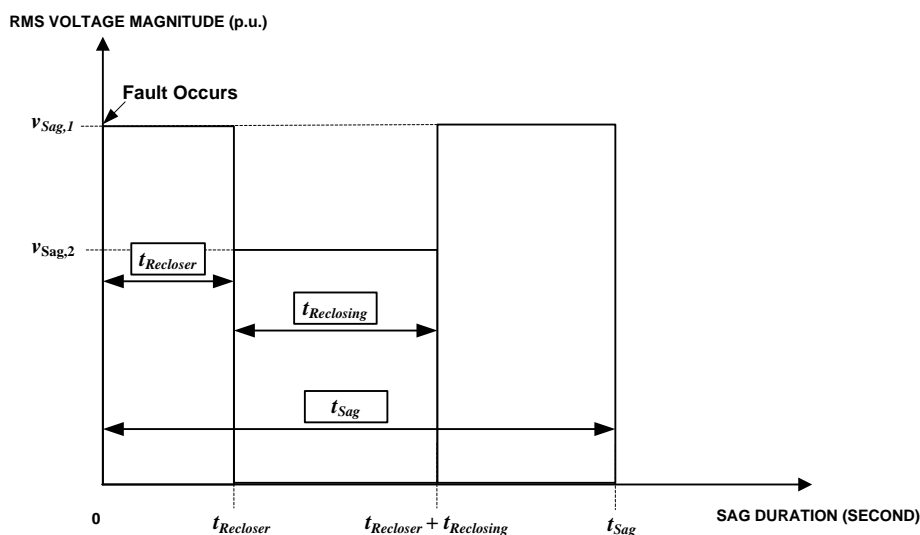
รูปแบบ	แบบจำลองระบบทดสอบ
รูปแบบที่ 1	
รูปแบบที่ 2	
รูปแบบที่ 3	
รูปแบบที่ 4	

5.3 การประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ

ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะ สำหรับในระบบไฟฟ้าที่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่นั้น หากพิจารณาระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้า ร่วมกับระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการลัดวงจรจะทำให้การคำนวณมีความซับซ้อนขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากในบางกรณีระดับแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นจะมีหลายระดับ ดังภาพที่ 5.4 และ 5.5



ภาพที่ 5.4 ระยะเวลาที่พิจารณาในการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ



ภาพที่ 5.5 ตัวอย่างแรงดันตกชั่วขณะหลายระดับ

จากภาพที่ 5.4 และภาพที่ 5.5 ถ้ากำหนดให้อุปกรณ์ป้องกันที่ทำงานของกริดไฟฟ้า คือ รีโคสเซอร์แบบจังหวะการทำงานเร็ว $t_{Recloser}$ คือ ระยะเวลาการทำงานของรีโคสเซอร์ t_{Sag} คือ ระยะเวลาการเกิดการลัดวงจร, $t_{Reclosing}$ คือ ระยะเวลาการต่อกลับของรีโคสเซอร์ $v_{Sag,1}$ คือ ขนาดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่รีโคสเซอร์ไม่ได้ทำการเปิดวงจร และ $v_{Sag,2}$ คือ ขนาดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่รีโคสเซอร์ทำการเปิดวงจร ทั้งนี้พบว่าในแต่ละช่วงระยะเวลาการทำงาน ระดับแรงดันตกชั่วขณะของระบบจะมีค่าไม่เท่ากัน อันเนื่องมาจากขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่แตกต่างกัน ทั้งนี้จากระยะเวลาต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณสามารถจำแนกเงื่อนไขการคำนวณตามระยะเวลาการลัดวงจรได้ทั้งสิ้น 3 กรณีดังสมการ (5.5) ถึง (5.7)

- เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน

$$t_{Sag} \leq t_{Recloser} \quad (5.5)$$

- เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์

$$t_{Recloser} < t_{Sag} \leq t_{Recloser} + t_{Reclosing} \quad (5.6)$$

- เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ

$$t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{Sag} \quad (5.7)$$

5.3.1 เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน

เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน คือ การลัดวงจรในระบบไฟฟ้าสิ้นสุด หรือถูกกำจัดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงานซึ่งแสดงดังเงื่อนไขการคำนวณตามสมการที่ (4.5) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะเป็นรูปแบบที่ 1 เท่านั้น ทำให้ในเหตุการณ์นี้มีระดับแรงดันตกชั่วขณะเพียงค่าเดียว คือ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดในช่วงระยะเวลาที่เกิดการลัดวงจร (t_{Sag}) เท่านั้น ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.8)

$$V_{Sag} = V_{mf, type1} \quad (5.8)$$

เมื่อ

- V_{Sag} คือ ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะระดับที่ (p.u.)
- D_{Sag} คือ ระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะ (วินาที)
- $V_{mf, type j}$ คือ แรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส f เมื่อพิจารณาจากระบบจำลองรูปแบบที่ j (p.u.)

5.3.2 เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์

เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ คือ การลัดวงจรในระบบไฟฟ้าสิ้นสุด ระหว่างที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำการเปิดวงจรชั่วคราว ซึ่งแสดงดังเงื่อนไขการคำนวณตามสมการ (5.6) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 1 และรูปแบบที่ 4

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 2 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ($t_{Recloser}$) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 4 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วง

ระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคสเซอร์เริ่มทำงาน ถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{Sag} - t_{Recloser}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.9)

$$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type 1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type 4} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} \end{cases} \quad (5.9)$$

5.3.3 เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากรีโคสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ

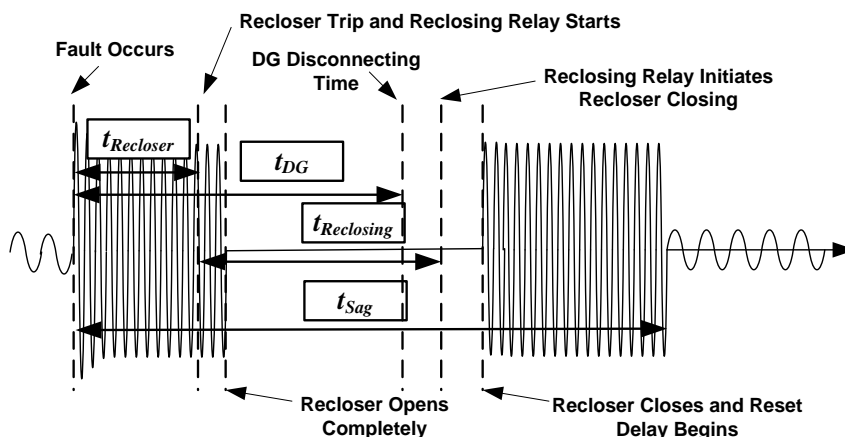
เหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากรีโคสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ คือ เหตุการณ์ที่เมื่อรีโคสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบแล้ว การลัดวงจรในระบบไฟฟ้ายังคงอยู่ และสิ้นสุดก่อนที่รีโคสเซอร์จะทำงานในจังหวะการทำงานครั้งที่สอง ซึ่งแสดงดังเงื่อนไขการคำนวณตามสมการ (5.7) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 1 และรูปแบบที่ 4

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 3 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่รีโคสเซอร์เริ่มทำงาน ($t_{Recloser}$) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 4 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคสเซอร์ ($t_{Reclosing}$) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ ถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{Sag} - t_{Recloser} - t_{Reclosing}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.10)

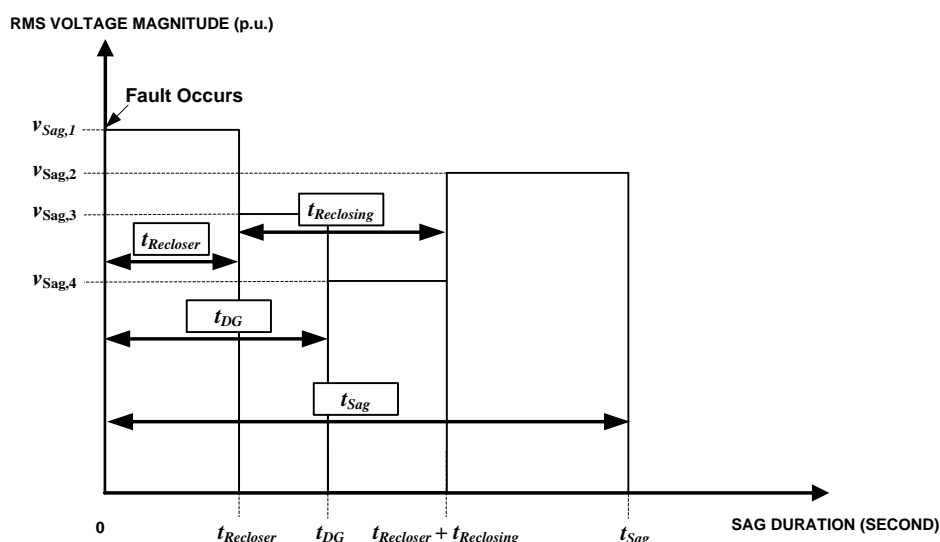
$$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type 1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type 4} & ; D_{Sag} = t_{Reclosing} \\ V_{mf, type 1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - (t_{Recloser} + t_{Reclosing}) \end{cases} \quad (5.10)$$

5.4 การประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่

จากหัวข้อที่ 5.2 จะพบว่าในการประเมินระดับแรงดันตกชั่วขณะนั้น หากพิจารณาระยะเวลาต่างๆ โดยละเอียดแล้วจะพบว่าบางกรณีจะมีระดับแรงดันตกชั่วขณะนั้นหลายระดับ และมีความซับซ้อนยิ่งขึ้น ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขการคำนวณต่างๆ สำหรับการประเมินระดับแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่นั้น จะแตกต่างจากหัวข้อที่ 5.2 โดยจะพิจารณาระยะเวลาการปลดตัวของ DG ร่วมด้วย ซึ่งทำให้ขั้นตอนในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะมีความซับซ้อนยิ่งขึ้น แสดงดังภาพที่ 5.6 และ 5.7



ภาพที่ 5.6 ระยะเวลาที่พิจารณาในการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ



ภาพที่ 5.7 ตัวอย่างแรงดันตกชั่วขณะหลายระดับ

จากภาพที่ 5.6 และภาพที่ 5.7 ถ้ากำหนดให้อุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้าที่ทำงาน คือ รีโคลสเซอร์แบบจังหวะการทำงานเร็ว กำหนดให้ t_{DG} คือ ระยะเวลาการปลดตัวของ DG $v_{Sag,1}$ คือ ขนาดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่รีโคลสเซอร์ไม่ได้ทำการเปิดวงจรและมี DG เชื่อมต่ออยู่ $v_{Sag,2}$ คือ ขนาดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ $v_{Sag,3}$ คือ ขนาดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่รีโคลสเซอร์ทำการเปิดวงจร และ $v_{Sag,4}$ คือ ขนาดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่รีโคลสเซอร์ไม่ได้ทำการเปิดวงจร แต่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่ ทั้งนี้จะพบว่าในแต่ละช่วงระยะเวลาการทำงาน ระดับแรงดันตกชั่วขณะของระบบจะมีค่าไม่เท่ากัน อันเนื่องมาจากขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่แตกต่างกัน รวมทั้งการที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบนั้นทำให้ระดับแรงดันตกชั่วขณะมีหลายระดับมากยิ่งขึ้นด้วย โดยจาก

ระยะเวลาต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณ สามารถจำแนกเงื่อนไขการคำนวณตามระยะเวลาการเกิดการลัดวงจร ได้ทั้งสิ้น 12 กรณีดังสมการ (5.11) ถึง (5.22) ทั้งนี้เงื่อนไขทั้ง 12 กรณีสามารถจำแนกประเภทตามระยะเวลาการปลดตัวของ DG ได้ทั้งสิ้น 3 เหตุการณ์ ดังที่ได้นำเสนอในบทที่ 3

- เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน

$$t_{\text{Sag}} < t_{\text{DG}} < t_{\text{Recloser}} \quad (5.11)$$

$$t_{\text{DG}} < t_{\text{Sag}} < t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} \quad (5.12)$$

$$t_{\text{DG}} < t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Sag}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} \quad (5.13)$$

$$t_{\text{DG}} < t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} < t_{\text{Sag}} \quad (5.14)$$

- เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์

$$t_{\text{Sag}} < t_{\text{Recloser}} < t_{\text{DG}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} \quad (5.15)$$

$$t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Sag}} < t_{\text{DG}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} \quad (5.16)$$

$$t_{\text{Recloser}} < t_{\text{DG}} < t_{\text{Sag}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} \quad (5.17)$$

$$t_{\text{Recloser}} < t_{\text{DG}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} < t_{\text{Sag}} \quad (5.18)$$

- เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ

$$t_{\text{Sag}} < t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} < t_{\text{DG}} \quad (5.19)$$

$$t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Sag}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} < t_{\text{DG}} \quad (5.20)$$

$$t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} < t_{\text{Sag}} < t_{\text{DG}} \quad (5.21)$$

$$t_{\text{Recloser}} < t_{\text{Recloser}} + t_{\text{Reclosing}} < t_{\text{DG}} < t_{\text{Sag}} \quad (5.22)$$

5.4.1 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน

เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน คือ เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน ซึ่งสามารถแบ่งเงื่อนไขการคำนวณได้ทั้งสิ้น 4 กรณี ตามระยะเวลาการเกิดการลัดวงจร ดังต่อไปนี้

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน และก่อนที่ DG ปลดตัว

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.11) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีเพียงรูปแบบเดียวเท่านั้น คือ รูปแบบที่ 2 ทำให้ในเหตุการณ์มีระดับแรงดันตกชั่วขณะ

เพียงค่าเดียว คือ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาที่เกิดการลัดวงจร (t_{Sag}) เท่านั้น ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.23)

$$V_{Sag} = V_{mf, type2} \quad (5.23)$$

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน และหลังจากที่ DG ปลอดภัย

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.12) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 1 และรูปแบบที่ 2

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 2 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่ DG ปลอดภัย (t_{DG}) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่ DG ปลอดภัย ถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{Sag} - t_{DG}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.24)

$$V_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{DG} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{DG} \end{cases} \quad (5.24)$$

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.13) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 3 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 1 รูปแบบที่ 2 และรูปแบบที่ 4

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 3 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่ DG ปลอดภัย (t_{DG}) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่ DG ปลอดภัย ถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ($t_{Recloser} - t_{DG}$) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 4 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ถึงระยะเวลาสิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{Sag} - t_{Recloser}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.25)

$$V_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{DG} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} - t_{DG} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} \end{cases} \quad (5.25)$$

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.14) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 3 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 1 รูปแบบที่ 2 และรูปแบบที่ 4

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 4 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่ DG ปลอดภัย (t_{DG}) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่ DG ปลอดภัย ถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ($t_{Recloser} - t_{DG}$) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 4 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงานจนถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ หรือคือช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ ($t_{Reclosing}$) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ ถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{Sag} - t_{Recloser} - t_{Reclosing}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.26)

$$V_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{DG} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} - t_{DG} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Reclosing} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} - t_{Reclosing} \end{cases} \quad (5.26)$$

5.4.2 เหตุการณ์ที่ DG ปลอดภัยภายในระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์

เหตุการณ์ที่ DG ปลอดภัยภายในระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน จะสามารถแบ่งเงื่อนไขการคำนวณได้ทั้งสิ้น 4 กรณี ตามระยะเวลาการเกิดการลัดวงจร ดังต่อไปนี้

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.15) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีเพียงรูปแบบเดียวเท่านั้น คือ รูปแบบที่ 2 ทำให้ในเหตุการณ์มีระดับแรงดันตกชั่วขณะเพียงค่าเดียว คือ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาที่เกิดการลัดวงจร (t_{Sag}) เท่านั้น ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.27)

$$V_{Sag} = V_{mf, type2} \quad (5.27)$$

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และก่อนที่ DG ปลอดภัย

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.16) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 2 และรูปแบบที่ 3

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 2 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่รีโคลส

เซอร์เริ่มทำงาน (t_{Recloser}) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 3 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{\text{Sag}} - t_{\text{Recloser}}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.28)

$$v_{\text{Sag}} = \begin{cases} V_{mf, \text{type}2} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Recloser}} \\ V_{mf, \text{type}3} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Sag}} - t_{\text{Recloser}} \end{cases} \quad (5.28)$$

- **กรณีที่มีการลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ แต่หลังจากที่ DG ปลอดภัย**

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.17) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 3 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 2 รูปแบบที่ 3 และรูปแบบที่ 4

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 3 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน (t_{Recloser}) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 3 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ถึงระยะเวลาที่ DG ปลอดภัย ($t_{\text{DG}} - t_{\text{Recloser}}$) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 4 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่ DG ปลอดภัยถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{\text{Sag}} - t_{\text{DG}}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.18)

$$v_{\text{Sag}} = \begin{cases} V_{mf, \text{type}2} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Recloser}} \\ V_{mf, \text{type}3} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{DG}} - t_{\text{Recloser}} \\ V_{mf, \text{type}4} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Sag}} - t_{\text{DG}} \end{cases} \quad (5.29)$$

- **กรณีที่มีการลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ**

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.18) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 3 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 1 รูปแบบที่ 2 รูปแบบที่ 3 และรูปแบบที่ 4

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 4 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน (t_{Recloser}) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 3 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ถึงระยะเวลาที่ DG ปลอดภัย ($t_{\text{DG}} - t_{\text{Recloser}}$) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 4 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่ DG ปลอดภัยจนถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ ($t_{\text{Reclosing}} + t_{\text{Reclosing}} - t_{\text{DG}}$) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ

จนถึงระยะเวลาสิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{Sag} - t_{Recloser} - t_{Reclosing}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.30)

$$V_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type 2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type 3} & ; D_{Sag} = t_{DG} - t_{Recloser} \\ V_{mf, type 4} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} + t_{Reclosing} - t_{DG} \\ V_{mf, type 1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} - t_{Reclosing} \end{cases} \quad (5.30)$$

5.4.3 เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ

เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ จะสามารถแบ่งเงื่อนไขการคำนวณได้ทั้งสิ้น 4 กรณี ตามระยะเวลาการลัดวงจร ดังต่อไปนี้

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.19) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีเพียงรูปแบบเดียวเท่านั้น คือ รูปแบบที่ 2 ทำให้ในเหตุการณ์มีระดับแรงดันตกชั่วขณะเพียงค่าเดียว คือ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาที่เกิดการลัดวงจร (t_{Sag}) เท่านั้น ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.31)

$$V_{Sag} = V_{mf, type 2} \quad (5.31)$$

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.20) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 2 และรูปแบบที่ 3

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 2 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจรจนถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ($t_{Recloser}$) และแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 3 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน ถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{Sag} - t_{Recloser}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.32)

$$V_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type 2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type 3} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} \end{cases} \quad (5.32)$$

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ และก่อนที่ DG ปลดตัว

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.21) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 3 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 2 และรูปแบบที่ 3

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 3 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน (t_{Recloser}) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 3 ระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงานจนถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ ($t_{\text{Reclosing}}$) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่สิ้นสุดการต่อกลับของรีโคลสเซอร์จนถึงระยะเวลาที่ สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{\text{Sag}} - t_{\text{Recloser}} - t_{\text{Reclosing}}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.33)

$$v_{\text{Sag}} = \begin{cases} V_{mf, \text{type2}} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Recloser}} \\ V_{mf, \text{type3}} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Reclosing}} \\ V_{mf, \text{type2}} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Sag}} - t_{\text{Reclosing}} - t_{\text{Recloser}} \end{cases} \quad (5.33)$$

- กรณีที่การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ และหลังจากที่ DG ปลอดภัย

กรณีนี้จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณที่ (5.22) ดังนั้น รูปแบบของแบบจำลองระบบทดสอบที่ใช้จะมีทั้งสิ้น 3 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่ 1 รูปแบบที่ 2 และรูปแบบที่ 3

ทั้งนี้ระดับแรงดันตกชั่วขณะในการคำนวณจะมีทั้งสิ้น 4 ระดับ ได้แก่ แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจร ถึงระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงาน (t_{Recloser}) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 3 ระยะเวลาที่รีโคลสเซอร์เริ่มทำงานจนถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ ($t_{\text{Reclosing}}$) แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำลองรูปแบบที่ 2 ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ที่สิ้นสุดการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ จนถึงระยะเวลาที่ DG ปลอดภัย (t_{DG}) และแรงดันตกชั่วขณะระบบจำลองรูปแบบที่ 1 ซึ่งเกิดขึ้นตั้งแต่ช่วงระยะเวลาที่ DG ปลอดภัยถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดการลัดวงจร ($t_{\text{Sag}} - t_{\text{DG}}$) ทั้งนี้สามารถคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะได้ดังสมการ (5.34)

$$v_{\text{Sag}} = \begin{cases} V_{mf, \text{type2}} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Recloser}} \\ V_{mf, \text{type3}} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Reclosing}} \\ V_{mf, \text{type2}} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{DG}} - t_{\text{Reclosing}} - t_{\text{Recloser}} \\ V_{mf, \text{type1}} & ; D_{\text{Sag}} = t_{\text{Sag}} - t_{\text{DG}} \end{cases} \quad (5.34)$$

ทั้งนี้สามารถสรุปการคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละเหตุการณ์ได้ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 สรุปการคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะ

เหตุการณ์		เงื่อนไขการคำนวณ	ระดับแรงดันตกชั่วขณะ	สมการ
ไม่มี การเชื่อมต่อ DG	การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน	$t_{Sag} \leq t_{Recloser}$	$v_{Sag} = V_{mf, type1}$	(5.5)
	การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์	$t_{Recloser} < t_{Sag} \leq t_{Recloser} + t_{Reclosing}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} \end{cases}$	(5.6)
	การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ	$t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{Sag}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Reclosing} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - (t_{Recloser} + t_{Reclosing}) \end{cases}$	(5.7)
เหตุการณ์ที่ DG ปลอดภัยก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน	การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน แต่ก่อนที่ DG ปลอดภัย	$t_{Sag} < t_{DG} \leq t_{Recloser}$	$v_{Sag} = V_{mf, type2}$	(5.11)
	การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน แต่หลังจากที่ DG ปลอดภัย	$t_{DG} < t_{Sag} \leq t_{Recloser} < t_{Recloser} + t_{Reclosing}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{DG} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{DG} \end{cases}$	(5.12)
	การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์	$t_{DG} < t_{Recloser} < t_{Sag} \leq t_{Recloser} + t_{Reclosing}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{DG} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} - t_{DG} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} \end{cases}$	(5.13)
	การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ	$t_{DG} < t_{Recloser} < t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{Sag}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{DG} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} - t_{DG} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Reclosing} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} - t_{Reclosing} \end{cases}$	(5.14)

ตารางที่ 5.2 สรุปการคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะ (ต่อ)

เหตุการณ์		เงื่อนไขการคำนวณ	ระดับแรงดันตกชั่วขณะ	สมการ
เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์	การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน	$t_{Sag} \leq t_{Recloser} < t_{DG} < t_{Recloser} + t_{Reclosing}$	$v_{Sag} = V_{mf, type2}$	(5.15)
	การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ แต่ก่อนที่ DG ปลดตัว	$t_{Recloser} < t_{Sag} < t_{DG} \leq t_{Recloser} + t_{Reclosing}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type3} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} \end{cases}$	(5.16)
	การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ แต่หลังจากที่ DG ปลดตัว	$t_{Recloser} < t_{DG} < t_{Sag} \leq t_{Recloser} + t_{Reclosing}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type3} & ; D_{Sag} = t_{DG} - t_{Recloser} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{DG} \end{cases}$	(5.17)
	การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ	$t_{Recloser} < t_{DG} < t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{Sag}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type3} & ; D_{Sag} = t_{DG} - t_{Recloser} \\ V_{mf, type4} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} + t_{Reclosing} - t_{DG} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} - t_{Reclosing} \end{cases}$	(5.18)

ตารางที่ 5.2 สรุปการคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะ (ต่อ)

เหตุการณ์		เงื่อนไขการคำนวณ	ระดับแรงดันตกชั่วขณะ	สมการ
เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ	การลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะเริ่มทำงาน	$t_{Sag} \leq t_{Recloser} < t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{DG}$	$v_{Sag} = V_{mf, type2}$	(5.19)
	การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์	$t_{Recloser} < t_{Sag} \leq t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{DG}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type3} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Recloser} \end{cases}$	(5.20)
	การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ แต่ก่อนที่ DG ปลดตัว	$t_{Recloser} < t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{Sag} < t_{DG}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type3} & ; D_{Sag} = t_{Reclosing} \\ V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{Reclosing} - t_{Recloser} \end{cases}$	(5.21)
	การลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ แต่หลังจากที่ DG ปลดตัว	$t_{Recloser} < t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{DG} < t_{Sag}$	$v_{Sag} = \begin{cases} V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{Recloser} \\ V_{mf, type3} & ; D_{Sag} = t_{Reclosing} \\ V_{mf, type2} & ; D_{Sag} = t_{DG} - t_{Reclosing} - t_{Recloser} \\ V_{mf, type1} & ; D_{Sag} = t_{Sag} - t_{DG} \end{cases}$	(5.22)

จากตารางที่ 5.2 จะพบว่าสำหรับเหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงานในกรณีที่มีการลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่ DG ปลดตัว ($t_{Sag} < t_{DG} < t_{Recloser}$) เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ในกรณีที่มีการลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน ($t_{Sag} < t_{Recloser} < t_{DG} < t_{Recloser} + t_{Reclosing}$) และเหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบ ในกรณีที่มีการลัดวงจรสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน ($t_{Sag} < t_{Recloser} < t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{DG}$) ทั้ง 3 เหตุการณ์นี้จะมีการประเมินแรงดันตกชั่วขณะเหมือนกัน โดยทั้ง 3 เหตุการณ์นี้เป็นเหตุการณ์ที่ DG ทำการปลดตัวโดยไม่จำเป็น เนื่องจากการลัดวงจรเกิดขึ้นเพียงระยะเวลาสั้นๆ และสิ้นสุดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน

นอกจากนี้สำหรับเหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวภายในระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ในกรณีที่มีการลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ แต่ก่อนที่ DG จะปลดตัว ($t_{Recloser} < t_{Sag} < t_{DG} < t_{Recloser} + t_{Reclosing}$) และเหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบในกรณีที่มีการลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์ ($t_{Recloser} < t_{Sag} < t_{Recloser} + t_{Reclosing} < t_{DG}$) จะมีการประเมินแรงดันตกชั่วขณะเหมือนกัน ทั้งนี้เนื่องจากทั้ง 2 เหตุการณ์การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของรีโคลสเซอร์เช่นเดียวกัน

ทั้งนี้หากอุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้าที่ทำงานเป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ ขั้นตอนในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะจะเป็นเช่นเดิม จะแตกต่างจากขั้นตอนนำเสนอเพียงระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ในการคำนวณจะเปลี่ยนแปลงจาก ระยะเวลาการทำงานของรีโคลสเซอร์ ($t_{Recloser}$) เป็นระยะเวลาการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (t_{CB}) และระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน จะเป็นระยะเวลาการต่อกลับของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ซึ่งกำหนดให้มีค่าเท่ากัน

บทที่ 6

วิธีการหาค่าปรับตั้งที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนทางพันธุกรรม

จากบทที่ 4 จะพบว่าระยะเวลาการปลดตัวของ DG ที่แตกต่างกันจะส่งผลกระทบต่อทั้งการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่างกัน ซึ่งผลกระทบที่เกิดขึ้นมีทั้งผลดีและผลเสีย ซึ่งผลดีที่ชัดเจนที่สุด คือ การช่วยลดแรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน ซึ่งเป็นประโยชน์มากต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อ DG ในขณะที่เกิดการลัดวงจรจะก่อให้เกิดปัญหาหลายประการเช่นกัน โดยปัญหาที่รุนแรงและก่อให้เกิดความเสียหายต่อทั้งการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า คือ ปัญหาการไม่ตรงกันของเฟส ทั้งนี้ระยะเวลาการปลดตัวของ DG จะได้รับผลกระทบโดยตรงจากการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG และคุณลักษณะของ DG ซึ่งค่าระยะเวลาการปลดตัวของ DG นี้จะส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ดังที่ได้นำเสนอในบทที่ 5 เช่นกัน ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการคำนวณค่าการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG อันได้แก่ ค่ากระแสปรับตั้ง และค่าเวลาปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG อันได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ขนาดพิกัด DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ที่ทำให้ค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด โดยไม่เกิดปัญหาการไม่ตรงกันของเฟส ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาใช้ขั้นตอนทางพันธุกรรม (Genetic algorithm) ในการค้นหาค่าตอบที่เหมาะสม เนื่องจากเป็นวิธีการคำนวณที่สะดวกในการแก้ปัญหา กับตัวแปรชนิดแบบไม่ต่อเนื่อง และเป็นวิธีการคำนวณที่ได้ค่าเหมาะสมที่ได้รับการยอมรับมากที่สุดวิธีหนึ่ง

6.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะค้นหาค่าตอบที่เหมาะสม โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับดังสมการ (6.1) ถึง (6.8)

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function)

$$\text{Objective function} = \text{Minimize } SARFI_{SEMI-F47} \quad (6.1)$$

- เงื่อนไขบังคับ (Constraints)
 - สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{g_i} - P_{d_i} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j) \quad ; j=2, \dots, nbus \quad (6.2)$$

$$Q_{g_i} - Q_{d_i} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j) \quad ; j=2, \dots, nbus \quad (6.3)$$

เมื่อ

P_{g_i} คือ กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

P_{d_i} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงบัสที่ i (p.u.)

Q_{g_i} คือ กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

Q_{d_i} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนบัสที่ i (p.u.)

$V_i \angle \beta_i$ คือ เฟสเซอร์ของแรงดันบัสที่ i (p.u.)

$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ คือ ค่าสมาชิกที่ตำแหน่ง (i, j) ของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (p.u.)

- ขีดจำกัดแรงดันที่บัสของระบบ

$$V_{bus_i, \min} \leq V_{bus_i} \leq V_{bus_i, \max} \quad (6.4)$$

เมื่อ

V_{bus_i} คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

$V_{bus_i, \min}$ คือ ค่าพิกัดน้อยสุดของแรงดันไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

$V_{bus_i, \max}$ คือ ค่าพิกัดมากสุดของแรงดันไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

- ขีดจำกัดค่าเวลาปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG

$$0.05 \leq TDS \leq 1.00 \quad (6.5)$$

เมื่อ

TDS คือ ค่าเวลาปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG

- ขีดจำกัดกระแสปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG

$$1.2I_{\text{normal}} \leq I_{\text{pickup}} \leq 1.5I_{\text{normal}} \quad (6.6)$$

เมื่อ

I_{pickup} คือ ค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG

I_{normal} คือ ค่ากระแสที่ DG จ่ายในสภาวะปกติ

- ขีดจำกัดตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

$$0.95 \text{Lagging} \leq p.f. \leq 0.95 \text{Leading} \quad (6.7)$$

เมื่อ

$p.f.$ คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG

- ขีดจำกัดระยะเวลาการปลดตัวของ DG*

$$t_i \leq t_{\text{recloser},i} + t_{\text{reclosing}} \quad (6.8)$$

เมื่อ

t_i คือ ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ในกรณีที่เกิดการลัดวงจรเหตุการณ์ที่ i

$t_{\text{Recloser},i}$ คือ ระยะเวลาการทำงานของรีโคลสเซอร์เมื่อเกิดการลัดวงจรเหตุการณ์ที่ i **

$t_{\text{Reclosing}}$ คือ ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน

หมายเหตุ *สำหรับขีดจำกัดระยะเวลาการปลดตัวของ DG นี้กำหนดขึ้นเพื่อบังคับให้ DG ปลดตัวก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำการต่อกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเพื่อป้องกันปัญหาการไม่ตรงกันของเฟส

**หากอุปกรณ์ป้องกันที่ทำงานเป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ ระยะเวลาดังกล่าวจะเปลี่ยนแปลงเป็นระยะเวลาการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เมื่อเกิดการลัดวงจรเหตุการณ์ที่ i ($t_{\text{CB},i}$)

6.2 ขั้นตอนทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm)

ขั้นตอนทางพันธุกรรม เป็นวิธีการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมแบบสุ่ม (Stochastic optimization) อย่างหนึ่งโดยเลียนแบบหลักการถ่ายทอดทางพันธุกรรมทางธรรมชาติ เพื่อค่าที่เหมาะสม ซึ่งจะทำให้การสมมติคำตอบขึ้นมาหลายๆ จุดก่อนซึ่งซึ่งเรียกว่า “การกำหนดประชากรเริ่มต้น (Population of Solution)” จากนั้นจึงประยุกต์ใช้หลักการค้นหาจุดที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งจะมีโอกาสอยู่รอดมากที่สุดเพื่อหาคำตอบที่ดียิ่งขึ้นในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอด โดยในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอดจะมีการประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness value) ของจุดคำตอบแต่ละจุดแล้วพิจารณาเลือกจุดคำตอบใหม่จากค่าความเหมาะสมนี้ โดยอาศัยวิธีการคัดเลือกสายพันธุ์ ซึ่งได้แก่ การคัดเลือก การข้ามสายพันธุ์ และการผ่าเหล่า นอกจากนี้ส่วนมากจะใช้นิยามใช้คำว่า โครโมโซม แทนคำว่าจุดคำตอบ

โดยวิทยานิพนธ์นี้จะประยุกต์ใช้ขั้นตอนทางพันธุกรรมเพื่อหาค้นหาค่าการปรับตั้งระบบป้องกัน และลักษณะของ DG ที่เหมาะสมที่ทำให้ค่าดัชนี $SARFI_{\text{SEMI-F47}}$ ของระบบไฟฟ้ามีค่าน้อยที่สุด โดยไม่เกิดเหตุการณ์การไม่ตรงกันของเฟส ทั้งนี้สามารถจำแนกขั้นตอนการคำนวณเป็น 6 ขั้นตอน ได้แก่ การลงรหัส การกำหนดประชากรเริ่มต้น การคัดเลือกโครโมโซม การข้ามสายพันธุ์ การผ่าเหล่า การตรวจสอบการลู่เข้าของคำตอบ

6.2.1 การลงรหัส (Encoding)

ในขั้นตอนการลงรหัสนี้จะแปลงชุดคำตอบที่ต้องการค้นหาชุดคำตอบที่เหมาะสมเป็นเลขฐานสอง ซึ่งได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ขนาดพิกัดของ DG ค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน DG ค่าเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ของ DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ทั้งนี้จะทำการพิจารณาเลขฐานสองของคำตอบ 1 ชุดคำตอบ แทนโครโมโซม 1 ชุด

6.2.2 การสร้างประชากรเริ่มต้น (Initialization)

การสร้างประชากรเริ่มต้น หมายถึง การสุ่มหาการปรับตั้งต่างๆ ของ DG ขึ้นมาจำนวนหนึ่ง ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดประชากรเริ่มต้นเท่ากับ 100 โครโมโซม ซึ่งจำนวนประชากรเริ่มต้นจะส่งผลต่อความหลากหลายของโครโมโซมที่ใช้ในขั้นตอนถัดไป และระยะเวลาที่ใช้ในการคำนวณเพื่อหาคำตอบที่เหมาะสม ทั้งนี้ในการกำหนดประชากรเริ่มต้นนั้นจะกำหนดให้การสุ่มหาการปรับตั้งนั้นไม่ละเมิดข้อเงื่อนไขที่กำหนดขึ้น และมีค่าความไม่เหมาะสมไม่น้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้

6.2.3 การคัดเลือกโครโมโซม (Selection)

ในการคัดเลือกโครโมโซมที่จะอยู่รอดและถูกใช้เพื่อนำไปเป็นโครโมโซมรุ่นพ่อแม่ของลูกหลานรุ่นถัดไปนั้น จะพิจารณาจากค่าความเหมาะสม (Fitness value) ของโครโมโซมแต่ละตัว โดยจะใช้หลักการจากหลักธรรมชาติที่ว่าถ้าโครโมโซมใดมีค่าความเหมาะสมสูง ก็จะมีโอกาสอยู่รอดได้มาก โครโมโซมใดมีค่าความเหมาะสมต่ำ จะมีโอกาสอยู่รอดน้อย โดยโครโมโซมแต่ละชุดจะถูกประเมินความเหมาะสมด้วยสมการที่ (6.9) และมีความน่าจะเป็นที่จะถูกเลือกตามสมการที่ (6.10) และในกระบวนการนี้จะทำการคัดเลือกโครโมโซมพ่อแม่ (Parent chromosome) เพื่อนำไปใช้ในขั้นตอนการข้ามสายพันธุ์ต่อไป

$$f_i(x) = \frac{I}{SARFI_x + Penalty_i} \quad (6.9)$$

$$P_{selection,i} = \left(\frac{f_i(x)}{\sum_{i=1}^n f_i(x)} \right) \times 100 \quad (6.10)$$

เมื่อ

$f_i(x)$ คือ ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมชุดที่ i

$P_{selection,i}$ คือ ค่าความน่าจะเป็นของโครโมโซมชุดที่ i

Penalty_{*i*} คือ ค่าปรับโทษเมื่อโครโมโซมชุดที่ *i* ละเมิดเงื่อนไขที่กำหนด
n คือ จำนวนประชากรทั้งหมด (Population)

โดยในการกำหนดค่าปรับโทษสำหรับการละเมิดขีดจำกัดในแต่ละกรณีนั้นจะแตกต่างกัน โดยสำหรับขีดจำกัดแรงดันที่บัสของระบบ ขีดจำกัดค่าเวลาปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG ขีดจำกัดกระแสปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG และขีดจำกัดตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้นจะกำหนดให้มีค่าปรับโทษเท่ากับ 10 หน่วย และสำหรับขีดจำกัดระยะเวลาการปลดตัวของ DG นั้นจะกำหนดให้ค่าปรับโทษเท่ากับ 10 หน่วย ต่อหนึ่งเหตุการณ์ที่ละเมิดขีดจำกัดระยะเวลาการปลดตัวของ DG

6.2.4 การข้ามสายพันธุ์ (Crossover)

การข้ามสายพันธุ์เป็นกระบวนการที่จะปรับปรุงโครโมโซมรุ่นลูกให้ดีขึ้น โดยจะนำโครโมโซมรุ่นพ่อแม่ที่ได้จากการคัดเลือกสายพันธุ์มาทำการสลับบิตในบางตำแหน่งเพื่อให้ได้โครโมโซมรุ่นลูก ซึ่งขั้นตอนนี้จะทำให้โครโมโซมรุ่นลูกได้รับส่วนดีจากรุ่นพ่อแม่ และเป็นการเพิ่มโอกาสการเจอโครโมโซมชุดใหม่ๆ ที่เกิดจากการสลับบิตอีกด้วย โดยในการสลับบิตนั้นจะกำหนดความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ (Probability of crossover: P_c) เพื่อเป็นดัชนีที่ชี้บอกว่า จะทำการสลับบิตโครโมโซมตำแหน่งใด ซึ่งในโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะใช้การข้ามสายพันธุ์แบบสม่ำเสมอ (Uniform crossover) ซึ่งมีขั้นตอนในการข้ามสายพันธุ์ดังต่อไปนี้

- การสุ่มตัวเลขขึ้นมาระหว่าง 0 ถึง 1 ซึ่งมีจำนวนเท่ากับความยาวของโครโมโซม 1 ชุด
- ทำการเปรียบเทียบตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาทีละตัวกับความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์ หากตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาีค่ามากกว่าความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์ จะกำหนดให้โครโมโซมเปรียบเทียบที่ตำแหน่งนั้นมีค่าเท่ากับ 1 ถ้าตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาีค่าน้อยกว่าความน่าจะเป็นการข้ามสายพันธุ์กำหนดให้โครโมโซมเปรียบเทียบที่ตำแหน่งนั้นมีค่าเท่ากับ 0
- ทำการเปรียบเทียบระหว่างโครโมโซมรุ่นพ่อแม่กับโครโมโซมเปรียบเทียบ หากที่ตำแหน่งบิตใดโครโมโซมเปรียบเทียบมีค่าเท่ากับ 1 โครโมโซมรุ่นลูกที่ตำแหน่งนั้นจะเกิดจากการสลับบิตระหว่างพ่อแม่ แต่หากที่ตำแหน่งบิตใดโครโมโซมเปรียบเทียบมีค่าเท่ากับ 0 โครโมโซมรุ่นลูกที่ตำแหน่งนั้นจะเหมือนกับโครโมโซมรุ่นพ่อแม่ที่ไม่ทำการสลับบิตเลย แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 6.1

โครโมโซมรุ่นพ่อแม่ 1	0	1	0	0	1
โครโมโซมรุ่นพ่อแม่ 2	1	0	1	1	0
โครโมโซมเปรียบเทียบ	1	0	0	1	1
โครโมโซมรุ่นลูก 1	1	1	0	1	0
โครโมโซมรุ่นลูก 2	0	0	1	0	1

ภาพที่ 6.1 ตัวอย่างการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์ โดยกระบวนการนี้จะทำการวนซ้ำจนจำนวนโครโมโซมรุ่นลูกครบตามจำนวนที่กำหนดไว้

6.2.5 การผ่าเหล่า (Mutation)

การผ่าเหล่าเป็นกระบวนการในการเปลี่ยนแปลงโครโมโซมรุ่นลูกเพื่อให้เกิดความหลากหลายขึ้น ทำให้การค้นหาคำตอบมีความกว้างขวางและทั่วถึงยิ่งขึ้น ดังนั้นขั้นตอนนี้จึงเป็นกระบวนการสำคัญที่ทำให้คำตอบที่ได้จากขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรมเป็นคำตอบที่เหมาะสมทุกบริเวณ โดยหลักการของขั้นตอนนี้จะเป็นการสลับบิตภายในโครโมโซม โดยมีการกำหนดความน่าจะเป็นค่าหนึ่ง ซึ่งเรียกว่า ความน่าจะเป็นในการผ่าเหล่า (Probability of mutation: P_m) เพื่อเป็นดัชนีที่ใช้ในการกำหนดว่าจะทำการสลับบิตในโครโมโซมจุดนั้นหรือไม่ ซึ่งขั้นตอนในการผ่าเหล่ามีดังต่อไปนี้

- การสุ่มตัวเลขขึ้นมาระหว่าง 0 ถึง 1 ซึ่งมีจำนวนเท่ากับความยาวของโครโมโซม 1 ชุด
- ทำการเปรียบเทียบตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาที่ละตัวกับความน่าจะเป็นในการผ่าเหล่า หากตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาีค่ามากกว่าความน่าจะเป็นในการผ่าเหล่า จะกำหนดให้โครโมโซมเปรียบเทียบที่ตำแหน่งนั้นมีค่าเท่ากับ 1 ถ้าตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาีค่าน้อยกว่าความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์กำหนดให้โครโมโซมเปรียบเทียบที่ตำแหน่งนั้นมีค่าเท่ากับ 0
- ทำการเปรียบเทียบระหว่างโครโมโซมรุ่นลูกกับโครโมโซมเปรียบเทียบ หากที่ตำแหน่งบิตใดโครโมโซมเปรียบเทียบมีค่าเท่ากับ 1 โครโมโซมรุ่นลูกที่ตำแหน่งนั้นจะทำการสลับบิตจาก 0 เป็น 1 หรือ 1 เป็น 0 แต่หากที่ตำแหน่งบิตใดโครโมโซมเปรียบเทียบมีค่าเท่ากับ 0 โครโมโซมรุ่นลูกที่ตำแหน่งนั้นจะไม่ทำการเปลี่ยนแปลงบิตใดๆ แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 6.2

โครโมโซมรุ่นลูก 1	1	1	0	1	0
โครโมโซมรุ่นลูก 2	0	0	1	0	1
โครโมโซมเปรียบเทียบ	1	0	0	1	1
โครโมโซมรุ่นลูก 1 (หลังกลายพันธุ์)	0	1	0	0	0
โครโมโซมรุ่นลูก 2 (หลังกลายพันธุ์)	1	0	1	1	0

ภาพที่ 6.2 ตัวอย่างการกลายพันธุ์

โดยกระบวนการนี้จะทำการวนซ้ำจนจำนวนโครโมโซมรุ่นลูกครบตามจำนวนที่กำหนดไว้

6.2.6 การถอดรหัส (Decoding)

การถอดรหัส เป็นขั้นตอนที่จะทำหลังจากได้จุดคำตอบที่เหมาะสมแล้ว โดยจะเป็นกระบวนการในการเปลี่ยนโครโมโซมที่อยู่ในรหัสฐาน 2 ให้กลายเป็นค่าปรับตั้งต่างๆ ของ DG

บทที่ 7

ผลการทดสอบ

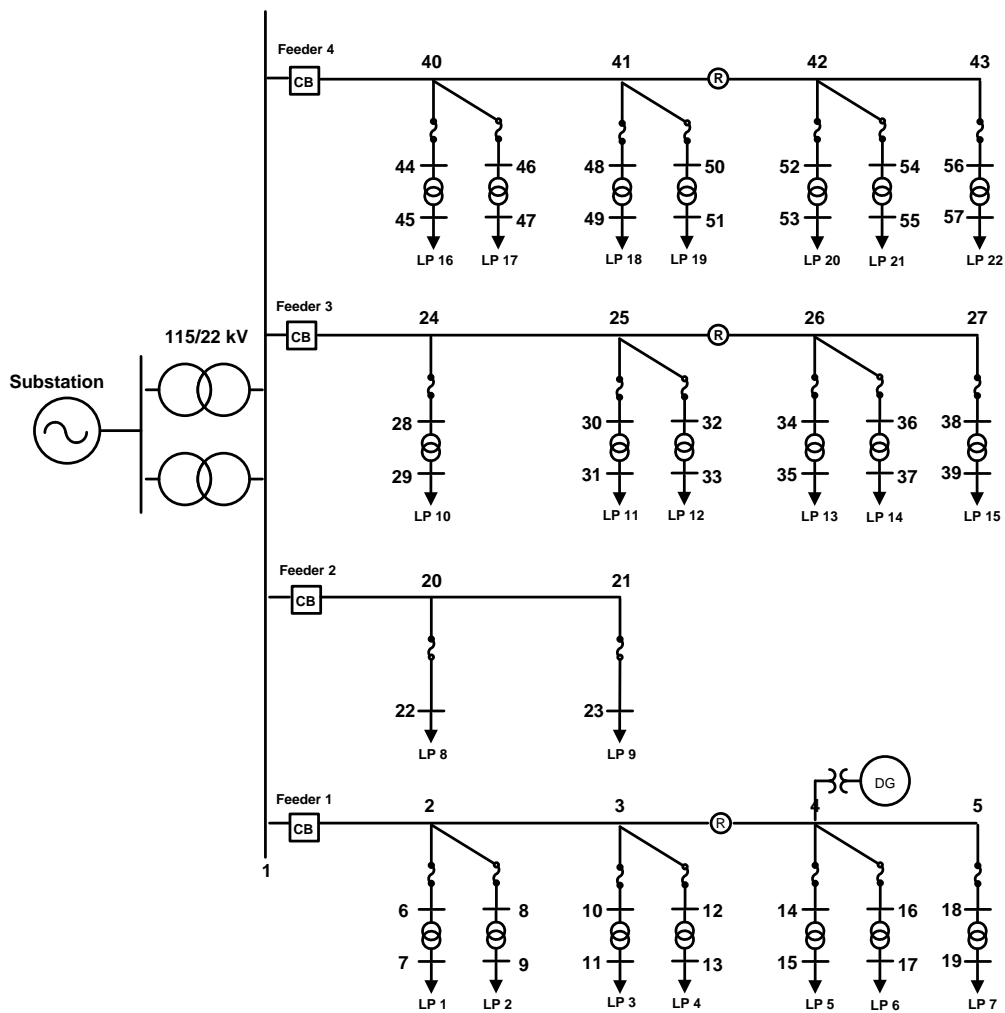
บทนี้จะนำเสนอผลการทดสอบผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG อุปกรณ์ป้องกันของ DG อันได้แก่ ค่ากระแสปรับตั้ง และค่าเวลาปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG อันได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ขนาดพิกัด DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อการแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า โดยจะทำการเปรียบเทียบการปรับตั้งรูปแบบต่างๆ กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 เพื่อนำไปใช้ในการวิเคราะห์ถึงระยะเวลาการปลดตัวของ DG และคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้จะทำการทดสอบโดยอาศัยระบบทดสอบดัดแปลงจากระบบทดสอบ Roy Billington Test System bus 2: RBTS bus 2

7.1 ระบบทดสอบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการทดสอบกับระบบทดสอบดัดแปลงจากระบบทดสอบ RBTS บัส 2 แสดงดังภาพที่ 7.1 โดยมีข้อมูลเบื้องต้นดังต่อไปนี้

- ระบบทดสอบที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์
- สถานีไฟฟ้าย่อยขนาด 20 เมกะโวลต์แอมป์
- จำนวนบัสทั้งหมด 57 บัส
- จำนวนจุดโหลดทั้งสิ้น 22 จุด ปริมาณความต้องการไฟฟ้า 20 เมกะวัตต์ และ 16 เมกะวาร์
- จำนวนสายป้อนและสายป้อนย่อยทั้งหมด 36 เส้น

สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติมของระบบทดสอบระบุในภาคผนวก ก. นอกจากนี้ในระบบทดสอบได้ทำการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันทั้งสิ้น 3 ประเภท ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และ ฟิวส์ โดยแสดงรายละเอียดและตำแหน่งการติดตั้งของอุปกรณ์ป้องกันดังตารางที่ 7.1 ถึง 7.4



ภาพที่ 7.1 ระบบทดสอบ RBTS บัส 2

ตารางที่ 7.1 รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อน
ที่ 1

ประเภทของอุปกรณ์ป้องกัน		ตำแหน่งการติดตั้ง (สายป้อน/สายป้อน)		รายละเอียดการปรับตั้ง	
		จากบัส	ถึงบัส		
สายป้อนที่ 1	CB 1-1	1	2	เฟส	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
				ลงดิน	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
	Recloser 1-1 (จังหวะการทำงานเร็ว)	3	4	เฟส	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.50
				ลงดิน	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.25
	Fuse 1-1	2	6	ชนิด K ,ขนาด 100 A	
	Fuse 1-2	2	8	ชนิด K ,ขนาด 100 A	
	Fuse 1-3	3	10	ชนิด K ,ขนาด 100 A	
	Fuse 1-4	3	12	ชนิด K ,ขนาด 100 A	
	Fuse 1-5	4	14	ชนิด K ,ขนาด 100 A	
	Fuse 1-6	4	16	ชนิด K ,ขนาด 100 A	
Fuse 1-7	5	18	ชนิด K ,ขนาด 100 A		

ตารางที่ 7.2 รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อน
ที่ 2

ประเภทของอุปกรณ์ป้องกัน		ตำแหน่งการติดตั้ง (สายป้อน/สายป้อน)		รายละเอียดการปรับตั้ง	
		จากบัส	ถึงบัส		
สายป้อนที่ 2	CB 2-1	1	20	เฟส	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
				ลงดิน	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
	Fuse 2-1	20	22	ชนิด K ,ขนาด 100 A	
	Fuse 2-2	21	23	ชนิด K ,ขนาด 100 A	

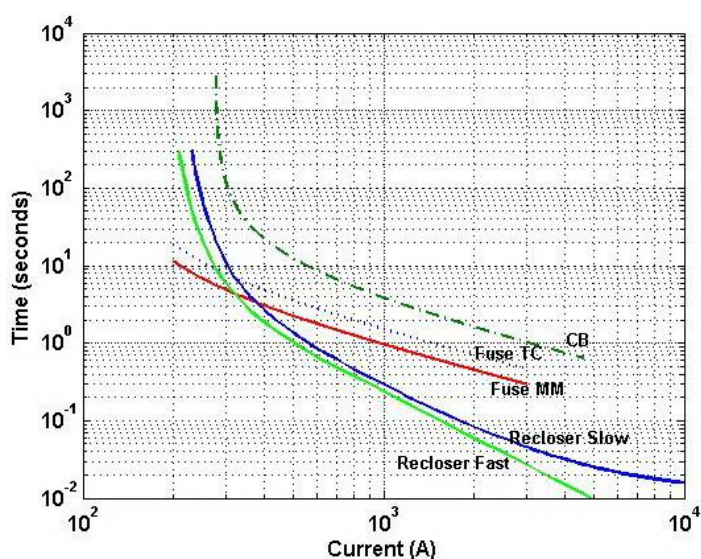
ตารางที่ 7.3 รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อน
ที่ 3

ประเภทของอุปกรณ์ป้องกัน		ตำแหน่งการติดตั้ง (สายป้อน/สายป้อนย่อย)		รายละเอียดการปรับตั้ง	
		จากบัส	ถึงบัส		
สายป้อนที่ 3	CB 3-1	1	24	เฟส	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
				ลงดิน	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
	Recloser 3-1 (จังหวะการทำงานเร็ว)	25	26	เฟส	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.50
				ลงดิน	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.25
	Fuse 3-1	24	28	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 3-2	25	30	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 3-3	25	32	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 3-4	26	34	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 3-5	26	36	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 3-6	27	38	ชนิด K, ขนาด 100 A	

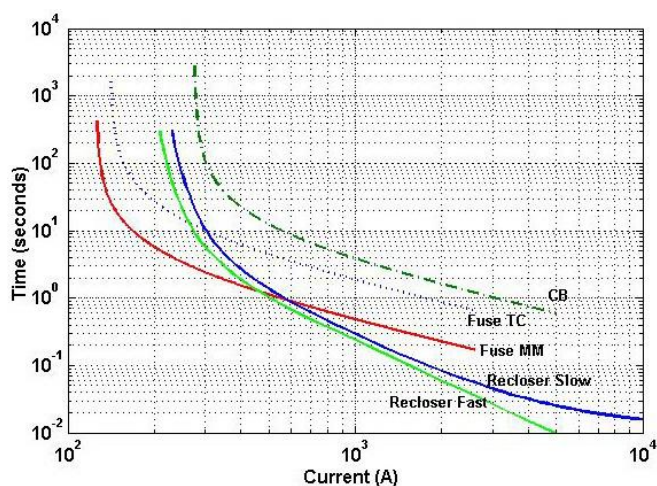
ตารางที่ 7.4 รายละเอียดและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ RBTS บัส 2 สายป้อน
ที่ 4

ประเภทของอุปกรณ์ป้องกัน		ตำแหน่งการติดตั้ง (สายป้อน/สายป้อนย่อย)		รายละเอียดการปรับตั้ง	
		จากบัส	ถึงบัส		
สายป้อนที่ 4	CB 4-1	1	40	เฟส	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
				ลงดิน	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.75
	Recloser 4-1 (จังหวะการทำงานเร็ว)	41	42	เฟส	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.50
				ลงดิน	ความสัมพัทธ์ชนิด VI, $I_{pickup} = 1.25$, TDS = 0.25
	Fuse 4-1	44	45	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 4-2	46	47	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 4-3	48	49	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 4-4	50	51	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 4-5	52	53	ชนิด K, ขนาด 100 A	
	Fuse 4-6	54	55	ชนิด K, ขนาด 100 A	
Fuse 4-7	56	57	ชนิด K, ขนาด 100 A		

จากตารางที่ 7.1 ถึง 7.4 จะพบว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์จะจำแนกการทำงานเป็น 2 ส่วน คือ การป้องกันการลัดวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่เฟส และการป้องกันการลัดวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรลงดิน ทั้งนี้จะกำหนดให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ และรีโคลสเซอร์ทุกตัวในแต่ละสายป้อนมีการปรับตั้งเท่ากัน และฟิวส์ทุกตัวมีขนาดเท่ากัน โดยการป้องกันการลัดวงจรที่เฟส และการลัดวงจรลงดินมีการจัดลำดับการทำงานดังภาพที่ 7.2 และ 7.3



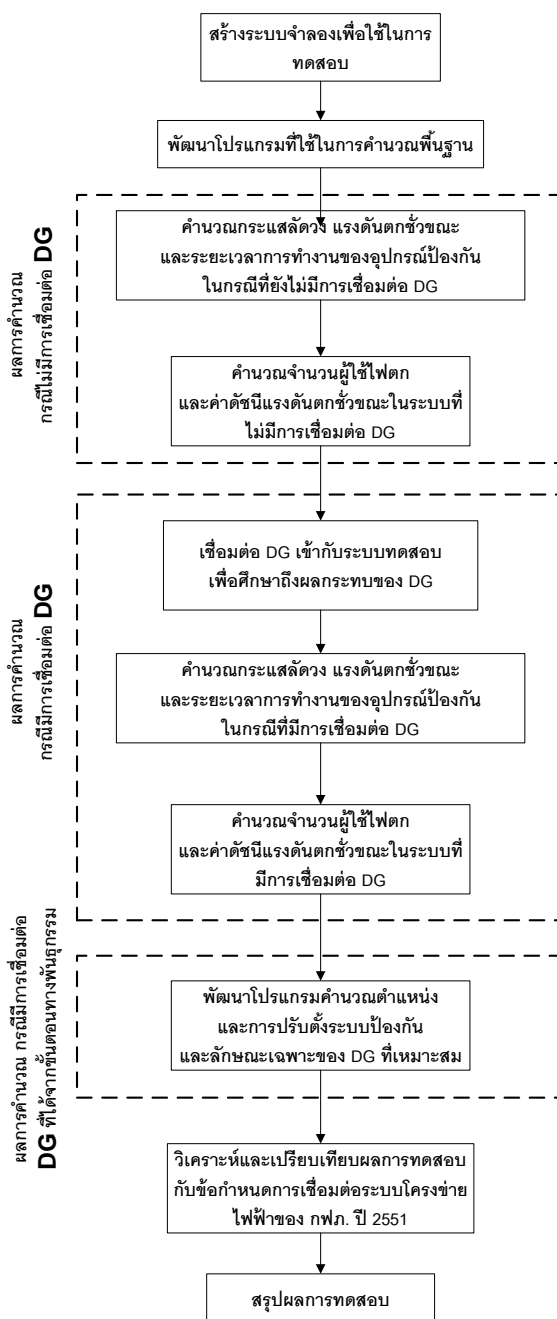
ภาพที่ 7.2 การจัดลำดับการทำงานการป้องกันการลัดวงจรที่เฟส



ภาพที่ 7.3 การจัดลำดับการทำงานการป้องกันการลัดวงจรลงดิน

7.2 ขั้นตอนการทดสอบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการทดสอบถึงผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อของ DG อุปกรณ์ป้องกันของ DG อันได้แก่ ค่ากระแสปรับตั้ง และค่าเวลาปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG อันได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อการแรงดันตกชั่วขณะ โดยจะทำการเปรียบเทียบค่าปรับตั้งต่างๆ ของ DG กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 เพื่อวิเคราะห์ถึงผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ต่อไปโดยจะมีขั้นตอนการทดสอบดังภาพที่ 7.4



ภาพที่ 7.4 ขั้นตอนการทดสอบ

ขั้นตอนที่ 1: สร้างระบบจำลองเพื่อใช้ในการทดสอบ โดยทำการดัดแปลงจากระบบทดสอบ RBTS ปี 2

ขั้นตอนที่ 2: พัฒนาโปรแกรมที่ใช้ในการคำนวณพื้นฐาน โดยถูกจำแนกออกเป็น 2 ส่วนหลักได้แก่

- โปรแกรมคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ โดยจะพิจารณาเฉพาะการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร และหนึ่งเฟสลงดิน เท่านั้น
- โปรแกรมคำนวณระยะเวลา และจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์รีโคลสเซอร์ และฟิวส์
- โปรแกรมคำนวณระยะเวลาการปลดตัวของ DG
- โปรแกรมคำนวณจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อพิจารณาระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการลัดวงจร

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณกระแสลัดวงจร แรงดันตกชั่วขณะ และระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน พร้อมทั้งจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบทดสอบกรณีที่ยังไม่มีการเชื่อมต่อ DG

ขั้นตอนที่ 4: คำนวณจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบทดสอบกรณีที่ยังไม่มีการเชื่อมต่อ DG

ขั้นตอนที่ 5: เชื่อมต่อ DG กับระบบทดสอบ โดยรูปแบบการทดสอบเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG ระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG แสดงรายละเอียดดังหัวข้อที่ 7.3

ขั้นตอนที่ 6: คำนวณกระแสลัดวงจร แรงดันตกชั่วขณะ ระยะเวลาการปลดตัวของ DG และระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบทดสอบกรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG

ขั้นตอนที่ 7: คำนวณจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบทดสอบกรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG

ขั้นตอนที่ 8: พัฒนาโปรแกรมคำนวณตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG และการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม เพื่อนำไปใช้ในการวิเคราะห์ถึงระยะเวลาการปลดตัวของ DG

ขั้นตอนที่ 9: วิเคราะห์และเปรียบเทียบผลการทดสอบ โดยทำการเปรียบเทียบ ตำแหน่ง การเชื่อมต่อ DG การปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551

ขั้นตอนที่ 10: สรุปผลการทดสอบ

7.3 รูปแบบการทดสอบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำแนกรูปแบบการทดสอบและวิเคราะห์ถึงผลกระทบของ DG ออกเป็นออกเป็น 3 ประเภทได้แก่ การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้า ผลกระทบของ DG ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตก และการคำนวณค่าการปรับตั้งที่เหมาะสมของ DG

ในหัวข้อการทดสอบการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้านั้นเป็นการกล่าวถึงตัวอย่างการคำนวณดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการพิจารณาระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG และระยะเวลาการลัดวงจรร่วมด้วย อีกทั้งจะกล่าวถึงการตรวจสอบการลู่เข้าของคำตอบ และเปรียบเทียบผลการคำนวณระหว่างระบบไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ และไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่

ในหัวข้อผลกระทบของ DG ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกนั้นเป็นการกล่าวถึงผลกระทบของ ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG ระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ ซึ่งในแต่ละการทดสอบจะทำการคำนวณและวิเคราะห์ผลกระทบของการปรับตั้งต่างๆ ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระยะเวลาการปลดตัวของ DG และส่งผลต่อจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ โดยเปรียบเทียบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 และเปรียบเทียบกับกรณีระบบทดสอบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG

ในหัวข้อการคำนวณค่าการปรับตั้งที่เหมาะสมของ DG นั้นจะเป็นการกล่าวถึงผลการคำนวณค่าตำแหน่งและการปรับตั้งที่เหมาะสมที่ได้จากขั้นตอนทางพันธุกรรม เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณระยะเวลาการปลดตัวของ DG ที่ทำให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด พร้อมทั้งวิเคราะห์ผลการคำนวณเปรียบเทียบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อ DG และเปรียบเทียบกับกรณีระบบทดสอบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG

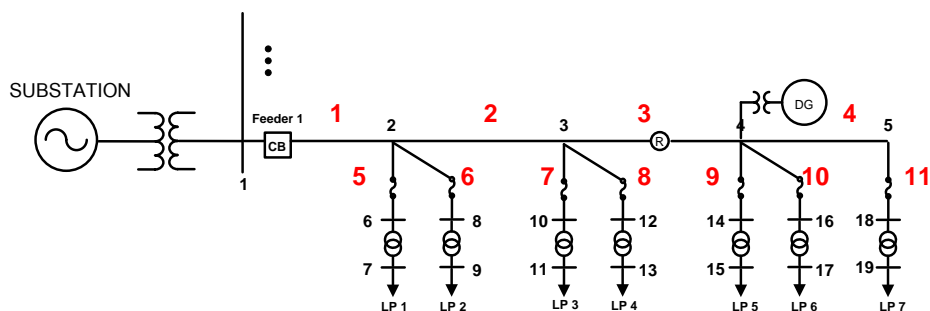
7.4 ผลการทดสอบ

สำหรับการทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะกำหนดให้ระยะเวลาการต่อกลับเท่ากับ 0.5 วินาที การกระจายตัวของระยะเวลาการลัดวงจรเป็นการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution) ที่ค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.6 วินาที ที่ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 0.2 วินาที [13] และการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรชั่วคราว โดยพิจารณาเพียงการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน และสามเฟสสมมาตร ที่เกิดขึ้นที่บัส และบนสายเท่านั้น

7.4.1 การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้า

การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้านั้นเป็นหนึ่งในวิธีการที่ใช้ในการประเมินความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้น โดยดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้าที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ในการคำนวณคือ ค่า $SARFI_{SEMI-F47}$ ซึ่งเป็นการคำนวณค่าเฉลี่ยในการเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะเมื่อระดับแรงดันที่พิจารณาเป็นตามมาตรฐานความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน SEMI-F47

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงตัวอย่างการคำนวณค่า $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบไฟฟ้าโดยใช้การจำลองแบบมอนติคาร์โลในการทดสอบ ซึ่งขั้นตอนในการคำนวณโดยละเอียดนั้นได้กล่าวถึงในบทที่ 5 ซึ่งสามารถสรุปขั้นตอนการคำนวณโดยหลักได้ทั้งสิ้น 3 ขั้นตอน ได้แก่ การคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะ การคำนวณระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการปลดตัวของ DG และการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้ในหัวข้อนี้จะกำหนดให้ระบบทดสอบนั้นมีการเชื่อมต่อ DG บนสายป้อนที่ 1 ที่บัส 4 ขนาดพิกัดเท่ากับ 4 เมกะวัตต์ ทำงานในรูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.90 ตามหลัง และมีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทวางลงดิน – เดลต้า สำหรับอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะกำหนดให้มีคุณลักษณะการทำงานแบบ Very Inverse ค่ากระแสปรับตั้งเท่ากับ 1.25 เท่าของกระแสพิกัด และค่าเวลาปรับตั้งเท่ากับ 0.75 ดังภาพที่ 7.3



ภาพที่ 7.5 ระบบทดสอบที่ใช้ในตัวอย่างการคำนวณ

- การคำนวณกระแสลัดวงจร และแรงดันตกชั่วขณะ

การคำนวณกระแสลัดวงจร และแรงดันตกชั่วขณะ ถือเป็นพื้นฐานสำคัญ ในการนำไปใช้ในการคำนวณระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการปลดตัวของ DG และการคำนวณดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้า ดังนั้นในหัวข้อนี้จะแสดงตัวอย่างผลการคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบทดสอบ ทั้งนี้จะทำการเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรบนสายระหว่างระบบทดสอบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG และมีการเชื่อมต่อ DG โดยแสดงตัวอย่างการคำนวณเฉพาะสายป้อนหลักที่ 1 เท่านั้น

- ตัวอย่างผลการคำนวณที่ 1.1

เมื่อกำหนดให้เกิดการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรบนกึ่งกลางสายป้อนที่ 4 จะสามารถคำนวณขนาดกระแสลัดวงจรบนสาย และขนาดแรงดันตกชั่วขณะได้ดังตารางที่ 7.5 และ 7.6 โดยจะทำการเปรียบเทียบผลการคำนวณระหว่างระบบทดสอบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG และมีการเชื่อมต่อ DG

ตารางที่ 7.5 การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรบนสาย

สายป้อนที่	ขนาดกระแสลัดวงจรบนสายที่เฟส a (kA)	
	ระบบทดสอบที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ	ระบบทดสอบที่มี DG เชื่อมต่อ
1	1.6722	1.4578
2	1.8587	1.6296
3	2.2847	2.0261
4	1.2917	2.2344
5	0.1093	0.0982
6	0.1063	0.0954
7	0.2312	0.2115
8	0.2353	0.2151
9	0.3909	0.3596
10	0.3987	0.3671
11	0.4708	0.4926
กระแสที่ DG จ่าย	-	2.2616
กระแสที่จุดลัดวงจร	3.4846	5.4330

ตารางที่ 7.6 การเปรียบเทียบแรงดันตกชั่วขณะที่บัส

บัสที่	ขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่บัสเฟส a (p.u.)	
	ระบบทดสอบที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ	ระบบทดสอบที่มี DG เชื่อมต่อ
1	0.9605	0.9651
2	0.7329	0.7679
3	0.4792	0.5470
4	0.1663	0.2716
5	0.0258	0.0270
6	0.7452	0.7795
7	0.9350	0.9487
8	0.7489	0.7830
9	0.9334	0.9472
10	0.5160	0.5821
11	0.9147	0.9421
12	0.5069	0.5735
13	0.9136	0.9411
14	0.2311	0.3333
15	0.9028	0.9437
16	0.2285	0.3308
17	0.9135	0.9537
18	0.1100	0.1151

จากตารางที่ 7.5 จะพบว่า การเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า นั้นจะส่งผลให้กระแสลัดวงจรที่จุดลัดวงจรสูงขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากมีกระแสลัดวงจรจาก DG จ่ายเข้าสู่ระบบด้วย และหากพิจารณาในสายป้อนบริเวณหน้าตำแหน่งจุดเกิดการลัดวงจร (สายป้อนที่ 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9 และ 10) จะพบว่า ขนาดกระแสลัดวงจรในสายเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจะมีขนาดลดลง มีเพียงกระแสในสายป้อนบริเวณที่อยู่หลังจุดเกิดการลัดวงจรเท่านั้นที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเหตุการณ์ที่กระแสลัดวงจรลดลงนี้อาจทำให้เกิดปัญหาลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันซึ่งได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ และรีโคลสเซอร์ได้ดังที่ได้นำเสนอในบทที่ 3 อย่างไรก็ตามการที่จะเกิดเหตุการณ์นี้ขึ้นได้ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ อาทิเช่น ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG ตำแหน่งการลัดวงจร เป็นต้น ทั้งนี้หากการลัดวงจรเป็นประเภทหนึ่งเฟสลงดินจะมีโอกาสเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวน้อยกว่า

จากตารางที่ 7.6 หากเปรียบเทียบขนาดแรงดันตกชั่วขณะของระบบกรณีที่มีและไม่มี DG เชื่อมต่อในระบบจะพบว่าในระบบที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบจะมีขนาดแรงดันตกชั่วขณะลดลง (ขนาดแรงดันที่บัสสูงขึ้น) อย่างไรก็ตามหากการลัดวงจรเป็นประเภทหนึ่งเฟสลงดิน DG อาจจะไม่ช่วยลดแรงดันตกชั่วขณะในระบบเสมอไป

- **การคำนวณระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการปลดตัวของ DG**

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงตัวอย่างการคำนวณ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและระยะเวลาการปลดตัวของ DG โดยจะแบ่งตัวอย่างผลการคำนวณเป็น 2 กรณีได้แก่ การคำนวณระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG และการคำนวณระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อ DG โดยในระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG นั้นจะพิจารณาอุปกรณ์ป้องกันทั้งสิ้น 3 ชนิดคือ รีโคสเซอร์ ฟิวส์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ และสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อ DG นั้นจะพิจารณาอุปกรณ์ป้องกันทั้งสิ้น 4 ชนิด คือ รีโคสเซอร์ ฟิวส์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ และอุปกรณ์ป้องกันของ DG ซึ่งในที่นี้กำหนดให้เป็น เซอร์กิตเบรกเกอร์ อย่างไรก็ตามในการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ระยะเวลาที่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมากที่สุดคือ ระยะเวลาการทำงานของรีโคสเซอร์จังหวะการทำงานแบบเร็ว และระยะเวลาการปลดตัวของ DG (ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของ DG) โดยแสดงตัวอย่างผลการคำนวณเฉพาะสายป้อนที่ 1 เท่านั้น

- **ตัวอย่างผลการคำนวณที่ 1.2**

เมื่อกำหนดให้เกิดการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรบนสายป้อนที่ 4 ดังตัวอย่างผลการคำนวณที่ 1.1 หากพิจารณาเฉพาะรีโคสเซอร์ตัวที่ 1 ที่ติดตั้งที่สายป้อนที่ 3 จะสามารถคำนวณระยะเวลาการทำงานของรีโคสเซอร์จังหวะการทำงานเร็ว และระยะเวลาการปลดตัวของ DG ได้ดังตารางที่ 7.7 โดยจะทำการเปรียบเทียบผลการคำนวณระหว่างระบบทดสอบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG และมีการเชื่อมต่อ DG

ตารางที่ 7.7 การเปรียบเทียบระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกัน	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (วินาที)	
	ระบบทดสอบที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ	ระบบทดสอบที่มี DG เชื่อมต่อ
รีโคสเซอร์ตัวที่ 1	0.1752	0.0920
เซอร์กิตเบรกเกอร์ของ DG	-	0.7017

จากตารางที่ 7.7 จะพบว่า การติดตั้ง DG เข้าสู่ระบบทำให้การทำงานของรีโกลสเซอร์เร็วขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจะทำให้กระแสลัดวงจรในสายป้อนที่ 3 ลดลง แต่ก็ทำให้ค่ากระแสปรับตั้งลดลงด้วย เนื่องจากในเหตุการณ์ปกติค่ากระแสในสายก็ลดลงเช่นกัน และเมื่อนำระยะเวลาการทำงานของรีโกลสเซอร์จังหวะการทำงานเร็ว และระยะเวลาการปลดตัวของ DG มาพิจารณาร่วมกับ ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการลัดวงจรมาพิจารณาตามเงื่อนไขการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ดังที่ได้นำเสนอในบทที่ 5 จะได้ผลการพิจารณาดังตารางที่ 7.8 ทั้งนี้ในตัวอย่างการทดสอบนี้จะกำหนดให้ระยะเวลาการต่อกลับเท่ากับ 0.5000 วินาที และระยะเวลาการเกิดการลัดวงจรเท่ากับ 0.6000 วินาที

ตารางที่ 7.8 การพิจารณาเงื่อนไขการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

ระบบทดสอบ	ระยะเวลาการทำงานของรีโกลสเซอร์ (s)	ระยะเวลาการเกิดการลัดวงจร (s)	ระยะเวลาการต่อกลับ (s)	ระยะเวลาการปลดตัวของ DG (s)	เงื่อนไขการคำนวณ
ระบบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG	0.1752	0.6000	0.5000	-	(5.6)
ระบบที่มีการเชื่อมต่อ DG	0.0920	0.6000	0.5000	0.7017	(5.21)

จากตารางที่ 7.8 เมื่อนำระยะเวลาต่างๆ มาพิจารณาร่วมกันจะพบว่าทั้งสองกรณีจะมีเงื่อนไขการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะที่แตกต่างกัน โดยในกรณีที่ระบบทดสอบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณดังสมการที่ (5.6) ซึ่งเป็นเหตุการณ์ที่การลัดวงจรสิ้นสุดในช่วงระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และกรณีที่ระบบทดสอบมีการเชื่อมต่อ DG จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณดังสมการที่ (5.21) ซึ่งเป็น เหตุการณ์ที่ DG ปลดตัวหลังจากที่รีโกลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ และการลัดวงจรสิ้นสุดหลังจากที่รีโกลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่ระบบ แต่ก่อนที่ DG จะปลดตัวออกจากระบบ

- การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงตัวอย่างการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบไฟฟ้า โดยสามารถแบ่งได้เป็น 2 กรณีคือ การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG และการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อ DG ซึ่งทั้งสองกรณีนั้นจะมีขั้นตอนในการทดสอบเช่นเดียวกัน แต่จะมีข้อแตกต่างกันที่เงื่อนไขในการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะโดยในระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อ DG นั้น

จำเป็นต้องมีการพิจารณาระยะเวลาการปลดตัวของ DG ด้วย ดังนั้น ความซับซ้อนในการคำนวณจึงเพิ่มมากขึ้น ซึ่งส่งผลต่อการคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะด้วย

- ตัวอย่างผลการคำนวณที่ 1.3

ถ้ากำหนดให้เกิดการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรบนสายป้อนที่ 4 ระยะเวลาการต่อกลับเท่ากับ 0.5000 วินาที และระยะเวลาการลัดวงจรเท่ากับ 0.6000 วินาที ดังตัวอย่างผลการคำนวณที่ 1.1 และ 1.2 จะพบว่าสำหรับกรณีในระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการเชื่อมต่อกับ DG จะตรงกับเงื่อนไขการคำนวณดังสมการที่ (5.6) โดยในเงื่อนไขนี้มีระดับแรงดันตกชั่วขณะทั้งหมด 2 ระดับ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.9) ทั้งนี้ในตัวอย่างการคำนวณนี้จะแสดงขนาดแรงดันตกชั่วขณะ และระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อพิจารณาจุดโหลดที่บัส 7 เท่านั้น ดังตารางที่ 7.9

ตารางที่ 7.9 ขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการเชื่อมต่อกับ DG

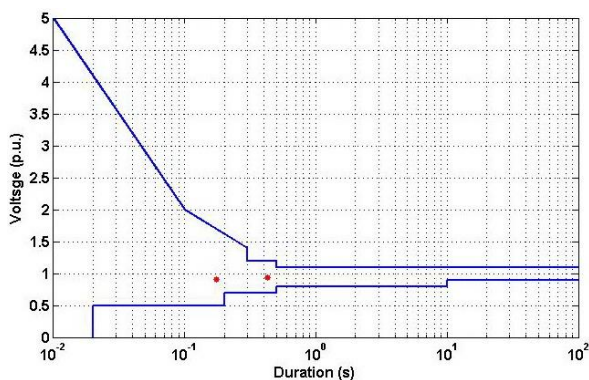
ระดับ	ระดับแรงดันตกชั่วขณะ (p.u.)	ระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (วินาที)
ระดับที่ 1	0.9136	0.1752
ระดับที่ 2	0.9346	0.4248

ในกรณีระบบที่มีการเชื่อมต่อกับ DG เงื่อนไขการคำนวณจะเป็นดังสมการที่ (5.21) โดยในเงื่อนไขนี้มีระดับแรงดันตกชั่วขณะทั้งหมด 3 ระดับ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.33) และขนาดแรงดันตกชั่วขณะ และระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อพิจารณาจุดโหลดที่บัส 7 แสดงดังตารางที่ 7.10

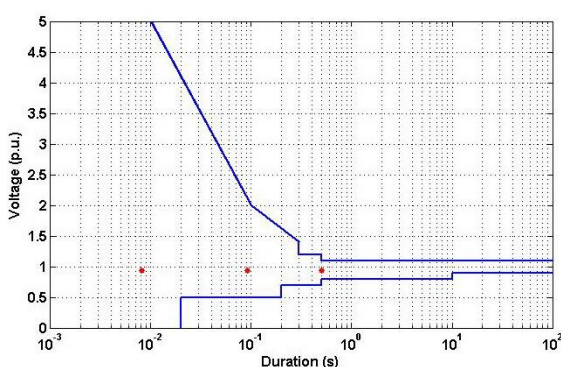
ตารางที่ 7.10 ขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับ DG

ระดับ	ระดับแรงดันตกชั่วขณะ (p.u.)	ระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (วินาที)
ระดับที่ 1	0.9411	0.0920
ระดับที่ 2	0.9346	0.5000
ระดับที่ 3	0.9411	0.0080

จากตารางที่ 7.9 และตารางที่ 7.10 สามารถนำขนาดและระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้ามาพิจารณาร่วมกับเกณฑ์ตามมาตรฐาน SEMI-F47 ซึ่งสามารถแสดงดังได้ดังภาพที่ 7.4 และ 7.5 ซึ่งจะพบว่าหากแรงดันตกชั่วขณะ และหากอยู่ต่ำกว่าเกณฑ์เพียงระดับใดระดับหนึ่ง จะถือว่าผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดนั้นประสบปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ ทั้งนี้สำหรับในตัวอย่างการคำนวณนี้ผู้ใช้ที่บัส 7 ไม่พบประสบปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ ทั้งในกรณีที่ระบบทดสอบไม่มีการเชื่อมต่อกับ DG และมีการเชื่อมต่อกับ DG



ภาพที่ 7.6 การพิจารณาแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน SEMI-F47 ในระบบทดสอบที่ไม่มี การเชื่อมต่อกับ DG



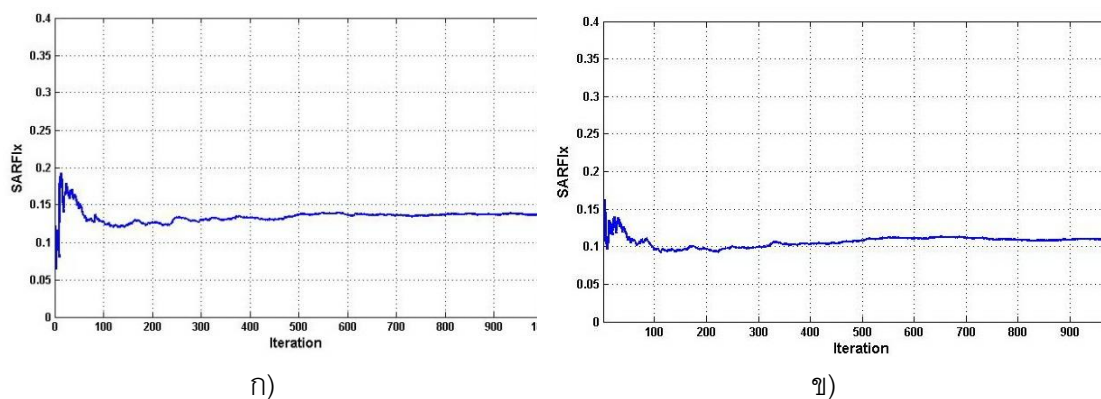
ภาพที่ 7.7 การพิจารณาแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน SEMI-F47 ในระบบทดสอบที่มีการ เชื่อมต่อกับ DG

จากตัวอย่างการผลการคำนวณที่ 1.3 เป็นการแสดงตัวอย่างการคำนวณเพียง 1 จุดโหลด เท่านั้น ทั้งนี้หากต้องการคำนวณค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องคำนวณทุกจุด โหลดและนับจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบในแต่ละจุดโหลดรวมกัน ดังสมการที่ (2.38) และ (2.39) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการคำนวณค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ โดยทำการจำลองมอนติ คาร์โล และผลการคำนวณค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบสามารถแสดงดังตารางที่ 7.11 ซึ่ง จะทำการเปรียบเทียบผลการคำนวณทั้งกรณีในระบบไฟฟ้าที่ไม่มี การเชื่อมต่อกับ DG และมีการเชื่อม DG

ตารางที่ 7.11 ค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบ

ระบบทดสอบที่ไม่มี DG เชื่อมต่อกับ	ระบบทดสอบที่มี DG เชื่อมต่อกับ
0.138	0.110

อย่างไรก็ตามในการคำนวณจำเป็นต้องมีการตรวจสอบการลู่เข้าของคำตอบและการกำหนดเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ได้ทำการตรวจสอบโดยใช้กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบในแต่ละรอบ และจำนวนรอบแสดงดังภาพที่ 7.6 และกำหนดให้โปรแกรมหยุดการคำนวณเมื่อค่าความผิดพลาดต่ำกว่า 10^{-3}



ภาพที่ 7.8 การตรวจสอบการลู่เข้าของคำตอบ ก) กรณีไม่มีการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบ

ข) กรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบ

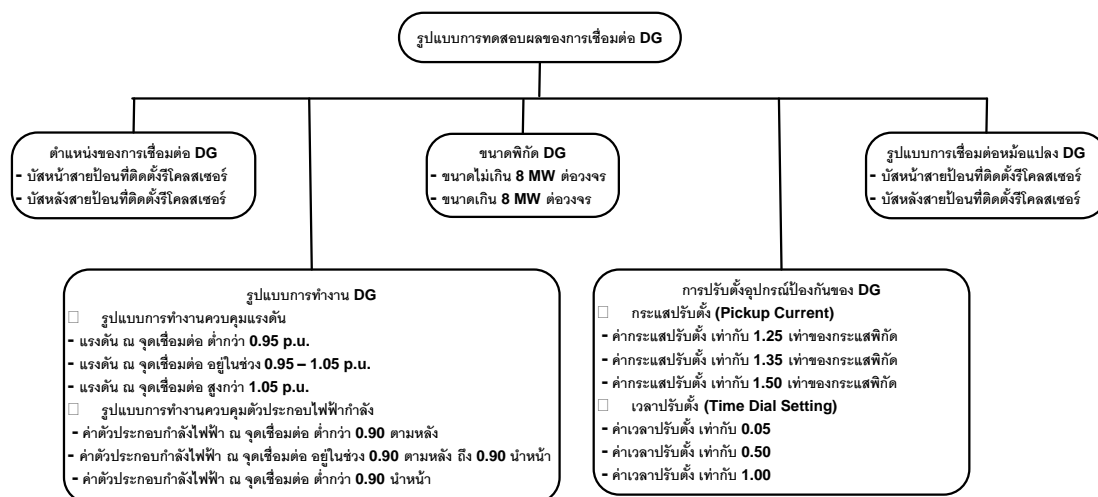
7.4.2 ผลกระทบของ DG ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงผลกระทบของ DG ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ โดยผลกระทบของ DG ที่พิจารณา ได้แก่

- 1) ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG
- 2) รูปแบบการทำงาน DG
- 3) ขนาดพิกัด DG
- 4) การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG
- 5) รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

ทั้งนี้ผลกระทบของการปรับตั้ง DG ดังที่ได้กล่าวมานั้นจะส่งผลต่อระยะเวลาการปลดตัวของ DG ซึ่งส่งผลต่อการคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ อย่างไรก็ตามเพื่อให้การวิเคราะห์ผลมีความชัดเจน และง่ายต่อความเข้าใจมากยิ่งขึ้นในการทดสอบนี้จะทำการวิเคราะห์ผลในกรณีที่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบ โดยทำการเปรียบเทียบระหว่างจำนวนผู้ไฟตกที่ได้รับผลกระทบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 ด้วย เพราะหากทำการเปรียบเทียบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของแต่ละกรณีนั้นจะพบว่าผลกระทบของการปรับตั้ง

ค่าต่างๆ นั้นจะส่งผลน้อยมาก เนื่องจากในกรณีที่การลัดวงจรเกิดขึ้นสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อดู DG อยู่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบแทบจะไม่แตกต่างกันเลย ทั้งนี้รูปแบบการทดสอบสามารถแสดงดังภาพที่ 7.9



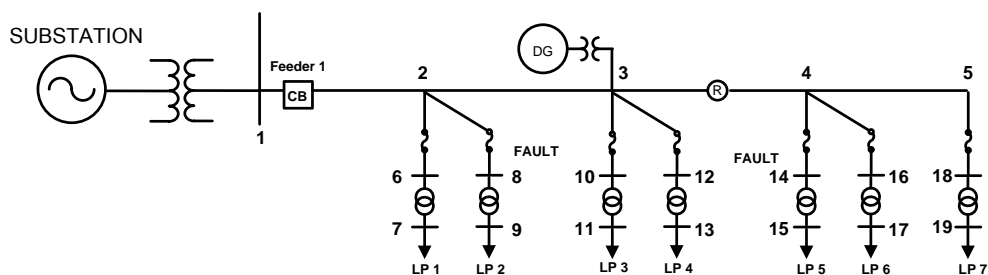
ภาพที่ 7.9 รูปแบบการทดสอบผลของการเชื่อมต่อดู DG

โดยในแต่ละการทดสอบนั้นจะทำการพิจารณาการลัดวงจรทั้งหมด 2 ประเภท ได้การลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน และการลัดวงจรประเภทสามเฟส ทั้งนี้จะทำการทดสอบโดยพิจารณาตำแหน่งของการลัดวงจร 2 แห่ง ได้แก่ สายป้อนระหว่างบัสที่ 4 ถึง บัสที่ 5 ซึ่งแสดงการลัดวงจรบนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อดู DG และสายป้อนระหว่างบัสที่ 26 ถึงบัสที่ 36 ซึ่งแสดงการลัดวงจรบนสายป้อนคนละสายป้อนของ DG และระยะเวลาการลัดวงจรเท่ากับ 0.6000 วินาที

7.4.2.1 ตำแหน่งการเชื่อมต่อดู DG

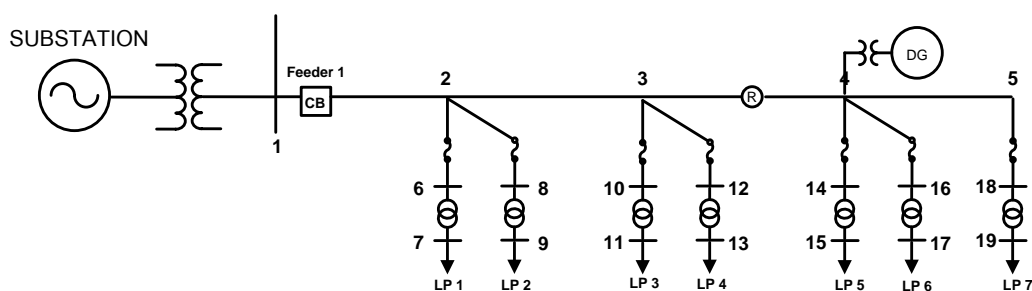
ในการพิจารณาผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อดู DG ต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะนั้น จะพิจารณาเพียงกรณีที่ DG ทำการเชื่อมต่อที่สายป้อนที่ 1 เท่านั้น ซึ่งสามารถแบ่งกรณีได้ออกเป็น 2 กรณี คือ

กรณีที่ 1: DG เชื่อมต่อที่บัสหน้าสายป้อนที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์ ซึ่งจะทำการทดสอบโดยเชื่อมต่อดู DG ที่บัส 3 แสดงดังภาพที่ 7.10



ภาพที่ 7.10 ระบบทดสอบที่ทำการติดตั้ง DG ที่บัสหน้าสายป้อนที่ติดตั้งรีโกลสเซอร์

กรณีที่ 2: DG เชื่อมต่อบัสหลังสายป้อนที่ติดตั้งรีโกลสเซอร์ ซึ่งจะทำการทดสอบโดยเชื่อมต่อ DG ที่บัส 4 แสดงดังภาพที่ 7.11



ภาพที่ 7.11 ระบบทดสอบที่ทำการติดตั้ง DG ที่บัสหลังสายป้อนที่ติดตั้งรีโกลสเซอร์

ทั้งนี้ในการทดสอบผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG นั้นจะกำหนดให้ DG ที่ทำการเชื่อมต่อนั้นมีขนาดพิกัด 4 เมกะวัตต์ ทำงานในรูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบไฟฟ้ากำลังที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.90 ตามหลัง และมีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทวางลงดิน – เดลต้า สำหรับอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะกำหนดให้ ค่ากระแสปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 1.25 เท่าของกระแสพิกัด และค่าเวลาปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 0.20

- ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบถึงผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.12 ถึง 7.14

ตารางที่ 7.12 การเปรียบเทียบผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อของ DG ต่อกระแสลัดวงจร

การเชื่อมต่อ DG	กระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG (%)	
	SLG	3 ϕ
DG ที่บัส 3	43.97	35.54
DG ที่บัส 4	52.82	43.38

ตารางที่ 7.13 ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการลัดวงจร	การเชื่อมต่อ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.7)	165
	DG ที่บัส 3	0.744	0.137	(5.20)	165
	DG ที่บัส 4	0.325	0.213	(5.17)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	DG ที่บัส 3	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	DG ที่บัส 4	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95

ตารางที่ 7.14 ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการลัดวงจร	การเชื่อมต่อ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.6)	165
	DG ที่บัส 3	0.362	0.266	(5.17)	165
	DG ที่บัส 4	0.186	0.398	(5.13)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.395	(5.6)	95
	DG ที่บัส 3	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	DG ที่บัส 4	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

จากตารางที่ 7.12 จะพบว่าตำแหน่งของ DG มีผลต่อกระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG เนื่องจากการติดตั้ง DG ที่บัส 4 จะช่วยยกระดับแรงดันได้มากกว่ากรณีที่เชื่อมต่อที่บัส 3 ทำให้กระแสลัดวงจรในกรณีติดตั้งที่บัส 4 มีค่าสูงกว่า กรณีที่ติดตั้งที่บัส 3

จากตารางที่ 7.13 และตารางที่ 7.14 พบว่า ตำแหน่งการเชื่อมต่อของ DG ในสายป้อนเดียวกันแทบจะไม่ส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกเลย ทั้งนี้เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่บัส 4 จะช่วยยกระดับแรงดันในระบบได้มากกว่ากรณีเชื่อมต่อที่บัส 3 แต่การยกระดับดังกล่าวไม่สูงเพียง

พอที่จะช่วยแรงดันตกชั่วขณะในกลุ่มผู้ใช้ไฟตกได้ และเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG จะพบว่า ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG จะส่งผลกระทบต่อ จำนวนผู้ใช้ไฟตก และระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันค่อนข้างน้อย โดยในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่บัส 4 ระยะเวลาที่ DG ปลดตัวออกจากระบบจะน้อยกว่ากรณีที่ DG เชื่อมต่อที่บัส 3 และระยะเวลาการทำงานของรีโคสเซอร์กรณีที่ DG เชื่อมต่อที่บัส 4 จะสูงกว่า กรณีเชื่อมต่อ DG ที่บัส 3 ทั้งนี้เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่บัส 4 ทั้งนี้จะทำให้ DG จ่ายกระแสลัดวงจรสูงกว่า และกระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้ามีขนาดลดลง ทำให้ขอบเขตการทำงานของรีโคสเซอร์ลดลง (ระยะเวลาการทำงานสูงขึ้น)

7.4.2.2 รูปแบบการทำงาน DG

ในการพิจารณาผลกระทบของรูปแบบการทำงาน DG ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน และรูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน โดยทั้ง 2 รูปแบบนั้นจะแบ่งเงื่อนไขในการทดสอบโดยใช้เกณฑ์การพิจารณาตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551

ทั้งนี้ในการทดสอบผลกระทบของรูปแบบการทำงาน DG นั้นจะกำหนดให้ DG ทำการเชื่อมต่อที่บัส 4 บนสายป้อนที่ 1 มีขนาดพิกัด 4 เมกะวัตต์ และมีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทวางลงดิน – เดลต้า สำหรับอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะกำหนดให้ ค่ากระแสปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 1.25 เท่าของกระแสพิกัด และค่าเวลาปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 0.20

- รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน

สำหรับรูปแบบการทำงานควบคุมแรงดันนั้นจะพิจารณา แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1: แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อต่ำกว่า 0.95 p.u.

กรณีที่ 2: แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่ออยู่ในช่วง 0.95 – 1.05 p.u.

กรณีที่ 3: แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อสูงกว่า 1.05 p.u.

- ผลการทดสอบ

ในการทดสอบผลกระทบของรูปแบบการทำงานควบคุมแรงดันของ DG นั้นจะได้ผลการทดสอบ สำหรับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ กรณีต่างๆ ดังตารางที่ 7.15 ถึง 7.17

ตารางที่ 7.15 การเปรียบเทียบผลกระทบของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ต่อกระแสลัดวงจร

แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ของ DG	กระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG (%)	
	SLG	3 ϕ
V = 0.80 p.u.	46.73	36.07
V = 1.00 p.u.	52.97	43.55
V = 1.20 p.u.	57.82	49.38

ตารางที่ 7.16 ผลกระทบของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการ ลัดวงจร	แรงดัน ณ จุด เชื่อมต่อของ DG	ระยะเวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณ แรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับ ผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดี่ยวกับที่ มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.7)	165
	V = 0.80 p.u.	1.038	0.243	(5.20)	79
	V = 1.00 p.u.	0.876	0.213	(5.20)	79
	V = 1.20 p.u.	0.733	0.189	(5.20)	79
บนสายป้อนคนละเส้น กับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	V = 0.80 p.u.	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	V = 1.00 p.u.	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	V = 1.20 p.u.	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95

ตารางที่ 7.17 ผลกระทบของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการลัดวงจร	แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (รายปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.6)	165
	V = 0.80 p.u.	0.642	0.391	(5.16)	0
	V = 1.00 p.u.	0.461	0.399	(5.17)	165
	V = 1.20 p.u.	0.359	0.406	(5.13)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.395	(5.6)	95
	V = 0.80 p.u.	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	V = 1.00 p.u.	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	V = 1.20 p.u.	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

จากตารางที่ 7.15 จะพบว่าในรูปแบบการทำงานควบคุมแรงดันนั้น แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG มีผลต่อกระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG ยิ่งแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อสูงขึ้น กระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายจะยิ่งสูงขึ้น

จากตารางที่ 7.16 และตารางที่ 7.17 พบว่า การเชื่อมต่อ DG ในรูปแบบการทำงานควบคุมแรงดันนั้น แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG นั้นจะสามารถลดจำนวนผู้ใช้ไฟตกในระบบไฟฟ้า เมื่อเทียบกับกรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG อย่างไรก็ตามยิ่งระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ DG สูงขึ้นไม่จำเป็นว่าจำนวนผู้ใช้ไฟตกต้องลดลงเสมอไป ตัวอย่างในตารางที่ 7.17 กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร แม้ว่าจะระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อจะเพิ่มขึ้น แต่จำนวนผู้ใช้ไฟตกกลับไม่ลดลง ทั้งนี้เนื่องจากกรณีที่แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อเท่ากับ 1.0 และ 1.2 p.u จะทำให้กระแสลัดวงจรในสายมีค่าสูง ทำให้ค่าแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละบัสมีความรุนแรง อีกทั้งกรณีที่ทำการทดสอบนั้นเป็นกรณีที่มีการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ และการลัดวงจรอยู่ภายในบริเวณที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระด้วย ทำให้แรงดันตกชั่วขณะ ณ บริเวณดังกล่าวส่งผลต่อผู้ใช้ไฟตกมากกว่ากรณีอื่น

- **รูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า**

สำหรับรูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้นจะพิจารณาตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1: ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อต่ำกว่า 0.90 ตามหลัง

กรณีที่ 2: ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่ออยู่ในช่วง 0.90 ตามหลัง ถึง 0.90 นำหน้า

กรณีที่ 3: ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อต่ำกว่า 0.90 นำหน้า

- **ผลการทดสอบ**

ในการทดสอบผลกระทบของรูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้นจะได้ผลการทดสอบสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อกรณีต่างๆ ดังตารางที่ 7.18 ถึง 7.20

ตารางที่ 7.18 การเปรียบเทียบตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ต่อกระแสลัดวงจร

ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG	กระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG (%)	
	SLG	3 ϕ
PF = 0.6 Lagging	52.82	43.38
PF = 0.9 Lagging	50.90	40.74
PF = Unity	51.71	41.94
PF = 0.9 Leading	51.88	41.93
PF = 0.6 Leading	50.76	40.90

ตารางที่ 7.19 ผลกระทบของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการลัดวงจร	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (รายปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.7)	165
	PF = 0.6 Lagging	0.324	0.213	(5.17)	165
	PF = 0.9 Lagging	0.346	0.220	(5.17)	165
	PF = Unity	0.309	0.217	(5.17)	165
	PF = 0.9 Leading	0.368	0.215	(5.17)	165
	PF = 0.6 Leading	0.371	0.223	(5.17)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	PF = 0.6 Lagging	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	PF = 0.9 Lagging	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	PF = Unity	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	PF = 0.9 Leading	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	PF = 0.6 Leading	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95

ตารางที่ 7.20 ผลกระทบของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการลัดวงจร	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (รายปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.6)	165
	PF = 0.6 Lagging	0.185	0.398	(5.13)	165
	PF = 0.9 Lagging	0.203	0.394	(5.13)	165
	PF = Unity	0.181	0.396	(5.13)	165
	PF = 0.9 Leading	0.215	0.395	(5.13)	165
	PF = 0.6 Leading	0.221	0.395	(5.13)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.396	(5.6)	95
	PF = 0.6 Lagging	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	PF = 0.9 Lagging	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	PF = Unity	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	PF = 0.9 Leading	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	PF = 0.6 Leading	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

จากตารางที่ 7.18 จะพบว่าในรูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้น ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG จะมีผลต่อกระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG โดยในกรณีที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นประเภทตามหลังยิ่งขนาดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ กระแสลัดวงจรจะยิ่งสูง ทั้งนี้เนื่องจากในกรณีที่นี้ขนาดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าประเภทตามหลังมีขนาดต่ำ จะช่วยยกระดับแรงดันของทั้งระบบได้มากกว่า ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรสูงขึ้น สำหรับในกรณีที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นประเภทนำหน้า ยิ่งขนาดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูง กระแสลัดวงจรจะยิ่งสูง ทั้งนี้เนื่องจากในกรณีที่ขนาดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าประเภทนำหน้ามีขนาดสูง จะช่วยยกระดับแรงดันได้มากกว่า ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรต่ำลง

จากตารางที่ 7.19 และตารางที่ 7.20 พบว่า DG ในรูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้นจะส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกค่อนข้างน้อย โดยในกรณีที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นประเภทตามหลัง ยิ่งมีขนาดต่ำ ระยะเวลาการปลดตัวของ DG จะยิ่งสูง โดยในกรณีที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นประเภทนำหน้า ยิ่งมีขนาดสูง ระยะเวลาการปลดตัวของ DG จะยิ่งต่ำ

จากการทดสอบดังกล่าวจะพบว่าการเชื่อมต่อ DG รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อจะส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกในระบบไฟฟ้าได้มากกว่า DG รูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เนื่องจาก DG รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน หารถยกระดับแรงดันของทั้งระบบได้ดีกว่า อย่างไรก็ตามขนาดของแรงดันที่ DG สามารถช่วยยกระดับนั้นไม่ได้แปรผันตรงกับจำนวนผู้ใช้ไฟตกที่ลดได้ ทั้งนี้เนื่องจากมีปัจจัยที่ต้องพิจารณาอีกหลายประการ อาทิเช่น ตำแหน่งของการลัดวงจร ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน เป็นต้น

7.4.2.3 ขนาดพิกัด DG

ในการพิจารณาผลกระทบของขนาดพิกัด DG นั้นจะแบ่งเงื่อนไขในการทดสอบโดยใช้เกณฑ์การพิจารณาตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 ที่กำหนดให้ DG ทำการเชื่อมต่อไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ ต่อวงจร ซึ่งสามารถแบ่งการพิจารณาได้ออกเป็น 2 กรณี คือ

กรณีที่ 1: ขนาดพิกัด DG ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ ต่อวงจร

กรณีที่ 2: ขนาดพิกัด DG เกิน 8 เมกะวัตต์ ต่อวงจร

ทั้งนี้ในการทดสอบผลกระทบของขนาดพิกัด DG นั้นจะกำหนดให้ DG ทำการเชื่อมต่อที่ บัส 4 บนสายป้อนที่ 1 ทำงานในรูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้นที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.90 ตามหลัง และมีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทวางลงดิน – เดลต้า สำหรับอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะกำหนดให้ ค่ากระแสปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 1.25 เท่าของกระแสพิกัด และค่าเวลาปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 0.20

- ผลการทดสอบ

ในการทดสอบผลกระทบของขนาดพิกัด DG นั้นจะได้ผลการทดสอบแสดง ดังตารางที่ 7.21 ถึง 7.23

ตารางที่ 7.21 การเปรียบเทียบผลกระทบของขนาดพิกัด DG ต่อกระแสลัดวงจร

ขนาดพิกัด DG	กระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG (%)	
	SLG	3 ϕ
$P_{DG} = 3 \text{ MW}$	51.95	42.01
$P_{DG} = 8 \text{ MW}$	55.02	46.50
$P_{DG} = 13 \text{ MW}$	56.79	48.80

ตารางที่ 7.22 ผลกระทบของขนาดพิกัด DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการลัดวงจร	ขนาดพิกัด DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดี่ยวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.13)	165
	$P_{DG} = 3 \text{ MW}$	0.249	0.214	(5.17)	165
	$P_{DG} = 8 \text{ MW}$	0.221	0.206	(5.17)	165
	$P_{DG} = 13 \text{ MW}$	0.209	0.200	(5.17)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	$P_{DG} = 3 \text{ MW}$	ไม่ทำงาน	0.220	(5.20)	95
	$P_{DG} = 8 \text{ MW}$	ไม่ทำงาน	0.220	(5.20)	95
	$P_{DG} = 13 \text{ MW}$	ไม่ทำงาน	0.220	(5.20)	95

ตารางที่ 7.23 ผลกระทบของขนาดพิกัด DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการ ลัดวงจร	แรงดัน ณ จุด เชื่อมต่อของ DG	ระยะเวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณ แรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับ ผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดี่ยวกับที่ มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.6)	165
	$P_{DG} = 3 \text{ MW}$	0.145	0.396	(5.13)	165
	$P_{DG} = 8 \text{ MW}$	0.124	0.403	(5.13)	165
	$P_{DG} = 13 \text{ MW}$	0.115	0.407	(5.13)	165
บนสายป้อนคนละเส้น กับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.395	(5.6)	95
	$P_{DG} = 3 \text{ MW}$	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	$P_{DG} = 8 \text{ MW}$	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	$P_{DG} = 13 \text{ MW}$	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

จากตารางที่ 7.21 จะพบว่าขนาดพิกัดของ DG นั้นจะส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบค่อนข้างมาก โดยการที่ขนาดพิกัดของ DG เพิ่มขึ้นค่ากระแสลัดวงจรจะสูงขึ้นด้วย เนื่องจากการที่ขนาดพิกัด DG เพิ่มขึ้นนั้นทำให้ค่าชั้บทรานเซียนส์อิมพีแดนซ์ของ DG ลดลง

จากตารางที่ 7.22 และตารางที่ 7.23 พบว่าการเพิ่มขนาดพิกัดของ DG จะทำให้ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ลดลง และระยะเวลาการทำงานของรีโคลอสเซอร์สูงขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายมีขนาดสูงขึ้น

7.4.2.4 การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG

ในการพิจารณาผลกระทบของการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันของ DG ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นพิจารณาการปรับตั้ง 2 ประเภท ได้แก่ ค่ากระแสปรับตั้ง และค่าเวลาปรับตั้ง

ทั้งนี้ในการทดสอบผลกระทบของการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะกำหนดให้ DG ทำการเชื่อมต่อที่บัส 4 บนสายป้อนที่ 1 ขนาดพิกัด 4 เมกะวัตต์ ทำงานในรูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบไฟฟ้ากำลัง ที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.90 ตามหลัง และมีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทวางลงดิน – เดลต้า

- **ค่ากระแสปรับตั้ง**

สำหรับการพิจารณาค่ากระแสปรับตั้งนั้นสามารถแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1: ค่ากระแสปรับตั้งเท่ากับ 1.25 เท่าของกระแสพิกัด

กรณีที่ 2: ค่ากระแสปรับตั้งเท่ากับ 1.35 เท่าของกระแสพิกัด

กรณีที่ 3: ค่ากระแสปรับตั้งเท่ากับ 1.50 เท่าของกระแสพิกัด

- **ผลการทดสอบ**

ในการทดสอบผลกระทบของกระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะได้ผลการทดสอบแสดง ดังตารางที่ 7.24 ถึง 7.26

ตารางที่ 7.24 การเปรียบเทียบผลกระทบของกระแสปรับตั้งของ DG ต่อกระแสลัดวงจร

ค่ากระแสปรับตั้ง	กระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG (%)	
	SLG	3 \emptyset
1.2 เท่าของกระแสพิกัด	52.68	43.10
1.4 เท่าของกระแสพิกัด	52.68	43.10
1.6 เท่าของกระแสพิกัด	52.68	43.10

ตารางที่ 7.25 ผลกระทบของกระแสปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการ ลัดวงจร	กระแสปรับตั้ง	ระยะเวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณ แรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับ ผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการ เชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.7)	165
	1.2 เท่าของกระแส ฟักัด	0.297	0.098	(5.18)	165
	1.4 เท่าของกระแส ฟักัด	0.353	0.098	(5.18)	165
	1.6 เท่าของกระแส ฟักัด	0.411	0.098	(5.18)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกันที่ มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	1.2 เท่าของกระแส ฟักัด	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	1.4 เท่าของกระแส ฟักัด	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	1.6 เท่าของกระแส ฟักัด	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95

ตารางที่ 7.26 ผลกระทบของกระแสปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการ ลัดวงจร	แรงดัน ณ จุด เชื่อมต่อของ DG	ระยะเวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณ แรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับ ผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการ เชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.6)	165
	1.2 เท่าของกระแส ฟีกัด	0.179	0.183	(5.13)	165
	1.4 เท่าของกระแส ฟีกัด	0.211	0.183	(5.17)	165
	1.6 เท่าของกระแส ฟีกัด	0.244	0.183	(5.17)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่ มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.395	(5.6)	95
	1.2 เท่าของกระแส ฟีกัด	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	1.4 เท่าของกระแส ฟีกัด	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	1.6 เท่าของกระแส ฟีกัด	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

จากตารางที่ 7.24 ถึง 7.26 จะพบว่าค่ากระแสปรับตั้งของ DG นั้นไม่ส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ และส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกค่อนข้างน้อย อย่างไรก็ตามค่ากระแสปรับตั้งของ DG นั้นจะส่งผลกระทบต่อระยะเวลาการปลดตัวของ DG ตัวอย่างเช่นในตารางที่ 7.25 เมื่อค่ากระแสปรับตั้งของ DG สูงขึ้น ระยะเวลาการปลดตัวของ DG จะสูงขึ้นทำให้มีโอกาสที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระมากขึ้น ทั้งนี้ในกรณีนี้การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระจะไม่ช่วยลดจำนวนผู้ใช้ไฟตกเนื่องจากการลัดวงจรเกิดขึ้นในบริเวณที่มีการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ

- ค่าเวลาปรับตั้ง

สำหรับการพิจารณาค่าเวลาปรับตั้งนั้นสามารถแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1: ค่าเวลาปรับตั้งเท่ากับ 0.05

กรณีที่ 2: ค่าเวลาปรับตั้งเท่ากับ 0.50

กรณีที่ 3: ค่าเวลาปรับตั้งเท่ากับ 1.00

- ผลการทดสอบ

ในการทดสอบผลกระทบของเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะได้ผลการทดสอบแสดง ดังตารางที่ 7.27 ถึง 7.29

ตารางที่ 7.27 การเปรียบเทียบผลกระทบของเวลาปรับตั้งของ DG ต่อกระแสลัดวงจร

ค่าเวลาปรับตั้ง	กระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG (%)	
	SLG	3 ϕ
TDS = 0.05	52.68	43.10
TDS = 0.50	52.68	43.10
TDS = 0.95	52.68	43.10

ตารางที่ 7.28 ผลกระทบของเวลาปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการลัดวงจร	เวลาปรับตั้งของ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (รายปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกันที่มีการเชื่อมต่อดัง	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.7)	165
	TDS = 0.05	0.077	0.098	(5.14)	165
	TDS = 0.50	0.777	0.098	(5.21)	79
	TDS = 0.95	1.476	0.098	(5.21)	79
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อดัง	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	TDS = 0.05	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	TDS = 0.50	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95
	TDS = 0.95	ไม่ทำงาน	0.219	(5.20)	95

ตารางที่ 7.29 ผลกระทบของเวลาปรับตั้งของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการ ลัดวงจร	เวลาปรับตั้งของ DG	ระยะเวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณ แรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับ ผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับ มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.7)	165
	TDS = 0.05	0.047	0.184	(5.13)	165
	TDS = 0.50	0.467	0.184	(5.17)	165
	TDS = 0.95	0.888	0.184	(5.20)	0
บนสายป้อนคนละเส้น กับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.396	(5.6)	95
	TDS = 0.05	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	TDS = 0.50	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	TDS = 0.95	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

จากตารางที่ 7.27 ถึง 7.29 จะพบว่าเวลาปรับตั้งของ DG นั้นไม่ส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ อย่างไรก็ตามจะพบว่าค่าเวลาปรับตั้งของ DG นั้นจะส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกค่อนข้างมาก โดยจากตารางที่ 7.28 กรณีที่เป็นกรณิลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดินจะพบว่าเมื่อค่าเวลาปรับตั้งเท่ากับ 0.5 และ 0.95 จำนวนผู้ใช้ไฟตกจะลดลง ทั้งนี้เนื่องจากทั้งสองกรณีจะทำให้ DG ปลดตัวหลังจากที่การลัดวงจรสิ้นสุด ดังนั้น ทั้งสองกรณีนี้แรงดันตกจะไม่ตรงอย่างรุนแรง เมื่อเทียบกับกรณีที่ค่าเวลาปรับตั้งเท่ากับ 0.05 และในตารางที่ 7.29 กรณีที่เป็นกรณิลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรจะพบว่าเมื่อค่าเวลาปรับตั้งเท่ากับ 0.95 จำนวนผู้ใช้ไฟตกจะลดลง ด้วยเหตุผลประการเดียวกัน อย่างไรก็ตามการกำหนดให้ค่าเวลาปรับตั้งมีขนาดสูงนั้นจะส่งผลให้เกิดเหตุการณ์การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ หรืออาจเกิดปัญหาเฟสไม่ตรงกันเช่นกัน

จากการทดสอบดังกล่าวจะพบการปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะค่อนข้างส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตก โดยค่าเวลาปรับตั้งของ DG จะส่งผลกระทบมากกว่าค่ากระแสปรับตั้ง อย่างไรก็ตามการปรับตั้งให้ทั้งค่ากระแสปรับตั้ง และเวลาปรับตั้งของ DG มีค่าสูงนั้นแม้จะส่งผลให้จำนวนผู้ใช้ไฟตกลดลง แต่ก็ทำให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ และอาจเกิดปัญหาเฟสไม่ตรงกันได้

7.4.2.5 รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

ในการพิจารณาผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG นั้นจะแบ่งเงื่อนไขในการทดสอบตามผลกระทบที่ส่งผลกระทบต่อวงจรสมมูลของวงจรลำดับศูนย์ดังที่ได้กล่าวในบทที่ 2 ซึ่งสามารถแบ่งการพิจารณาได้ออกเป็น 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1: รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 1

กรณีที่ 2: รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 2

กรณีที่ 3: รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 3

ทั้งนี้ในการทดสอบผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG นั้นจะกำหนดให้ DG ทำการเชื่อมต่อที่บัส 4 บนสายป้อนที่ 1 ขนาดพิกัด 4 เมกะวัตต์ ทำงานในรูปแบบการทำงานควบคุมตัวประกอบไฟฟ้ากำลัง ที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.90 ตามหลัง สำหรับอุปกรณ์ป้องกันของ DG นั้นจะกำหนดให้ ค่ากระแสปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 1.25 เท่าของกระแสพิกัด และค่าเวลาปรับตั้งมีค่าเท่ากับ 0.20

- ผลการทดสอบ

ในการทดสอบผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG นั้นจะได้ผลการทดสอบแสดง ดังตารางที่ 7.30 ถึง 7.32

ตารางที่ 7.30 การเปรียบเทียบผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อกระแสลัดวงจร

ค่าเวลาปรับตั้ง	กระแสลัดวงจรที่จ่ายจาก DG (%)	
	SLG	3 ϕ
กลุ่มที่ 1	24.40	43.38
กลุ่มที่ 2	52.82	43.38
กลุ่มที่ 3	49.59	43.38

ตารางที่ 7.31 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการลัดวงจร	รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (ราย/ปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.6)	165
	กลุ่มที่ 1	0.502	0.203	(5.17)	1836
	กลุ่มที่ 2	0.324	0.213	(5.17)	165
	กลุ่มที่ 3	0.192	0.211	(5.13)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	กลุ่มที่ 1	ไม่ทำงาน	0.220	(5.20)	95
	กลุ่มที่ 2	ไม่ทำงาน	0.220	(5.20)	95
	กลุ่มที่ 3	ไม่ทำงาน	0.220	(5.20)	95

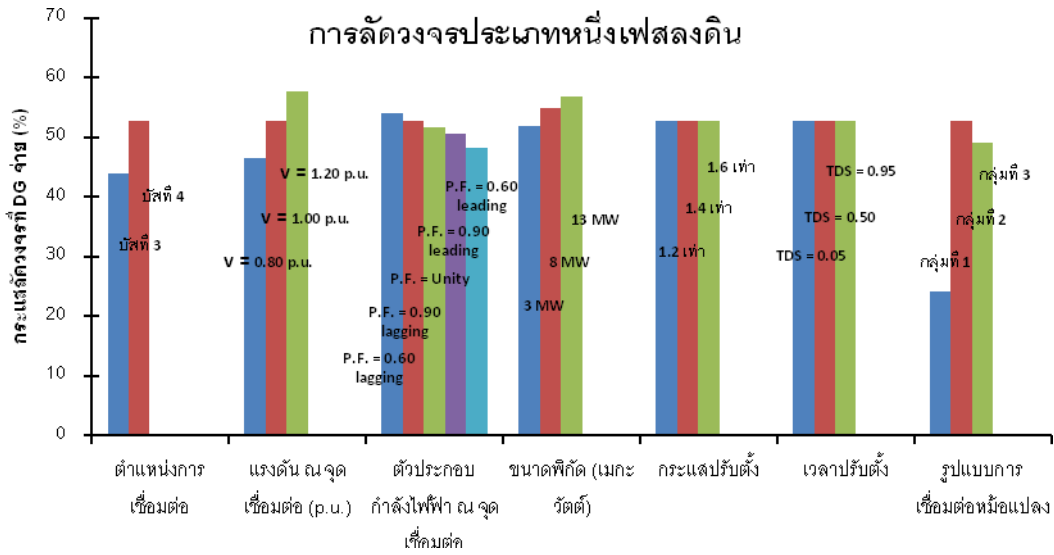
ตารางที่ 7.32 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการลัดวงจร	รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (รายปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.6)	165
	กลุ่มที่ 1	0.185	0.398	(5.13)	165
	กลุ่มที่ 2	0.185	0.398	(5.13)	165
	กลุ่มที่ 3	0.185	0.398	(5.13)	165
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.396	(5.6)	95
	กลุ่มที่ 1	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	กลุ่มที่ 2	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95
	กลุ่มที่ 3	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

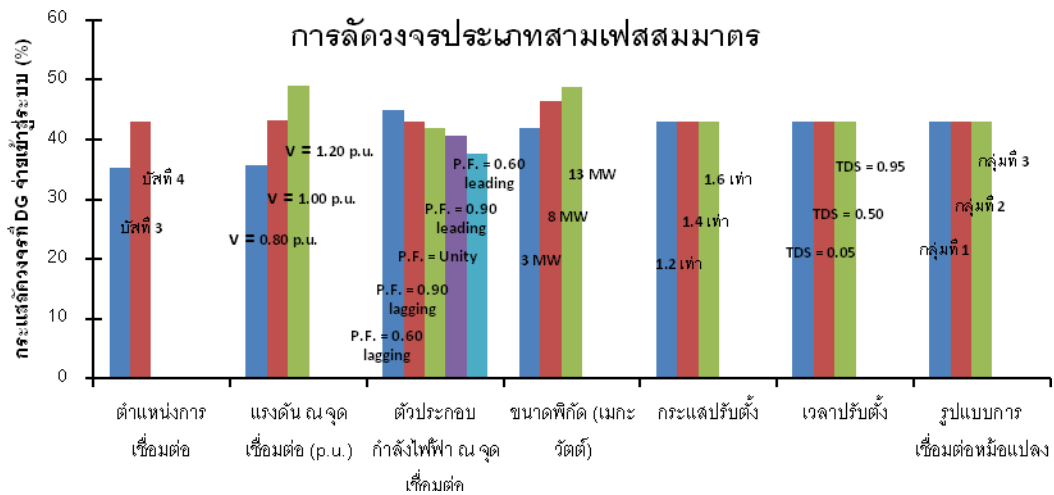
จากตารางที่ 7.30 พบว่ารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG นั้นส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายกรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน โดยรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG กลุ่มที่ 1 DG จะจ่ายกระแสลัดวงจรต่ำที่สุด เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์ทีวีนินของวงจรลำดับศูนย์มีค่าต่ำสุด

จากตารางที่ 7.31 ถึง 7.32 พบว่ารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG นั้นจะส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกบางประการ ในกรณีที่การลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน จำนวนผู้ใช้ไฟตกจะมีปริมาณค่อนข้างสูง ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ดังกล่าว DG จะจ่ายกระแสลัดวงจรต่ำสุด ทำให้ระยะเวลาการปลดตัวของ DG สูงที่สุด และการลัดวงจรดังกล่าวเกิดขึ้นในบริเวณที่มีกาจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ ทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะรุนแรง

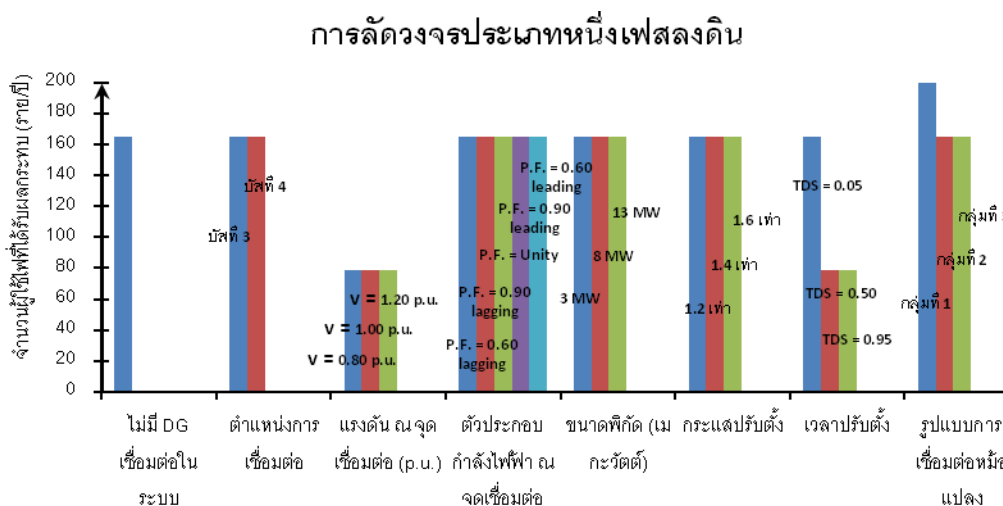
จากการทดสอบถึงผลกระทบของการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่ได้แสดงในหัวข้อ 7.4.2.1 – 7.4.2.5 จะสามารถสรุปผลการทดสอบทั้งหมดได้ดังภาพที่ 7.12 ถึง ภาพที่ 7.14 ทั้งนี้จะแสดงสรุปผลการทดสอบเฉพาะในกรณีที่การลัดวงจรเกิดบนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG เนื่องจากกรณีที่การลัดวงจรเกิดบนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG นั้น DG จะไม่ส่งผลกระทบต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตก



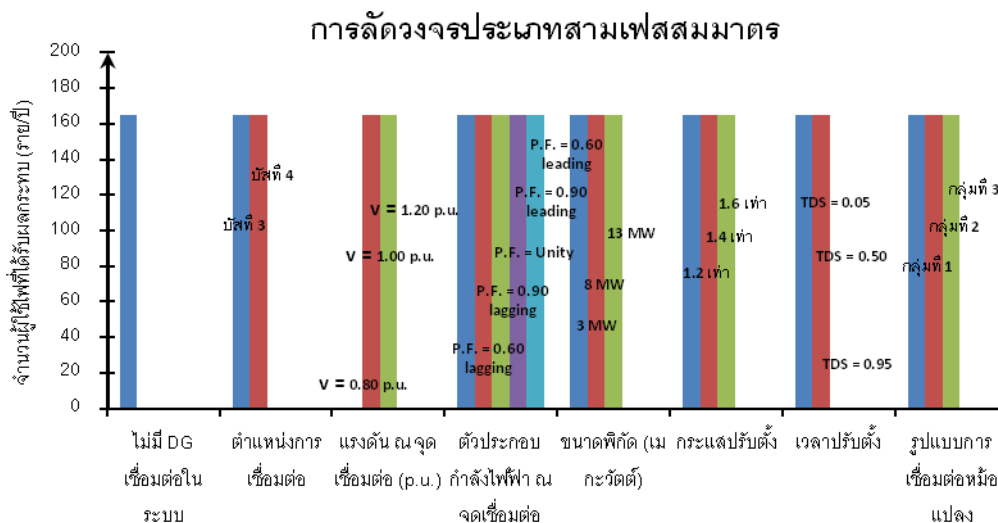
ภาพที่ 7.12 การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดินบนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG



ภาพที่ 7.13 การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรบนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG



ภาพที่ 7.14 การเปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดินบนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG



ภาพที่ 7.15 การเปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรบนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG

จากภาพที่ 7.12 ถึง 7.13 จะพบว่าปัจจัยที่ส่งผลต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบจะได้แก่ ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG รูปแบบการทำงานของ DG ขนาดพิกัด DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG โดยจะพบว่าสำหรับการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน ปัจจัยที่ส่งผลต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายมากที่สุด คือ รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง และหากพิจารณาการ

ลัดวงจรทั้งสองประเภทจะพบว่าปัจจัยที่ส่งผลต่อกระแสลัดวงจรที่ DG ง่ายมากที่สุดคือ รูปแบบการทำงานของ DG โดยรูปแบบการทำงานของ DG ที่ส่งผลมากที่สุดคือ รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน เนื่องจาก แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG จะเป็นปัจจัยที่ส่งผลต่อกระแสลัดวงจรที่ DG ง่ายมากกว่าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG

จากภาพที่ 7.14 ถึง 7.15 จะพบว่าปัจจัยที่ส่งผลต่อจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับกระทบมากที่สุดคือ ค่าเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG โดยจะพบว่า โดยจะพบว่าเมื่อกำหนดให้ค่าเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG มีค่าสูง กล่าวคือ ระยะเวลาที่ DG ใช้ในการปลดตัวออกจากระบบสูงนั้น จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบจะลดลง

7.4.3 การคำนวณค่าการปรับตั้งที่เหมาะสมของ DG

จากหัวข้อที่ 7.4.2 จะพบว่าตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG ระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ส่งผลต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตก ซึ่งส่งผลต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะด้วย ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการคำนวณการปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG ที่เหมาะสมได้แก่ ค่ากระแสพิกัดและค่าเวลาปรับตั้งของ DG และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม ได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ขนาดพิกัดของ DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ที่ทำให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบน้อยที่สุดโดยที่ให้ออกาสเกิดเหตุการณ์การไม่ตรงกันของเฟสน้อยที่สุด ขึ้นซึ่งมีขั้นตอนในการคำนวณดังที่ได้นำเสนอในบทที่ 6 และได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 7.33

ตารางที่ 7.33 ตำแหน่งการเชื่อมต่อ การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม

ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG	รูปแบบการทำงานของ DG	ขนาดพิกัดของ DG	อุปกรณ์ป้องกันของ DG		รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG
			I_{pickup}	TDS	
4	ควบคุมแรงดันที่แรงดันเท่ากับ 0.95 p.u.	2 เมกะวัตต์	1.31	0.68	

จากตารางที่ 7.33 จะพบว่าถ้าติด DG ที่บัส 4 รูปแบบการทำงานของ DG ที่เหมาะสมคือรูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน โดยแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ที่เหมาะสมคือ 0.95 p.u. ขนาดพิกัดเท่ากับ 2 เมกะวัตต์ ค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันเท่ากับ 1.31 เท่าของกระแสพิกัด และเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันเท่ากับ 0.68 โดยรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงที่เหมาะสมคือสายลงดิน – สายลงดิน ทั้งนี้เมื่อนำค่าการปรับตั้งดังกล่าวมาคำนวณระยะเวลาการ

ปลดตัวของ DG และจำนวนผู้ใช้ไฟตก โดยกำหนดให้ระยะเวลาการลัดวงจรเท่ากับ 0.6000 วินาที และระยะเวลาการต่อกลับเท่ากับ 0.5000 วินาที จะได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 7.34 และตารางที่ 7.35 โดยค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบนั้นสามารถคำนวณได้ดังตารางที่ 7.36

ตารางที่ 7.34 ระยะเวลาปลดตัวของ DG และจำนวนผู้ใช้ไฟตกเมื่อใช้ค่าการปรับตั้งที่เหมาะสม กรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน

ตำแหน่งการลัดวงจร	กรณี	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ (รายปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดิมเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.196	(5.7)	165
	เชื่อมต่อ DG ด้วยค่าการปรับตั้งที่เหมาะสม	0.603	0.149	(5.16)	79
บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีมีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.220	(5.7)	95
	เชื่อมต่อ DG ด้วยค่าการปรับตั้งที่เหมาะสม	ไม่ทำงาน	0.220	(5.20)	95

ตารางที่ 7.35 ระยะเวลาปลดตัวของ DG และจำนวนผู้ใช้ไฟตกเมื่อใช้ค่าการปรับตั้งที่เหมาะสม กรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตร

ตำแหน่งการ ลัดวงจร	กรณี	ระยะเวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน (s)		เงื่อนไขการคำนวณ แรงดันตกชั่วขณะ	จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับ ผลกระทบ (รายปี)
		t_{DG}	$t_{Recloser}$		
บนสายป้อนเดี่ยวกับที่ มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.350	(5.6)	165
	เชื่อมต่อ DG ด้วยค่า การปรับตั้งที่ เหมาะสม	0.607	0.271	(5.16)	0
บนสายป้อนคนละเส้น กับที่มีการเชื่อมต่อ DG	ไม่มีการเชื่อมต่อ	-	0.396	(5.6)	95
	เชื่อมต่อ DG ด้วยค่า การปรับตั้งที่ เหมาะสม	ไม่ทำงาน	0.395	(5.20)	95

ตารางที่ 7.36 ค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบที่เมื่อใช้ค่าการปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสม

ระบบทดสอบที่ไม่มี DG เชื่อมต่อ	ระบบทดสอบที่มี DG เชื่อมต่อ ด้วยค่าการ ปรับตั้งที่เหมาะสม
0.138	0.111

จากตารางที่ 7.34 และ 7.35 จะพบว่าการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ที่เหมาะสมที่ได้จากการคำนวณนั้นสามารถลดจำนวนผู้ใช้ไฟตกได้ โดยที่ไม่เกิดปัญหาการไม่ตรงกันของเฟสขึ้น ตัวอย่างเช่นในตารางที่ 7.34 กรณีที่เกิดการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดินในสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG จะพบว่า จำนวนผู้ใช้ไฟตกลดลง และ DG ปลดตัวออกจากระบบภายในระยะเวลาต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และในตารางที่ 7.35 กรณีที่เกิดการลัดวงจรประเภทสามเฟสสมมาตรในสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG จะพบว่า จำนวนผู้ใช้ไฟตกลดลง และ DG ปลดตัวออกจากระบบภายในระยะเวลาต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันเช่น

อีกทั้งหากพิจารณาตารางที่ 7.36 จะพบว่าค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ของระบบลดลงเมื่อเทียบกับกรณีก่อนที่จะมีการเชื่อมต่อ DG ทั้งนี้จึงกล่าวได้ว่าการปรับตั้งดังกล่าวเป็นการปรับตั้งที่ทำให้ค่าดัชนี $SARFI_{SEMI-F47}$ ลดลงโดยที่โอกาสเกิดปัญหาการไม่ตรงกันของเฟสน้อยที่สุด

7.5 สรุปผลการทดสอบ

1) การคำนวณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ หากพิจารณาระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้า ระยะเวลากการปลดตัวของ DG และระยะเวลาการลัดวงจร จะพบว่าขั้นตอนการคำนวณจะมีความซับซ้อนยิ่งขึ้นทั้งในกรณีที่ระบบไม่มีการเชื่อมต่อ DG และมีการเชื่อมต่อ DG ทั้งนี้เนื่องจากหากพิจารณาระยะเวลาดังกล่าวรวมด้วยแล้ว จะทำให้แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นมีหลายระดับ ขึ้นอยู่กับลักษณะของระบบ ณ ช่วงเวลานั้น ๆ อย่างไรก็ตามแม้ว่าวิธีการคำนวณดังกล่าวจะมีความยุ่งยาก ซับซ้อนและใช้เวลาในการคำนวณสูง แต่ก็เป็นค่าการคำนวณที่ถูกต้องและใกล้เคียงกับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นจริงมากที่สุด

2) ในการปรับตั้งระบบป้องกัน และคุณลักษณะของ DG ในการพิจารณากระแสลัดวงจรที่ DG จำแนกสำหรับกรณีการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG จะส่งผลต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จำแนกมากที่สุด และสำหรับกรณีการลัดวงจรประเภทสามเฟส สมมาตรปัจจัยที่ส่งผลต่อกระแสลัดวงจรที่ DG จำแนกมากที่สุด คือ รูปแบบการทำงานของ DG โดยรูปแบบการทำงานที่ส่งผลต่อกระแสลัดวงจรมากที่สุด คือ รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน และในการพิจารณาจำนวนผู้ใช้ไฟตกที่ได้รับผลกระทบนั้นปัจจัยที่ส่งผลกระทบมากที่สุดคือ เวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันของ DG

3) ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ที่เหมาะสมนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ โดยปัจจัยที่มีผลมากที่สุด คือ ตำแหน่งการลัดวงจร จากการทดสอบจะพบว่า เมื่อเกิดการลัดวงจรบนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG อุปกรณ์ป้องกันของ DG จะไม่ทำงาน กล่าวคือ DG จะไม่ปลดตัวออกจากระบบ ทั้งนี้ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะมีผลต่อจำนวนผู้ใช้ไฟตกที่ได้รับผลกระทบค่อนข้างน้อย และหากพิจารณาในกรณีที่การลัดวงจรเกิดขึ้นบนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG จะพบว่าข้อกำหนดให้ DG ยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบนั้นจะสามารถลดจำนวนผู้ใช้ไฟตกได้ อย่างไรก็ตามหากเกิดเหตุการณ์การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ และการลัดวงจรอยู่ในบริเวณที่มีการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ การกำหนดให้ DG ยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบอาจทำให้จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบมีสูงขึ้นได้ อีกทั้งแม้ว่าการลัดวงจรจะไม่ได้อยู่ในบริเวณที่มีการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ แต่หาก DG ปลดตัวหลังจากที่รีโคลสเซอร์ต่อกลับเข้าสู่

ระบบแล้ว การกำหนดดังกล่าวอาจทำให้เกิดปัญหาการไม่ตรงกันของเฟสได้ ดังนั้น ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ที่เหมาะสม อาจจำแนกได้เป็น 2 กรณี คือ

- **การลัดวงจรอยู่บนสายป้อนเส้นเดียวกับที่มีการเชื่อมต่อ DG**

กรณีดังกล่าวสมควรกำหนดให้ DG ปลดตัวออกจากระบบภายในระยะเวลาการปิดซ้ำอัตโนมัติของอุปกรณ์ป้องกัน ทั้งนี้เพื่อให้ DG สามารถช่วยลดแรงดันตกชั่วขณะได้ระยะเวลาหนึ่ง และป้องกันการเกิดปัญหาการไม่ตรงกันของเฟส

- **การลัดวงจรอยู่บนสายป้อนคนละเส้นกับที่มีการเชื่อมต่อ DG**

กรณีดังกล่าวสมควรกำหนดให้ DG ยังคงอยู่ในระบบต่อไป ไม่จำเป็นต้องมีการปลดตัว ทั้งนี้เนื่องจากการเชื่อมต่อของ DG ในระบบจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกัน และยังสามารถช่วยลดแรงดันตกชั่วขณะในระบบได้

บทที่ 8

สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

8.1 สรุปผลการดำเนินงาน

1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปในปัจจุบันนั้นจะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือ DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ DG ทำการปลดตัวทันทีออกจากระบบภายในระยะเวลา 0.1 วินาที หลังจากตรวจพบการลัดวงจรขึ้นในระบบ โดยข้อกำหนดดังกล่าวกำหนดขึ้นเพื่อป้องกันผลกระทบและปัญหาที่อาจเกิดขึ้นในระบบได้ อาทิเช่น ปัญหาการลดขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ ปัญหาการไม่ตรงกันของเฟส เป็นต้น โดยปัญหาการไม่ตรงกันของเฟสนั้นถือเป็นปัญหาที่ร้ายแรง และการไฟฟ้าพยายามหลีกเลี่ยงให้ได้มากที่สุด อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อ DG อยู่ในระบบไฟฟ้าในกรณีที่มีการลัดวงจรอยู่ในระบบนั้นอาจส่งผลดีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้เช่นกัน อาทิเช่น การลดความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะในอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งเป็นปัญหาที่ก่อให้เกิดความเสียหายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมากโดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ ซึ่งมีอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเป็นจำนวนมาก เป็นต้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงทำการวิเคราะห์ถึงผลกระทบของระยะเวลาการปลดตัวของ DG ในช่วงต่างๆ เมื่อพิจารณาร่วมกับ ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน โดยจะจำแนกเป็นทั้งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อกรไฟฟ้า

2) โดยทั่วไปการประเมินแรงดันตกชั่วขณะนั้นจะกำหนดให้ระยะเวลาที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะเท่ากับระยะเวลาที่อุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้าทำงาน อย่างไรก็ตามการคำนวณดังกล่าวอาจไม่ถูกต้องและแม่นยำเสมอไป โดยเมื่อพิจารณาตามระยะเวลาดังกล่าวแล้วจะพบว่าแรงดันตกชั่วขณะมีเพียงระดับเดียว อย่างไรก็ตามหากทำการคำนวณโดยละเอียดจะพบว่า ในบางกรณีเมื่ออุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้าทำงานแล้ว การลัดวงจรอาจยังคงอยู่ ทำให้ผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะนั้นยังคงอยู่ ซึ่งในกรณีนี้บางครั้งระดับแรงดันตกชั่วขณะอาจมีหลายระดับได้ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า โดยทำการพิจารณาร่วมกับ ระยะเวลาการปลดตัวของ DG ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน และระยะเวลาการลัดวงจร เพื่อให้การประเมินแรงดันตกชั่วขณะมีความถูกต้องและใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น

3) ในการพิจารณาถึงผลกระทบของ DG ในระบบนอกปัจจัยทางธรรมชาติอันได้ตำแหน่ง การลัดวงจร และระยะเวลาการลัดวงจร แล้ว ปัจจัยที่อาจจะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้านั้นได้แก่ ตำแหน่งการเชื่อมต่อของ DG อุปกรณ์ป้องกันของ DG และคุณลักษณะของ DG ทั้งนี้การไฟฟ้าได้ออกระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าขึ้นมา เพื่อให้กรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าแล้วจะไม่ก่อให้เกิดอันตราย และคุณภาพไฟฟ้ายังคงอยู่ในเกณฑ์ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ทำการทดสอบและวิเคราะห์ถึงผลกระทบของการปรับตั้ง DG ในด้านต่างๆ อันได้แก่ ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG อุปกรณ์ป้องกันของ DG ซึ่งได้แก่ค่ากระแสปรับตั้งและเวลาปรับตั้ง และคุณลักษณะของ DG ซึ่งได้แก่ รูปแบบการทำงานของ DG, แรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของ DG, ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG, ขนาดพิกัด DG และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ทั้งนี้จะทำการปรับตั้งโดยเปรียบเทียบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อจะดูถึงผลกระทบต่อระบบป้องกัน และจำนวนผู้ใช้ไฟตก พร้อมทั้งทำการคำนวณค่าการปรับตั้งที่เหมาะสม เพื่อลดค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบ โดยไม่เกิดเหตุการณ์การไม่ตรงกันของเฟสขึ้น

8.2 ข้อเสนอแนะ

1) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ทำการพิจารณาเฉพาะ DG ประเภทชิงโครนัสเท่านั้น ควรจะมีการพิจารณา DG ประเภทอื่นๆ ด้วย เช่น DG ประเภทอินดักชัน เป็นต้น ทั้งนี้เพื่อให้ผลการวิเคราะห์ครอบคลุมและมีความน่าเชื่อถือยิ่งขึ้น

2) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ทำการพิจารณาเฉพาะการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดิน และสามเฟสสมมาตรเท่านั้น ควรจะมีการพิจารณาลัดวงจรประเภทเฟสถึงเฟส และการลัดวงจรประเภทเฟสถึงเฟสลงดินร่วมด้วย ทั้งนี้เพื่อให้การคำนวณดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีความถูกต้องและแม่นยำมากยิ่งขึ้น

3) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ทำการพิจารณาเมื่อทำการติดตั้ง DG ที่ตัวเดียว และที่สายป้อนเดียวเท่านั้น โดยควรมีการพิจารณาติดตั้ง DG ที่สายป้อนอื่น หรือตำแหน่งอื่น เพื่อศึกษาถึงผลกระทบให้มีความชัดเจน และถูกต้องมากยิ่งขึ้น

รายการอ้างอิง

- [1] พลังงาน. กระทรวง. แผนพัฒนาพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ.2551-2565.
- [2] การไฟฟ้านครหลวง. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบ
โครงข่ายไฟฟ้าปี พ.ศ.2551.
- [3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบ
โครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2551.
- [4] Edward J. Coster, Johanna M.A. Myrzik, Bas Kruimer and Wil L. Kling. Integration
Issues of Distributed Generation in Distribution Grids. Proceedings of the
IEEE 99 (January 2011) : 28 - 39
- [5] Charles J. Mozina. Impact of Green Power Distributed Generation Traditional
Interconnection methods to mitigate reliability issues. IEEE Industry
Applications Magazine 16 (July – August 2010) : 55 - 62
- [6] M.Paz Comech, Miguel Garcia-Gracia. Samuel Borroy, M.Teresa Villen. Protection
in distribution generation [online]. Available from : [http://www.intechopen
.com/books/distributed-generation/protection-in-distributed-generation](http://www.intechopen.com/books/distributed-generation/protection-in-distributed-generation)
- [7] Sopit Sirisophonwattana, Surachai Chaitusaney. Maximization of Distributed
Generation with Consideration of Fuse-Recloser Coordination. ECTI-CON
2011 8th International Conference (May 2011) : 857 - 860
- [8] L.K.Kumpulainen, K.T.Kauhaniemi. Analysis of the impact of distributed generation
on automatic reclosing. IEEE PES 1 (October 2004) : 603 - 608
- [9] Dao Van Tu, S.Chaitusaney. Maintaining the Reach of Protective Devices in
Distribution System with Penetration of Distributed Generation. ECTI-CON
2011 8th International Conference (May 2011) : 696-699
- [10] Roger C. Dugan, Thomas E. Mcdermott. Measuring Distributed Generation's impact
on Reliability and Power Quality. IEEE Industry Applications Magazine
(September – October 2003) : 17 - 23
- [11] Saowalak Surisunthon, Thavatchai Tayjanasant. Impacts of Distributed Generation's
Locations, Sizes, Operation Modes and Transformer Connections on

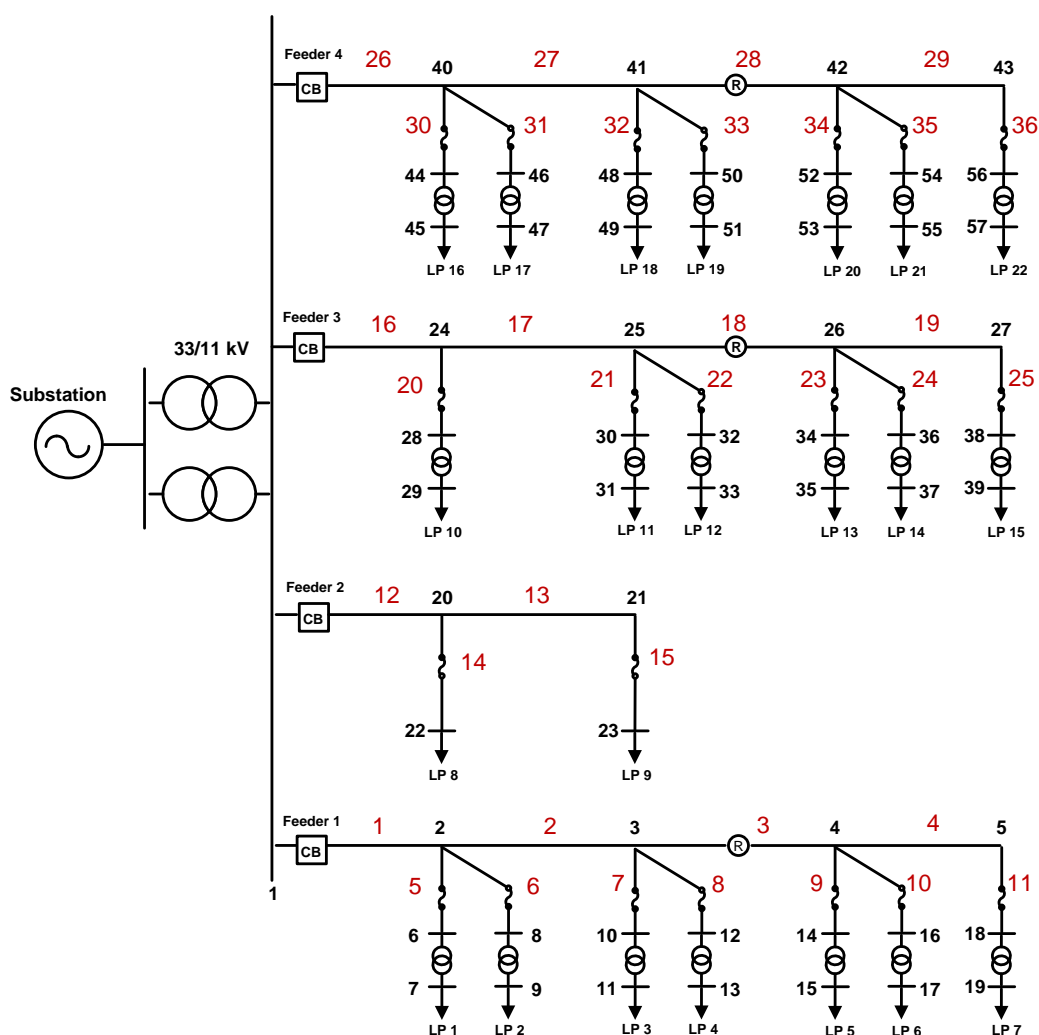
- Voltage Sag Assessment. TENCON 2011-2011 IEEE Region 10 Conference (November 2011) : 893 - 897
- [12] Basler Electric Company. Power Quality: Measurements of Sags and Interruptions. IEEE PES (May 2006) : 733 - 739
- [13] Juan A. Martinez and Jacinto Martin-Arnedo. Voltage Sag Studies in Distribution Networks-Part III: Voltage Sag Index Calculation. IEEE Transactions on Power Delivery 21(July 2006) : 1689 - 1697
- [14] Elisa Espinosa Juarez and Araceli Hernandez. An Analytical Approach for Stochastic Assessment of Balanced and Unbalanced Voltage Sags in Large Systems. IEEE Transactions on Power Delivery 21 (July 2006) : 1493 - 1500
- [15] IEEE Recommended Practice for Monitoring electric Power Quality Guide for IEEE Std 1547™. IEEE Std.1159 -1995 (1995)
- [16] Tenaga Nasional Berhad. Voltage Sag Solutions for Industrial Customers (March 2007)
- [17] การไฟฟ้านครหลวง. คู่มือแรงดันตกชั่วขณะ สาเหตุและวิธีป้องกันแก้ไข
- [18] เทียน เวียต เล. ผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะและการประสานการป้องกันต่ออุปกรณ์ที่ไวต่อแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาดุษฎีบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.
- [19] Saadat, H. Power system analysis, Singapore. Mcgraw-hill, 2004.
- [20] เสาวลักษณ์ สุริสุนทร. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.
- [21] ALSTOM. Network protection and automation guide 3rd edition. Levallois-Perret ALSTOM, 2002.
- [22] Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso and H.Wayne Beaty. Electrical Power Systems Quality second edition.
- [23] IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines. IEEE Std. C37.104 (2002)

- [24] IEEE Standard for interconnecting Distribution Resources with Electric Power Systems. IEEE Std. 1547.2-2008 (April 2009)
- [25] ผศ.ดร.อาทิตย์ ศรีแก้ว. หนังสือปัญหาเชิงคำนวณ.
- [26] R.N.Allan, R.Billinton, I.Sjarief, L.Goel and K.S. So. A Reliability Test System For Education Purposes – Basic Distribution System Data and Results. IEEE Transactions on Power Systems 6 (May 1981) : 813 - 820
- [27] ทิตติ ศักดิ์ศรีชัย. กำลังการผลิตที่รับได้สูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยคำนึงถึงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันและกำลังสูญเสีย.วิทยานิพนธ์ปริญญาดุษฎีบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก ข้อมูลของระบบ

ภาคผนวก ก. แสดงรายละเอียดข้อมูลของระบบทดสอบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยระบบทดสอบที่ใช้เป็นระบบทดสอบดัดแปลงจากระบบทดสอบ RBTS บัส 2 [27] แสดงดังภาพที่ ก.1 ทั้งนี้กำหนดให้ขนาดสถานีไฟฟ้าเท่ากับ 20 เมกะโวลต์แอมป์ มีจำนวนบัสทั้งหมด 57 บัส 22 จุดโหลด และมีสายป้อนและสายป้อนย่อยรวมทั้งหมด 36 เส้น สำหรับรายละเอียดความยาวของสายป้อน อิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่างๆ ค่าอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการฟื้นฟูของสายป้อน ประเภท จำนวนและขนาดของผู้ใช้ไฟในแต่ละจุดโหลดแสดงดังตารางที่ ก.1 ถึง ก.4



ภาพที่ ก.1 ระบบทดสอบดัดแปลงจากระบบทดสอบ RBTS บัส 2

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลความยาวของสายป้อนแต่ละเส้น

ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	หมายเลขสายป้อน
3.0	4, 5, 8, 13, 18, 20, 25, 29, 31, 32
3.75	1, 2, 3, 10, 12, 16, 19, 21, 23, 27, 28, 30, 35
4.0	6, 7, 9, 11, 14, 15, 17, 22, 24, 26, 33, 36

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของสายแต่ละเส้น (โอห์ม/กิโลเมตร)

ชนิดของอุปกรณ์	อิมพีแดนซ์ลำดับบวกและลบ	อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์
สายป้อนหลัก	0.211+0.414j	0.211+0.414j
สายป้อนย่อย	0.341+0.456j	0.341+0.456j
หม้อแปลงจำหน่าย	22.1j	21.0j

ตารางที่ ก.3 อัตราการล้มเหลว และระยะเวลาการฟื้นฟูของสายป้อน

ประเภทของการล้มเหลว		อัตราการล้มเหลว
λ_p	อัตราการล้มเหลวแบบถาวร	0.046 ครั้ง/ปี/กิโลเมตร
λ_r	อัตราการล้มเหลวแบบชั่วคราว	0.060 ครั้ง/ปี/กิโลเมตร
r_p	ระยะเวลาการฟื้นฟู	480 นาที

ตารางที่ ก.4 ประเภท จำนวน และขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลด

ตำแหน่ง ของโหลด	ประเภทของผู้ใช้ไฟ	ปริมาณความต้องการไฟฟ้า		จำนวนผู้ใช้ ไฟ
		กำลังไฟฟ้าจริง (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้า เสมือน (เมกะวาร์)	
1-3,10,11	บ้านที่อยู่อาศัย	0.8668	0.6934	210
12,17-19	บ้านที่อยู่อาศัย	0.7291	0.5833	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.6279	1.3023	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.8721	1.4977	1
4, 5, 13, 14	หน่วยงานราชการ	0.9167	0.7334	1
20, 21	หน่วยงานราชการ	0.9167	0.7334	1
6, 7, 15	ธุรกิจบริหาร	0.7500	0.6000	10
16, 22	ธุรกิจบริหาร	0.7500	0.6000	10

ภาคผนวก ข ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ภาคผนวก ข. แสดงรายละเอียดข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4 เมกะวัตต์มีค่าช้อททรานเซียนส์อิมพีแดนซ์ลำดับบวกและลำดับลบเท่ากับ 0.20 p.u. และช้อททรานเซียนส์อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์เท่ากับ 0.50 p.u. [19] และหม้อแปลง DG ขนาด 8 เมกะโวลต์แอมป์มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวก และลำดับลบเท่ากับ 1.51j โอห์ม และมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์เท่ากับ 1.43j โอห์ม

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายชวินทร์ ประภาณุกุล เกิดวันที่ 15 สิงหาคม พ.ศ. 2532 ที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยในปีการศึกษา 2553 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2554

ในระหว่างการศึกษาหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต นาย ชวินทร์ ประภาณุกุล ได้ทำหน้าที่เป็นผู้ช่วยวิจัยห้องปฏิบัติการไฟฟ้ากำลัง (Power System Laboratory Research: PSRL) ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในโครงการที่ปรึกษาต่างๆ ได้แก่ (1) โครงการศึกษาเพื่อกำหนดนโยบายและแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2) โครงการการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

นอกจากนี้งานวิจัยจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้รับการตีพิมพ์ในประชุมวิชาการ 2 แห่ง คือ (1) การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON 35) (2) การประชุมวิชาการของสมาคมวิชาการไฟฟ้าอิเล็กทรอนิกส์ คอมพิวเตอร์ โทรคมนาคม และสารสนเทศ (Electrical Engineering Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology Association of Thailand) (ECTI 2012)