



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง การหาค่ากำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของ อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV

Determination of the Maximum Capacity of Distributed Generation Installed in 22-kV Distribution System without Effects to Protection Coordination

นามผู้วิจัย นายสาธิต กล้าหาญ

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(อาจารย์คมสันต์ หงษ์สมบัติ, Ph.D.)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

(อาจารย์สัญญาชัย เชนานุภาพฤทธา, D.Eng.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญจนา ชีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การหาคำจำกัดการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงาน
ร่วมกันของ อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV

Determination of the Maximum Capacity of Distributed Generation
Installed in 22-kV Distribution System without Effects to Protection Coordination

โดย

นายสาธิต กล้าหาญ

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2556

สาริต กล้าหาญ 2556: การหาค่ากำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
โดยไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของ อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก:
อาจารย์คมสันต์ หงษ์สมบัติ, Ph.D. 103 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้เสนอวิธีการหาค่ากำลังการผลิตติดตั้งที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิม ในการศึกษาใช้โปรแกรม DIgSILENT สำหรับสร้างระบบไฟฟ้าจำลอง โดยกำหนดค่าการทำงานต่างๆ ของอุปกรณ์ป้องกันตามข้อกำหนดของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้อยู่ในปัจจุบันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากนั้นทำการเพิ่มขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขึ้นช่วงละ 1 MVA จนถึงค่าสูงสุดที่กำหนดโดยการไฟฟ้า แล้วสังเกตผลที่เกิดจากการเพิ่มขนาดกำลังการผลิตติดตั้งว่าส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอย่างไร การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นจะพิจารณาเป็น 4 กรณี โดยผลลัพธ์ที่ได้จะถูกนำมาวิเคราะห์และ สรุปผลในแต่ละกรณี รวมถึงข้อเสนอแนะวิธีการแก้ปัญหาและ วางแผนเพื่อรองรับการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้ากับระบบจำหน่ายแรงสูง 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไปในอนาคต

ลายมือชื่อนิสิิต

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

Sathit Khahan 2013: Determination of the Maximum Capacity of Distributed Generation Installed in 22-kV Distribution System without Effects to Protection Coordination. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Mr. Komsan Hongesombut, Ph.D. 103 pages.

This thesis is presents a method to determine the maximum installed capacity of distributed generators installed in 22-kV distribution system of Provincial Electricity Authority (PEA) that does not affect the existing protection coordination. In this study, the DIgSILENT program is used for constructing the simulated power system. The setting values of all the protection devices in the study system are referred to the standard specification manual of protection devices of the PEA. The installed capacity of the distributed generator is gradually increased with step size of 1 MVA until reaching the maximum value that is specified by the PEA. Then, the results of the increasing installed capacity of distributed generators can be observed on how this factor affects the protection coordination. The four study cases are performed and compared for different installations of distributed generators. The obtaining results are analyzed and concluded for each study case. Finally, the suggestions and solutions to solve the problem are proposed so as to support the connection planning of distributed generators to 22-kV distribution system of the PEA in near future.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงเป็นอย่างดีได้ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ ดร.คมสันต์ หงษ์สมบัติ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ที่ให้คำปรึกษา สนับสนุนด้านการเรียน และวางแผนงานการศึกษาค้นคว้าวิจัย ตลอดจนการตรวจแก้ไขข้อบกพร่องของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ทุกท่าน ที่ได้อบรมสั่งสอนและ มอบความรู้อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่ง ตลอดจนเจ้าหน้าที่ ผู้ประสานงาน โครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่างกรมไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ทุกท่านที่ได้ให้ความช่วยเหลือและ ให้คำแนะนำมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

ขอกราบขอบพระคุณ ผู้บริหาร ผู้ปฏิบัติงาน กองอุปกรณ์ป้องกันและ รีเลย์ ฝ่ายก่อสร้าง และ บำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า ที่ให้ความช่วยเหลือตลอดจนปัจจัยหลายๆ อย่างที่ทำให้วิทยานิพนธ์ เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยดี

ขอกราบขอบพระคุณ คุณกำพล ดุษฎีเมศวร์ สำหรับคำแนะนำดีๆ ในการทำวิทยานิพนธ์ รวมถึงพี่ๆ เพื่อนๆ น้องๆ ในกองอุปกรณ์ป้องกันและ รีเลย์ทุกท่าน

ด้วยความดีหรือประโยชน์อันใดเนื่องจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอมอบแด่การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาคที่สนับสนุนทุนการศึกษาและ ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ให้การส่งเสริม สนับสนุน และ เป็นกำลังใจให้เสมอมา ตลอดจนเพื่อนทุกท่านที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ทำให้งานวิจัยฉบับ นี้บรรลุผลสำเร็จ

สาธิต กล้าหาญ

กุมภาพันธ์ 2556

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(3)
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ	(7)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	2
การตรวจเอกสาร	3
อุปกรณ์และวิธีการ	20
อุปกรณ์	20
วิธีการ	20
ผลและวิจารณ์	77
ผล	77
วิจารณ์	81
สรุปและข้อเสนอแนะ	82
สรุป	82
ข้อเสนอแนะ	83
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	84
ภาคผนวก	86
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	103

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	เวลาการทำงานระหว่างกระแสกับเวลา(I-t Characteristic)ของฟิวส์ 65K	31
2	ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดแต่ละอุปกรณ์ ก่อนจากเชื่อมโยง DG	35
3	ขนาดกระแสลัดวงจรและ เวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว รูปแบบที่ 1	42
4	ขนาดกระแสลัดวงจร และ เวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว รูปแบบที่ 2	51
5	ขนาดกระแสลัดวงจร และ เวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว รูปแบบที่ 3	60
6	ขนาดกระแสลัดวงจร และ เวลาการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว รูปแบบที่ 4	69

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
1 ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล	8
2 กราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน	9
3 รูปแบบที่ 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และ เกิดความผิดพลาดที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์	10
4 รูปแบบที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต้นทางหน้ารีโคลสเซอร์และเกิด ความผิดพลาดที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์	11
5 รูปแบบที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต้นทางหน้ารีโคลสเซอร์และเกิด ความผิดพลาดที่โหลดต้นสายป้อนหลังฟิวส์	11
6 รูปแบบที่ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และ เกิดความผิดพลาดที่โหลดต้นสายป้อนหลังฟิวส์	12
7 รูปแบบที่ 5 การเกิดความผิดพลาดที่สายส่งคนละเส้นกับสายส่งที่มีเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาดเล็ก	13
8 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายของ กฟภ.	14
9 แบบจำลองระบบส่งจ่าย 115 kV	22
10 ระบบจำลองสถานีไฟฟ้า	23
11 ระบบจำลองระบบจำหน่าย 22 kV	24
12 แบบจำลองและข้อมูลสำหรับ External Grid	24
13 แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังและข้อมูลค่าพารามิเตอร์	25
14 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์หม้อแปลงกระแสในระบบจำลอง	27
15 ค่าการทำงานของรีเลย์ในระบบจำลอง	29
16 ค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ในระบบจำลอง	30
17 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) ของฟิวส์ 65K	32
18 แบบจำลองสายส่งไฟฟ้าและรายละเอียดค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง ไฟฟ้าในระบบจำลอง	33
19 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและรายละเอียดค่าพารามิเตอร์	34

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
20 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	36
21 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่รีเลย์	36
22 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่รีโคลสเซอร์	37
23 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่ฟิวส์ (หน้ารีโคลสเซอร์)	37
24 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่ฟิวส์ (หลังรีโคลสเซอร์)	38
25 รูปแบบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	39
26 แผนผังการหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ส่งผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน	40
27 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 1	43
28 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 1	44
29 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 2	52
30 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 2	53
31 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 3	61
32 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 3	62
33 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 4	70
34 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 4	71
35 ค่าเผื่อเวลา (Time margin) ระหว่างอุปกรณ์ป้องกัน	77
36 ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแต่ละกรณีศึกษา	80

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพผนวกที่	หน้า
1 การเลือกอุปกรณ์เป็นฟิวส์	87
2 หน้าต่างการกำหนดค่าพารามิเตอร์ของฟิวส์	88
3 หน้าต่างการเลือกชนิดของฟิวส์	88
4 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของฟิวส์ชนิด Type K 25 kV ขนาด 65 A	89
5 การตรวจสอบอุปกรณ์ที่สวิตช์ที่ติดตั้งฟิวส์	90
6 หน้าต่าง Edit Devices ที่สวิตช์ที่ติดตั้งฟิวส์	90
7 การ Plot ค่าการทำงานของฟิวส์	91
8 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานของฟิวส์ ขนาด 65K	91
9 การเพิ่ม CT 1:1	92
10 หน้าต่างเลือก CT 1:1	93
11 การเลือกอุปกรณ์เป็นรีโกลสเซอร์	93
12 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีโกลสเซอร์	94
13 หน้าต่างเลือกชนิด รีโกลสเซอร์	94
14 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีโกลสเซอร์ชนิด From 4C	95
15 การตรวจสอบอุปกรณ์ที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีโกลสเซอร์	95
16 หน้าต่าง Edit Devices ที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีโกลสเซอร์	96
17 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานของฟิวส์ ขนาด 65K และ รีโกลสเซอร์	96
18 การ Plot ค่าการทำงานของรีโกลสเซอร์	97
19 การเพิ่ม CT 600:1	98
20 หน้าต่างเลือก CT 600:1	98
21 การเลือกอุปกรณ์เป็นรีเลย์	99
22 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีเลย์	99
23 หน้าต่างเลือกชนิดผลิตภัณฑ์และรุ่นรีเลย์	100
24 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีเลย์	100

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพผนวกที่	หน้า
25 การตรวจสอบอุปกรณ์ที่สวิทช์ที่ติดตั้งรีเลย์	101
26 หน้าต่าง Edit Devices ที่สวิทช์ที่ติดตั้งรีเลย์	101
27 การ Plot ค่าการทำงานของรีเลย์	102
28 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานของฟิวส์ ขนาด 65K รีโคลสเซอร์และรีเลย์	102

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

DG	=	Distributed Generation
SAC	=	Space Aerial Cable
TP	=	Power transformer
CT	=	Current Transformer
MM	=	Minimum melt
TC	=	Total clear
51/51N	=	AC time overcurrent relay

การหาคำจำกัดการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของ อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV

Determination of the Maximum Capacity of Distributed Generation Installed in 22-kV Distribution System without Effects to Protection Coordination

คำนำ

ปัจจุบันรัฐบาลและ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีนโยบายสนับสนุนการใช้พลังงานทดแทนให้มากขึ้น ส่งผลให้ปริมาณโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมีจำนวนเพิ่มมากขึ้น นอกจากนี้ จากเงื่อนไขที่ว่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในปัจจุบันเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อยๆ ทุกปีนั้นมีความเป็นไปได้ยากมากขึ้น จากปัจจัยเรื่องปัญหาของสถานที่ก่อสร้าง ผลกระทบทางสังคมและ ต่อสิ่งแวดล้อม ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีแนวโน้มมากขึ้นที่จะถูกนำมาเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงสูง 22 kV ของ กฟภ. หากการเพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายแรงสูง 22 kV ของ กฟภ. มีปริมาณมากขึ้นและ เป็นไปอย่างรวดเร็วเกินไป อาจส่งผลให้ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ทำงานผิดพลาดและ ในการปรับปรุง หรือ แก้ไขอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ต้องใช้ระยะเวลาในการดำเนินงานนาน ซึ่งอาจเกิดความล่าช้าเนื่องจากปัจจัยด้านเงินลงทุน

ดังนั้น เมื่อไม่สามารถเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ป้องกันใหม่ได้ จึงจำเป็นต้องใช้อุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมให้คุ้มค่ามากที่สุด จึงเป็นที่มาของการหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มากที่สุดโดยไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. วิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอผลที่เกิดจากกระแสตรงที่เพิ่มขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันของ กฟภ. ในการศึกษาการหาคำจำกัดการผลิตติดตั้งที่มากที่สุด ได้ใช้ซอฟต์แวร์ DIGSIENT เป็นเครื่องมือในการสร้างระบบไฟฟ้าจำลอง แล้วจึงนำผลที่สังเกตได้มาทำการวิเคราะห์และ สรุปผลที่เกิดจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตามรูปแบบการเชื่อมต่อต่างๆ 4 กรณี เข้ากับระบบจำหน่ายแรงสูงของ กฟภ.

วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาผลกระทบที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่ส่งผลต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อใช้ในการวางแผนการเชื่อมโยงของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นทุกๆปีตามนโยบายของรัฐบาลและ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2. หาขนาดกำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยไม่ส่งผลต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมของระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อให้ผู้ที่สนใจ หรือ ผู้ที่มีส่วนรับผิดชอบในงานที่เกี่ยวข้อง ให้สามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ และ วางแผนการเชื่อมโยงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก กับ ระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การตรวจเอกสาร

ภรต (2546) นำเสนอการศึกษาและวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation : DG) ชนิดความถี่ 60 Hz ที่พิจารณา ได้แก่ ความถี่ 3 เฟส ซึ่งเป็นความถี่ที่พบมากที่สุด ความถี่ที่เกิดขึ้น ณ จุดต่าง ๆ ในระบบจะถูกนำไปคำนวณหาค่ากระแสที่ไหลและเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ที่มีอยู่ในระบบทดสอบ เพื่อใช้ในการเปรียบเทียบโดยมุ่งเน้นพิจารณาผลกระทบใน 2 กรณีหลัก ดังนี้ กรณีแรกเป็นการตั้งค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของอุปกรณ์ป้องกันในขณะที่ยังไม่มีการเชื่อมต่อ DG และกรณีที่สองเป็นการปรับค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ป้องกันให้รองรับระบบที่มีการเชื่อมต่อ DG โดยการวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบกับระบบทดสอบ RBTBUS2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการศึกษาทำให้ทราบถึงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งแสดงอยู่ในรูปของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) และ (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) จากการทดสอบและการปรับตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันระดับต่าง ๆ ทำให้สามารถนำค่าดัชนีต่าง ๆ ที่ได้ไปใช้ในการประกอบการตัดสินใจในการปรับตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ตั้งอยู่ในระบบทั้งของการไฟฟ้า ซึ่งจะเป็ประโยชน์ในการหาจุดที่เหมาะสมในการปรับตั้งค่าการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ หรือการหาแนวทางป้องกันให้กับระบบที่มีการติดตั้ง DG

เบญจมาภรณ์ (2545) ศึกษาผลกระทบของโรงไฟฟ้าพลังน้ำชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำต่อระบบจำหน่ายทางด้านแรงดัน และกำลังสูญเสียในสายส่ง เมื่อพิจารณาถึง 5 ปัจจัย คือ ผลของกำลังการผลิต ผลของตำแหน่งที่ตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ผลของโหลดในระบบ ผลของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และผลของการติดตั้งตัวเก็บประจุให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ซึ่งใช้ระบบโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแม่ยะของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นกรณีศึกษา โดยงานวิจัยได้พัฒนาโปรแกรมโหลดโฟลว์เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำติดตั้งในระบบ เพื่อทำให้การคำนวณมีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้น ผลการศึกษพบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำมีผลทำให้แรงดันในระบบลดต่ำลง แต่ผลทางด้านกำลังสูญเสียในสายส่ง จะเพิ่มขึ้นหรือลดลงขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง เช่น ขนาดกำลังผลิต โหลดของระบบ และตำแหน่งที่ตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ เป็นต้น และเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุให้กับเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าเหนี่ยวนำพบว่าตัวเก็บประจุมีผลทำให้แรงดันในระบบเพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งยังช่วยให้กำลังสูญเสียในสายส่งมีค่าลดลง

Surachai (2005) ศึกษาการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มาใช้ในระบบจำหน่าย (distribution system) หากมีการศึกษาประเด็นต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ DG อย่างรอบด้านย่อมบรรลุคุณประโยชน์ต่างๆ ของ DG ได้ ในทางปฏิบัตินั้น การนำ DG มาใช้อาจจะทำให้เกิดปัญหาในการจัดลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันได้ นอกจากนั้น ควรมีการคำนึงถึงขอบเขตการทำงาน (operating ranges) ของอุปกรณ์ป้องกันด้วย ปัญหาความรุนแรงจะยิ่งทวีมากขึ้นเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย หลายแหล่งมากขึ้นเข้าไปในระบบ งานวิจัยนี้ วิเคราะห์และหาค่าเริ่มต้นการทำงานของสมการที่ใช้ในการจัดลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันและเงื่อนไขของขอบเขตการทำงาน ผลลัพธ์ที่ได้สามารถนำมาใช้กำหนดขนาดของ DG โดยที่ยังคงรักษาภาพของรูปแบบการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันไว้คงเดิมได้ ตัวอย่างการคำนวณจะแสดงให้เห็นผู้จัดการระบบไฟฟ้าสามารถเลือกแนวทางที่เหมาะสมที่สุดในการตอบสนองวัตถุประสงค์ เช่น ในเชิงเศรษฐศาสตร์ หรือตามเงื่อนไขที่มีอยู่ได้

สิริภา (2549) นำเสนอวิธีการหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในกรณีที่มีการระบุจำนวนและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะติดตั้ง เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีค่าต่ำสุด โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ประยุกต์ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรมในการแก้ปัญหาทางคณิตศาสตร์ โครงสร้างของวิทยานิพนธ์แบ่งออกเป็น 3 ส่วน ส่วนแรกอธิบายถึงการลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก และผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่ออุปกรณ์ป้องกัน ส่วนที่สองเป็นการนำขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรมมาประยุกต์ใช้กับการแก้ปัญหาการลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน และส่วนที่สามนำเสนอผลการทดสอบโปรแกรมที่ได้พัฒนาขึ้นกับระบบทดสอบรอยบิลลินตัน บัส 2 (Roy Billinton Test System Bus 2) และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลที่ได้แสดงให้เห็นว่า ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรมที่นำเสนอสามารถกำหนดขนาดกำลังการผลิต ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้อย่างเหมาะสม ทำให้กำลังสูญเสียในระบบลดลงได้ดีกว่า การใช้วิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง (Sequential quadratic programming, SQP) เมื่อพิจารณาที่จำนวนและตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบทดสอบเดียวกัน สามารถประยุกต์กับเงื่อนไขการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันได้ ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบกำลังสูญเสียในกรณีที่คำนึงถึง ผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์

ป้องกัน และกำลังสูญเสียในกรณีที่ฟ่อนปรนผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน จะได้ว่ากำลังสูญเสียในกรณีที่กำลังถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกัน ของอุปกรณ์ป้องกันจะมีค่ามากกว่ากำลังสูญเสียในกรณีที่ฟ่อนปรนผลกระทบ ต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันไม่เกิน 10%

Titli (2009) นำเสนอวิธีการหาขนาดกำลังผลิตที่รับได้สูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันและกำลังสูญเสีย ที่ผ่านมานั้นวิธีการที่ใช้ประเมินหาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นยังขาดความชัดเจนในกระบวนการวิเคราะห์การทำงานของระบบป้องกันและกำลังสูญเสียของระบบที่เปลี่ยนไป รวมถึงผลกระทบที่จะเกิดขึ้นได้จากการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้แก่ การทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน การเพิ่มขึ้นของกำลังสูญเสีย และการเปลี่ยนแปลงของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า นอกจากนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังนำเสนอวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อช่วยให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น และยังได้นำเสนอวิธีประเมินผลกระทบเชิงปริมาณของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ทำให้สามารถทราบถึงผลดีและผลเสียที่จะเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ผลการทดสอบกับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 และ ระบบไฟฟ้าจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอมีศักยภาพเพียงพอในการนำไปประยุกต์ใช้สำหรับงานวิเคราะห์หาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่ระบบไฟฟ้าจำหน่ายสามารถรับได้ ตลอดจนสามารถนำไปใช้ประเมินผลกระทบ และการวางแผนเกี่ยวกับการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ชรินรัตน์ (2546) เสนอวิธีการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีที่มีการระบุจำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะทำการติดตั้งไว้แล้ว เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้แนวทางเชิงกำหนด โดยแบ่งโครงสร้างของวิทยานิพนธ์ออกเป็น 3 ส่วน ส่วนแรกอธิบายให้เห็นถึงบทบาทความสำคัญและผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อระบบจำหน่าย ส่วนที่สองเป็นการนำหลักการแก้ปัญหาที่เหมาะสมแบบกำหนดการเชิงจำนวนเต็มผสมกับกำหนดการไม่เชิงเส้นมาประยุกต์ใช้กับการแก้ปัญหาการลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย ด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก และส่วนที่สามนำเสนอผลการทดสอบโปรแกรมที่ได้พัฒนาขึ้นกับระบบจำหน่ายทดสอบจำนวน 4 ระบบ ซึ่งมีลักษณะทางกายภาพที่แตกต่างกันไป ผลที่ได้แสดงให้เห็นว่าอัลกอริทึมที่นำเสนอสามารถกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้อย่างเหมาะสม ส่งผลให้กำลังสูญเสียในระบบลดลงได้มากกว่า 70% เทียบกับกรณีฐานก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด

เล็ก ในทุกกรณีศึกษา แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของอัลกอริทึมที่สามารถนำไปประยุกต์ใช้งาน ได้จริงในทางปฏิบัติ

ทรงวุฒิ (2544) การพัฒนาระบบผู้เชี่ยวชาญเพื่อวิเคราะห์การจัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ ป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งในปัจจุบันเป็นแบบเรเดียล ส่วน อุปกรณ์ป้องกันระบบจำหน่ายเป็นชนิด การป้องกันกระแสเกินเป็นหลัก การพัฒนาฐานข้อมูลและ ฐานความรู้ของระบบผู้เชี่ยวชาญในวิทยานิพนธ์นี้จึงอ้างอิงตาม ข้อกำหนด ข้อเท็จจริง และ มาตรฐาน ของ กฟภ. นอกจากนั้นในส่วนของฐานความรู้ของระบบผู้เชี่ยวชาญยังประกอบด้วย ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับ การจัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยนำมาจาก ข้อมูล ข้อกำหนด วิธีการรายละเอียดต่างๆ หนังสือ บทความ ความรู้และประสบการณ์ของวิศวกรที่ ทำหน้าที่ออกแบบการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า ผลการวิจัยแสดงให้เห็นถึงการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมขึ้นภายในเขตป้องกันของอุปกรณ์นั้น ๆ ว่าทำงานผิดพลาดหรือไม่ทำงานสัมพันธ์กับอุปกรณ์ป้องกันอื่นหรือไม่ และจะวิเคราะห์ความ เหมาะสมของการกำหนดค่าเริ่มทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว นอกจากนั้นยังได้มีการ วิเคราะห์ตำแหน่งการติดตั้งของอุปกรณ์ป้องกันด้วย

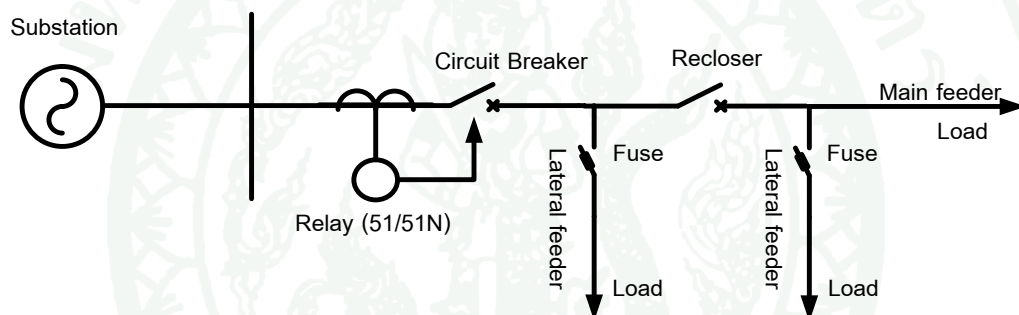
อริยะ (2544) นำเสนอ การวิเคราะห์กระแสลัดวงจร ตามวิธีการในมาตรฐาน IEC 909 และ นำผลลัพธ์ที่ได้ไปประยุกต์ใช้งานทางด้านไฟฟ้า ซึ่งแบ่งได้เป็น 2 ส่วนคือ การเลือกค่าพิกัดอุปกรณ์ ป้องกัน และการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน โดยรายละเอียดในการศึกษาประกอบด้วย การคำนวณ กระแสลัดวงจรตามวิธีในมาตรฐาน IEC 909 คุณลักษณะทั่วไปและการเลือกค่าพิกัดของอุปกรณ์ ป้องกัน และหลักการในการศึกษาปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันให้มีการทำงานเป็นลำดับ หลังจาก ทำการศึกษาในทางทฤษฎี จึงได้ทำการศึกษาถึงวิธีการนำคอมพิวเตอร์มาประยุกต์กับทฤษฎีที่ได้ ศึกษา เพื่อพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ขึ้น ซึ่งโปรแกรมที่พัฒนาจะแบ่งการทำงานเป็น 3 ส่วนคือ ส่วนการคำนวณกระแสลัดวงจร, ส่วนการเลือกค่าพิกัดอุปกรณ์ป้องกัน, ส่วนการปรับตั้งการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกัน การทำงานของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้น ทั้ง 3 ส่วนนั้นจะทำงาน สอดคล้องกัน โดยการส่งผ่านข้อมูลระหว่างแต่ละส่วนการทำงานนั้น ซึ่งประโยชน์ในการนำ คอมพิวเตอร์มาช่วยงานนี้ ทำให้ลดภาระการทำงานของมนุษย์ในเรื่องดังกล่าว รวมทั้งผลลัพธ์ที่ได้มี ความถูกต้องมากขึ้น

วอม (2555) นำเสนอการหาขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระสามารถส่งเข้ามาในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าได้ โดยระบบส่งจ่ายไฟฟ้ายังคงสามารถดำเนินการส่งกำลังไฟฟ้าได้อย่างมั่นคงและไม่มีการเกินพิกัดทางไฟฟ้า วิธีการคำนวณที่นำเสนอในงานวิจัยนี้ ได้แก่การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow: OPF) โดยใช้โปรแกรม MATPOWER เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอิสระเชื่อมต่อเข้ามาที่บัสใดบัสหนึ่ง โดยกำหนดให้ราคาการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอิสระนั้นมีค่าเป็นศูนย์ เพื่อให้โปรแกรมคำนวณหาค่ามากที่สุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอิสระจะสามารถจ่ายเข้าสู่ระบบได้ในการศึกษานี้มีการกำหนดให้ปริมาณโหลดในระบบมีความแตกต่างกัน 3 ระดับ ค่าสูงสุดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอิสระที่เชื่อมต่อเข้ามาที่บัสใดๆ พิจารณาได้จากค่ากำลังการผลิตสูงสุดที่ผ่านการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยไม่มีการเกินพิกัดของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ปริมาณโหลดทุกระดับ วิธีการที่นำเสนอได้ถูกทดสอบกับระบบ IEEE 30 บัส ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถหาขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระที่เชื่อมต่อเข้ามาที่บัสที่กำหนดได้ และมีการไหลเวียนของกำลังไฟฟ้าที่ไม่เกินพิกัดของอุปกรณ์ทางไฟฟ้าในภาวะโหลดที่แตกต่างกัน 3 ระดับ

ระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีลักษณะโครงสร้างเป็นแบบเรเดียล ดังนั้น เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ กระแสผิดปกติที่เกิดขึ้นจะไหลจากสถานีไฟฟ้าย่อยมายังตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องนั้น ซึ่งอุปกรณ์ป้องกันโดยทั่วไปถูกออกแบบให้ทำงานเมื่อมีกระแสที่สูงเกินปกติ อย่างไรก็ตาม เมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเชื่อมต่ออยู่ การเกิดการลัดวงจรจะก่อให้เกิดกระแสผิดปกติร่วม (Fault Contribution) ที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ส่งผลทำให้ระดับกระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายเปลี่ยนไปจากเดิม โดยขนาดของกระแสผิดปกติที่เกิดขึ้นนั้นจะมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โหลดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ระยะห่างของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับจุดที่เกิดการลัดวงจร เป็นต้น นอกจากนี้หากพิจารณากระแสผิดปกติที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพียงตัวเดียวอาจมีค่าไม่สูงมากนัก แต่หากพิจารณากระแสผิดปกติที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็กหลายๆ ตัวรวมกันอาจมีค่ามากจนทำให้ระดับกระแสลัดวงจรเปลี่ยนแปลงไปส่งผลการทำงานร่วมกันระหว่างฟิวส์และรีโคสเซอร์ผิดพลาดได้ ดังนั้นการพิจารณาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต้องพิจารณาเงื่อนไขดังนี้

1. ความรู้เบื้องต้นของการจัดลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน

โครงสร้างของระบบจำหน่ายของ กฟภ. คือ โครงสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ซึ่งใช้กันอย่างแพร่หลายในระบบจำหน่าย เนื่องจากใช้เงินลงทุนต่ำและง่ายต่อการปฏิบัติงาน อุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์สั่งการด้วยรีเลย์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ที่สายป้อนย่อย ดังแสดงในภาพที่ 1 การจัดลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันใช้การวัดความสัมพันธ์โดยพิจารณาทั้งกระแสตัวจริงและเวลา ตามคุณลักษณะของกระแสเกินผกผันกับเวลา (Inverse Time Over current Characteristic) กล่าวคือ กระแสผิดพลาดยิ่งมาก เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ยิ่งสั้น ซึ่งการออกแบบระบบป้องกันโดยใช้คุณลักษณะของกระแสเกินผกผันกับเวลาช่วยให้ระบบป้องกันมีความยืดหยุ่นมากขึ้น



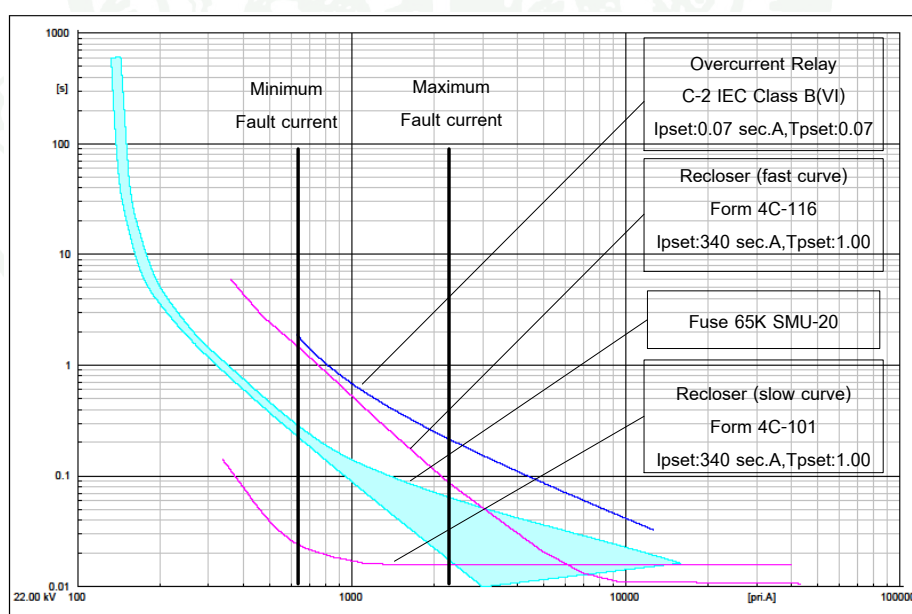
ภาพที่ 1 ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล

ระบบป้องกันตามภาพที่ 1 ประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางที่สถานีไฟฟ้า ทำหน้าที่ป้องกันสายป้อนหลักในส่วนต้นทางและทำหน้าที่สำรองป้องกันสายป้อนหลักและสายป้อนย่อยในกรณีที่รีโคลสเซอร์และฟิวส์ไม่ทำงาน รีโคลสเซอร์ติดตั้งอยู่ตรงกลางทางของสายส่งหลัก ทำหน้าที่ตรวจจับและแยกความผิดปกติของแบบชั่วคราวและถาวรและทำหน้าที่สำรองป้องกัน สายป้อนย่อยในกรณีที่ฟิวส์ไม่ทำงาน และฟิวส์ติดตั้งที่สายป้อนย่อยทำหน้าที่ป้องกัน โหลดในสายป้อนย่อยของระบบ

Surachai (2005) กรณีก่อนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก อุปกรณ์ทั้ง 3 ชนิดมีลำดับการทำงานร่วมกันดังนี้ รีโคลสเซอร์จะทำงานสองจังหวะ จังหวะแรกเป็นช่วงการทำงานแบบเร็ว (Fast Recloser) และจังหวะที่สองเป็นช่วงการทำงานแบบช้า (Slow Recloser) เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ รีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรครั้งแรกโดยใช้เวลาในช่วงการทำงานแบบเร็ว

เพื่อตรวจสอบว่าความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราวหรือถาวร ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราว ระบบจะกลับคืนสู่สภาวะปกติโดยไม่มีการตัดวงจร แต่ถ้าความผิดปกตินั้นยังคงอยู่หรือเป็นความผิดปกติแบบถาวร ฟิวส์ที่สายป้อนย่อยจะทำงานตัดความผิดปกตินั้น แต่หากฟิวส์ไม่สามารถตัดความผิดปกติดังกล่าวได้ รีเลย์รีโคสเซอร์จึงหะที่สองจะทำหน้าที่ตัดวงจรออก ส่วนรีเลย์จะทำงานเป็นลำดับสุดท้ายในการสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดวงจรออกในกรณีที่ฟิวส์และรีโคสเซอร์ไม่สามารถกำจัดความผิดปกตินั้นได้ ภาพที่ 2 แสดงกราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างรีเลย์รีโคสเซอร์และฟิวส์

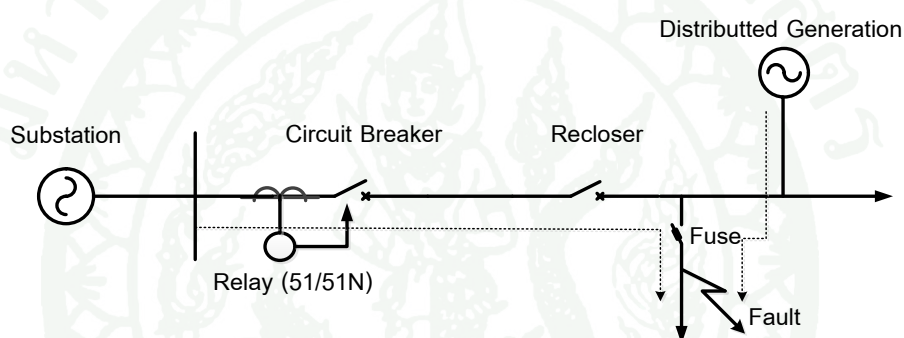
จากกราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างรีเลย์รีโคสเซอร์และฟิวส์จะสังเกตเห็นว่าลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทั้ง 3 จะทำงานได้ถูกต้องในช่วงกระแสลัดวงจรค่าหนึ่งเท่านั้น คือ กระแสต่ำสุด (Minimum Current) และกระแสสูงสุด (Maximum Current) ในกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบจำหน่ายอาจทำให้กระแสผิดปกติที่เกิดขึ้นมีค่ามากกว่าช่วงกระแสลัดวงจรดังกล่าว ดังนั้น เพื่อให้อุปกรณ์ป้องกันมีลำดับการทำงานที่ถูกต้อง ควรพิจารณาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม และไม่ทำให้กระแสลัดวงจรเกินช่วงการทำงานของการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน



ภาพที่ 2 กราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน

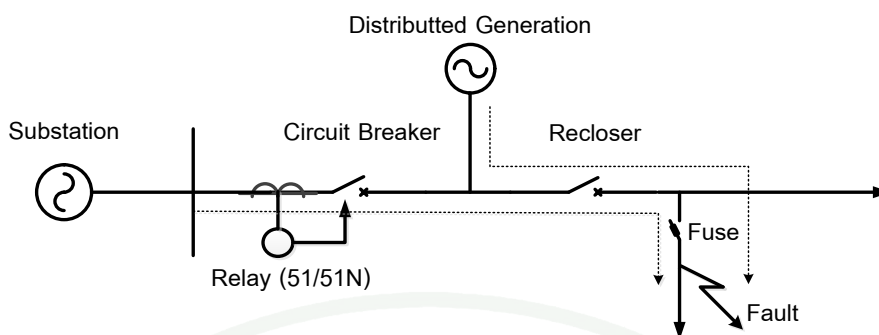
2. รูปแบบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่อาจมีผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

Titti (2009); สิริภา (2549) ผลกระทบของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่ออุปกรณ์ป้องกันมีอยู่ด้วยกันหลายประการ ขึ้นอยู่กับลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สัมพันธ์กับตำแหน่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก และตำแหน่งการเกิดความผิดปกติเป็นผลให้อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวตรวจจับขนาดกระแสผิดปกติในปริมาณที่ต่างกัน ทั้งนี้รูปแบบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสามารถสรุปได้ 5 รูปแบบ ดังนี้



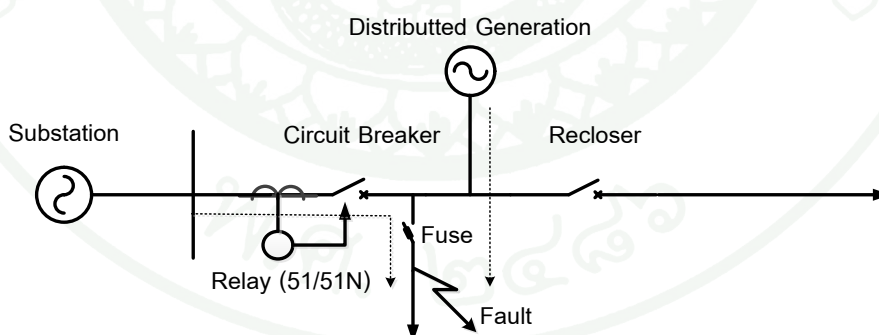
ภาพที่ 3 รูปแบบที่ 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์

จากภาพที่ 3 ระบบมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดปกติที่โหลดปลายทางทำให้ กรณีเช่นนี้รีโคลสเซอร์และฟิวส์จะตรวจจับขนาดของกระแสผิดปกติได้คนละค่า โดยที่ฟิวส์จะตรวจจับกระแสได้มากกว่ารีโคลสเซอร์ คือ กระแสผิดปกติรวมที่ไหลมาจากสถานีไฟฟ้าย่อย และจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทำให้มีโอกาสที่ฟิวส์จะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ในจังหวะแรก ความผิดพลาดของลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าวจะมีผลในกรณีที่เกิดขึ้นแบบชั่วคราว ทำให้โหลดบริเวณนั้นถูกตัดออกจากระบบ



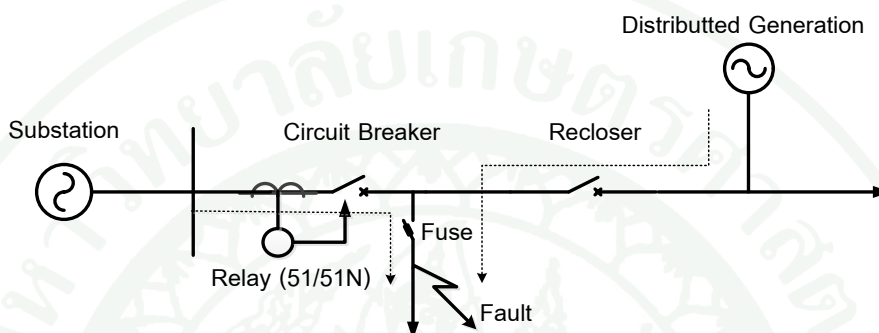
ภาพที่ 4 รูปแบบที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต้นทางหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์

จากภาพที่ 4 ระบบมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้ที่ต้นทางก่อนถึงรีโคลสเซอร์ ในกรณีเกิดความผิดปกติที่โหลดปลายทาง ขนาดกระแสที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์และฟิวส์เป็นค่าเดียวกัน แต่มีขนาดที่มากขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบ ซึ่งทำให้อุปกรณ์ป้องกันทั้งคู่มีความไวมากขึ้น แต่อย่างไรก็ดี อาจทำให้ช่วงเวลาในการทำงานร่วมกัน(Coordination Time interval : CTI) ระหว่าง รีโคลสเซอร์และฟิวส์นี้แคบลง หากผลดังกล่าวรุนแรงก็อาจเกิดกรณีที่ฟิวส์ทำหน้าที่กำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้นก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงานในจังหวะแรก ซึ่งถือว่าเป็นลำดับการทำงานที่ผิดพลาดพลาด



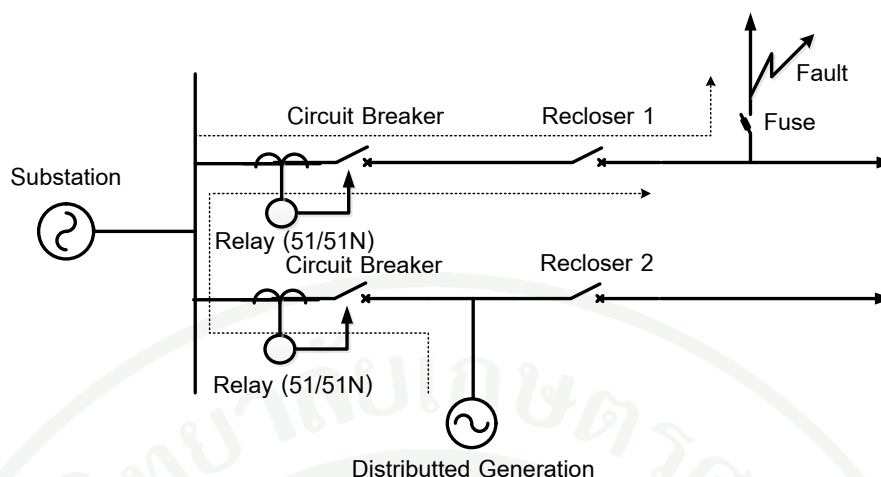
ภาพที่ 5 รูปแบบที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต้นทางหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่ โหลดต้นสายป้อนหลังฟิวส์

จากภาพที่ 5 ระบบมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้ที่ต้นทางหน้ารีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่โหลดต้นสายป้อนหลังฟิวส์ กรณีเช่นนี้จะไม่มีกระแสผิดปกติผ่าน รีโกลสเซอร์อุปกรณ์ป้องกันสามารถทำงานได้ถูกต้องเพียงแต่กระแสผิดปกติที่ไหลผ่านฟิวส์จะมีขนาดมากขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบอย่างไรก็ดี กระแสผิดปกติที่ไหลผ่านฟิวส์จะต้องมีค่าไม่เกินค่าพิคคของฟิวส์



ภาพที่ 6 รูปแบบที่ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ปลายทางหลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่โหลดต้นสายป้อนหลังฟิวส์

จากภาพที่ 6 ระบบมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้ที่ปลายทางหลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่บริเวณต้นทางกรณีเช่นนี้จะทำให้กระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไหลย้อนผ่านรีโกลสเซอร์ไปยังจุดที่เกิดการผิดปกติซึ่งหากกระแสผิดปกตินี้มีค่ามากพอที่จะทำให้รีโกลสเซอร์ทำงาน เป็นผลให้โหลดบริเวณที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์ถูกตัดออกจากระบบและเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในบริเวณที่ไม่เหมาะสม หากไม่ ต้องการให้เหตุการณ์ดังกล่าวเกิดขึ้นในกรณีนี้อาจจำเป็นต้องมีการเปลี่ยนรีโกลสเซอร์ให้สามารถ ตรวจวัดทิศทางของกระแสผิดปกติได้



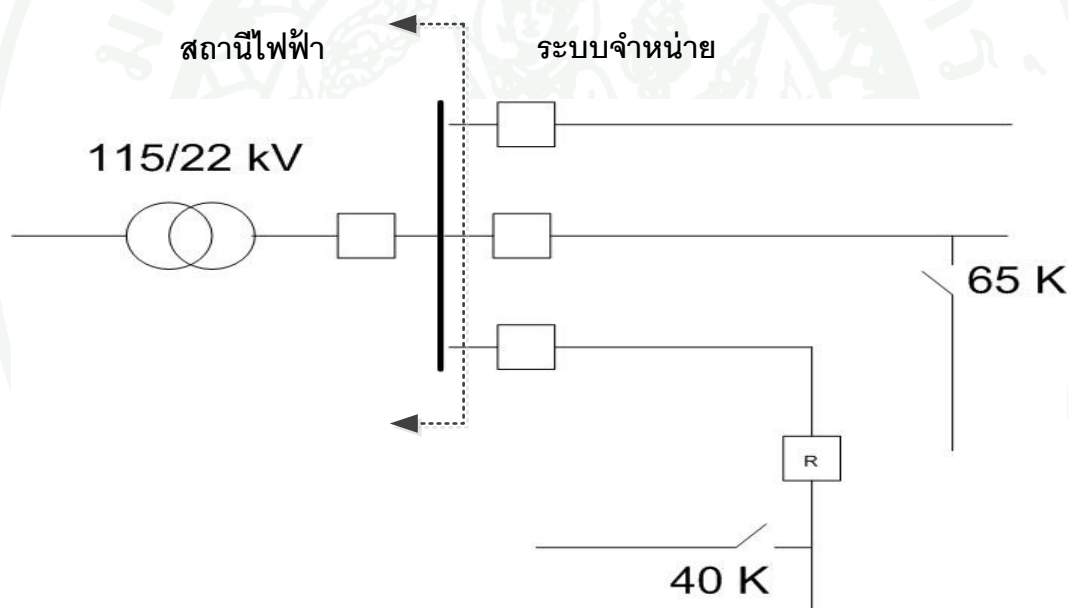
ภาพที่ 7 รูปแบบที่ 5 การเกิดความผิดปกติที่สายส่งคนละเส้นกับสายส่งที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

จากภาพที่ 7 ระบบมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้ที่สายส่งด้านล่าง และเกิดความผิดปกติที่สายส่งด้านบน การเกิดความผิดปกติที่สายส่งคนละเส้นเช่นนี้จะทำให้มีกระแสไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กผ่านอุปกรณ์ป้องกันในสายส่งด้านล่างมายังจุดที่เกิดความผิดปกติ ถ้าขนาดของกระแสผิดปกติที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนี้มีค่ามากพอ อุปกรณ์ป้องกันในสายส่งด้านล่างจะทำงาน ทำให้โหลดที่ต่ออยู่ในสายส่งด้านล่างถูกตัดวงจร ซึ่งเป็นการทำงานที่ผิดพลาดส่งผลให้โหลดปริมาณมากถูกตัดออกจากระบบอย่างไม่จำเป็น ปัญหาดังกล่าวสามารถแก้ได้โดยการเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกันให้สามารถตรวจวัดทิศทางของกระแสผิดปกติได้ หรือมีฉะนั้นจะต้องตั้งค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ในสายบน (Recloser 1) ให้สามารถกำจัดความผิดปกติได้ก่อนที่รีโคลสเซอร์ในสายล่าง (Recloser 2) จะทำงาน

3. การจัดโคออร์ดิเนชันของระบบป้องกันในระบบจำหน่าย กฟภ.

กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ กฟภ.(2548) การจัดโคออร์ดิเนชัน (Co-ordination) ของระบบป้องกันในระบบจำหน่าย เป็นการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจร หรือ กระแสเกินในระบบ ให้ทำงานสัมพันธ์กัน โดยตัดส่วนที่ผิดปกติออกจากระบบให้น้อยที่สุด ในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะการโคออร์ดิเนชันของระบบป้องกันในระบบจำหน่ายแรงสูงของ กฟภ.เท่านั้น อุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจรในระบบจำหน่ายแรงสูงของ กฟภ. ที่ติดตั้งใช้งานในปัจจุบันมี ดังนี้

1. ฟิวส์ลัทเอาท
2. รีโคลสเซอร์
3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (อาศัยรีเลย์เป็นตัวสั่งให้ทำงานเปิดวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจร)



ภาพที่ 8 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายของ กฟภ.

3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการจัดอุปกรณ์ให้ทำงานสัมพันธ์กันในระบบป้องกัน

1. แผนผังระบบจำหน่ายที่จะป้องกัน แสดงตำแหน่ง ชนิดและขนาดของอุปกรณ์ไฟฟ้า รวมทั้ง CT Ratio
2. ความต้านทานทางไฟฟ้า (Impedance) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลง สายไฟ มีหน่วยเป็นโอห์ม หรือเปอร์เซ็นต์
3. กระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุดที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันที่ตำแหน่งต่างๆ
4. กระแสไหลสูงสุดที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกัน
5. คุณสมบัติและลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชุดที่ใช้งานระบบป้องกัน

3.2 ค่าเผื่อเวลา (Grading Margin)

ในการจัดอุปกรณ์ป้องกันให้ทำงานสัมพันธ์กัน จะต้องมียะห่างของเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันมากพอ เพื่อป้องกันไม่ให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานพร้อมกัน เรียกระยะห่างของเวลานี้ว่า “Grading Margin” ซึ่งระยะห่างของเวลาขึ้นอยู่กับองค์ประกอบต่างๆ ดังนี้

3.2.1 Circuit Breaker Interrupting Time เป็นเวลาที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ใช้ในการตัดกระแสลัดวงจร หรือกระแสที่เกินพิกัดกระแสเริ่มทำงานของรีเลย์ ออกจากวงจร ซึ่งใช้เวลาประมาณ 0.1 วินาที หลังจากทีรีเลย์ปิดคอนแทค เพื่อส่งทริปเซอร์กิตเบรกเกอร์

3.2.2 Relay Overshoot Time เป็นเวลาที่รีเลย์ใช้ในการเคลื่อนที่ต่อไปข้างหน้าหลังจากที่กระแสเกินพิกัดถูกตัดออกจากวงจร หรือ Relay Deenergized ซึ่งรีเลย์ส่วนใหญ่มี Relay Overshoot Time ประมาณ 0.05 วินาที

3.2.3 ความคลาดเคลื่อนในการทำงาน อาจจะมีผลเนื่องจากอุณหภูมิ ความถี่ และอายุการใช้งาน เป็นต้น ซึ่งรีเลย์ และซีที ได้กำหนดมาตรฐานไว้ดังนี้ สำหรับ Electromagnetic Overcurrent Relay ที่ทำงานแบบ Inverse Time และ Definite Time มีความคลาดเคลื่อนในการทำงานไม่เกิน 7.5% และ 10% ตามลำดับ สำหรับ ซีที ความคลาดเคลื่อนจะเกิดจากการเปลี่ยนแปลงความถี่ มาตรฐานกำหนดไว้ไม่เกิน 10%

3.2.4 Safety Margin เป็นเวลาที่เพิ่มเข้าไปเพื่อให้แน่ใจว่า อุปกรณ์ป้องกันสามารถโคออร์ดิเนชันกันได้ โดยกำหนดให้มีค่า 0.1 วินาที

3.3 ค่าเผื่อเวลา(Grading Margin) ระหว่าง รีเลย์กับรีเลย์

โดยทั่วไปการโคออร์ดิเนชันระหว่างรีเลย์กับรีเลย์ ควรมีค่า Grading Margin อย่างน้อย 0.4 วินาที หรือจะใช้ค่าที่คำนวณได้จากสูตร ดังนี้

1. Inverse Time Overcurrent Relay

$$t' = 0.25t + 0.25 \quad (1)$$

เมื่อ t = เวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์ชุดที่ใกล้จุดเกิดฟอลท์

t' = ค่าเผื่อเวลา (Grading Margin)

เทอม 0.25t เป็นค่าที่แปรตามเวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์ที่ใกล้จุดเกิดฟอลท์ ประกอบด้วย

- ความคลาดเคลื่อนของรีเลย์ (7.5%) จำนวน 2 ชุด 15%
- ความคลาดเคลื่อนของ ซีที 10%

เทอม 0.25 เป็นค่าคงที่ เนื่องจาก

- Circuit Breaker Interrupting Time 0.1 วินาที
- Relay Overshoot Time 0.05 วินาที
- Safety Margin 0.1 วินาที

2. Definite Time Overcurrent Relay

$$t' = 0.2t + 0.25 \quad (2)$$

เมื่อ t = เวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์ชุดที่ใกล้จุดเกิดฟอลท์

t' = ค่าเผื่อเวลา (Grading Margin)

เทอม 0.2t เป็นค่าที่แปรตามเวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์ที่ใกล้จุดเกิดฟอลท์ ประกอบด้วย

- ความคลาดเคลื่อนของรีเลย์ (10%) จำนวน 2 ชุด 20%

เทอม 0.25 เป็นค่าคงที่เช่นเดียวกับ Inverse Time Overcurrent Relay

3.4 ค่าเผื่อเวลา (Grading Margin) ระหว่าง รีเลย์กับฟิวส์

เมื่อเกิดฟอลท์ขึ้นหลังฟิวส์จะต้องกำหนดให้ฟิวส์หลอมละลายขาดออกจากกัน ก่อนที่รีเลย์จะปิดคอนแทกสัทธิปเซอร์กิตเบรกเกอร์ การโคออร์ดิเนชันระหว่างฟิวส์กับรีเลย์ควรมีค่า Grading Margin $\geq$

$$t' = 0.4t + 0.15 \quad (3)$$

เมื่อ t = Total Clearing Time ของฟิวส์

t' = ค่าเผื่อเวลา (Grading Margin)

เทอม $0.4t$ เป็นค่าที่แปรตาม Total Clearing Time ของฟิวส์ ประกอบด้วย

- ความคลาดเคลื่อนของฟิวส์ 30%
- ความคลาดเคลื่อนของรีเลย์ 10%

เทอม 0.15 เป็นค่าคงที่ เนื่องจาก

- Relay Overshoot Time 0.05 วินาที
- Safety Margin 0.1 วินาที

3.5 หลักการกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ (Relay Setting)

3.5.1 พิกัดกระแสเริ่มทำงานของรีเลย์ (Pick Up Current) จะต้องมิต่ำกว่าค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดที่จะเกิดขึ้นในเขตการป้องกันของรีเลย์ และจะต้องมีค่ามากกว่าค่ากระแสสูงสุดที่ไหลผ่านรีเลย์ สำหรับ Phase Overcurrent Relay ส่วน Ground Overcurrent Relay ควรกำหนดพิกัดกระแสเริ่มทำงานของรีเลย์ ประมาณ 20-30% ของ Phase Overcurrent Relay

3.5.2 เวลาที่รีเลย์ใช้ในการทำงาน จะต้องน้อยกว่าเวลาสูงสุดที่อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจะสามารถทนกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านได้ เพื่อป้องกันอุปกรณ์ชำรุด เช่น สายไฟหลอมละลายขาด หรือหม้อแปลงไฟฟ้าชำรุด เป็นต้น

3.5.3 เลือกเวลาทำงานของรีเลย์ให้ทำงานสัมพันธ์กับอุปกรณ์ป้องกันชุดอื่นๆ เช่น รีเลย์รีโคลสเซอร์ หรือ ฟิวส์ เป็นต้น

4. ข้อกำหนดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV ของกฟภ.

กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ กฟภ.(2550) การกำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันใช้ข้อกำหนดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ดังนี้

4.1 วงจรจ่ายออก (Outgoing Feeder) เลือกอัตราส่วนหม้อแปลงทดกระแส (CT Ratio) ให้เหมาะสมกับสภาพการจ่ายไฟ และ ภาระเต็มพิกัด (Maximum Load Current)

4.1.1 การทำงานด้านเฟส (Phase Setting) กระแสเริ่มต้นทำงานด้านเฟส (Pick-Up Current Setting) = 420 A (22 kV), = 360 A (33 kV) คุณลักษณะของกราฟ (Time Characteristic Curve) ให้เป็นแบบ Very Inverse เวลาการทำงาน (Operating Time) ให้สามารถทำงานสัมพันธ์กันได้กับ Upstream Phase OC Relay โดยมีค่าเผื่อเวลา (Time Margin) ไม่น้อยกว่า 0.3 s

4.1.2 การทำงานด้านกราวด์ (Ground Setting) กระแสเริ่มต้นทำงานด้านกราวด์ (Pick-Up Current Setting) ประมาณ 30% ของกระแสเริ่มต้นทำงานด้านเฟส (Phase Pick-Up Current Setting) คุณลักษณะของกราฟ (Time Characteristic Curve) ให้เป็นแบบ Very Inverse เวลาการทำงาน (Operating Time) ให้สามารถทำงานสัมพันธ์กันได้กับ Upstream Ground OC Relay โดยมีค่าเผื่อเวลาไม่น้อยกว่า 0.3 s

4.2 รีโคลอสเซอร์ (Recloser)

4.2.1 การทำงานด้านเฟส (Phase Setting) กระแสเริ่มต้นทำงานด้านเฟส (Pick-Up Current Setting) เท่ากับ 340 A คุณลักษณะของกราฟใช้ชนิด 4C-116 ต้องมีค่าเผื่อเวลาระหว่างรีเลย์กับรีโคลอสเซอร์เท่ากับ 0.1-0.2 s และ รีโคลอสเซอร์กับฟิวส์ ไม่น้อยกว่า 0.01 s

4.2.2 การทำงานด้านกราวด์ (Ground Setting) กระแสเริ่มต้นทำงานด้านกราวด์ (Pick-Up Current Setting) เท่ากับ 100 A คุณลักษณะของกราฟใช้ชนิด 4C-165 ต้องมีค่าเผื่อเวลาระหว่างรีเลย์กับรีโคลอสเซอร์ 0.1-0.2 s และ รีโคลอสเซอร์กับฟิวส์ ไม่น้อยกว่า 0.01 s

4.3 ฟิวส์ เลือกขนาดของฟิวส์ให้เหมาะสมกับโหลดตามขนาดของฟิวส์ที่มีใช้งานดังนี้ 6K, 10K, 15K, 25K, 40K, 65K, 100K และ 140K

5. โปรแกรม Digsilent Power Factory

DIGSILENT PowerFactory เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง ที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือป้อนข้อมูลด้วย Text file สามารถวิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งความสามารถของโปรแกรมหาดังนี้

- Load Flow and Fault Analysis of complete AC/DC network representation , meshed & mixed 1-,2-and 3-phase AC and /or DC networks
- Low Voltage Network Analysis
- Distribution Network Optimization
- IEC Cable Sizing
- Dynamic Simulation
- EMT Simulation
- Eigenvalue Analysis
- System Identification
- Protection Analysis
- Harmonic Analysis
- Reliability
- Production Planning
- Voltage Stability Analysis
- Contingency analysis
- Power Electronic Device Modeling
- DPL User Script
- A/D Interfacing
- DOLE Interface for SCADA/GIS
- PSS/E & PSS/U Compatibility
- Multi-User Database

อุปกรณ์และวิธีการ

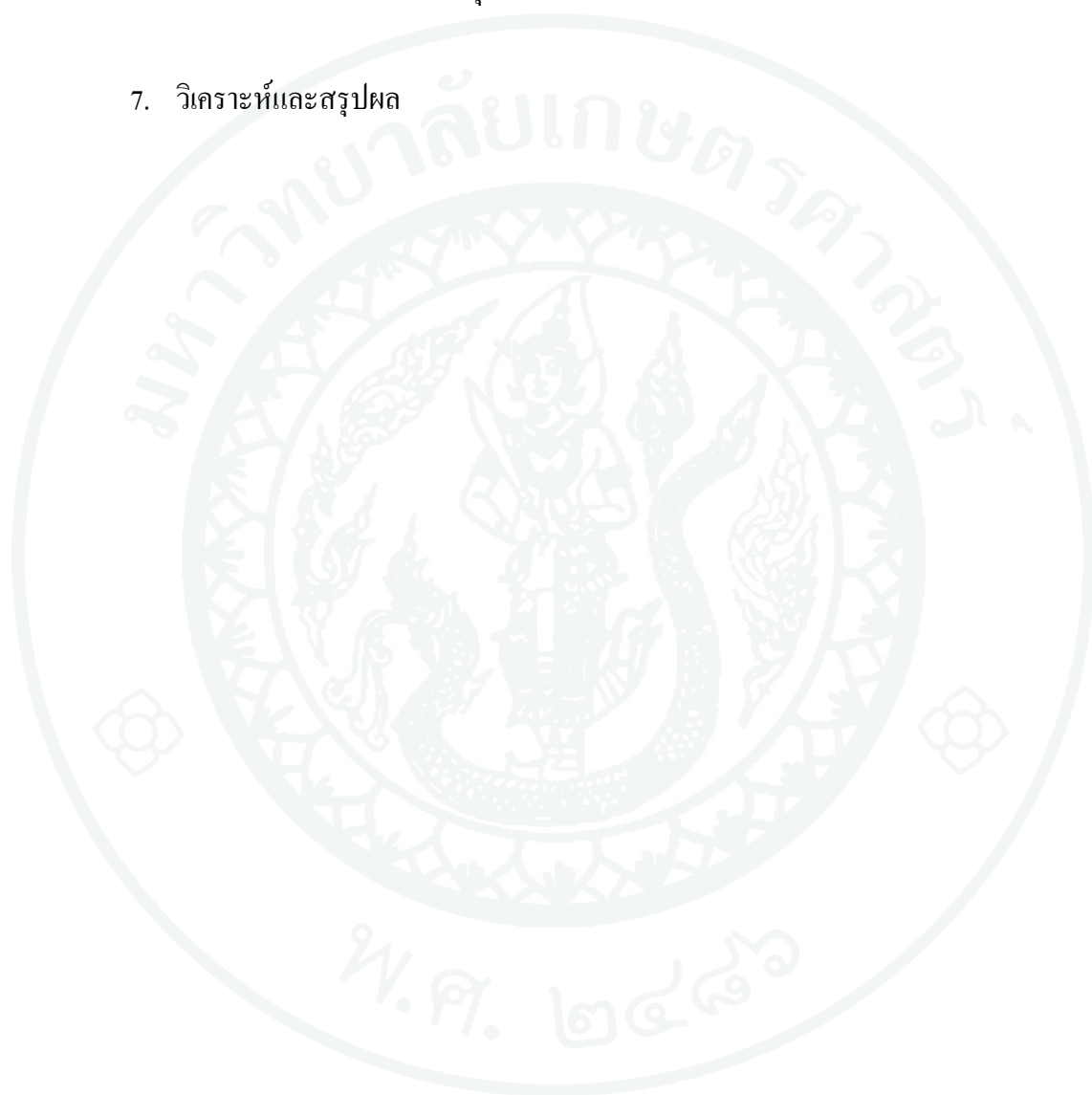
อุปกรณ์

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Microsoft Windows 7 Professional
3. โปรแกรม Microsoft Office 2010
4. โปรแกรม Digsilent Power Factory 14.0.523
5. โปรแกรม Power Plot

วิธีการ

1. ศึกษาบทความทางวิชาการที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์
 - 1.1 ศึกษาบทความที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายรวมถึงแนวทางในการกำหนดฟังก์ชันจุดประสงค์และเงื่อนไขจำกัด
 - 1.2 ศึกษาบทความที่เกี่ยวข้องกับการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาใช้ เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย
2. ระบุปัญหาที่จะทำการศึกษาในรูปแบบของปัญหาการหาค่าที่มากที่สุดภายใต้เงื่อนไขจำกัด โดยฟังก์ชันจุดประสงค์ คือ ขนาดกำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เงื่อนไขจำกัด คือ ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ ข้อกำหนดด้านแรงดัน
3. ศึกษาหลักเกณฑ์ทั่วไปในการตั้งค่าการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน
4. ศึกษาการใช้งานโปรแกรม Digsilent

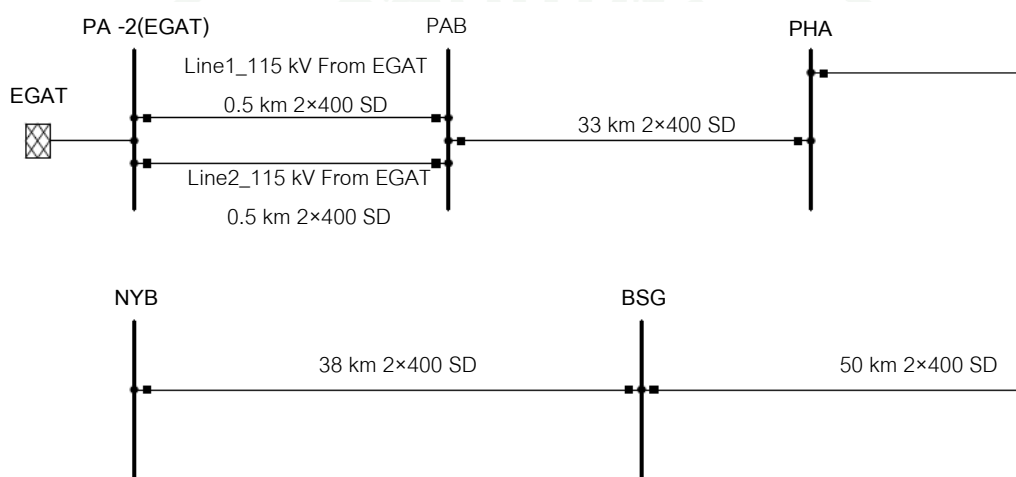
5. สร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม Digsilent
6. ทดสอบจากระบบจำลองเพื่อหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน
7. วิเคราะห์และสรุปผล



การสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม Digsilent

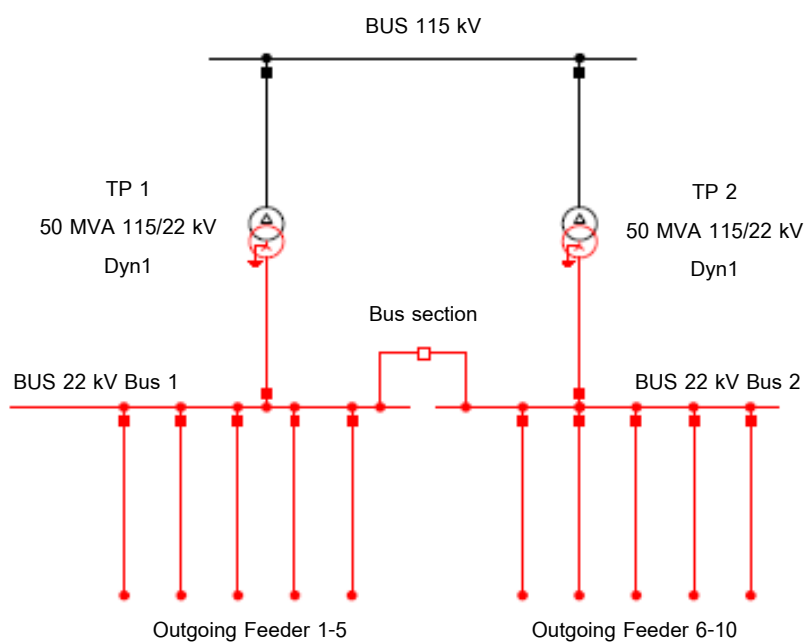
โดยการสร้างระบบจำลองนั้นแบ่งออกเป็น 3 ระบบได้แก่

1. ระบบจำลองระบบส่งจ่าย 115 kV
2. ระบบจำลองสถานีไฟฟ้า
3. ระบบจำลองระบบจำหน่าย 22 kV

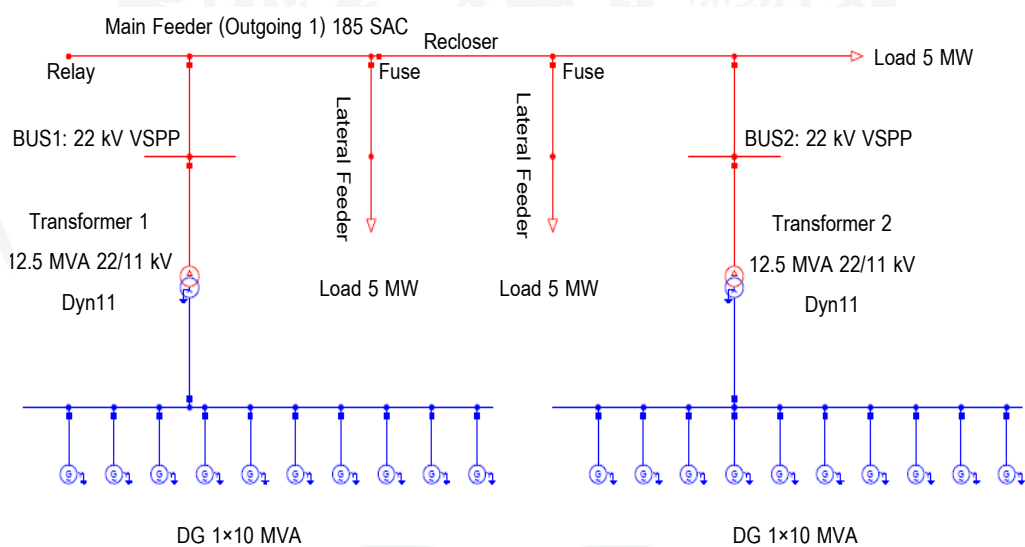


ภาพที่ 9 แบบจำลองระบบส่งจ่าย 115 kV

โดย	EGAT	คือ	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
	PA-2	คือ	สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2
	PAB	คือ	สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2
	PHA	คือ	สถานีไฟฟ้าพนมสารคาม
	BSG	คือ	สถานีไฟฟ้าบ้านสร้าง
	NYB	คือ	สถานีไฟฟ้านครนายก 2



ภาพที่ 10 ระบบจำลองสถานีไฟฟ้า

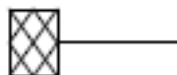


ภาพที่ 11 ระบบจำลองระบบจำหน่าย 22 kV

ในส่วนรายละเอียดแต่ละอุปกรณ์ที่นำมาใช้สร้างแบบจำลองระบบ มีรายละเอียดดังนี้

External Grid

ใช้สัญลักษณ์ External Grid ภาพที่ 12 (ก) แทนแหล่งจ่ายไฟที่รับจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และค่าพารามิเตอร์แสดงในภาพที่ 12 (ข)



External Grid

(ก)

	DigSILENT PowerFactory 14.0.523	Project :
		Date: 2/4/2013
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid	Annex: / 1
EGAT	External Grid	1 /1
Max. Values		
Short-Circuit Power Sk''max	3749.4741	MVA
Short-Circuit Current Ik''max	18.8240	kA
R/X Ratio (max.)	0.0473	
Impedance Ratio		
Z2/Z1 max.	1.0041	
X0/X1 max.	1.2297	
R0/X0 max.	0.1102	
Min. Values		
Short-Circuit Power Sk''min	3473.4050	MVA
Short-Circuit Current Ik''min	17.4380	kA
R/X Ratio (min.)	0.0473	
Impedance Ratio		
Z2/Z1 min.	1.0041	
X0/X1 min.	1.2297	
R0/X0 min.	0.1102	

(ข)

ภาพที่ 12 แบบจำลองและข้อมูลสำหรับ External Grid

แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer)

ในระบบจำลองในโปรแกรม Digsilent มีสัญลักษณ์ดังแสดงในภาพที่ 13 (ก) มีใช้งาน สองขนาด ได้แก่

1. ขนาด 50 MVA 115/22 kV Dyn1 มีค่าพารามิเตอร์ดังภาพที่ 13 (ข)
2. ขนาด 12.5 MVA 22/11 kV Dyn11 มีค่าพารามิเตอร์ดังภาพที่ 13 (ค)



Power transformer

(ก)

		DIGSILENT PowerFactory 14.0.523	Project:	
			Date: 2/5/2013	
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid	Annex: / 1		
TP1	2-Winding Transformer		1	/1
State Estimation				
Estimate Tap Position		No		
Technology		Three Phase Transformer		
Rated Power		50.0000	MVA	
Nominal Frequency		50.0000	Hz	
Rated Voltage				
HV-Side		115.0000	kV	
LV-Side		22.0000	kV	
Positive Sequence Impedance				
Short-Circuit Voltage uk		8.0000	%	
Copper Losses		0.0000	kW	
Vector Group				
HV-Side		D		
LV-Side		YN		
Phase Shift			1	*30deg
Zero Sequ. Impedance, Short-Circuit Voltage				
Absolute uk0		8.0000	%	
Resistive Part ukr0		0.0000	%	

(ข)

ภาพที่ 13 แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังและข้อมูลค่าพารามิเตอร์

		DigSILENT PowerFactory 14.0.523	Project:	
			Date: 2/5/2013	
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid		Annex:	/ 1
2-Winding Transformer1	2-Winding Transformer		1	/1
State Estimation				
Estimate Tap Position		No		
Technology		Three Phase Transformer		
Rated Power		12.5000	MVA	
Nominal Frequency		50.0000	Hz	
Rated Voltage				
HV-Side		22.0000	kV	
LV-Side		11.0000	kV	
Positive Sequence Impedance				
Short-Circuit Voltage uk		8.0000	%	
Copper Losses		0.0000	kW	
Vector Group				
HV-Side		D		
LV-Side		YN		
Phase Shift		11	*30deg	
Zero Sequ. Impedance, Short-Circuit Voltage				
Absolute uk0		8.0000	%	
Resistive Part ukr0		0.0000	%	

(ค)

ภาพที่ 13 (ต่อ)

แบบจำลองหม้อแปลงกระแส (Current Transformer)

ค่าอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแสที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้มีอยู่ 2 อัตราส่วน ได้แก่ อัตราส่วน 1800:1 ใช้ในระบบจำลองระบบส่งจ่ายไฟฟ้า และ อัตราส่วน 600:1 ใช้ในระบบจำลองระบบจำหน่าย ซึ่งการป้อนค่าอัตราส่วนภายในโปรแกรมแสดงดังภาพที่ 14 (ก) สำหรับหม้อแปลงกระแส 1800:1 และภาพที่ 14 (ข) สำหรับหม้อแปลงกระแส 600:1

	DigSILENT PowerFactory 14.0.523	Project :
		Date: 2/5/2013
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid	Annex: / 1
Current Transformer	Current Transformer	1 /1
Type	\tor-vespa\SingleBusBar_Library\CT1800/1	
Out of Service	No	
Cubicle		
Location		
Orientation	0	
Primary		
Tap	1800.0000	A
Secondary		
Tap	1.0000	A
Connection	Y	
No. Phases	3	
Phase 1	a	
Phase 2	b	
Detailed Model	No	
Actual Burden		
Impedance	1.0000	Ohm
Power Factor	1.0000	
Sec. Winding Resistance	0.1000	Ohm
Saturation Model	Piecewise Linear	
Excitation Parameter		
Ex. Current/rated Current	0.0100	p.u.
Saturated Admittance	10.0000	p.u.
Saturation Voltage	100.0000	V
Exponent	8.0000	
Characteristic Name		
Foreign Key		
Data source	MAN	

(ก)

ภาพที่ 14 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์หม้อแปลงกระแสในระบบจำลอง

		DIGSILENT PowerFactory 14.0.523	Project:	
			Date: 2/4/2013	
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid	Annex: / 1		
CTOutgoing1		Current Transformer	1	/1
Type	\tor-vespa\SingleBusBar_Library\CT600/1			
Out of Service	No			
Cubicle				
Location				
Orientation	0			
Primary				
Tap	600.0000 A			
Secondary				
Tap	1.0000 A			
Connection	Y			
No. Phases	3			
Phase 1	a			
Phase 2	b			
Detailed Model	No			
Actual Burden				
Impedance	1.0000 Ohm			
Power Factor	1.0000			
Sec. Winding Resistance	0.1000 Ohm			
Saturation Model	Piecewise Linear			
Excitation Parameter				
Ex. Current/rated Current	0.0100 p.u.			
Saturated Admittance	10.0000 p.u.			
Saturation Voltage	100.0000 V			
Exponent	8.0000			
Characteristic Name				
Foreign Key				
Data source	MAN			

(๗)

ภาพที่ 14 (ต่อ)

แบบจำลองรีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay)

รีเลย์กระแสเกินที่ใช้ในระบบจำลองนี้กำหนดค่าการทำงานตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้ค่าการทำงานของรีเลย์ ที่ใช้ในการกำหนดในระบบจำลองดังภาพที่ 15

		DigSILENT PowerFactory 14.0.523	Project:	
			Date: 2/5/2013	
OutgoingRelay1 Location : Cubicle Busbar		Relay Type : PSMS Overcurrent Generic Model : 1VB-01 : BUS22_1	Branch : Line_F1 / BSG	
CTOutgoing1 No. Phases : 3 Connection : Y		Phase 1 : a	Ratio : 600A/1A Phase 2 : b	
CTOutgoing1 No. Phases : 3 Connection : Y		Phase 1 : a	Ratio : 600A/1A Phase 2 : b	
Measure				
Nominal Current (		A	) :	1.00 A
51		(IEC: I>t ANSI: 51)	Out of Service	: No
Tripping Direction				: None
Current Setting (0.01 - 100.0 p.u.)				: 0.700 p.u.
Time Dial (0.05 - 1.0)				: 0.200
Characteristic				: C2 - IEC Class B (VI)
50		(IEC: I>> ANSI: 50)	Out of Service	: Yes
Tripping Direction				: None
Pickup Current (0.01 - 100.0 p.u.)				: 11.000 p.u.
Time Setting (0.01 - 1000.0 s)				: 0.050 s
51N		(IEC: I>t ANSI: 51)	Out of Service	: No
Tripping Direction				: None
Current Setting (0.01 - 100.0 p.u.)				: 0.300 p.u.
Time Dial (0.05 - 1.0)				: 0.500
Characteristic				: C2 - IEC Class B (VI)
50N		(IEC: I>> ANSI: 50)	Out of Service	: Yes
Tripping Direction				: None
Pickup Current (0.01 - 100.0 p.u.)				: 12.050 p.u.
Time Setting (0.01 - 1000.0 s)				: 0.030 s
Output Logic				
Breaker			Out of Service	: No
BUS22_1		\ BSG	Branch	
Closing Logic			Line_F1	
Breaker			Out of Service	: No
BUS22_1		\ BSG	Branch	
			Line_F1	

ภาพที่ 15 ค่าการทำงานของรีเลย์ในระบบจำลอง

แบบจำลองรีโกลสเซอร์

รีโกลสเซอร์ที่ใช้ในระบบจำลองนี้กำหนดค่าการทำงานตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้ค่าการทำงานของรีโกลสเซอร์ ที่ใช้ในการกำหนดในระบบจำลองดังภาพที่ 16

		DigSILENT PowerFactory 14.0.523		Project:	
				Date: 2/5/2013	
Relay Model		Relay Type : Form 4C			
Location : Cubicle		: Cub_2		Branch : Main feeders(2)	
Busbar		: Terminal(1)		/	
Current Transformer		Ratio : 1A/1A			
No. Phases : 3		Phase 1 : a		Phase 2 : b	
Connection : Y					
Measurement					
Nominal Current (1.0		A) :		1.00 A	
Nominal Voltage (110.0		V) :		110.00 V	
Ground HC (IEC: IE>> ANSI: 50N)		Out of Service		: Yes	
Tripping Direction		: None			
Pickup Current (1.0 - 30.0 p.u.) :		5.000 p.u.			
Ground HC Lockout (IEC: I>> ANSI: 50)		Out of Service		: Yes	
Tripping Direction		: None			
Pickup Current (1.0 - 30.0 p.u.) :		1.000 p.u.			
Ground TCC1 (IEC: I>t ANSI: 51)		Out of Service		: No	
Tripping Direction		: None			
Current Setting (1.0 p.u.) :		1.000 p.u.			
Characteristic		: Form 4 - 102			
Ground TCC2 (IEC: I>t ANSI: 51)		Out of Service		: No	
Tripping Direction		: None			
Current Setting (1.0 p.u.) :		1.000 p.u.			
Characteristic		: Form 4 - 165			
Phase HC (IEC: I>> ANSI: 50)		Out of Service		: Yes	
Tripping Direction		: None			
Pickup Current (1.0 - 30.0 p.u.) :		3.000 p.u.			
Phase HC Lockout (IEC: I>> ANSI: 50)		Out of Service		: Yes	
Tripping Direction		: None			
Pickup Current (1.0 - 30.0 p.u.) :		1.000 p.u.			
Phase TCC1 (IEC: I>t ANSI: 51)		Out of Service		: No	
Tripping Direction		: None			
Current Setting (1.0 p.u.) :		1.000 p.u.			
Characteristic		: Form 4 - 101			
Phase TCC2 (IEC: I>t ANSI: 51)		Out of Service		: No	
Tripping Direction		: None			
Current Setting (1.0 p.u.) :		1.000 p.u.			
Characteristic		: Form 4 - 116			
Sensitive Ground (IEC: IE>> ANSI: 50N)		Out of Service		: Yes	
Tripping Direction		: None			
Pickup Current (0.1 - 1.0 p.u.) :		0.100 p.u.			
Time Setting (2.0 - 120.0 s) :		2.000 s			
Ground threshold (IEC: I>> ANSI: 50)		Out of Service		: No	
Tripping Direction		: None			
Pickup Current (2.0 - 1600.0 sec.A) :		100.000 sec.A			
Time Setting (0.0 s) :		0.000 s			
Phase threshold (IEC: I>> ANSI: 50)		Out of Service		: No	
Tripping Direction		: None			
Pickup Current (25.0 - 2400.0 sec.A) :		340.000 sec.A			
Time Setting (0.0 s) :		0.000 s			

ภาพที่ 16 ค่าการทำงานของรีโกลสเซอร์ในระบบจำลอง

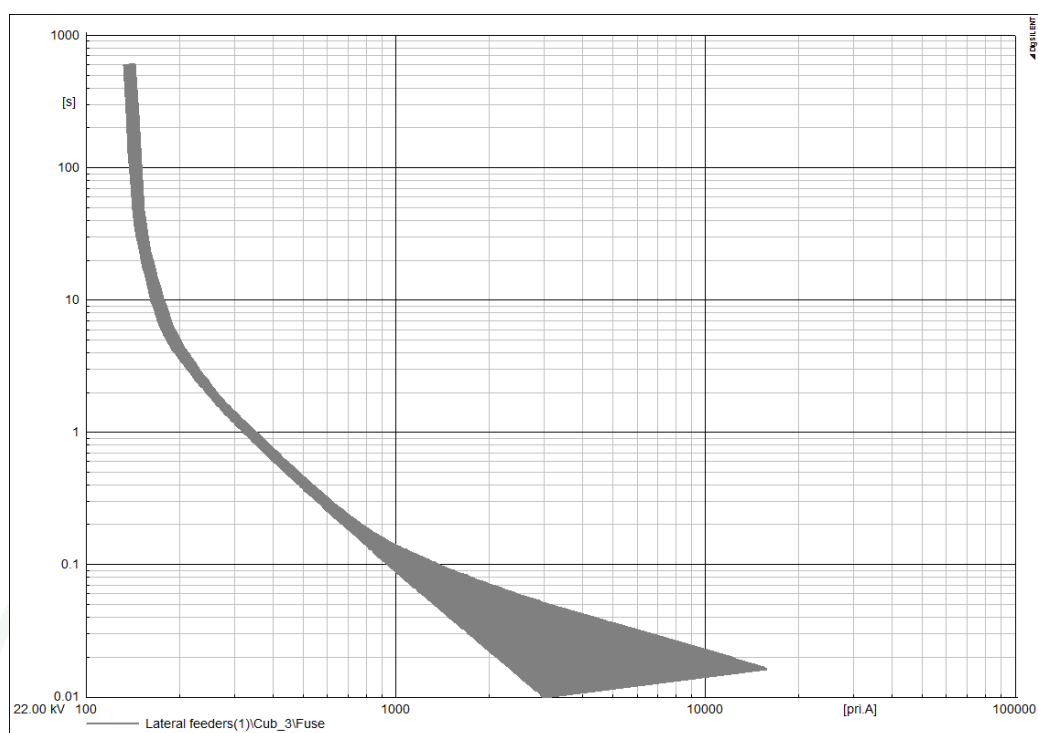
แบบจำลองฟิวส์

ฟิวส์มีขนาดที่ใช้งานดังนี้ 6K, 10K, 15K, 25K, 40K, 65K, 100K และ 140K

ในงานวิจัยนี้ ใช้ขนาด 65K เนื่องจากเป็นขนาดที่ใหญ่ที่สุดที่มีใช้งานใน กฟภ. เป็นชนิด Type K Rated Voltage 25 kV, Rated Current 65 A , Rated Frequency 60 Hz มีค่าเวลาการทำงานระหว่าง กระแสกับเวลา(I-t Characteristic)ดังตารางที่ 1 และมีกราฟคุณลักษณะ(I-t Characteristic)ในระบบ จำลองดังภาพที่ 17

ตารางที่ 1 เวลาการทำงานระหว่างกระแสกับเวลา(I-t Characteristic)ของฟิวส์ 65K

	X(in A)	Min. Melt (in s)	X (in A)	Total Clear (in s)
1	132.414	594.579	143.155	609.021
2	136.037	152.147	148.403	159.628
3	141.448	44.117	154.151	42.685
4	144.739	32.004	156.637	32.847
5	148.998	21.908	162.541	21.197
6	166.323	8.060	180.717	8.925
7	189.035	4.250	203.350	4.683
8	294.987	1.222	305.800	1.374
9	811.538	0.136	1021.400	0.137
10	2995.690	0.010	15770.900	0.016



ภาพที่ 17 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) ของฟิวส์ 65K

แบบจำลองสายส่ง

แบบจำลองสายส่งที่ใช้ในโปรแกรม Digsilent มีสัญลักษณ์ดังแสดงในภาพที่ 18 (ก) และมีค่าพารามิเตอร์แต่ละชนิด ดังนี้

1. แบบจำลองของสายเปลือยหึงในอากาศ แสดงในภาพที่ 18 (ข)
2. แบบจำลองสายหุ้มฉนวนสองชั้นไม่เต็มพิกัด (SAC) แสดงในภาพที่ 18 (ค)



(ก)

		DIGSILENT PowerFactory 14.0.523	Project:
			Date: 2/6/2013
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid	Annex: / 1	
Line_115 kV from PAB		Line	1 /1
Rated Voltage		115.0000	kV
Rated Current		1.0000	kA
Nominal Frequency		50.0000	Hz
Cable / OHL		Overhead Line	
System Type		AC	
Phases		3	
No. of Neutrals		0	
Parameters per Length 1,2-Sequence			
Resistance R'		0.0429	Ohm/km
Reactance X'		0.2677	Ohm/km
Parameters per Length Zero Sequence			
Resistance R0'		0.2135	Ohm/km
Reactance X0'		1.3129	Ohm/km

(ข)

ภาพที่ 18 แบบจำลองสายส่งไฟฟ้าและรายละเอียดค่าพารามิเตอร์ของสายส่งไฟฟ้าในระบบจำลอง

แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ใช้สัญลักษณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดัง ภาพที่ 19 (ก) แทนแหล่งจ่ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก และค่าพารามิเตอร์แสดงในภาพที่ 19 (ข)



Synchronous Machine

(ก)

		DigSILENT PowerFactory 14.0.523	Project:
			Date: 2/6/2013
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid	Annex: / 1	
DG1	Synchronous Machine	1	/1
Nominal Apparent Power		1.0000	MVA
Nominal Voltage		11.0000	kV
Power Factor		0.8500	
Connection	YN		
Synchronous Reactances			
xd		2.0000	p.u.
xq		2.0000	p.u.
Reactive Power Limits			
Minimum Value		-1.0000	p.u.
Maximum Value		1.0000	p.u.
Zero Sequence Data			
Reactance x0		0.1000	p.u.
Resistance r0		0.0000	p.u.
Neg. Sequence Data			
Reactance x2		0.2000	p.u.
Resistance r2		0.0000	p.u.
Subtransient Reactance			
saturated value xd'sat		0.2000	p.u.
Stator Resistance			
rstr		0.0010	p.u.
Steady-State Shc. Current			
Ik instead of Reactances	No		
For single fed short-circuit			
Reciprocal of short-circuit ratio (xdsat)		1.2000	p.u.
Machine Type IEC909/IEC60909	Salient Pole Series 1		
Inertia			
Acceleration Time Const. (rated to Pgn)		10.0000	s
Mechanical Damping		0.0000	p.u.
Stator Resistance/Leakage Reactances			
xl		0.1000	p.u.
xrl		0.0000	p.u.
Rotor Type			
Round Rotor			
Transient Time Constants			
Td'		1.0000	s
Tq'		1.0000	s
Subtransient Time Constants			
Td''		0.0500	s
Tq''		0.0500	s
Transient Reactances			
xd'		0.3000	p.u.
xq'		0.3000	p.u.
Subtransient Reactances			
xd''		0.2000	p.u.
xq''		0.2000	p.u.
Main Flux Saturation			
No Saturation			
rs(f)			
Subtransient Reactances			
l''		0.2000	p.u.
l''(f)			
Consider Transient Parameter			
No			

(ข)

ภาพที่ 19 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและรายละเอียดค่าพารามิเตอร์

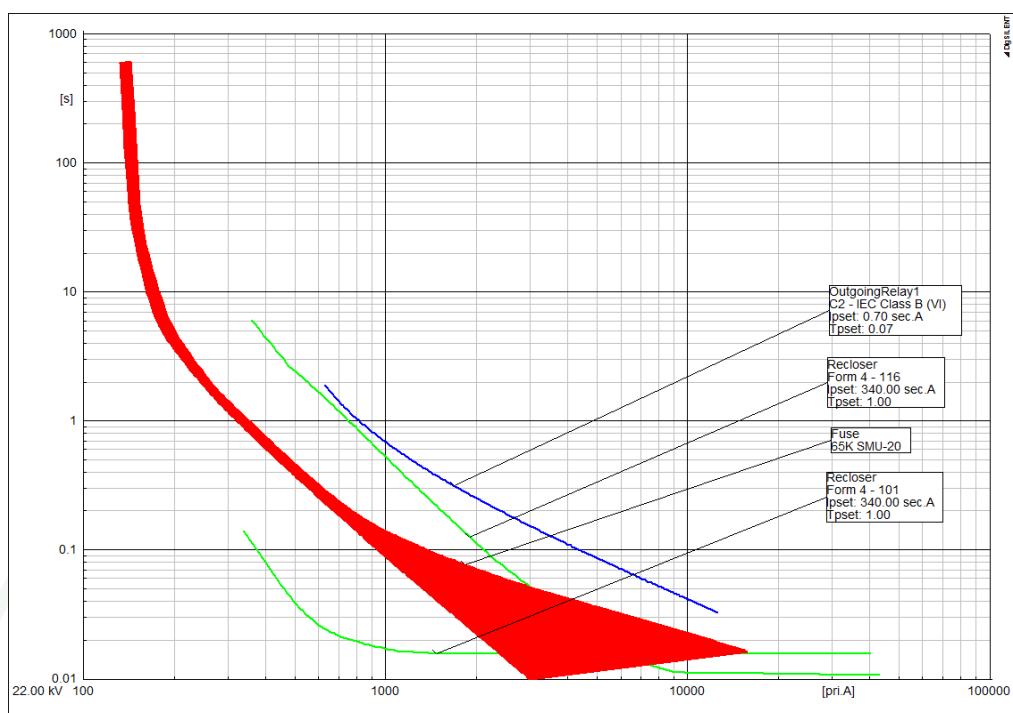
การทดสอบระบบจำลองเพื่อหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ ส่งผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน

นำข้อกำหนดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. มาตั้ง
ค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำลองจะได้กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การ
ทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กดังภาพที่ 21 และ ทำ
การตรวจสอบค่าเผื่อเวลา(Time Margin)จากกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดของแต่ละอุปกรณ์ โดย
พิจารณาที่ความผิดพลาดแบบ 3 เฟส การตรวจสอบค่าเผื่อเวลา(Time Margin) จะต้องจับคู่พิจารณา
ดังนี้

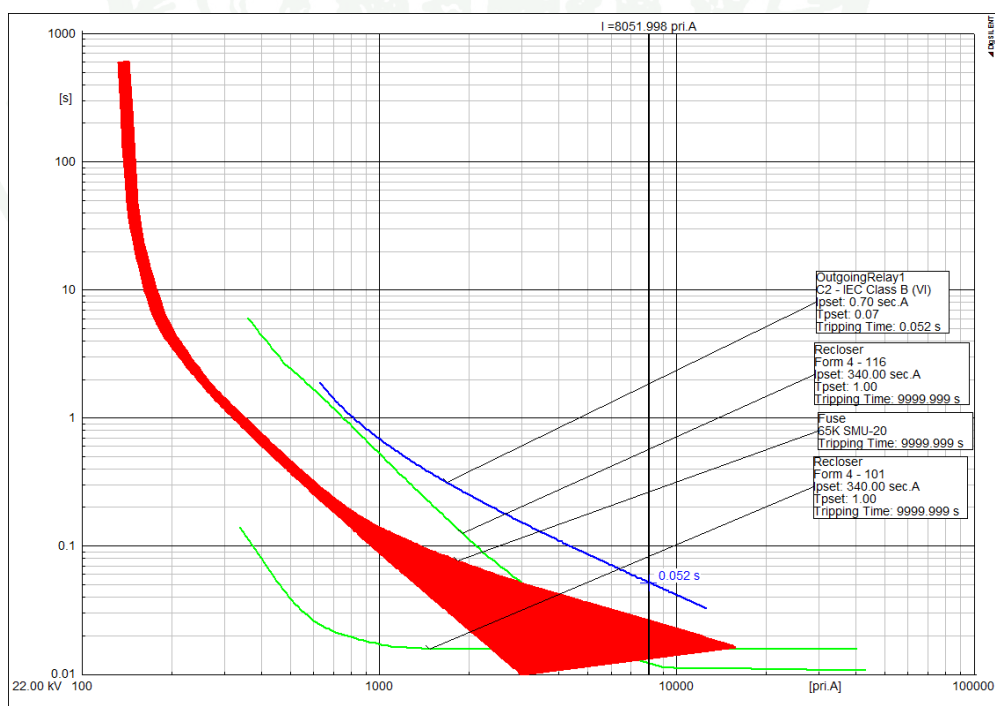
1. รีเลย์ กับ รีโกลสเซอร์(slow curve) พิจารณาที่ กระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่ รีโกลสเซอร์
ดังภาพที่ 22
2. รีโกลสเซอร์ (slow curve) กับ ฟิวส์ (total clear) พิจารณาที่ กระแสลัดวงจรที่มากที่สุด
ที่ฟิวส์ ดังภาพที่ 24
3. รีโกลสเซอร์ (fast curve) กับ ฟิวส์ (min. melt) พิจารณาที่ กระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่
ฟิวส์ ดังภาพที่ 24

ตารางที่ 2 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดแต่ละอุปกรณ์ก่อนจากเชื่อมโยง DG

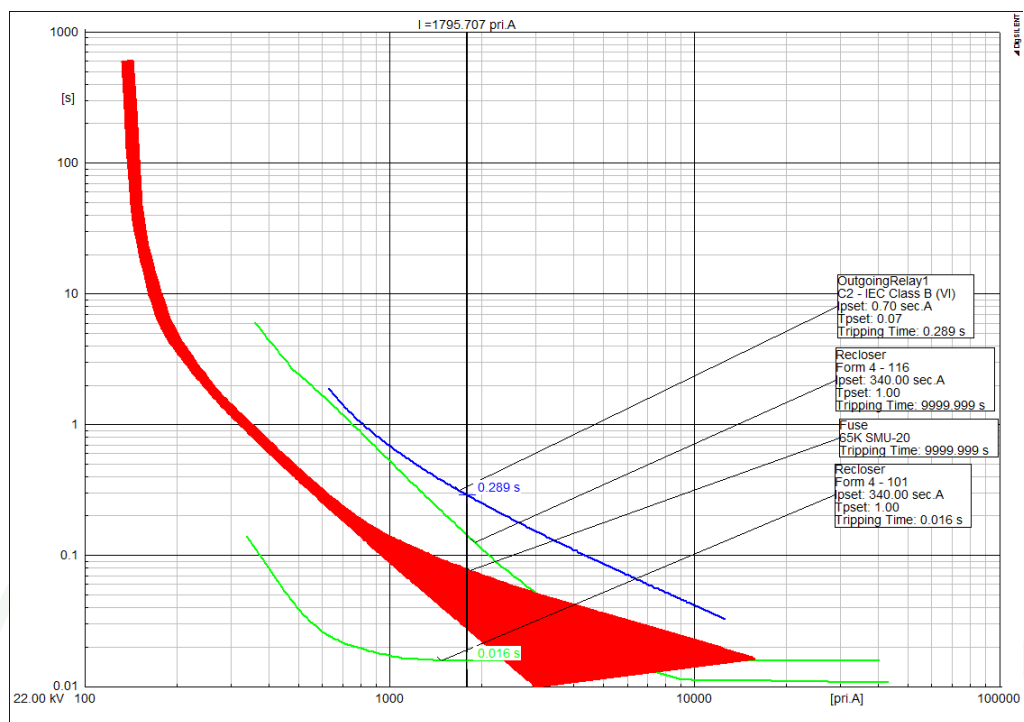
ขนาดกระแสลัดวงจร (A)	รีเลย์	รีโกลสเซอร์	ฟิวส์	ฟิวส์
			(หน้ารีโกลสเซอร์)	(หลังรีโกลสเซอร์)
	8051.998	1795.707	2235.66	1499.409



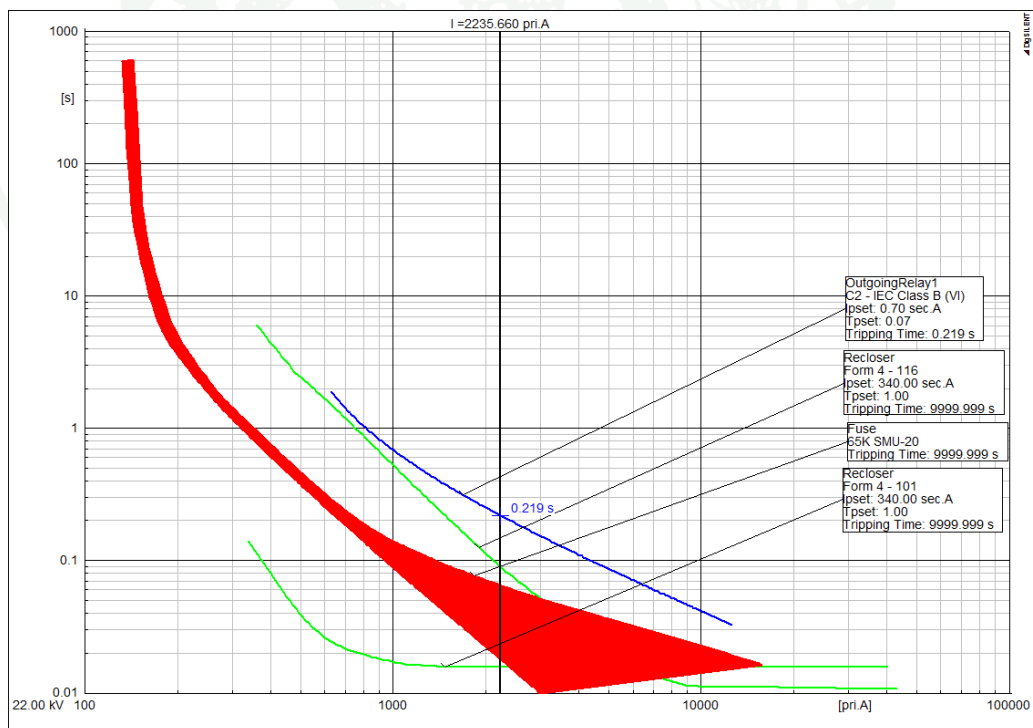
ภาพที่ 20 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก



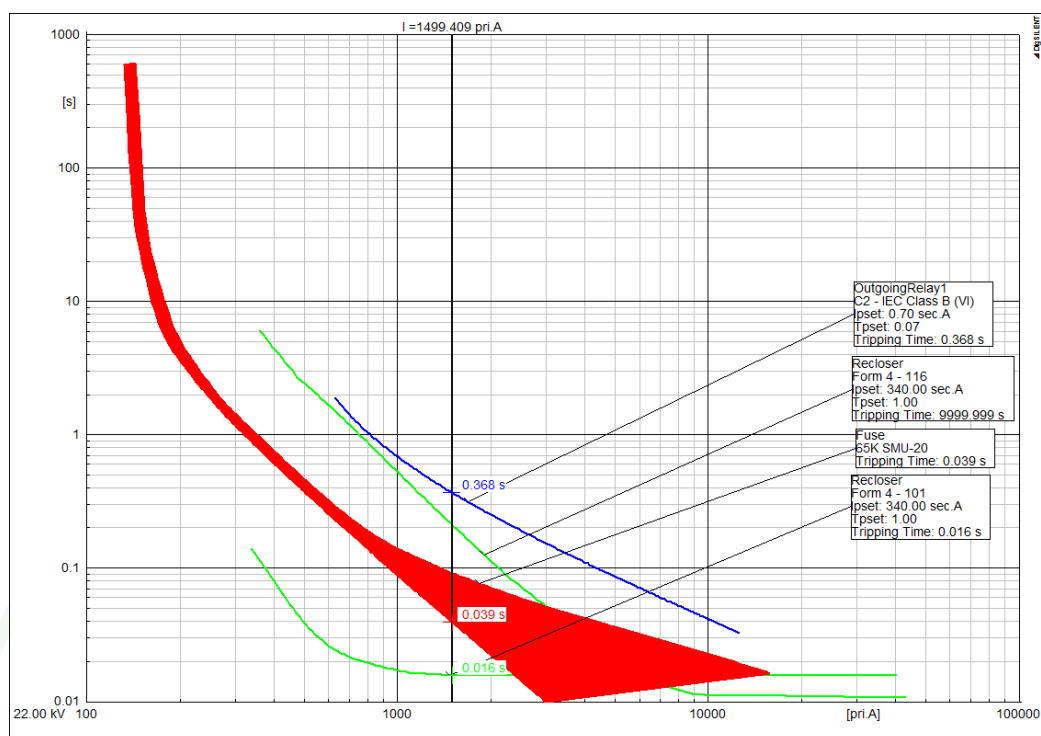
ภาพที่ 21 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่รีเลย์



ภาพที่ 22 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่ รีโคสเซอร์

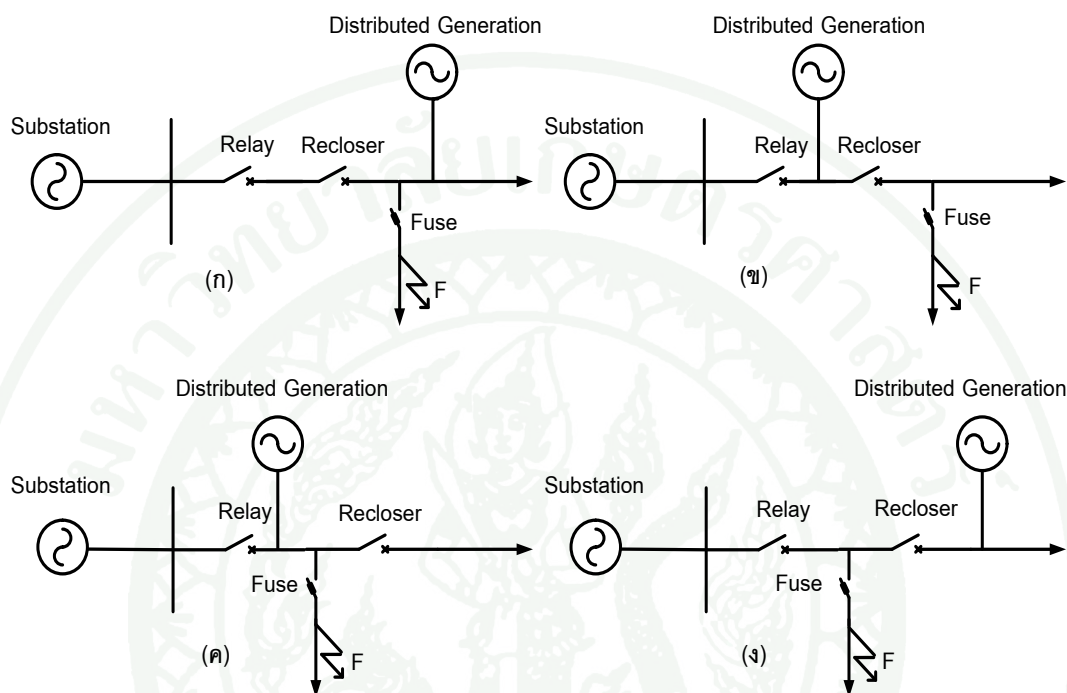


ภาพที่ 23 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่ ฟิวส์ (หน้ารีโคสเซอร์)



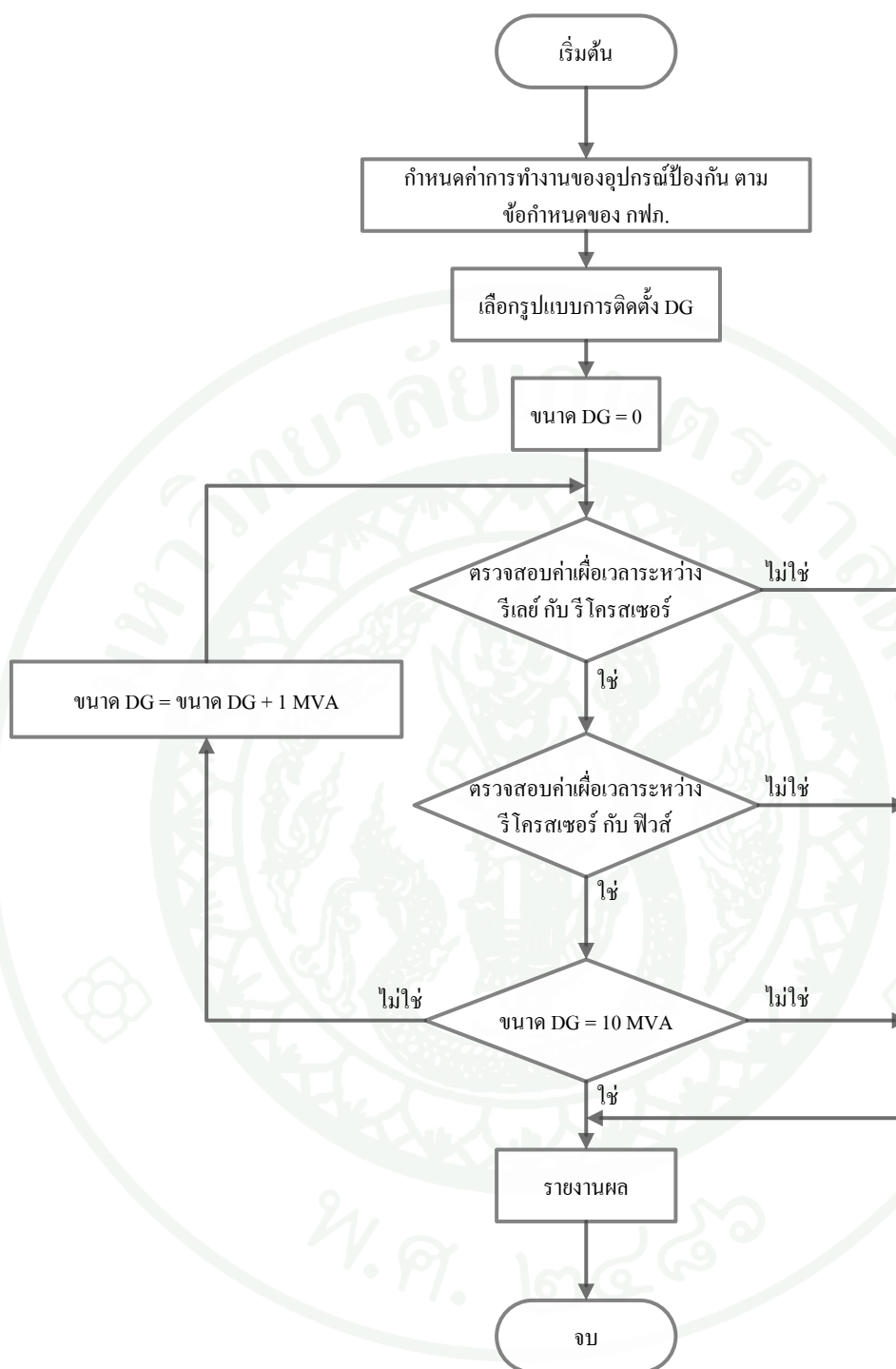
ภาพที่ 24 ขนาดกระแสลัดวงจรที่มากที่สุดที่ ฟิวส์ (หลังรีโคสเซอร์)

ในการศึกษานั้นจะทำการเพิ่มขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขึ้นช่วงละ 1 MVA แล้วทำการศึกษาผลที่กระทบที่เกิดขึ้นกับลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ จำหน่ายตามแผนผังดังภาพที่ 26 ในแต่ละรูปแบบ โดยทำการศึกษาเป็น 4 กรณีดังแสดงในภาพที่ 25



ภาพที่ 25 รูปแบบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

- (ก) รูปแบบที่ 1: ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลังรีโคลสเซอร์เกิดลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์
- (ข) รูปแบบที่ 2: ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน้ารีโคลสเซอร์เกิดลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์
- (ค) รูปแบบที่ 3: ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน้ารีโคลสเซอร์เกิดลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์
- (ง) รูปแบบที่ 4: ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลังรีโคลสเซอร์เกิดลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์



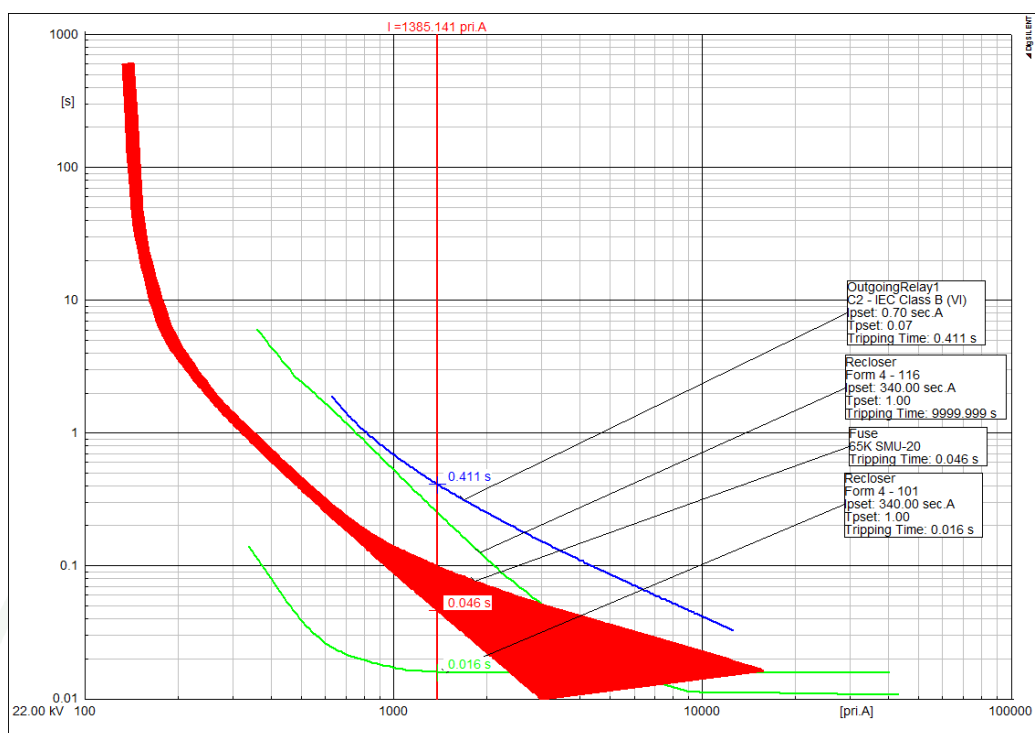
ภาพที่ 26 แผนผังการหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ส่งผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน

กรณีศึกษา 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์และเกิดลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์

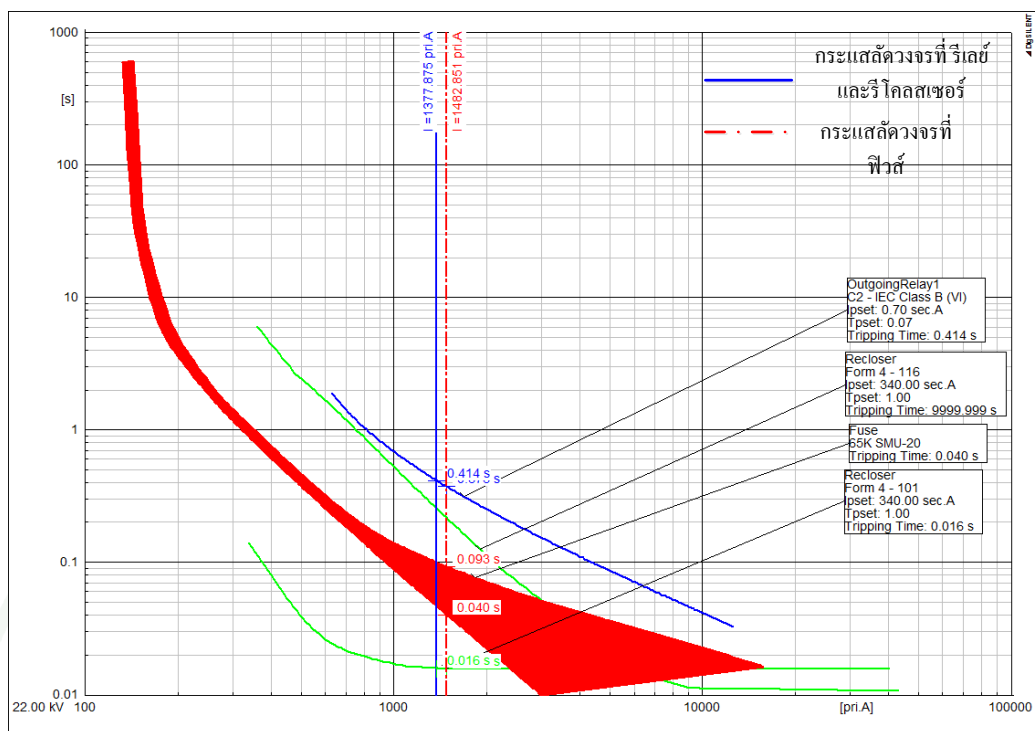
ก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเห็นได้ว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบจำหน่าย 22 kV เห็นค่ากระแสลัดวงจรค่าเดียวกันทุกตัวดังภาพที่ 27 การทำงานจึงสัมพันธ์กัน แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไป อุปกรณ์ป้องกันจะเห็นค่ากระแสลัดวงจรคนละค่ากล่าวคือ รีเลย์และรีโคลสเซอร์เห็นค่ากระแสลัดวงจรค่าเดียวกัน คือ จากสถานีไฟฟ้า ส่วนฟิวส์นั้นจะเห็นค่ากระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพิ่มเข้ามามีค่าดังภาพที่ 28 (ก)-(ญ) จะเห็นได้ว่ามีแนวโน้ม ที่จะทำงานผิดพลาด และเมื่อเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จะสังเกตเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่ฟิวส์มองเห็นมีค่าแตกต่างจากรีเลย์กับรีโคลสเซอร์ กล่าวคือ รีเลย์และรีโคลสเซอร์จะเห็นกระแสลัดวงจรใกล้เคียงค่าเดิม ส่วนฟิวส์นั้นจะเห็นค่ากระแสเพิ่มตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ดังตารางที่ 3 ทำให้เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันมีเวลาการทำงานที่เปลี่ยนไป จนทำให้การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด เมื่อขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มขึ้นถึง 6 MVA ดังภาพที่ 28 (ฉ) อุปกรณ์ป้องกันในระบบจะทำงานไม่สัมพันธ์กัน กล่าวคือ ค่าเผื่อเวลาจะไม่ตรงตามเงื่อนไขของ กฟภ. ดังนั้นค่าเผื่อเวลา (Time Margin) ระหว่างรีโคลสเซอร์กับฟิวส์ $0.025 - 0.016 = 0.009 < 0.01$ จากตารางที่ 3 โดยที่เงื่อนไขด้านแรงดันยังถูกต้อง กล่าวคือ แรงดันที่巴士ใดๆ จะต้องมีค่าเท่ากับ 0.95-1.05 pu

ตารางที่ 3 เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ขนาดกระแสลัดวงจรและแรงดันที่บัสใดๆ รูปแบบที่ 1

ขนาด DG (MVA)	เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว					ขนาดกระแสลัดวงจร			ขนาดแรงดัน	
	Relay (s)	Recloser (s)		Fuse (s)		Relay (A)	Recloser (A)	Fuse (A)	มากที่สุด (pu)	น้อยที่สุด (pu)
		Fast	Slow	MM	TC					
0	0.411	0.016	-	0.046	0.099	1385.144	1385.144	1385.144	1.004	0.951
1	0.414	0.016	-	0.040	0.093	1377.875	1377.875	1482.851	1.005	0.960
2	0.417	0.016	-	0.036	0.088	1371.252	1371.252	1573.730	1.005	0.969
3	0.420	0.016	-	0.032	0.084	1365.113	1365.113	1658.839	1.005	0.976
4	0.422	0.016	-	0.029	0.080	1359.443	1359.443	1737.821	1.006	0.983
5	0.425	0.016	-	0.027	0.077	1354.196	1354.196	1811.006	1.012	0.987
6	0.427	0.016	-	0.025	0.075	1349.331	1349.331	1878.810	1.020	0.990
7	0.429	0.016	-	0.024	0.073	1344.811	1344.811	1941.675	1.029	0.992
8	0.431	0.016	-	0.022	0.071	1340.603	1340.603	2000.031	1.039	0.994
9	0.433	0.016	-	0.021	0.069	1336.678	1336.678	2054.282	1.044	0.996
10	0.435	0.016	-	0.020	0.068	1333.011	1333.011	2104.801	1.051	0.998



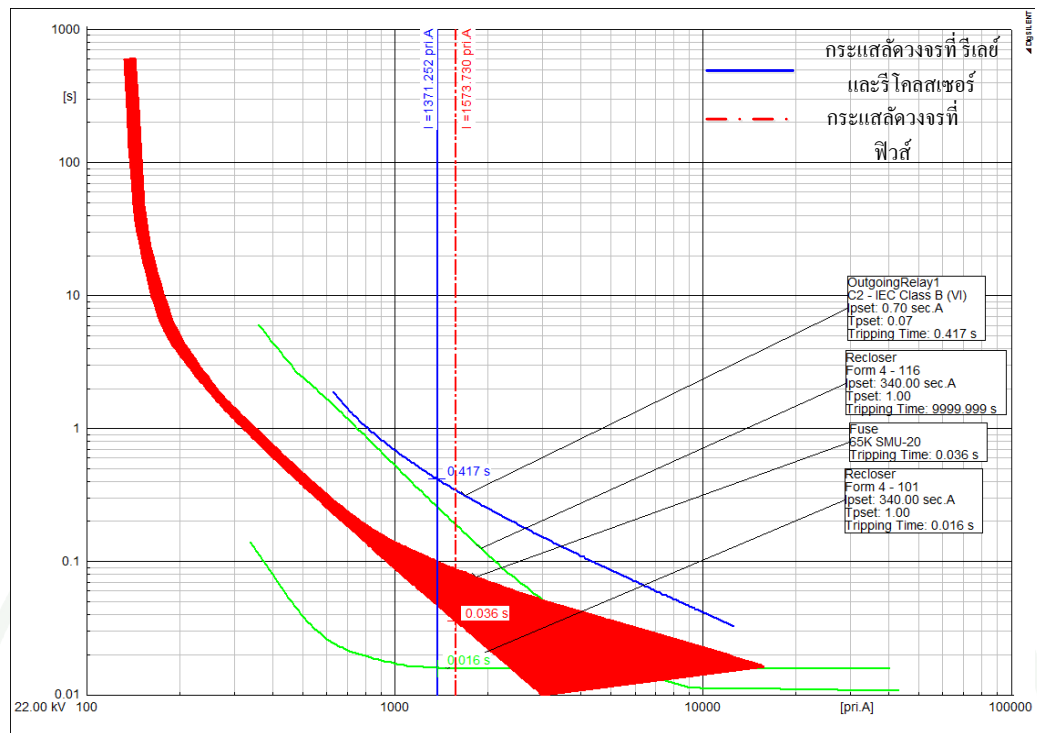
ภาพที่ 27 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 1



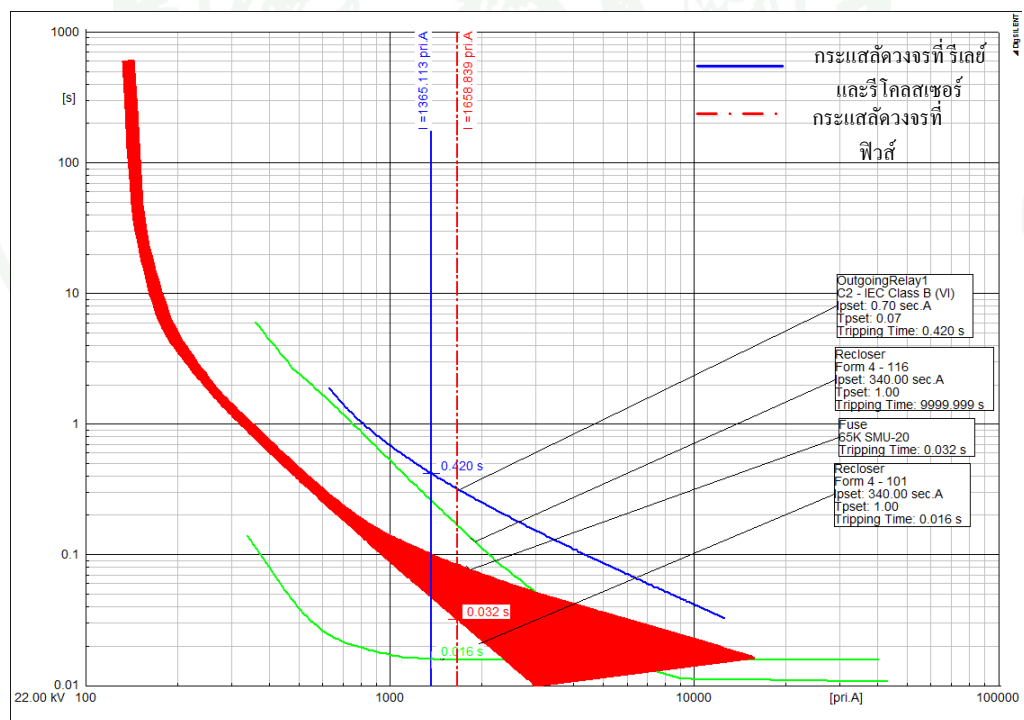
(ก)

ภาพที่ 28 ขนาดกระแสตัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 1

- (ก) ติดตั้ง DG ขนาด 1 MVA
- (ข) ติดตั้ง DG ขนาด 2 MVA
- (ค) ติดตั้ง DG ขนาด 3 MVA
- (ง) ติดตั้ง DG ขนาด 4 MVA
- (จ) ติดตั้ง DG ขนาด 5 MVA
- (ฉ) ติดตั้ง DG ขนาด 6 MVA
- (ช) ติดตั้ง DG ขนาด 7 MVA
- (ซ) ติดตั้ง DG ขนาด 8 MVA
- (ณ) ติดตั้ง DG ขนาด 9 MVA
- (ญ) ติดตั้ง DG ขนาด 10 MVA

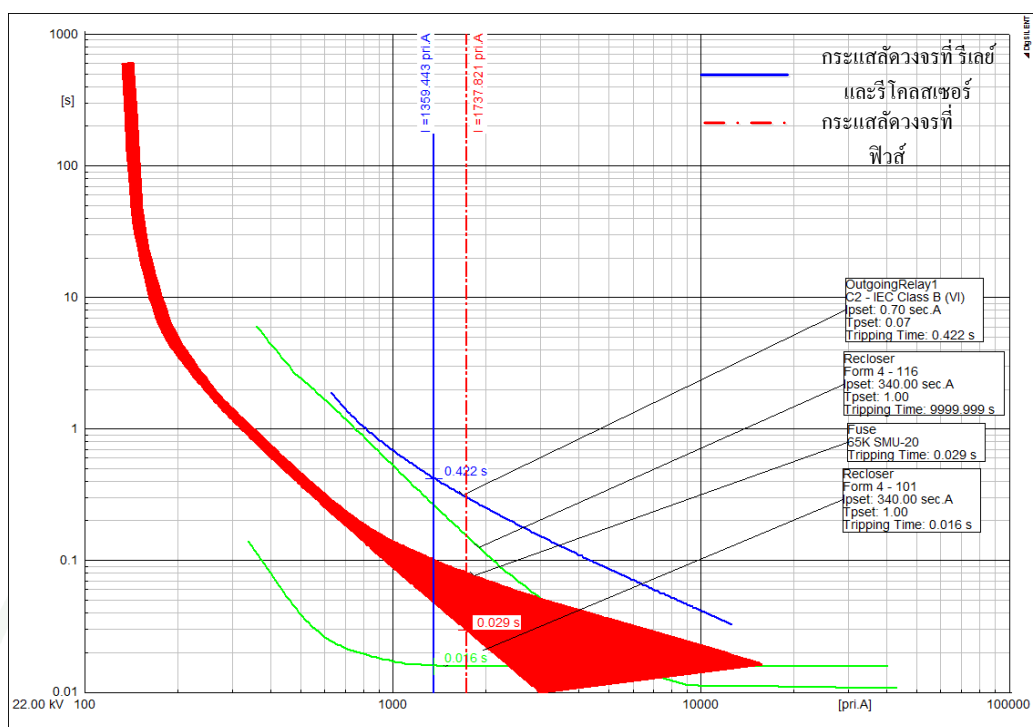


(ก)

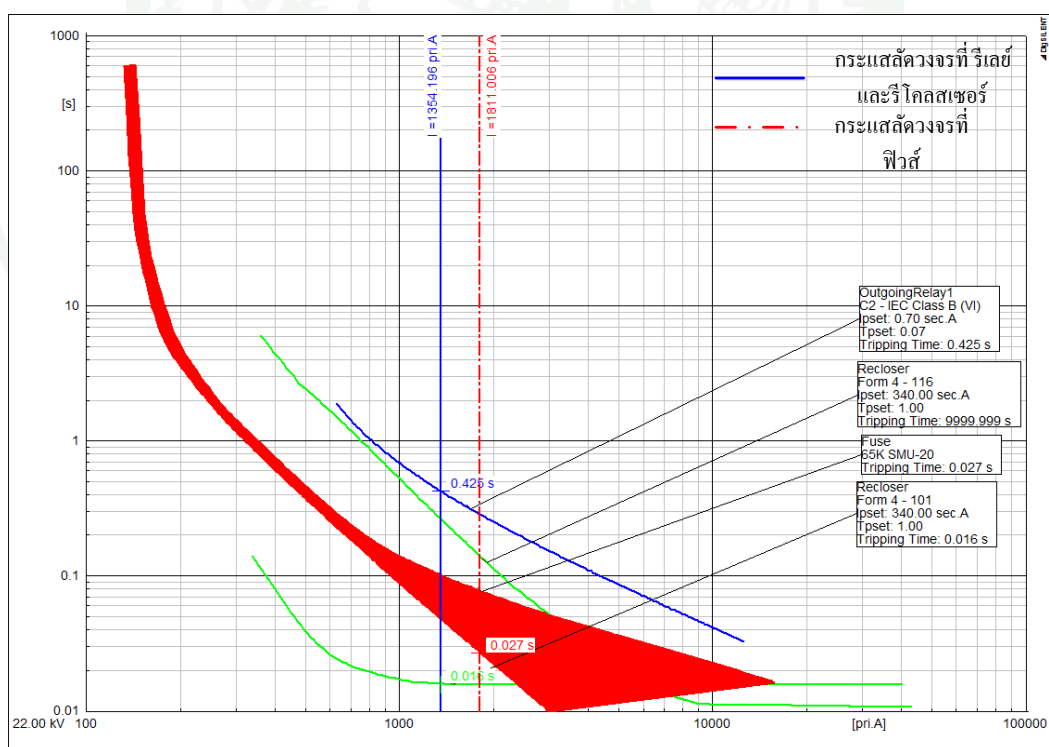


(ค)

ภาพที่ 28 (ต่อ)

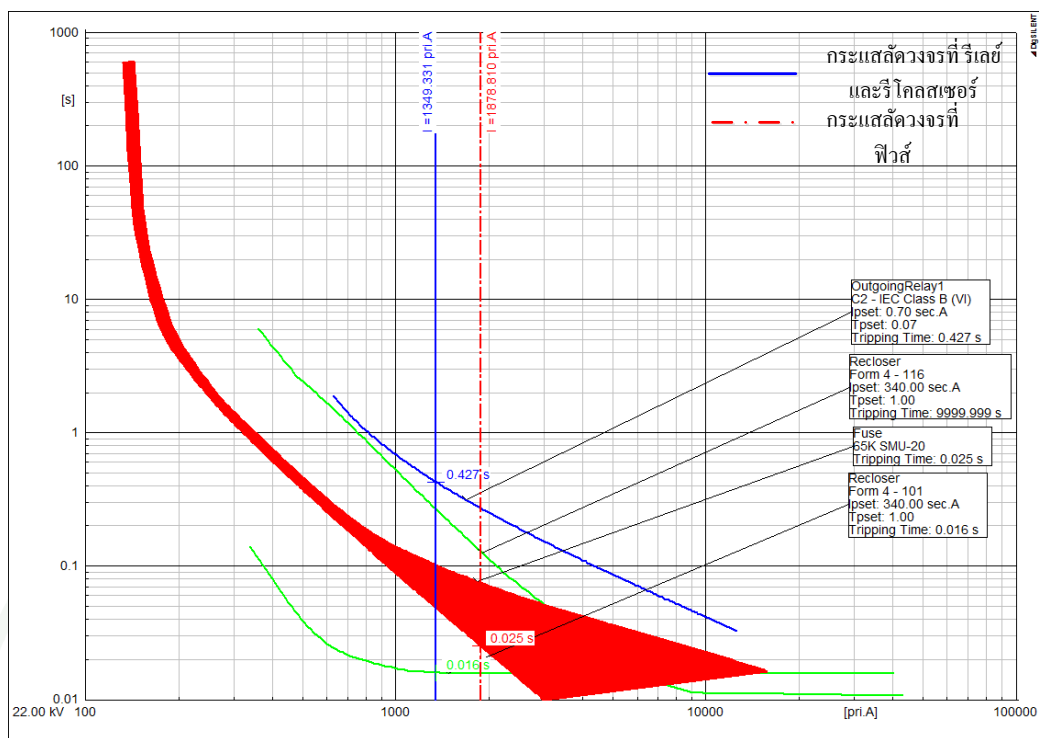


(ง)

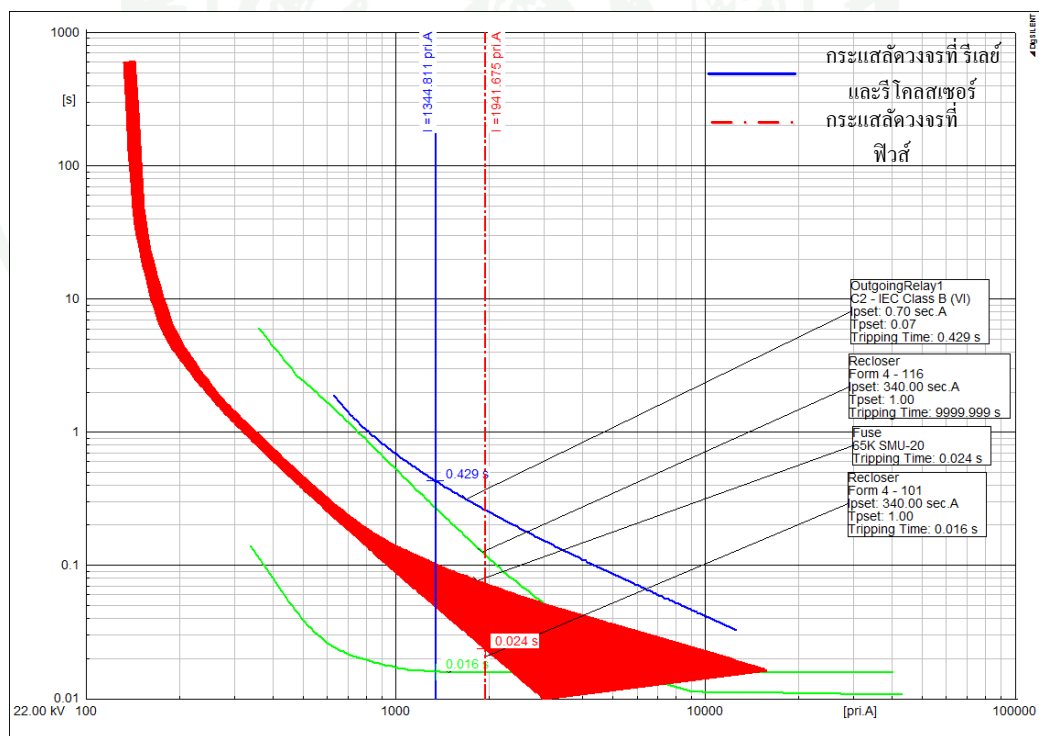


(จ)

ภาพที่ 28 (ต่อ)

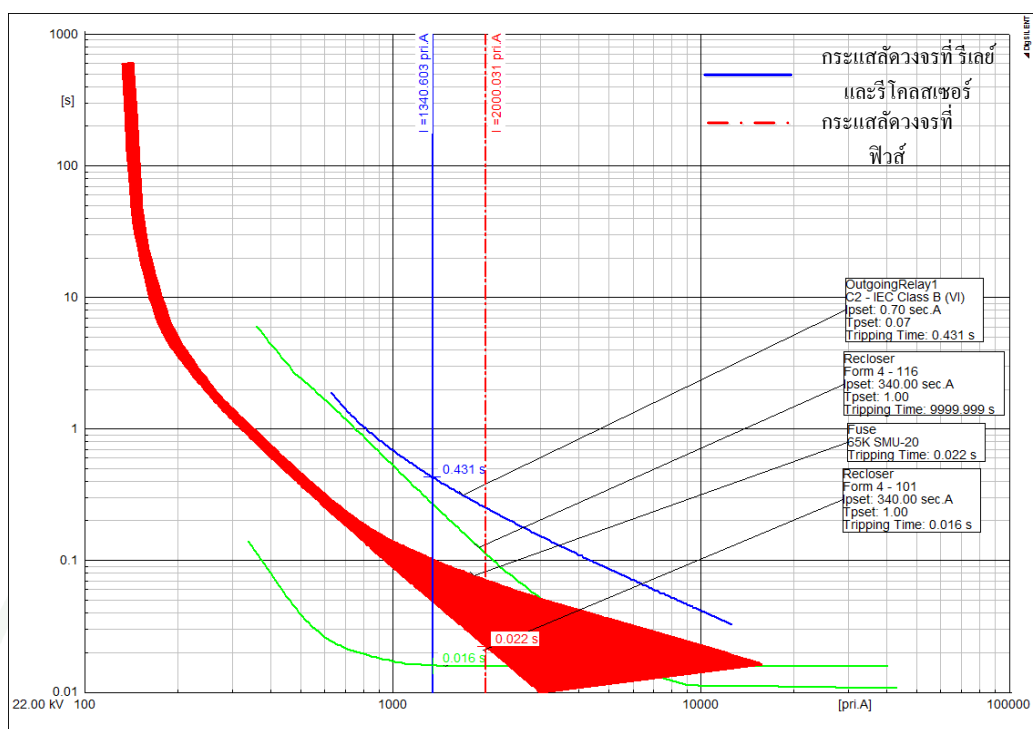


(ก)

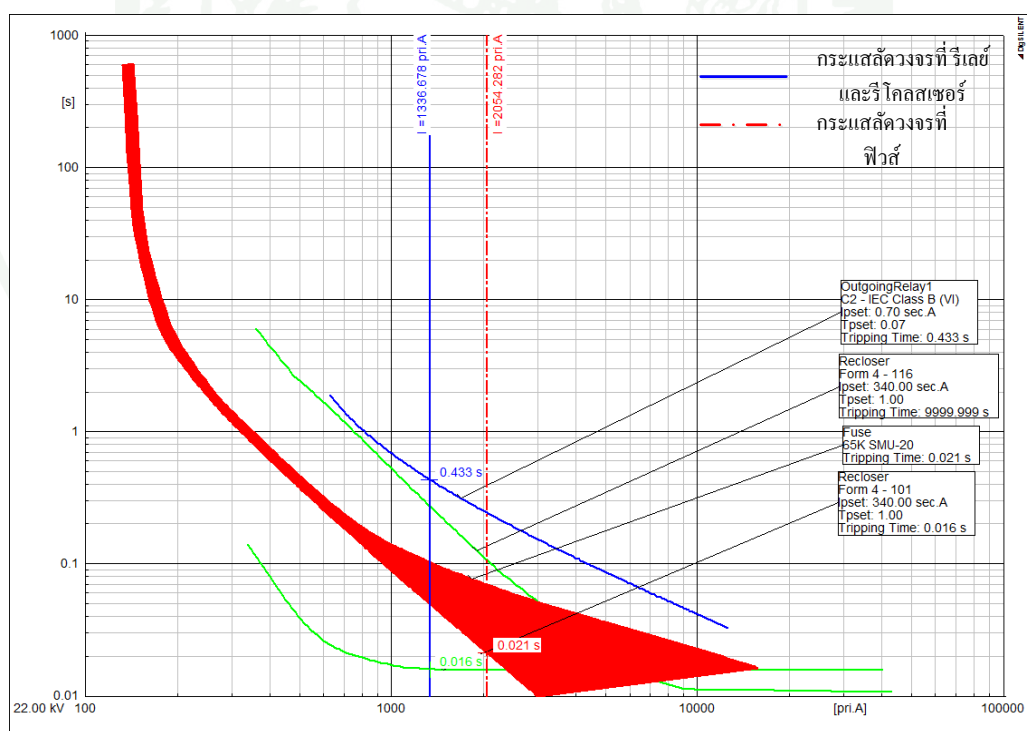


(ข)

ภาพที่ 28 (ต่อ)

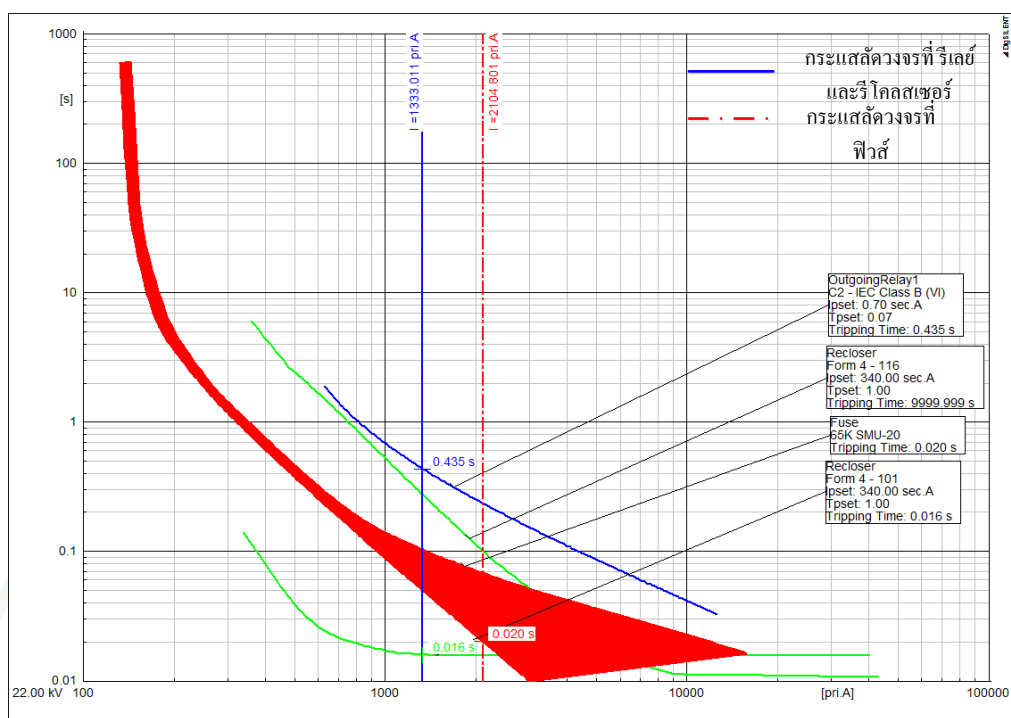


(ก)



(ข)

ภาพที่ 28 (ต่อ)



(ญ)

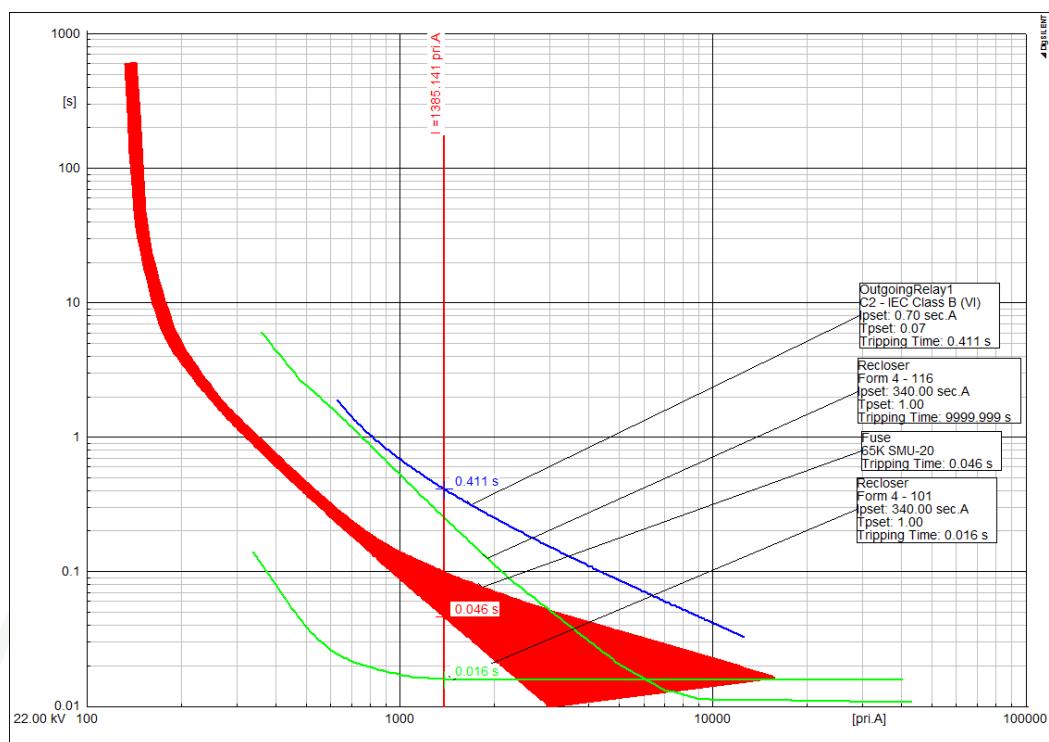
ภาพที่ 28 (ต่อ)

กรณีศึกษา 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งหน้ารีโกลสเซอร์และ เกิด
ลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโกลสเซอร์

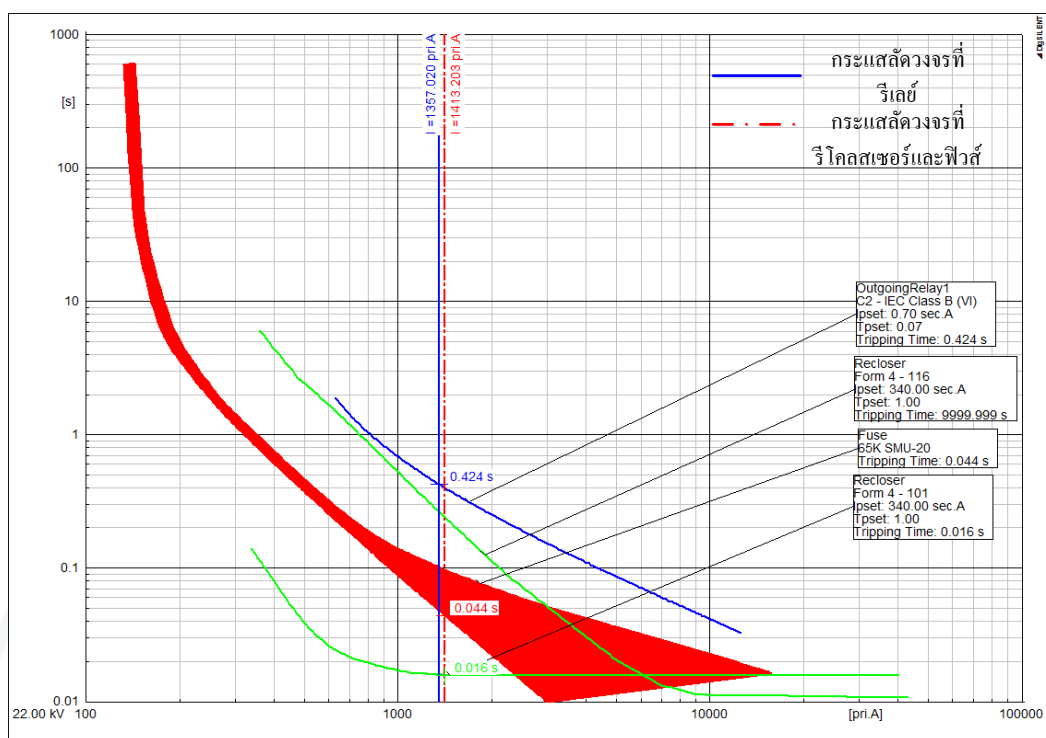
เช่นเดียวกันกับกรณีศึกษา 1 ก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก อุปกรณ์ป้องกัน
ทุกตัวทำงานสัมพันธ์กันดังภาพที่ 29 เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบจำหน่ายใน
ระบบจำลอง โดยเพิ่มขึ้นช่วงละ 1 MVA ในรูปแบบนี้จะเห็นได้ว่ารีโกลสเซอร์และฟิวส์จะเห็น
ค่ากระแสลัดวงจรเท่ากันตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เพิ่มขึ้น ซึ่งต่างจากรีเลย์ที่จะ
เห็นขนาดกระแสลัดวงจรมีค่าเท่าเดิมดังภาพที่ 30 (ก)-(ง) แม้จะเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้นก็
ตาม กล่าวคือ รีเลย์จะเห็นค่ากระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้าเท่านั้น ส่วนรีโกลสเซอร์กับฟิวส์เห็น
ค่ากระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ดังตารางที่ 4 จะเห็นได้ว่าเมื่อ
เพิ่มขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก จนถึง 10 MVA อุปกรณ์ป้องกันจะยังคงทำงานถูกต้อง
และข้อกำหนดด้านแรงดันยังถูกต้อง แต่มีแนวโน้มที่จะทำงานผิดพลาดในกรณีที่เครื่องกำเนิด
ไฟฟ้ามีขนาดเพิ่มขึ้นมากๆ แต่ในระบบจำหน่ายของ กฟภ.มีข้อกำหนดให้รับการเชื่อมโยงเครื่อง
กำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้ไม่เกิน 10 MVA

ตารางที่ 4 เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ขนาดกระแสลัดวงจรและแรงดันที่ผิดปกติ รูปแบบที่ 2

ขนาด DG (MVA)	เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว					ขนาดกระแสลัดวงจร			ขนาดแรงดัน	
	Relay (s)	Recloser (s)		Fuse (s)		Relay (A)	Recloser (A)	Fuse (A)	มากที่สุด (pu)	น้อยที่สุด (pu)
		Fast	Slow	MM	TC					
0	0.411	0.016	-	0.046	0.099	1385.141	1385.141	1385.141	1.004	0.951
1	0.424	0.016	-	0.044	0.097	1357.020	1413.203	1413.203	1.005	0.953
2	0.435	0.016	-	0.043	0.096	1331.885	1438.335	1438.335	1.005	0.954
3	0.446	0.016	-	0.041	0.094	1309.981	1461.248	1461.248	1.005	0.955
4	0.457	0.016	-	0.040	0.093	1288.139	1482.090	1482.090	1.005	0.955
5	0.467	0.016	-	0.039	0.092	1269.100	1501.106	1501.106	1.005	0.956
6	0.477	0.016	-	0.038	0.091	1251.649	1518.508	1518.508	1.006	0.957
7	0.487	0.016	-	0.038	0.090	1235.601	1534.482	1534.482	1.007	0.958
8	0.496	0.016	-	0.037	0.089	1220.797	1549.186	1549.186	1.008	0.958
9	0.504	0.016	-	0.036	0.088	1207.102	1562.760	1562.760	1.009	0.959
10	0.513	0.016	-	0.036	0.088	1194.398	1575.323	1575.323	1.010	0.959



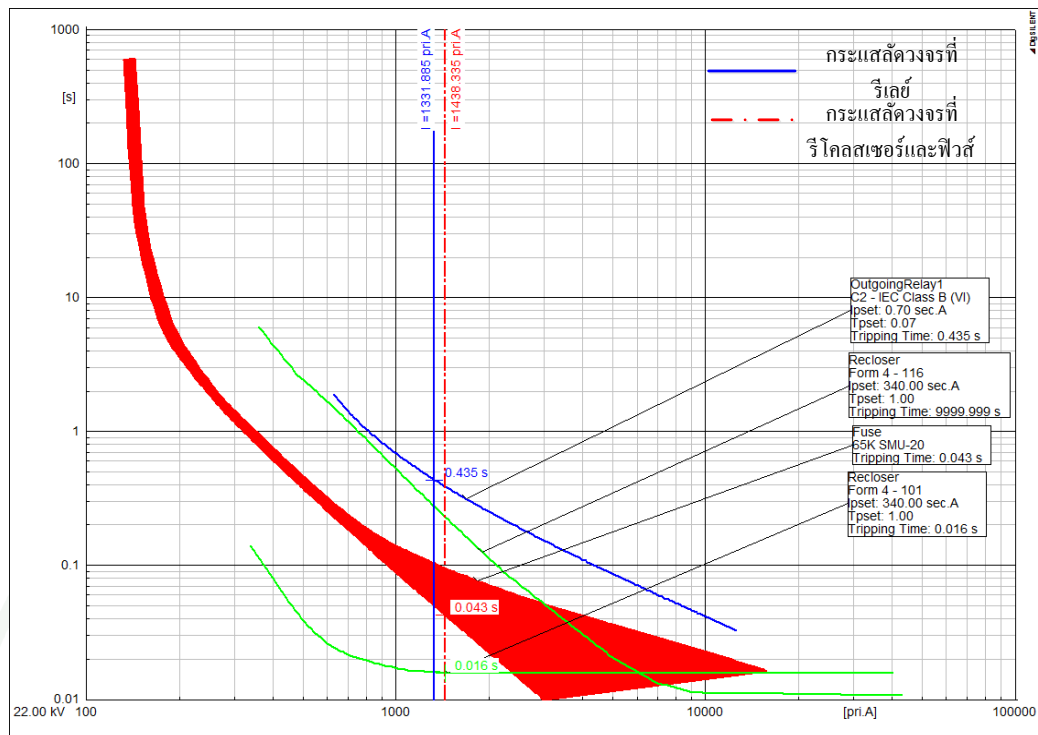
ภาพที่ 29 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 2



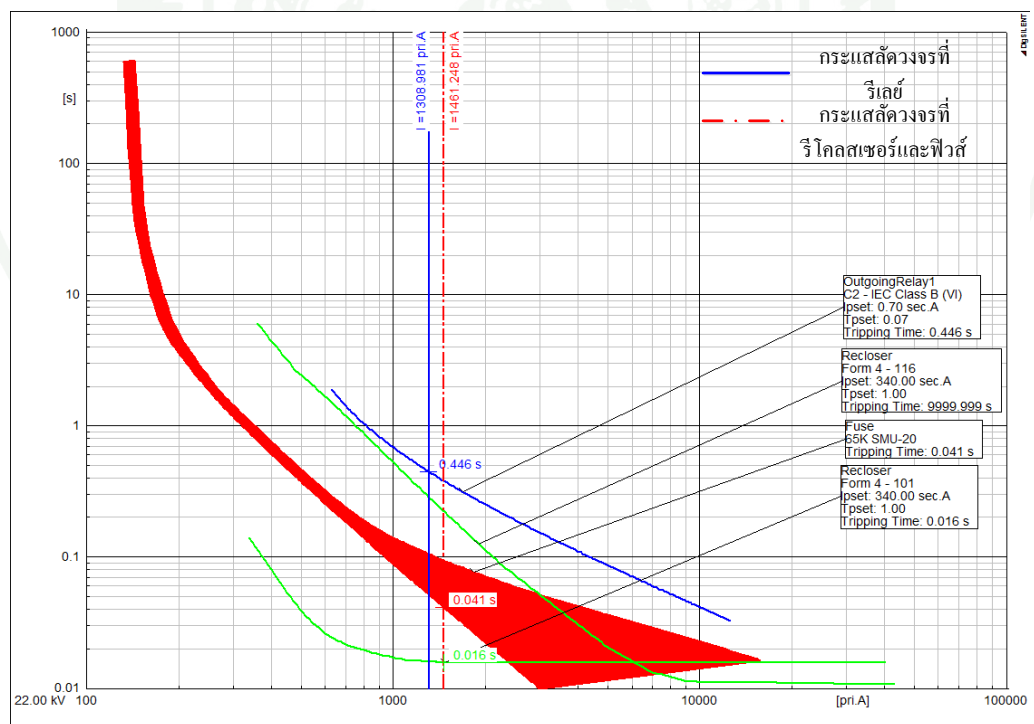
(ก)

ภาพที่ 30 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 2

- (ก) ติดตั้ง DG ขนาด 1 MVA
- (ข) ติดตั้ง DG ขนาด 2 MVA
- (ค) ติดตั้ง DG ขนาด 3 MVA
- (ง) ติดตั้ง DG ขนาด 4 MVA
- (จ) ติดตั้ง DG ขนาด 5 MVA
- (ฉ) ติดตั้ง DG ขนาด 6 MVA
- (ช) ติดตั้ง DG ขนาด 7 MVA
- (ซ) ติดตั้ง DG ขนาด 8 MVA
- (ณ) ติดตั้ง DG ขนาด 9 MVA
- (ญ) ติดตั้ง DG ขนาด 10 MVA

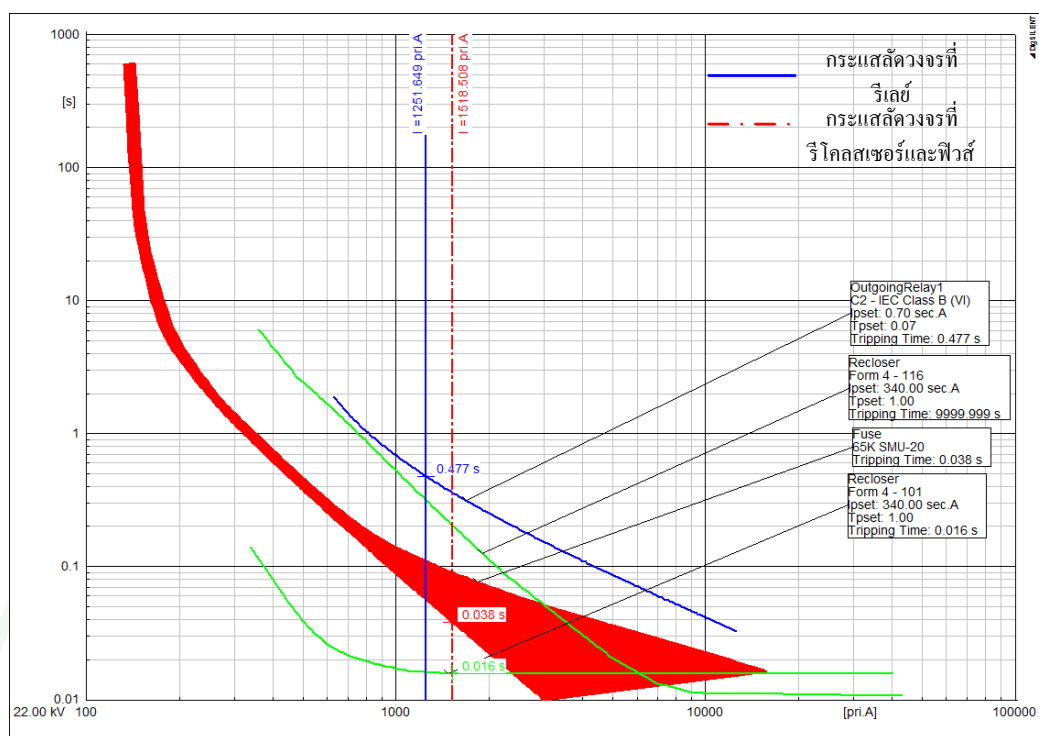


(ก)

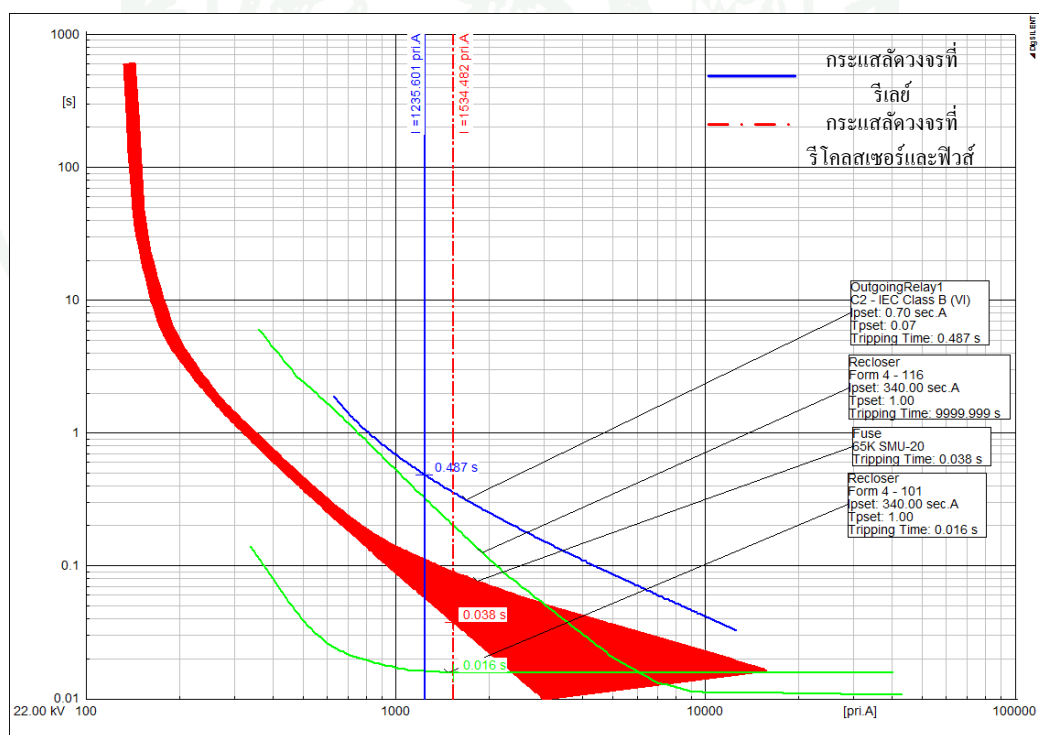


(ค)

ภาพที่ 30 (ต่อ)

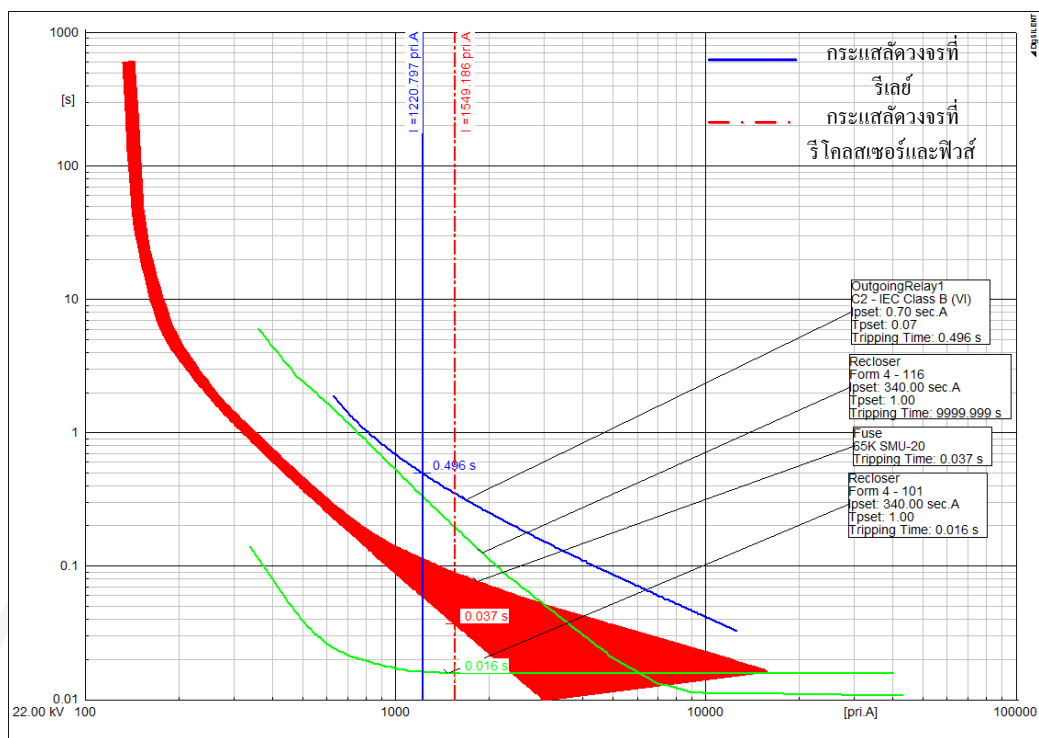


(ก)

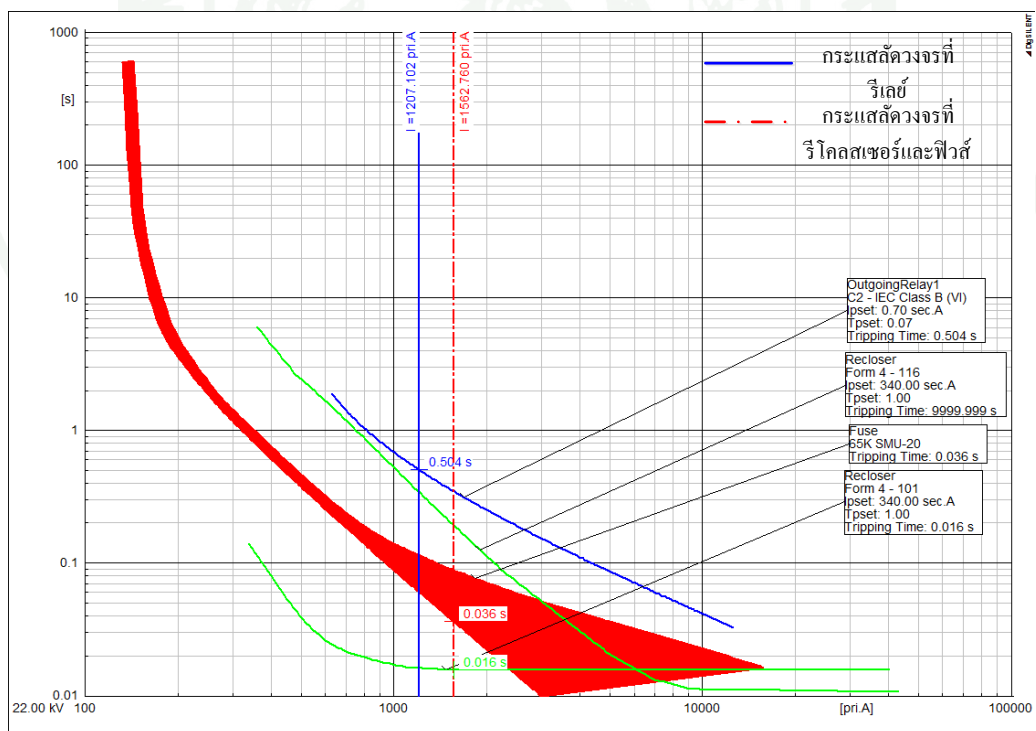


(ข)

ภาพที่ 30 (ต่อ)

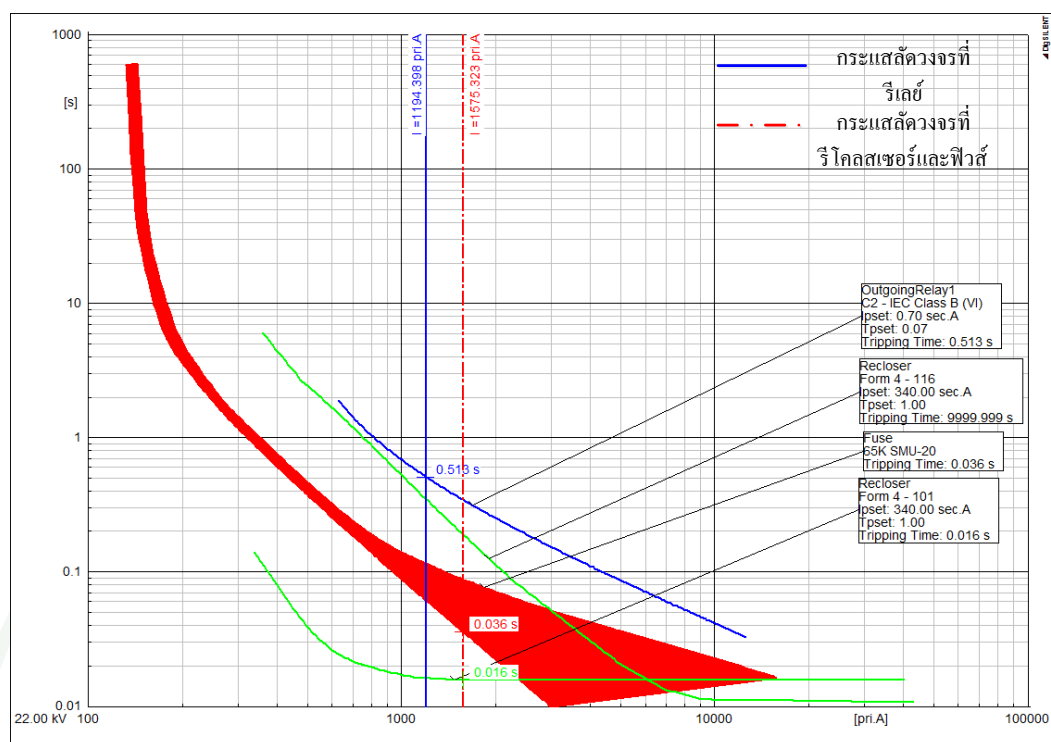


(จ)



(ฉ)

ภาพที่ 30 (ต่อ)



(ญ)

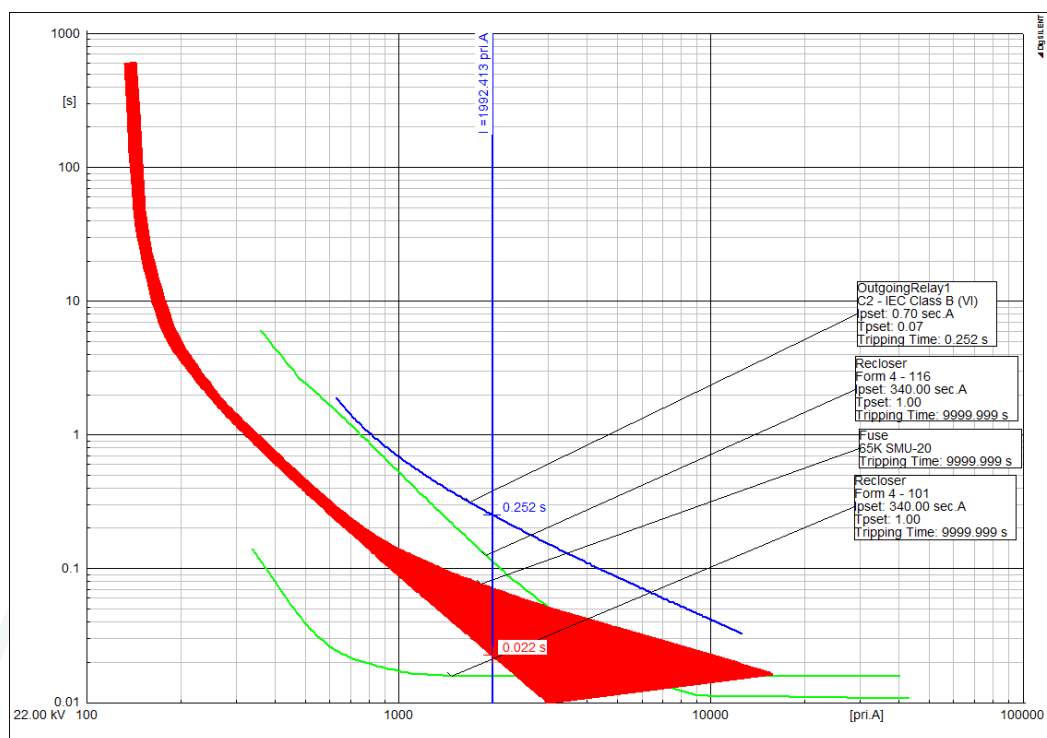
ภาพที่ 30 (ต่อ)

กรณีศึกษา 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งหน้ารีโกลสเซอร์และ เกิด
ลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโกลสเซอร์

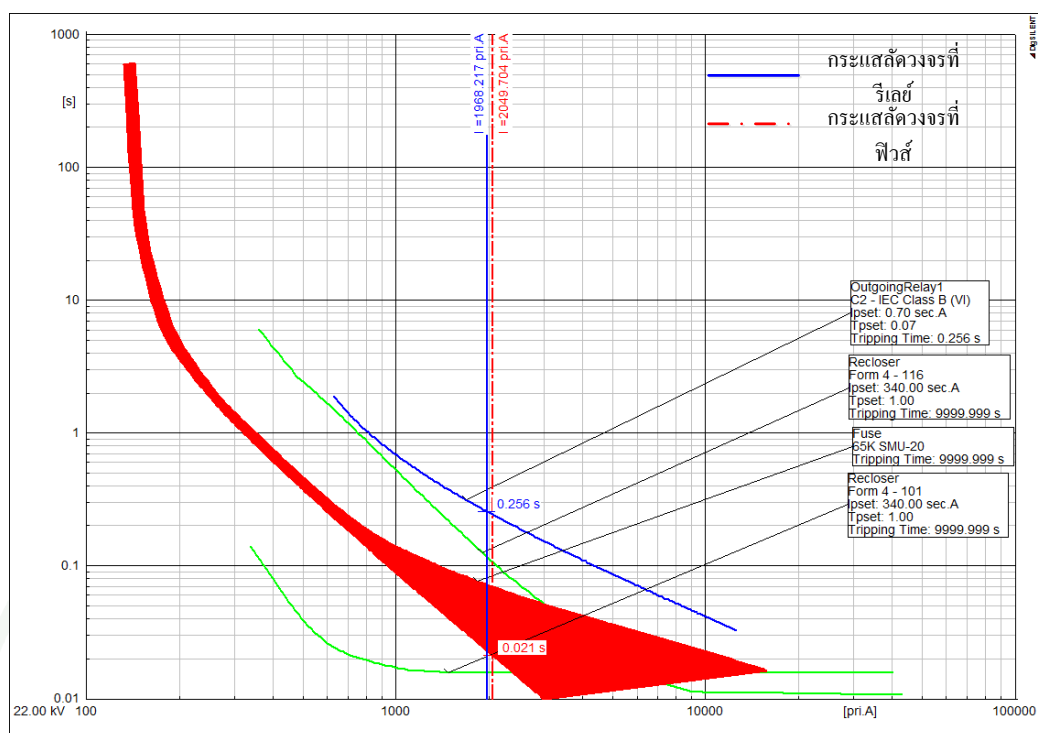
ในกรณีศึกษานี้ ก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กอุปกรณ์ป้องกันที่เห็นค่ากระแส
ลัดวงจรคือ รีเลย์และฟิวส์ ดังภาพที่ 31 จึงไม่สามารถทำการจัดลำดับการทำงานร่วมกันระหว่างฟิวส์
กับรีโกลสเซอร์ได้ กล่าวคือ ในกรณีที่มีสายย่อยหน้ารีโกลสเซอร์ จำเป็นจะต้องพิจารณา
ความสำคัญของโหลดที่จ่ายให้ในวงจรสายย่อยนั้น เพราะหากเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่สายย่อยนั้น
อุปกรณ์ป้องกันที่จะทำงานมีเพียงฟิวส์โดยมีรีเลย์เป็นระบบป้องกันสำรองไม่ว่าจะเป็นการลัดวงจร
แบบใดก็ตาม เช่นเดียวกันเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไป จะเห็นได้จากเวลาการ
ทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ดังภาพที่ 32 (ก)-(ญ) และตารางที่ 5

ตารางที่ 5 เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ขนาดกระแสลัดวงจรและ แรงดันที่巴士ใดๆ รูปแบบที่ 3

ขนาด DG (MVA)	เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว					ขนาดกระแสลัดวงจร			ขนาดแรงดัน	
	Relay (s)	Recloser (s)		Fuse (s)		Relay (A)	Recloser (A)	Fuse (A)	มากที่สุด (pu)	น้อยที่สุด (pu)
		Fast	Slow	MM	TC					
0	0.252	-	-	0.022	0.071	1992.413	-	1992.413	1.004	0.951
1	0.256	-	-	0.021	0.070	1968.217	-	2049.704	1.005	0.953
2	0.260	-	-	0.020	0.068	1946.295	-	2101.851	1.005	0.954
3	0.264	-	-	0.019	0.067	1926.063	-	2150.112	1.005	0.955
4	0.267	-	-	0.019	0.066	1907.430	-	2194.627	1.005	0.955
5	0.270	-	-	0.018	0.065	1890.219	-	2235.773	1.005	0.956
6	0.273	-	-	0.017	0.064	1874.278	-	2273.885	1.006	0.957
7	0.276	-	-	0.017	0.063	1859.474	-	2309.264	1.007	0.958
8	0.278	-	-	0.016	0.062	1845.692	-	2342.175	1.008	0.958
9	0.281	-	-	0.016	0.062	1832.833	-	2372.855	1.009	0.959
10	0.283	-	-	0.016	0.061	1820.807	-	2401.512	1.010	0.959



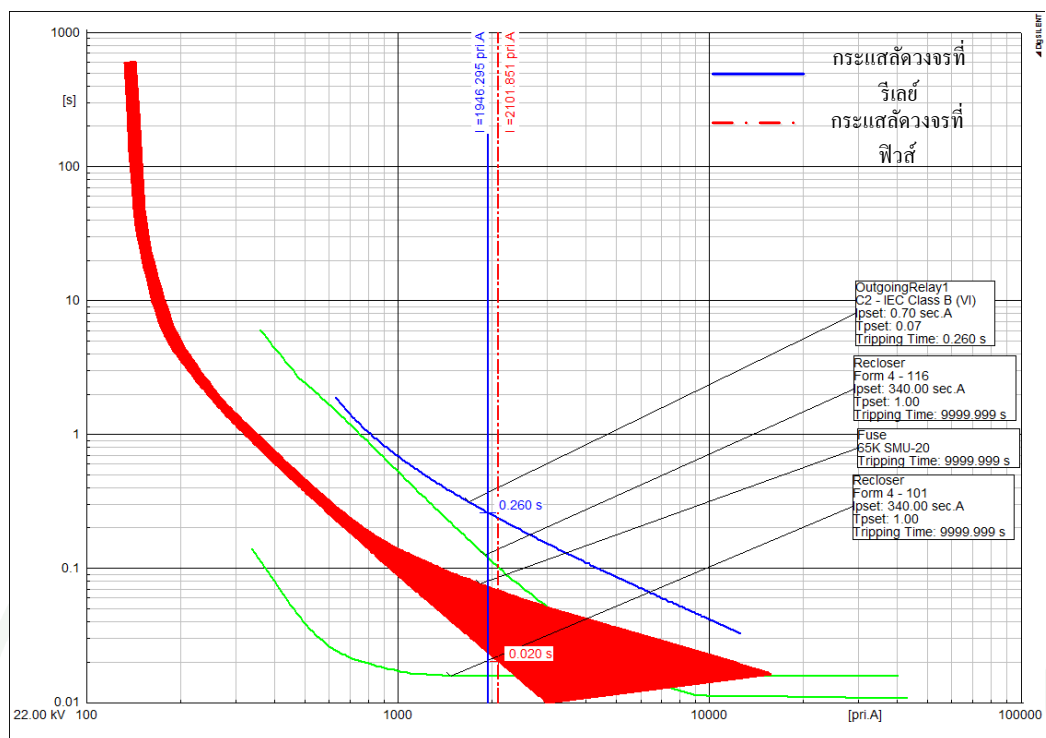
ภาพที่ 31 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 3



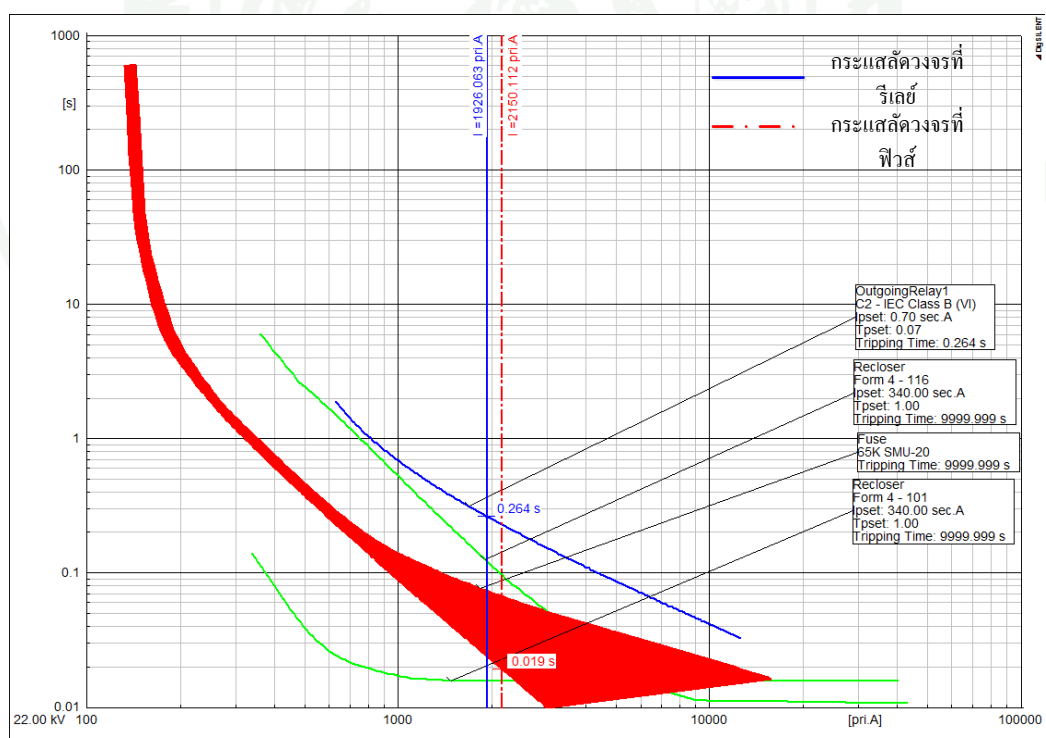
(ก)

ภาพที่ 32 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 3

- (ก) ติดตั้ง DG ขนาด 1 MVA
- (ข) ติดตั้ง DG ขนาด 2 MVA
- (ค) ติดตั้ง DG ขนาด 3 MVA
- (ง) ติดตั้ง DG ขนาด 4 MVA
- (จ) ติดตั้ง DG ขนาด 5 MVA
- (ฉ) ติดตั้ง DG ขนาด 6 MVA
- (ช) ติดตั้ง DG ขนาด 7 MVA
- (ซ) ติดตั้ง DG ขนาด 8 MVA
- (ณ) ติดตั้ง DG ขนาด 9 MVA
- (ญ) ติดตั้ง DG ขนาด 10 MVA

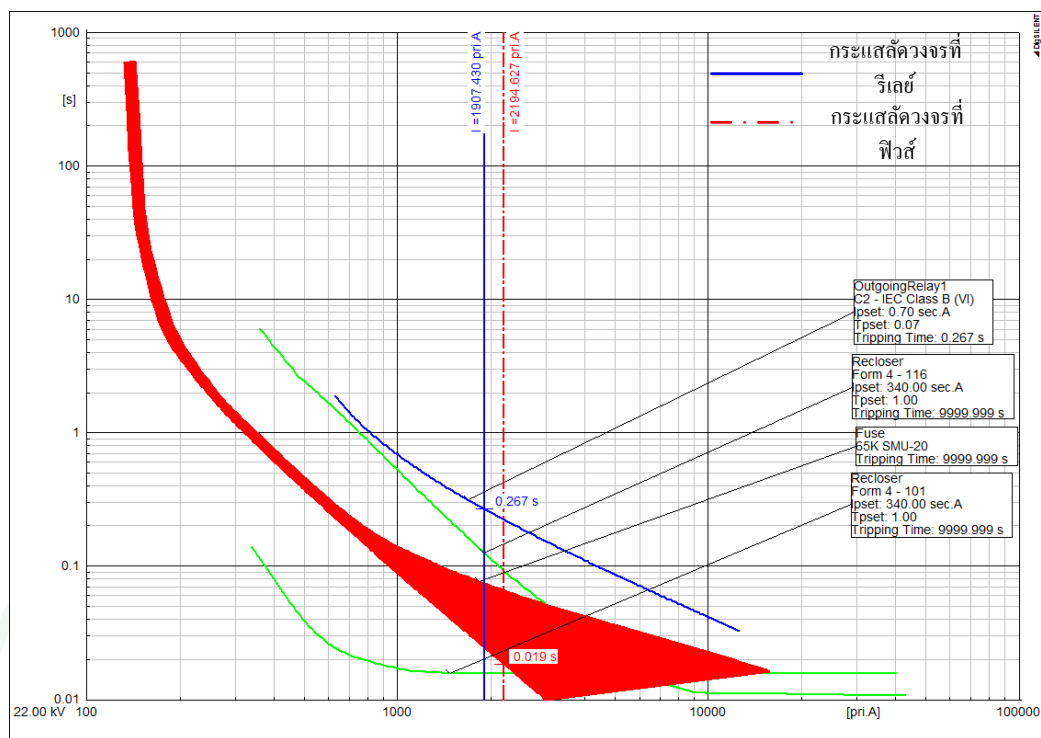


(บ)

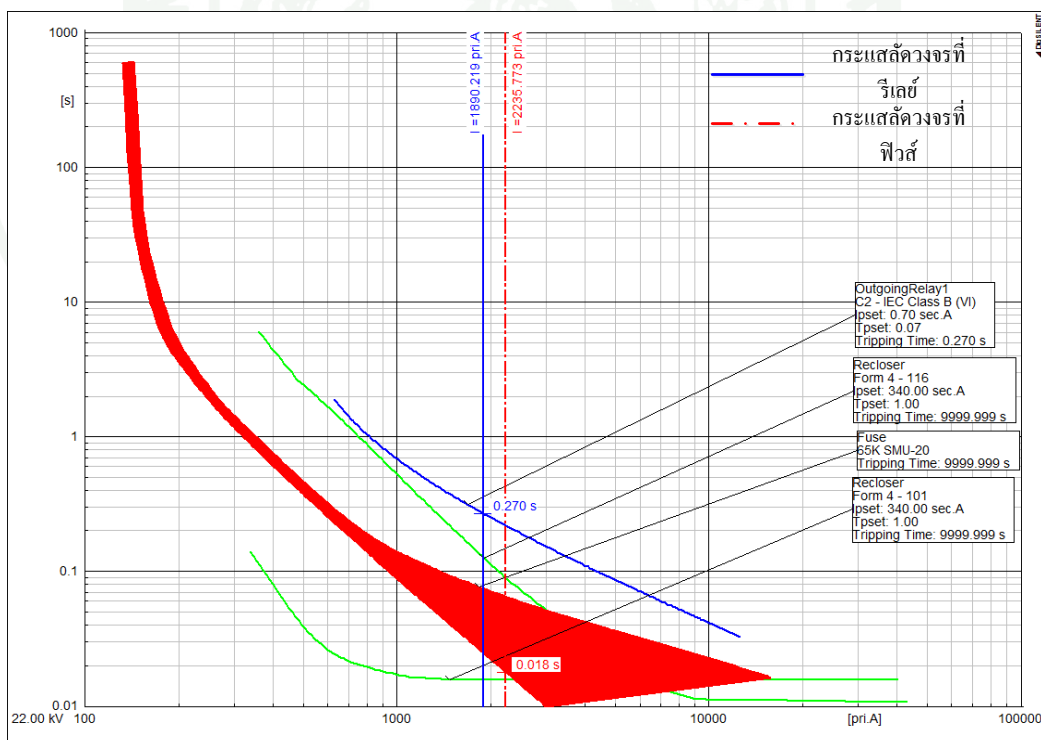


(ค)

ภาพที่ 32 (ต่อ)

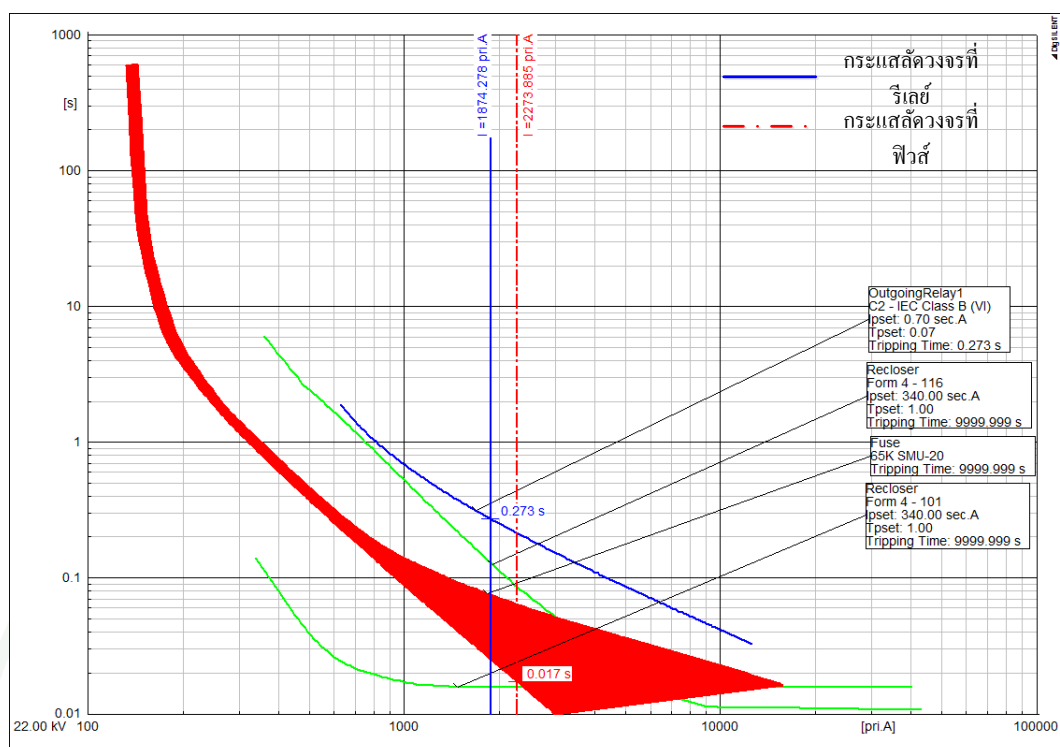


(ง)

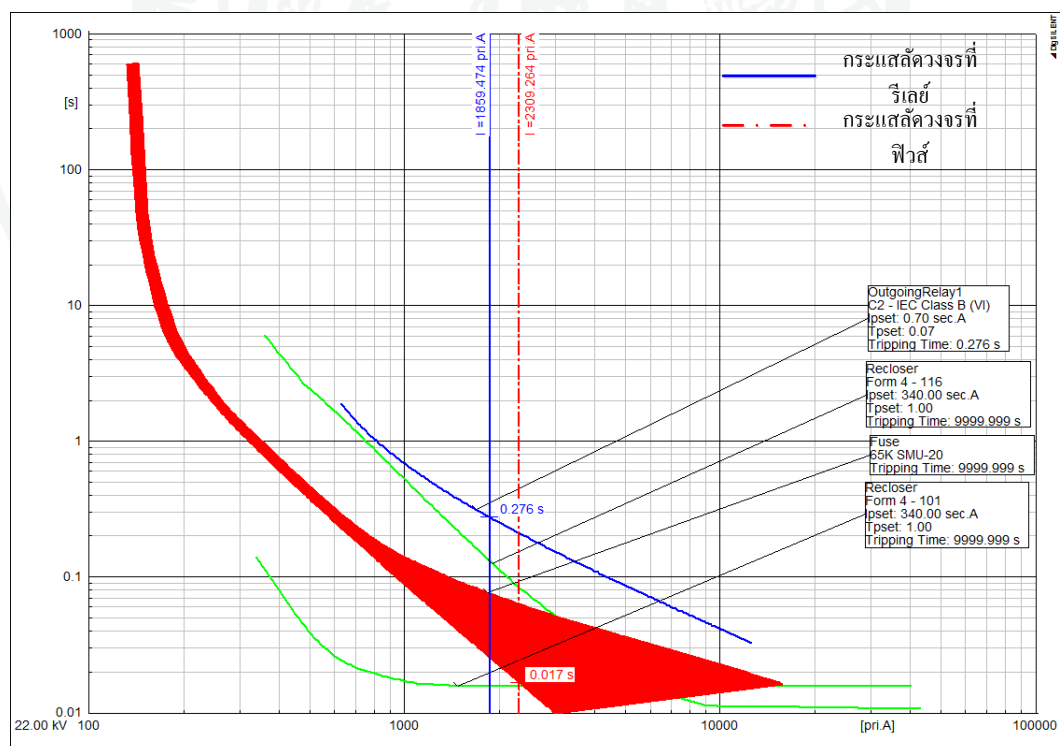


(จ)

ภาพที่ 32 (ต่อ)

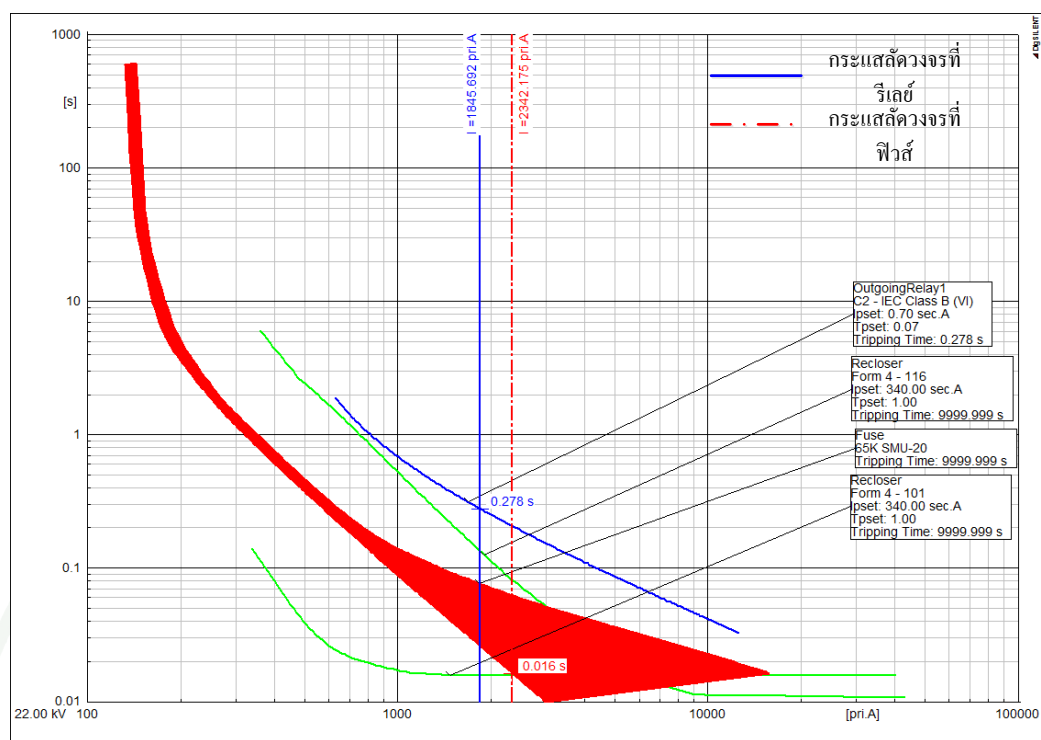


(ก)

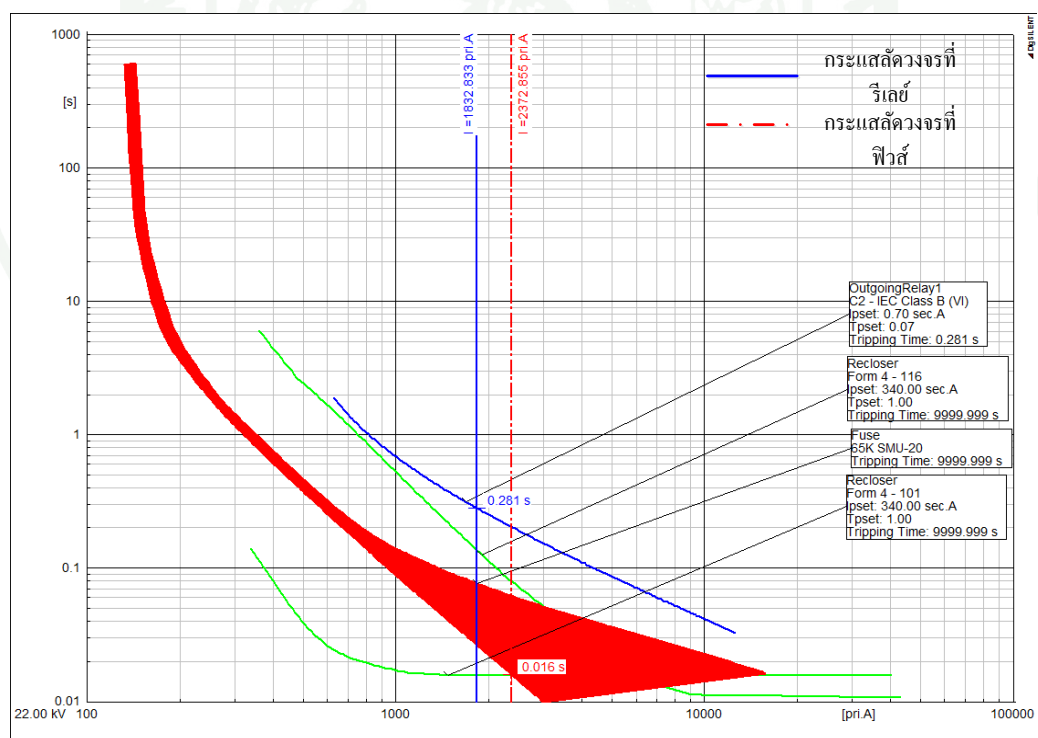


(ข)

ภาพที่ 32 (ต่อ)

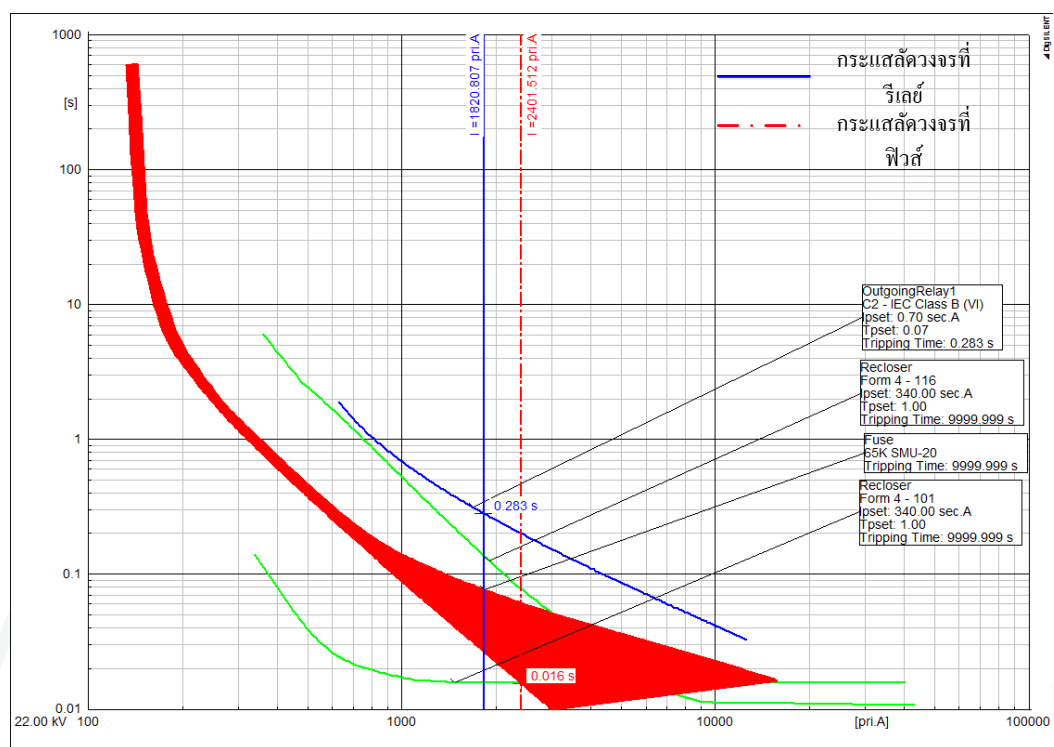


(๕)



(๖)

ภาพที่ 32 (ต่อ)



(ญ)

ภาพที่ 32 (ต่อ)

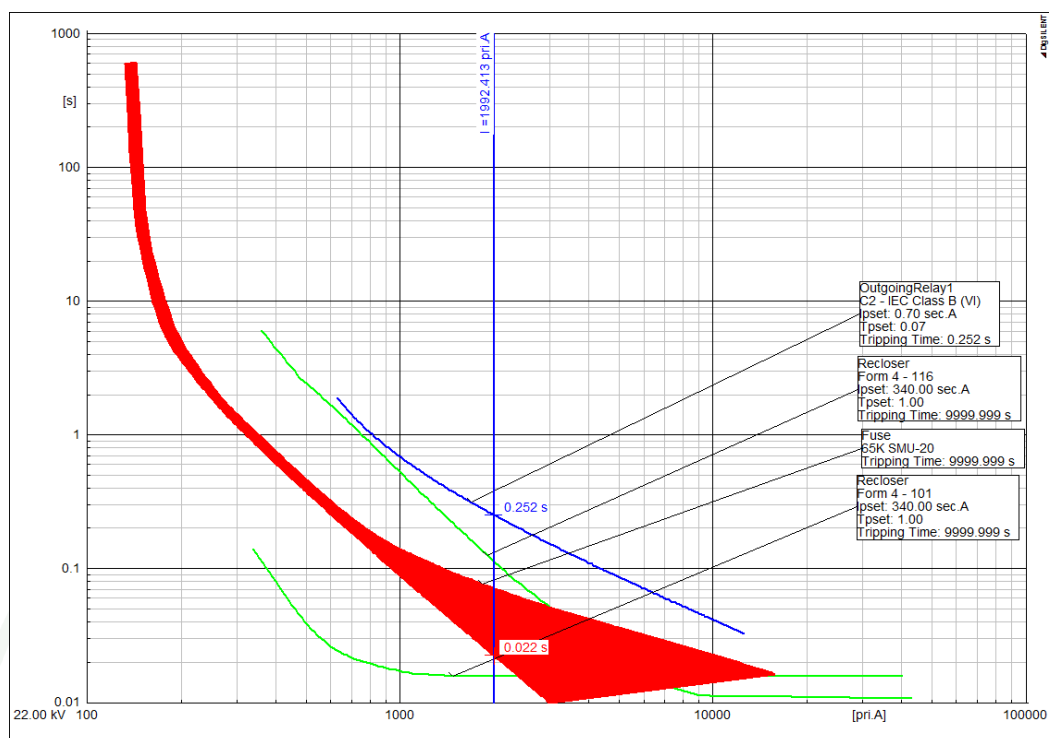
กรณีศึกษา 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์และ เกิดลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์

ในกรณีศึกษานี้ จะเห็นได้ว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไม่จำเป็นต้องนำรีโคลสเซอร์มาพิจารณาเนื่องจากไม่เห็นกระแสลัดวงจรดังภาพที่ 33 แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปจะมีกระแสลัดวงจรไหลผ่านรีโคลสเซอร์จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กดังภาพที่ 34(ก)-(ญ) และตารางที่ 6 จึงจำเป็นต้องนำมาพิจารณาเพราะหากขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหญ่พอจะทำให้รีโคลสเซอร์ทำงานดังภาพที่ 34(ฉ) ทำให้สูญเสียการจ่ายไฟหลังรีโคลสเซอร์ แทนที่จะดับแค่ส่วนสายย่อยที่เกิดลัดวงจร

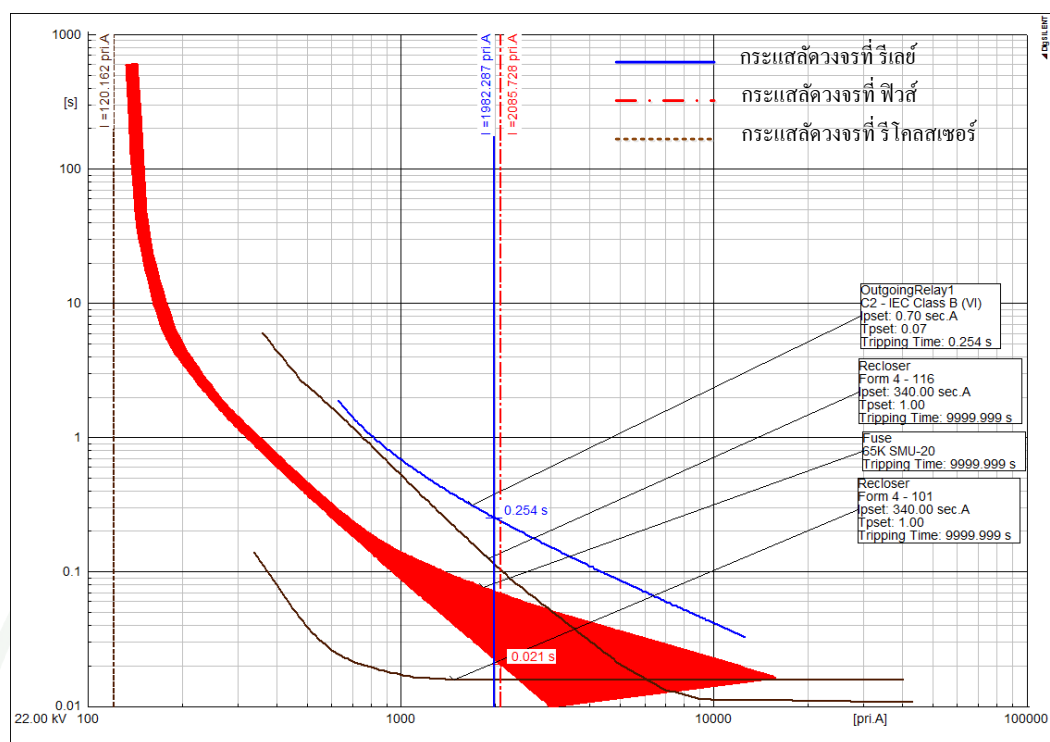
จากตารางที่ 6 จะเห็นได้ว่าเมื่อเพิ่มขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กถึงค่า 4 MVA รีโคลสเซอร์จากที่ไม่สามารถตรวจจับกระแสลัดวงจรได้ จะสามารถตรวจจับกระแสลัดวงจรได้จากค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มเข้ามาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่รีโคลสเซอร์จะยังไม่ทำงานเนื่องจากฟิวส์ทำการตัดวงจรก่อน แต่เมื่อขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่าถึง 9 MVA รีโคลสเซอร์จะทำงานก่อนฟิวส์ ทำให้สูญเสียการจ่ายไฟหลังรีโคลสเซอร์ และ ในทำนองเดียวกัน ในช่วงขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า 5 MVA ขึ้นไป รีโคลสเซอร์อาจจะทำงานเนื่องจากเวลาที่ฟิวส์จะขาดมีเวลามากกว่าเวลาการทำงานของรีโคลสเซอร์ ตามตารางที่ 6

ตารางที่ 6 เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ขนาดกระแสลัดวงจรและ แรงดันที่บัสใดๆ รูปแบบที่ 4

ขนาด DG (MVA)	เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว					ขนาดกระแสลัดวงจร			ขนาดแรงดัน	
	Relay (s)	Recloser (s)		Fuse (s)		Relay (A)	Recloser (A)	Fuse (A)	มากที่สุด (pu)	น้อยที่สุด (pu)
		Fast	Slow	MM	TC					
0	0.252	-	-	0.022	0.071	1992.413	-	1992.413	1.004	0.951
1	0.254	-	-	0.021	0.069	1982.287	120.162	2085.728	1.005	0.960
2	0.256	-	-	0.019	0.066	1973.200	222.422	2168.962	1.005	0.969
3	0.257	-	-	0.018	0.065	1964.951	311.475	2243.816	1.005	0.976
4	0.258	0.088	-	0.017	0.063	1957.507	389.191	2310.656	1.006	0.983
5	0.259	0.051	-	0.016	0.062	1950.786	457.490	2370.390	1.012	0.987
6	0.260	0.035	-	0.015	0.061	1944.704	517.906	2423.898	1.020	0.990
7	0.261	0.029	-	0.015	0.060	1939.189	571.675	2471.976	1.029	0.992
8	0.262	0.025	-	0.014	0.059	1934.173	619.796	2515.323	1.039	0.994
9	0.263	0.023	-	0.014	0.058	1929.599	663.085	2554.545	1.044	0.996
10	0.264	0.022	-	0.013	0.058	1925.415	702.214	2590.162	1.051	0.998



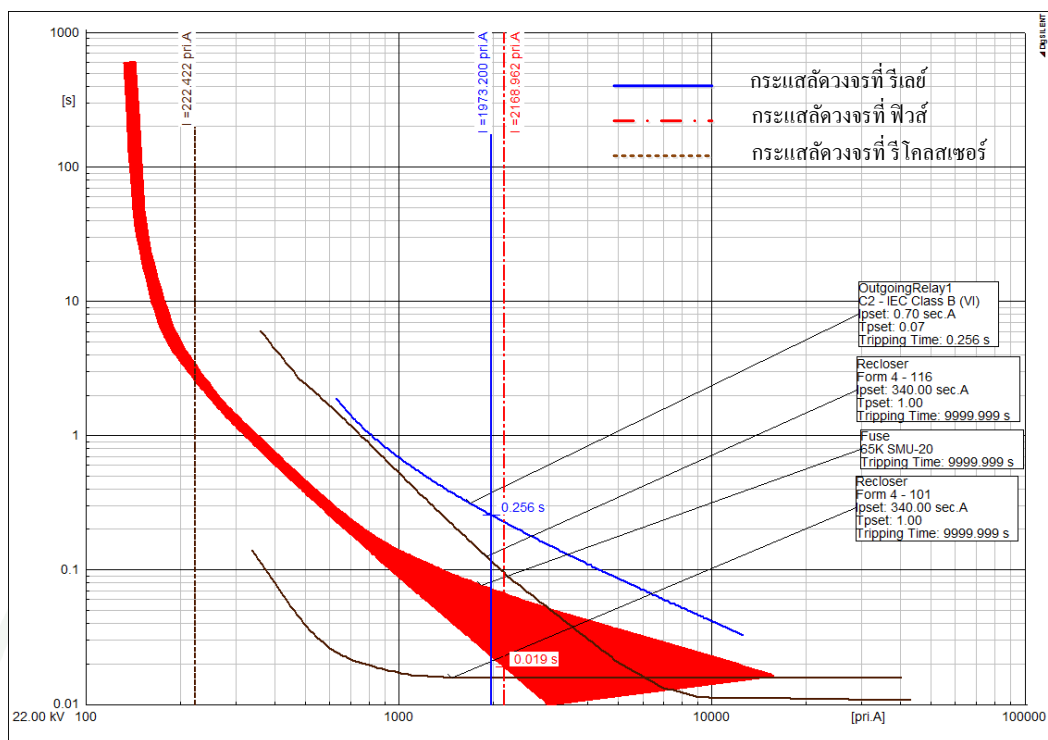
ภาพที่ 33 ขนาดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ก่อนการติดตั้ง DG รูปแบบที่ 4



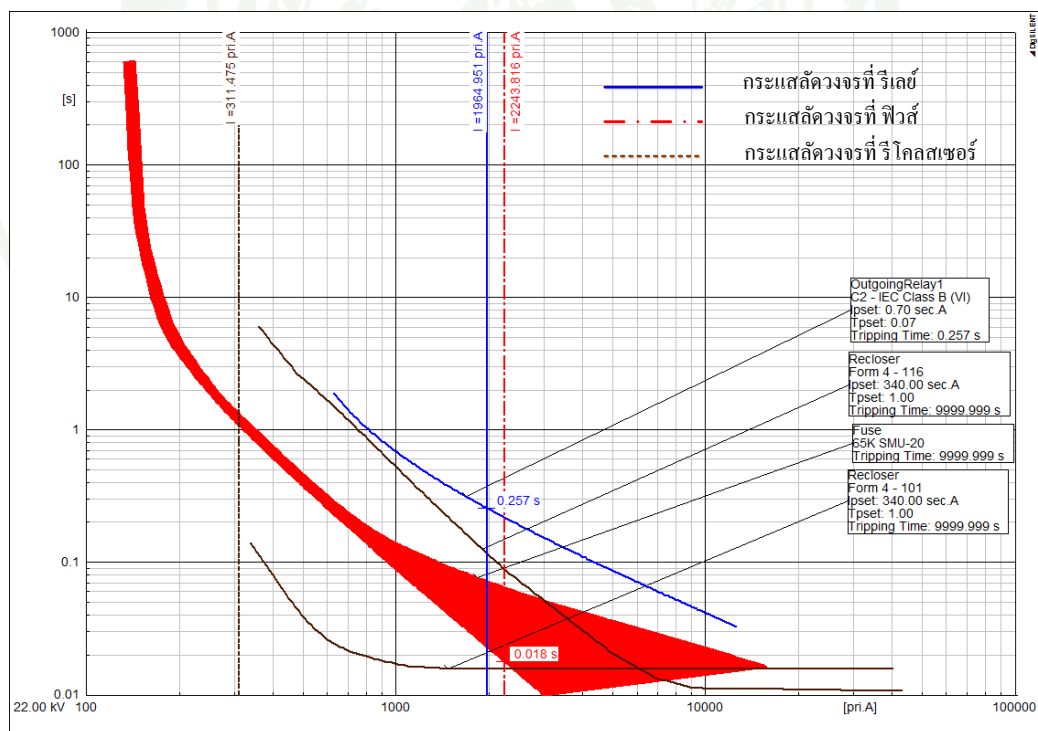
(ก)

ภาพที่ 34 ขนาดกระแสตัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อติดตั้ง DG รูปแบบที่ 4

- (ก) ติดตั้ง DG ขนาด 1 MVA
- (ข) ติดตั้ง DG ขนาด 2 MVA
- (ค) ติดตั้ง DG ขนาด 3 MVA
- (ง) ติดตั้ง DG ขนาด 4 MVA
- (จ) ติดตั้ง DG ขนาด 5 MVA
- (ฉ) ติดตั้ง DG ขนาด 6 MVA
- (ช) ติดตั้ง DG ขนาด 7 MVA
- (ซ) ติดตั้ง DG ขนาด 8 MVA
- (ณ) ติดตั้ง DG ขนาด 9 MVA
- (ญ) ติดตั้ง DG ขนาด 10 MVA

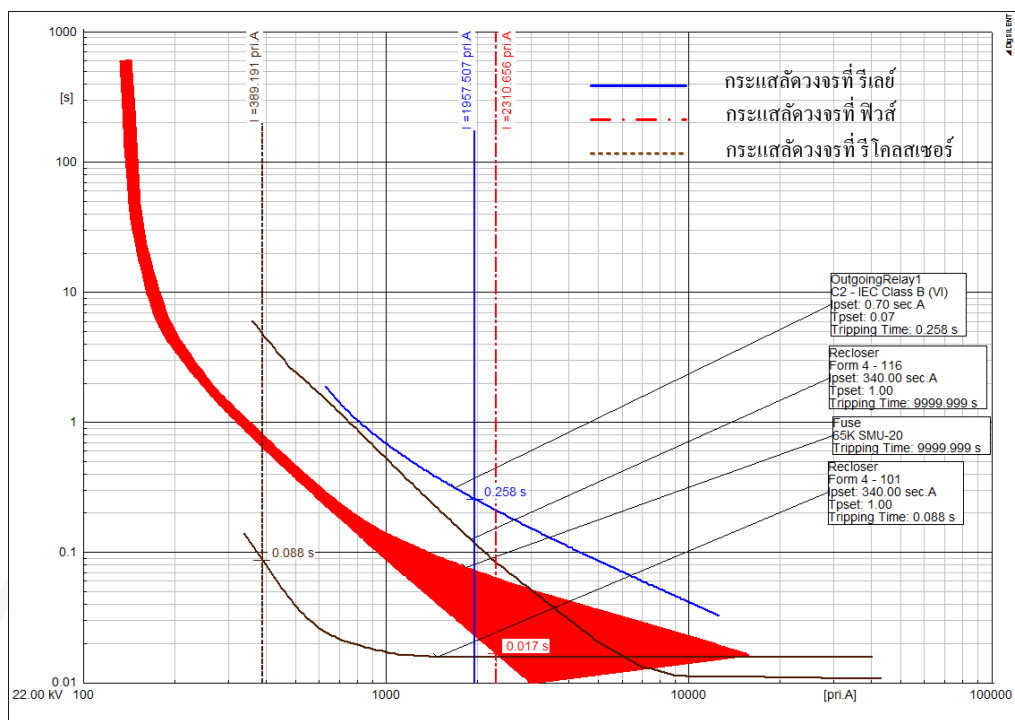


(ก)

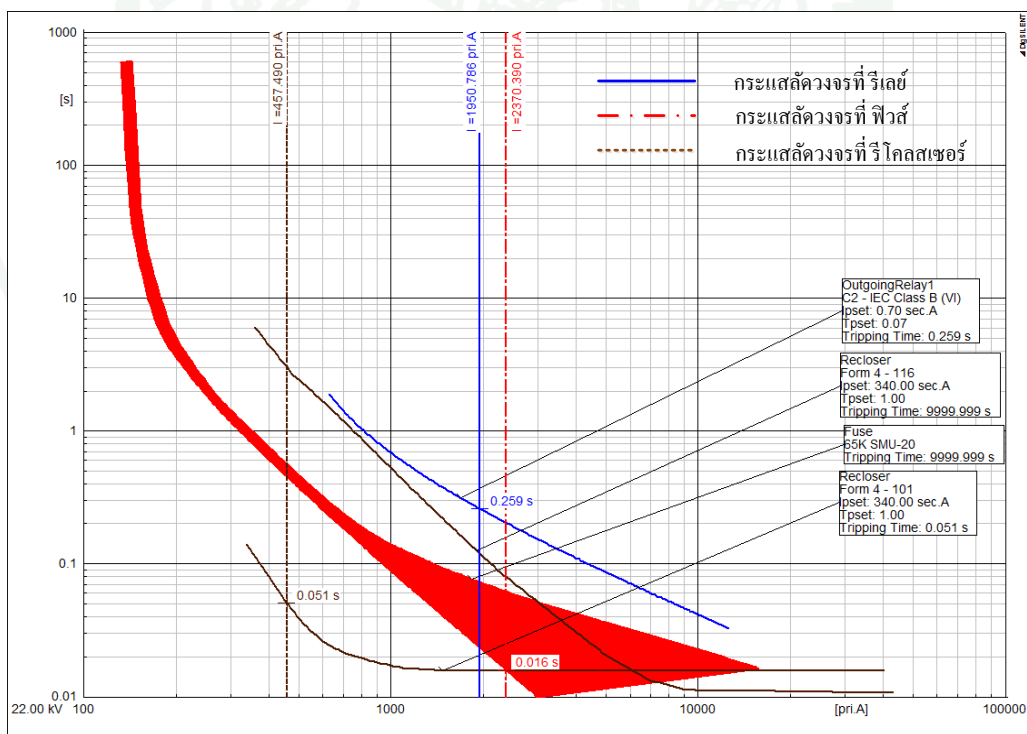


(ค)

ภาพที่ 34 (ต่อ)

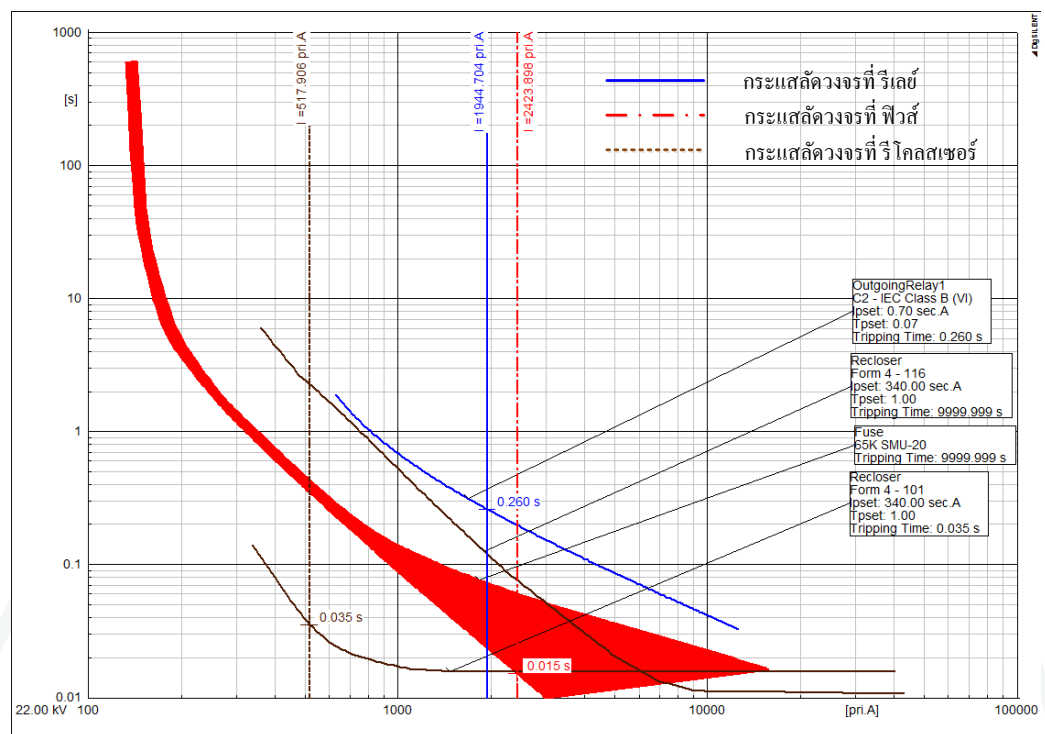


(ง)

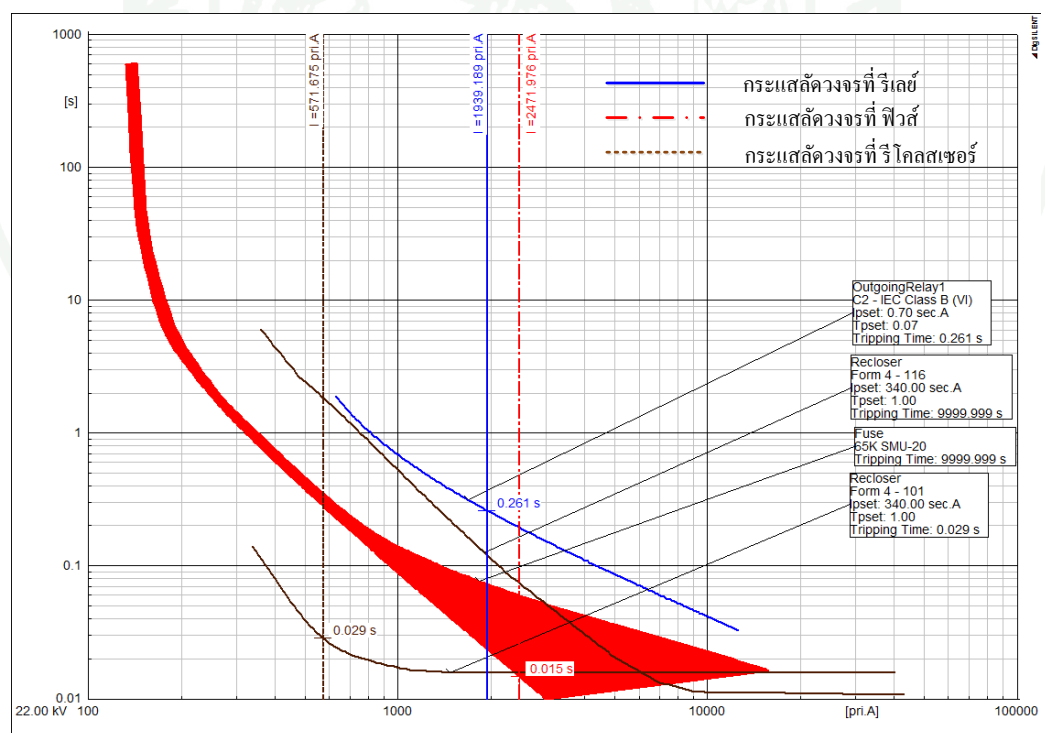


(จ)

ภาพที่ 34 (ต่อ)

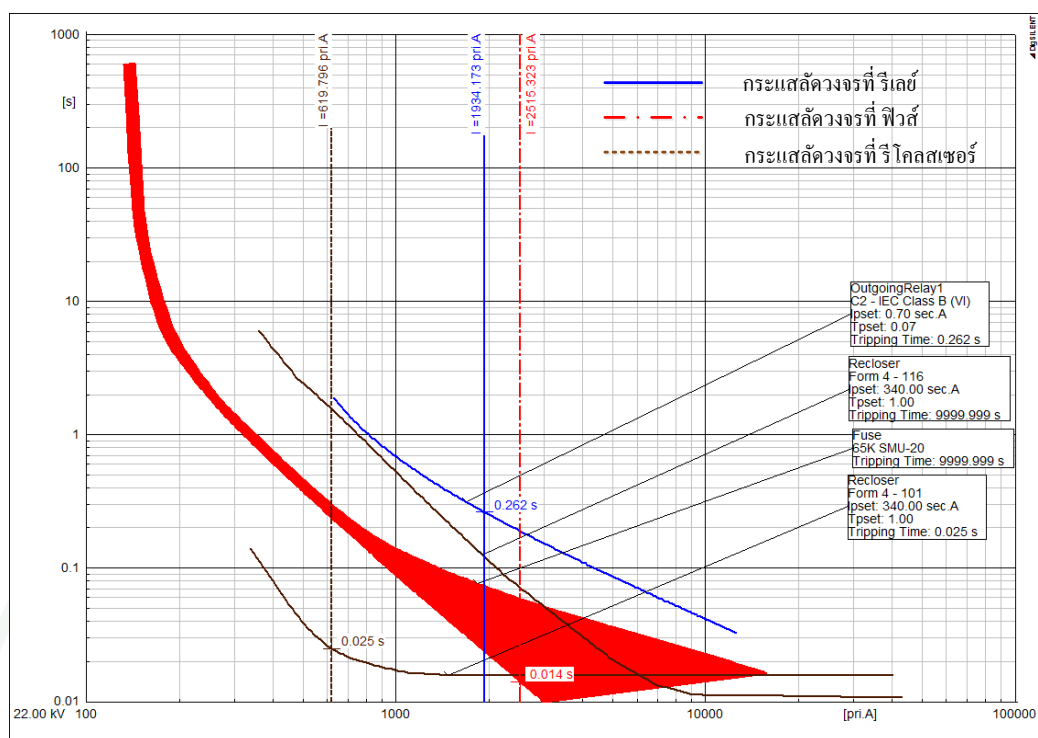


(ก)

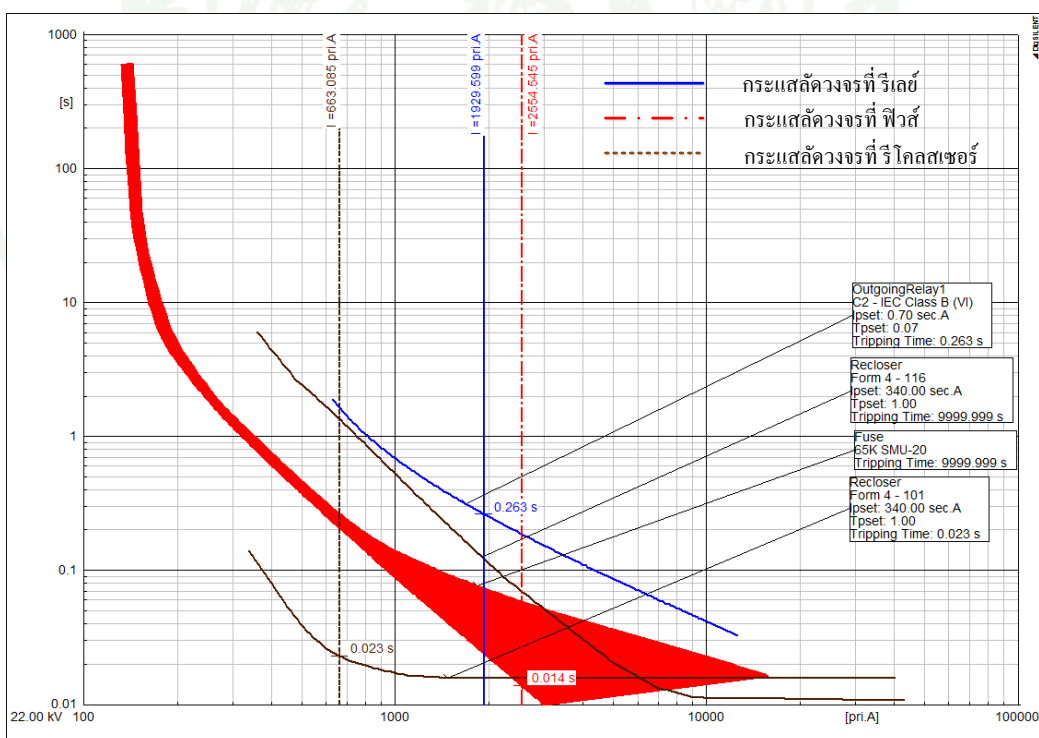


(ข)

ภาพที่ 34 (ต่อ)

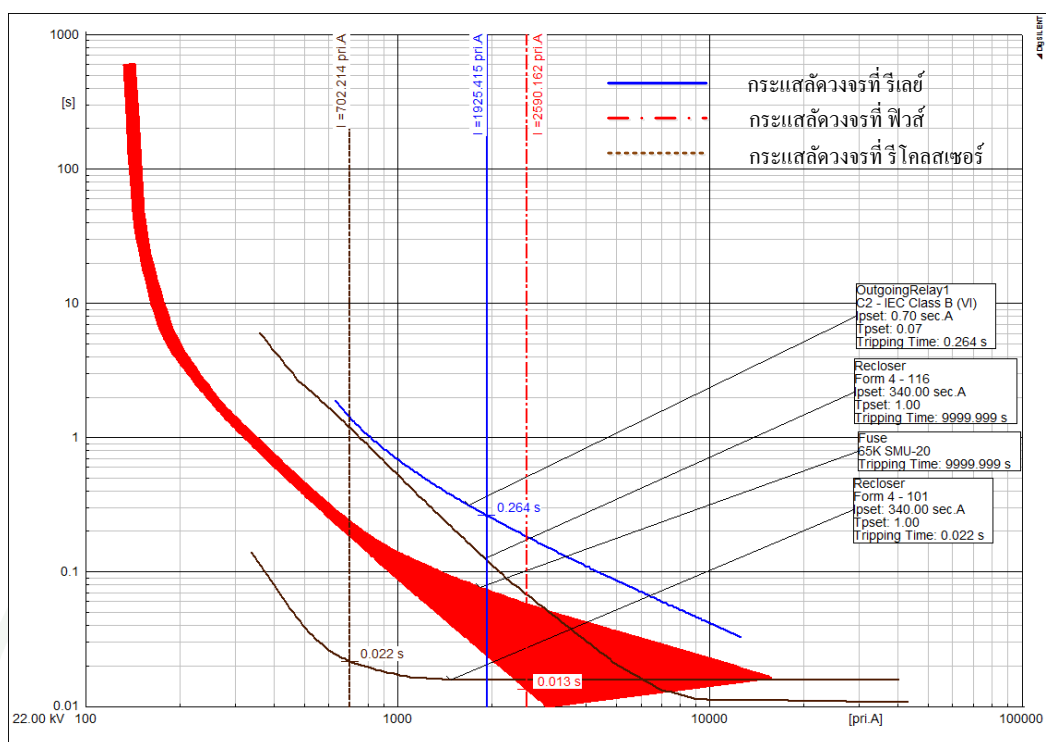


(ข)



(ค)

ภาพที่ 34 (ต่อ)



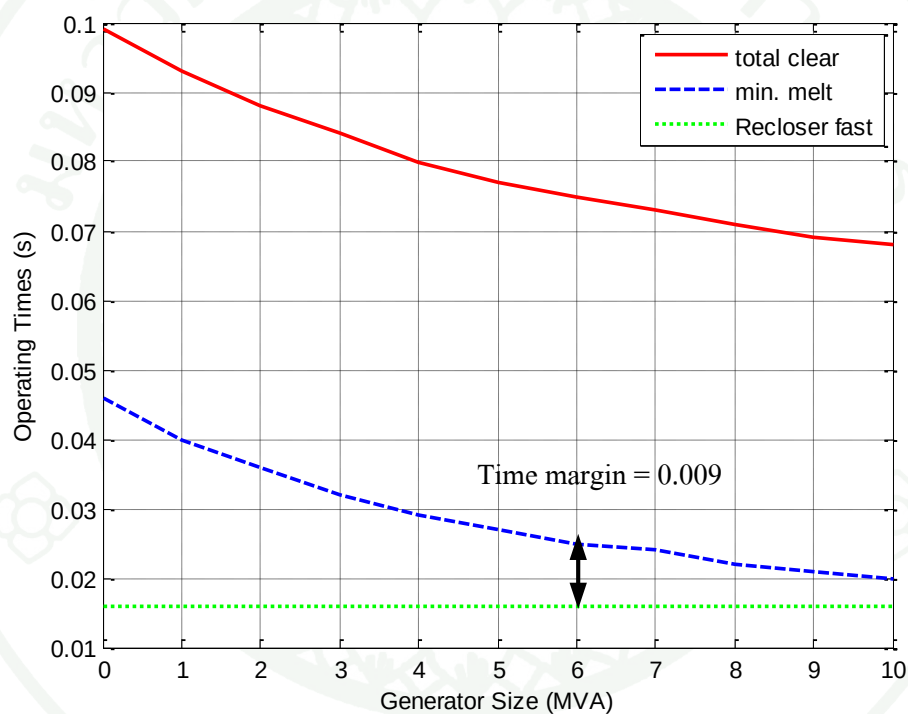
(ญ)

ภาพที่ 34 (ต่อ)

ผลและวิจารณ์

ผล

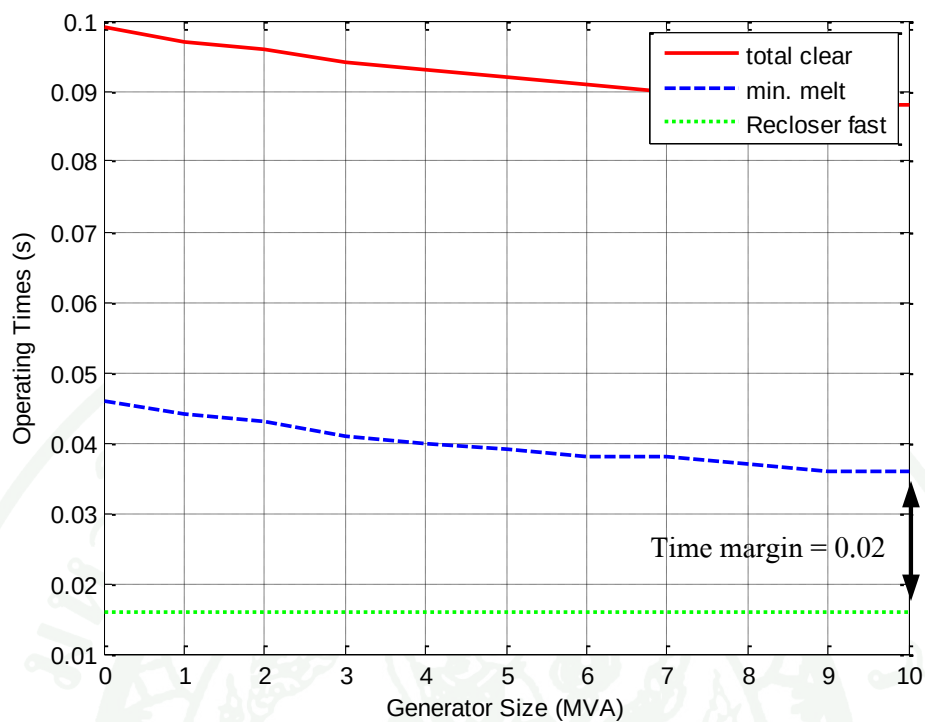
จากการศึกษาระบบจำลองทั้ง 4 กรณี จะสามารถหาขนาดกำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละกรณี จากเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ค่าเผื่อเวลา (Time margin) ยังถูกต้องตามเงื่อนไขของกฟภ. ดังภาพที่ 35 (ก)-(ง)



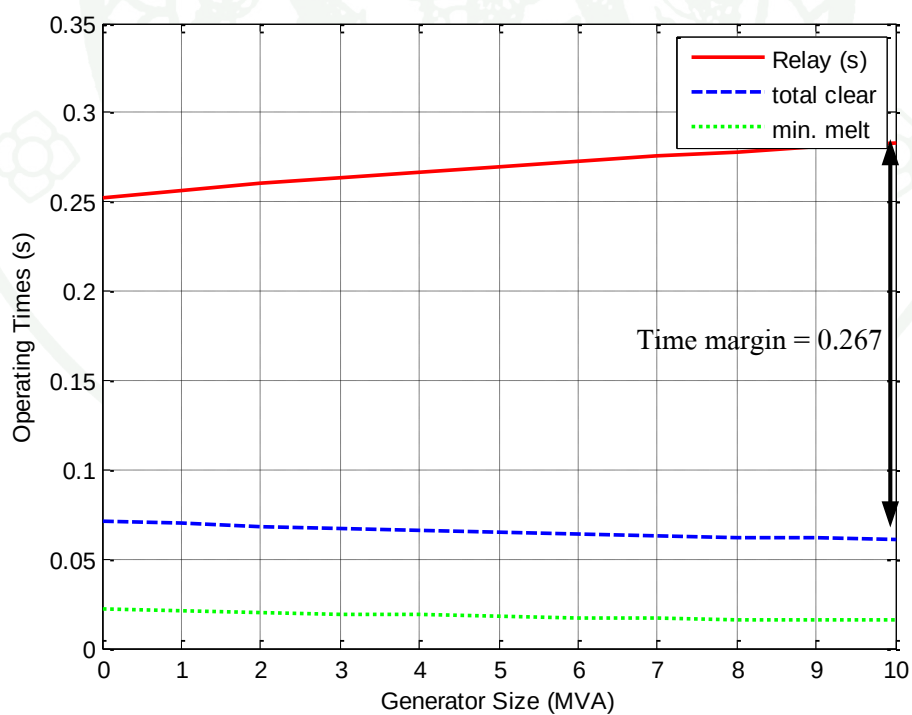
(ก)

ภาพที่ 35 ค่าเผื่อเวลา (Time margin) ระหว่างอุปกรณ์ป้องกัน

- (ก) รูปแบบที่ 1
- (ข) รูปแบบที่ 2
- (ค) รูปแบบที่ 3
- (ง) รูปแบบที่ 4

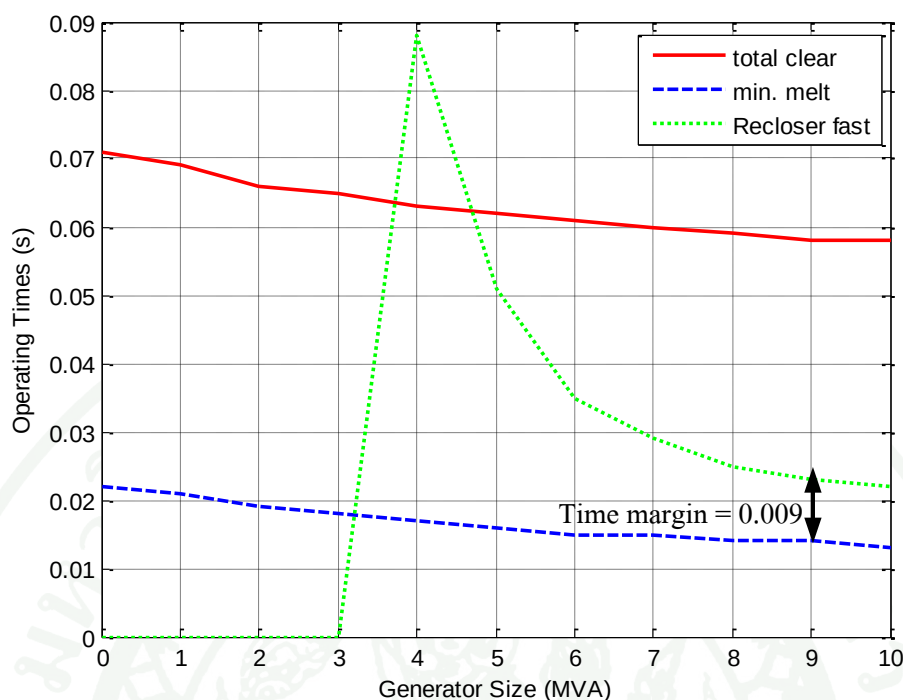


(จ)



(ค)

ภาพที่ 35 (ต่อ)



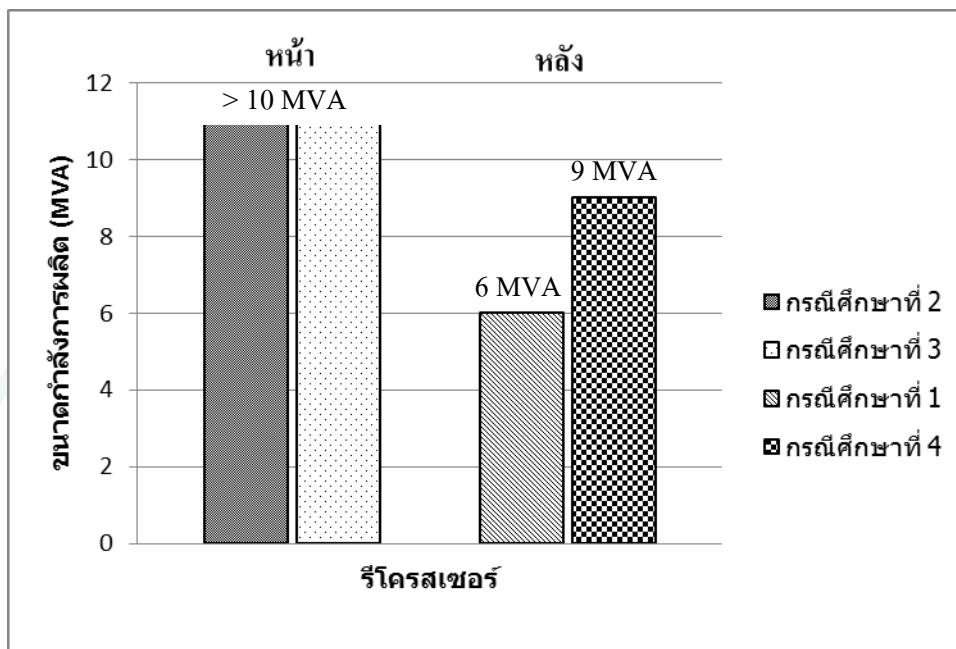
(ง)

ภาพที่ 35 (ต่อ)

การพิจารณานำไปใช้งานกับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. สามารถจับรูปแบบที่ใช้ในการพิจารณาตามตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เป็นหน้าและ หลัง รีโคลสเซอร์ ดังนี้ ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน้ารีโคลสเซอร์พิจารณากรณีศึกษาที่ 2 และ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลังรีโคลสเซอร์พิจารณากรณีศึกษา 1 และ 4 ซึ่งจะได้ขนาดกำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ส่งผลต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังภาพที่ 36

การพิจารณาขีดจำกัดของแรงดันนั้น พิจารณาจากข้อกำหนดของ กฟภ. กล่าวคือ แรงดันที่บัสใดๆ จะต้องมีความอยู่ระหว่าง 0.95-1.05 pu โดยพิจารณาจากระบบจำลอง จะได้ค่าตามตำแหน่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ดังตารางที่ 4 และ 5 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหน้ารีโคลสเซอร์และ ตารางที่ 3 และ 6 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลังรีโคลสเซอร์ จากการศึกษาจะเห็นได้ว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหน้ารีโคลสเซอร์นั้นสามารถติดตั้งได้ถึง 10 MVA โดยไม่ส่งผลต่อข้อกำหนดด้านแรงดันของ กฟภ. แต่ในรูปแบบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลังรีโคลสเซอร์ จะสามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้มากที่สุด

9 MVA หากติดตั้งมากกว่านี้จะเห็นได้ว่า ขนาดแรงดันมากที่สุดที่บัสใดๆ จะมีค่าเกินข้อกำหนดด้านแรงดันของ กฟภ.



ภาพที่ 36 ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแต่ละกรณีศึกษา

จะเห็นได้ว่าในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งหน้ารีโอสเซอร์นั้นจะสามารถติดตั้งขนาดกำลังการผลิตได้เต็มพิกัด เนื่องจากในกรณีนี้ไม่ได้พิจารณา Fuse Saving Scheme กล่าวคือในกรณีนี้ก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็ไม่สามารถพิจารณา Fuse Saving Scheme ได้ ซึ่งในการนำไปใช้งานจริงขึ้นอยู่กับผู้ปฏิบัติงานที่จะต้องพิจารณาความสำคัญของโหลดหน้ารีโอสเซอร์และ การรับการเชื่อมโยงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ว่าต้องการส่งไหนมากกว่ากัน

ในกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลังรีโอสเซอร์นั้น เมื่อพิจารณากรณีศึกษา 1 และ 4 จะได้ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มากที่สุดมีค่าเท่ากับ 6 MVA โดยที่การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันยังสามารถทำงานสัมพันธ์กัน

วิจารณ์

ในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. นั้นมีความซับซ้อนมากกว่าระบบไฟฟ้าจำลองมาก จึงจำเป็นต้องพิจารณาเป็นกรณีไปโดยอาศัยค่าที่ได้จากระบบไฟฟ้าจำลองที่ทำการศึกษา ซึ่งสามารถสรุปเป็นกรณีได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารูปแบบที่ 1 จะเห็นได้ว่ารูปแบบนี้เป็นรูปแบบที่มีผลต่อลำดับการทำงานมากที่สุด กล่าวคือ จากการศึกษาจะเห็นได้ว่ารูปแบบนี้มีความเป็นไปได้สูงที่จะทำให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาดเมื่อขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่ามากกว่า 6 MVA ขึ้นไป

กรณีที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารูปแบบที่ 2 จากการศึกษาจะพบว่ารูปแบบนี้ อุปกรณ์ป้องกัน คือ รีโคสเซอร์ และ ฟิวส์ เห็นค่ากระแสลัดวงจรเท่ากันทุกค่า แม้จะมีการเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ถึง 10 MVA แล้วก็ตาม ทำให้อุปกรณ์ ทำงานถูกต้อง แต่มีแนวโน้มที่จะทำงานผิดพลาดที่ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่าสูงมากๆ เนื่องจากคุณลักษณะของกราฟการทำงานของฟิวส์และรีโคสเซอร์มีขอบเขตการทำงานที่มากที่สุด

กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารูปแบบที่ 3 จากการศึกษาจะเห็นว่า รีโคสเซอร์ ไม่เห็นค่ากระแสลัดวงจรเลยแม้จะเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กถึง 10 MVA แล้วก็ตาม เนื่องจากตำแหน่งการติดตั้ง จึงสามารถที่จะตัดรูปแบบนี้ทิ้งได้เลย กล่าวคือ ไม่สามารถใช้ Fuse Saving Scheme ในรูปแบบนี้ได้

กรณีที่ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารูปแบบที่ 4 จากการศึกษาจะเห็นได้ว่า ก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก รีโคสเซอร์ไม่มีกระแสลัดวงจรไหลผ่าน แต่เมื่อเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขึ้นเรื่อยๆ จะเห็นได้ว่ารีโคสเซอร์ มีแนวโน้มที่จะทำงาน ซึ่งเป็นการทำงานที่ผิด โดยเมื่อเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กถึงค่า 4 MVA รีโคสเซอร์จะมีกระแสลัดวงจรไหลผ่านถึงค่าเริ่มต้นทำงาน แต่จะยังไม่ทำงานเนื่องจากฟิวส์ทำการตัดวงจรก่อน แต่เมื่อขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก มีขนาด 5 MVA ขึ้นไปเป็นไปได้ว่ารีโคสเซอร์ อาจจะทำงานเนื่องจากเวลาการทำงานของรีโคสเซอร์มีค่าน้อยกว่าเวลาการทำงานของฟิวส์จะขาด (total clear) และเมื่อเพิ่มขนาดขึ้นถึงค่า 9 MVA เวลาการทำงานของรีโคสเซอร์จะเร็วกว่าฟิวส์จะเริ่มทำงาน (min.melt) ทำให้สูญเสียการจ่ายโหลดหลังรีโคสเซอร์

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการหาค่ากำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยไม่ส่งผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV โดยสร้างระบบจำลองระบบจำหน่าย 22 kV บนโปรแกรม Digsilent ทำการพิจารณาการเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น 4 กรณีเพื่อนำไปประยุกต์ใช้ในการวางแผนเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากการศึกษาและ พิจารณาระบบจำลองระบบจำหน่าย 22 kV ในวิทยานิพนธ์นี้จะสามารถพิจารณาขนาดกำลังการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ส่งผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากตำแหน่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เป็น ติดตั้งที่สายป้อนหลักหน้ารีโกลสเซอร์และ ติดตั้งที่สายป้อนหลักหลังรีโกลสเซอร์ โดยที่กรณีติดตั้งที่สายป้อนหลักหน้ารีโกลสเซอร์จะสามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้มากกว่า 10 MVA และ ติดตั้งที่สายป้อนหลักหลังรีโกลสเซอร์ จะสามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้มากที่สุด 6 MVA โดยที่ลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันยังทำงานเหมือนเดิม ก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

จากผลการศึกษาที่ได้เห็นได้ว่าการเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตำแหน่งการติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับรีโกลสเซอร์ มีผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน จึงจำเป็นที่จะต้องมีการวางแผนการเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับขนาดกำลังการผลิตที่ต้องการเชื่อมโยง

ข้อเสนอแนะ

ในการศึกษาระบบจำลองระบบจำหน่ายในที่นี่จะเห็นได้ว่าพิจารณาเฉพาะฟิวส์ขนาด 65K เท่านั้นซึ่งในระบบจริงมีฟิวส์ขนาดอื่น และในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น มีความซับซ้อนมากกว่าระบบจำลองมาก แต่ก็สามารถนำงานวิจัยนี้ไปพิจารณาได้โดยที่สามารถพิจารณาตามวิธีการและรูปแบบกรณีศึกษาที่ได้นำเสนอไป ซึ่งจะต้องพิจารณาความสำคัญของ โหลดและการรับการเชื่อมโยงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยที่หากขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมโยงมีขนาดมากกว่าขนาดกำลังการผลิตที่มากที่สุดที่ไม่ส่งผลต่อการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกัน จะต้องพิจารณาปรับปรุงหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกัน ต่อไปดังนี้ 1.เพิ่มขนาดของ ฟิวส์ 2.เปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกันจากฟิวส์เป็นรีโคลสเซอร์

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์. 2552. หลักเกณฑ์ทั่วไปในการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกัน ของ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.

กองแผนงานระบบไฟฟ้า. 2549. การพิจารณาเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก
มาก (VSPP). การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.

กำพล ต้อยเต็มวงศ์. 2550. ระบบผู้เชี่ยวชาญสำหรับการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ
จำหน่ายแบบเรเดียลที่มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

ภรต อินทรเทศ. 2546. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกัน และความ
เชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

เบญจมาภรณ์ กมลสิทธิ. 2545. ผลกระทบของโรงไฟฟ้าพลังน้ำชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ
ต่อระบบจำหน่าย. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

สิริภา จุลกาญจน์. 2549. การหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดย
คำนึงถึงผลกระทบต่อ การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันด้วยขั้นตอนวิธีเชิง
พันธุกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ชรินรัตน์ พานิชชาติ. 2546. กำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยแนวทางเชิงกำหนด. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท,
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ทรงวุฒิ ขันดี. 2544. การวิเคราะห์การจัดความสัมพันธ์การป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล
โดยใช้ระบบผู้เชี่ยวชาญ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

อริยะ เมธเศรษฐ์. 2544. การวิเคราะห์กระแสลัดวงจรเพื่อใช้ปรับตั้งและเลือกค่าพิกัดของอุปกรณ์
ป้องกัน. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

สันติ อัสวศิริพงษ์ธร. 2526. **รีเลย์ป้องกันกับการป้องกันระบบกำลัง**. ครั้งที่ 1. สมาคมศูนย์วิชาการไทย-ออสเตรเลีย, กรุงเทพฯ.

ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. 2549. **การป้องกันระบบไฟฟ้า**. พิมพ์ครั้งที่ 3 บริษัท จี.บี.พี เซ็นเตอร์ จำกัด, กรุงเทพฯ.

วอม เอื้อวิชกุล และ ปานจิต ดำรงกุลกำจร. 2555. การประเมินขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอิสระในระบบไฟฟ้าแบบไม่ถูกควบคุม. **วิศวกรรมสารมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์** 25 (80): 1-12.

Digsilent GmbH. 2010. **Power Factory Manual**. Digsilent GmbH, Gomaringen, Germany. (Mimeographed)

Saksornchai, T. and B. Eua-arporn. 2009. Determination of allowable capacity of distributed generation with protection coordination consideration. **Engineer journal** (13): 29-44.

Chaitusaney, S. and A. Yokoyama. 2005. Impact of Protection Coordination on Sizes of Several Distributed Generation Sources, pp. 669-674. In **The 7th International Power Engineer Conference (IPEC)**. 29-2 December 2005, Yokoyama, Japan

Girgis, A. and S. Brahma. 2001. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system, pp. 115-119. In **2001 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering**. 11-13 July 2001, Nova Scotia, Canada

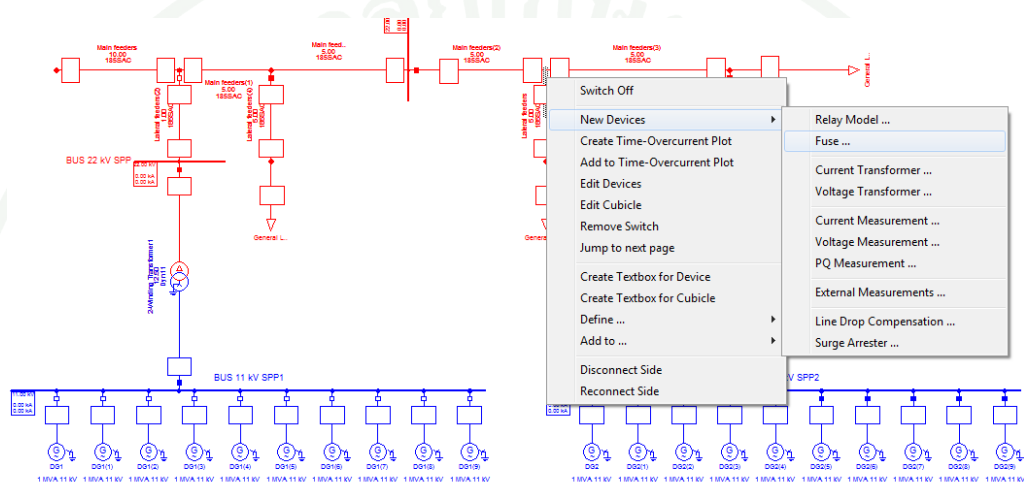


ภาคผนวก

การกำหนดค่าอุปกรณ์ป้องกันในโปรแกรม DIGSILENT เบื้องต้น

วิธีการการกำหนดค่าการทำงานของ ฟิวส์ สามารถอธิบายได้ดังนี้

1. คลิกขวาที่ตำแหน่งสวิตช์ที่ต้องการติดตั้งฟิวส์ กดปุ่ม New Devices เลือก Fuse ดังภาพผนวกที่ 1



ภาพผนวกที่ 1 การเลือกอุปกรณ์เป็นฟิวส์

2. จะขึ้นหน้าต่างดังภาพผนวกที่ 2 กดปุ่ม Type เพื่อเลือกชนิดของฟิวส์ ดังภาพผนวกที่ 3

Basic Data | Optimization | Description

Name:

Type:

Location:

Busbar:

Branch:

☐ Out of Service No. of Phases:

☒ Closed

☐ Open all 3 Phase automatically

Fuse Type: Device Number:

Compute Time Using:

☒ Minimum Melt Curve

☐ Total Clear Curve

OK

Cancel

Figure >>

Jump to ...

Plot

ภาพผนวกที่ 2 หน้าต่างการกำหนดค่าพารามิเตอร์ของฟิวส์

OK

Cancel

Global Types

Project Types

Name	Type
100K SMU-20	
10K SMU-20	
12K SMU-20	
140K SMU-20	
15K SMU-20	
200K SMU-20	
20K SMU-20	
25K SMU-20	
30K SMU-20	
3K SMU-20	
40K SMU-20	
50K SMU-20	
65K SMU-20	
6K SMU-20	

Inter Pacific (Co-ordination)

Project

Project_training

Test_Recloser

VSPP

llwu

test1

Fuse Library

S&C

SMU-20

Slow

Standard

Type K

14 kV

25 kV

34 kV

Very Slow

Line

PEA

ภาพผนวกที่ 3 หน้าต่างการเลือกชนิดของฟิวส์

3. เมื่อเลือกชนิดของฟิวส์แล้วจะขึ้นหน้าต่าง ดังภาพผนวกที่ 4 แสดงว่าได้กำหนดชนิดของฟิวส์แล้วคือ Type K 25 kV ขนาด 65 A

Basic Data | Optimization | Description

Name: Fuse(1)

Type: MV

Type: ... C:\SMU-20\Type K\25 kV\65K SMU-20

Location

Busbar: Grid\Lateral feeders(1)

Branch: Grid\Lateral feeders

☐ Out of Service

☒ Closed

☐ Open all 3 Phase automatically

No. of Phases: 3

Fuse Type: Fuse

Device Number: 2

Compute Time Using

☒ Minimum Melt Curve

☐ Total Clear Curve

OK

Cancel

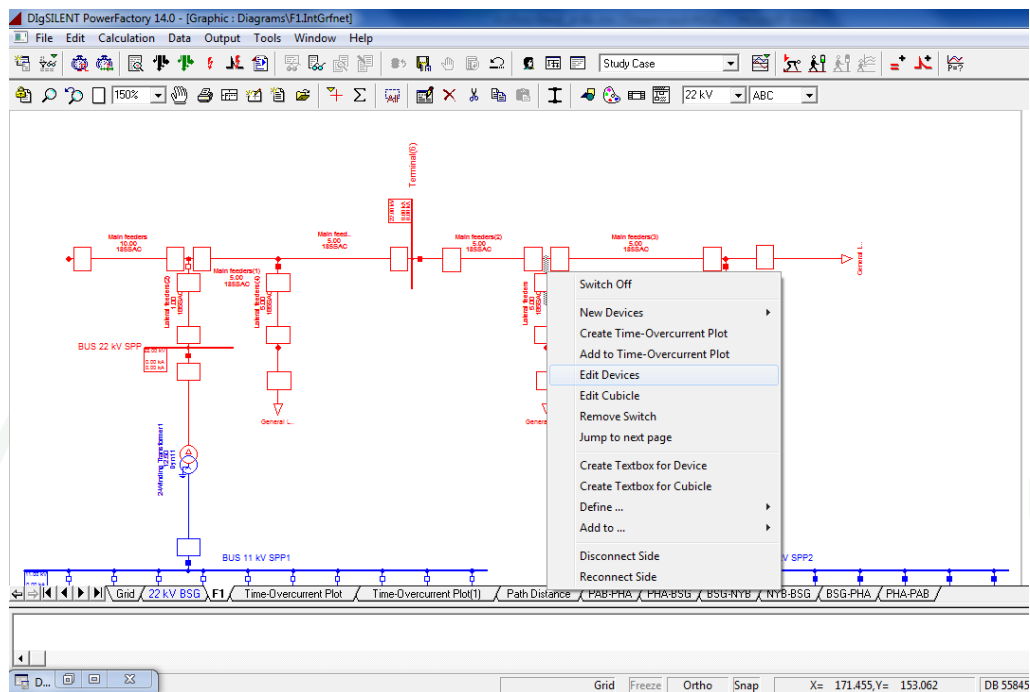
Figure >>

Jump to ...

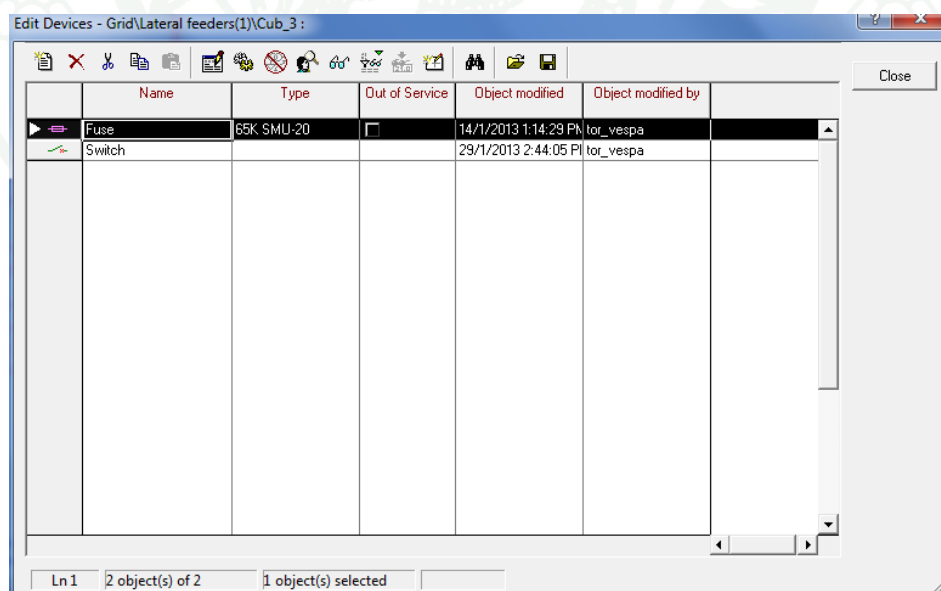
Plot

ภาพผนวกที่ 4 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของฟิวส์ชนิด Type K 25 kV ขนาด 65 A

4. คลิกขวาที่สวิตช์ที่ติดตั้งฟิวส์ เลือก Edit Devices ดังภาพผนวกที่ 5 จะแสดงหน้าต่าง ดังภาพผนวกที่ 6 เพื่อดูว่าที่สวิตช์มีอุปกรณ์อะไรบ้าง

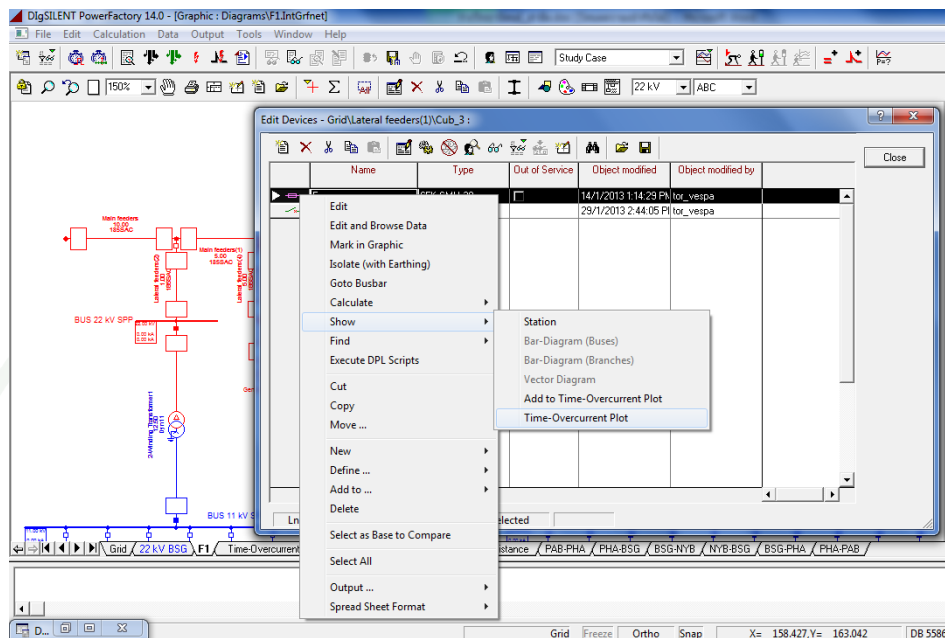


ภาพผนวกที่ 5 การตรวจสอบอุปกรณ์ที่สวิตช์ที่ติดตั้งฟิวส์

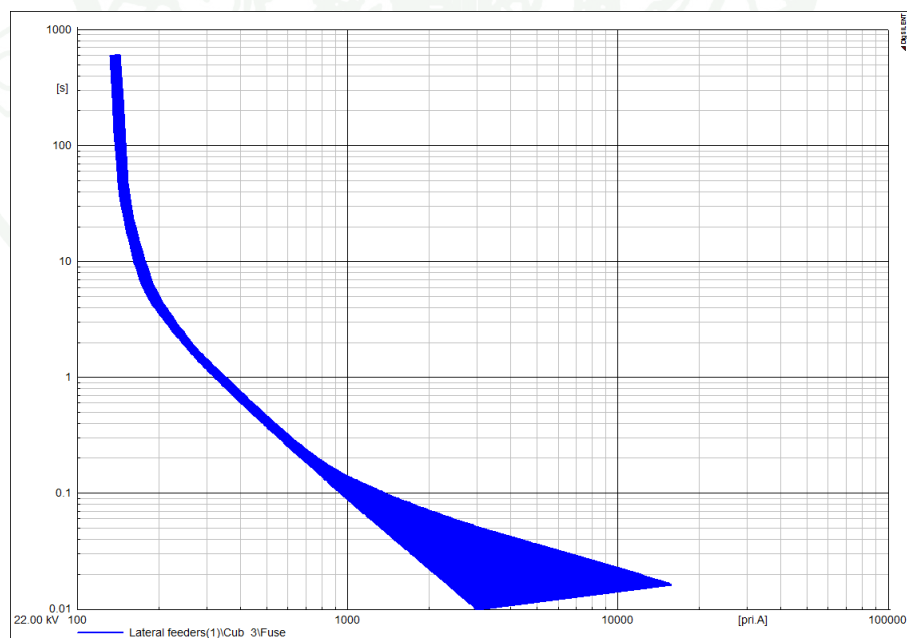


ภาพผนวกที่ 6 หน้าต่าง Edit Devices ที่สวิตช์ที่ติดตั้งฟิวส์

5. คลิกขวาที่ Fuse กดปุ่ม Show เลือก Time-Overcurrent Plot ดังภาพผนวกที่ 7 เพื่อสร้างหน้ากราฟใหม่ จะได้กราฟการทำงานระหว่างกระแสและเวลาของฟิวส์ดังภาพผนวกที่ 8



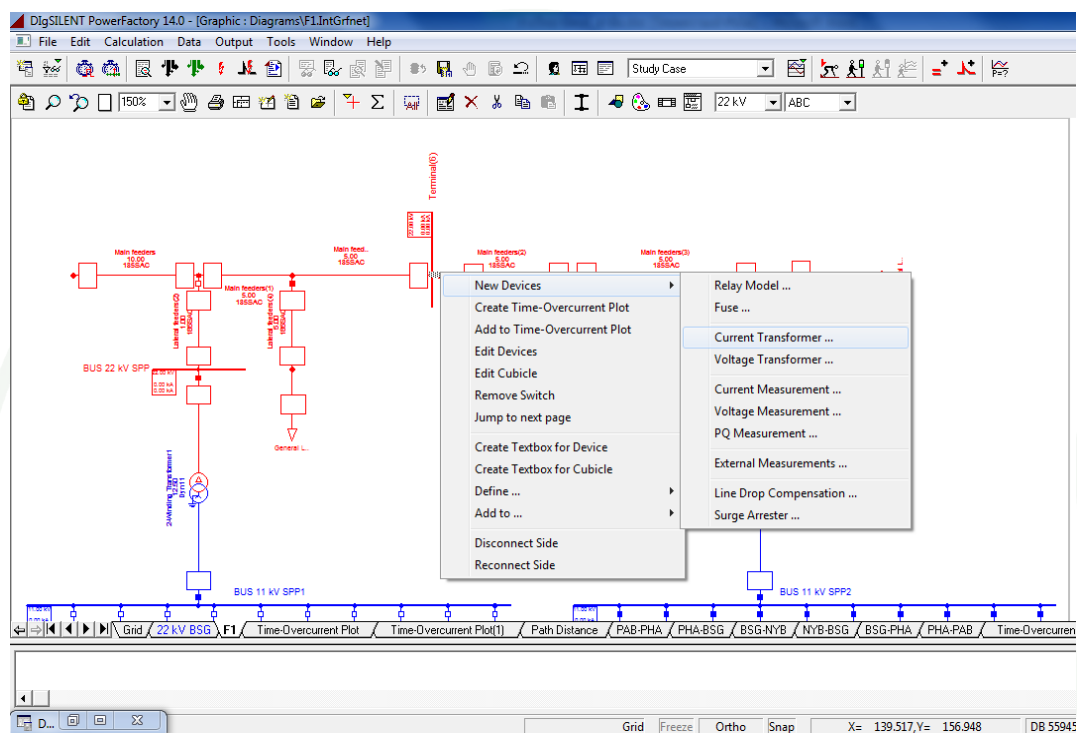
ภาพผนวกที่ 7 การ Plot ค่าการทำงานของฟิวส์



ภาพผนวกที่ 8 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานของฟิวส์ ขนาด 65K

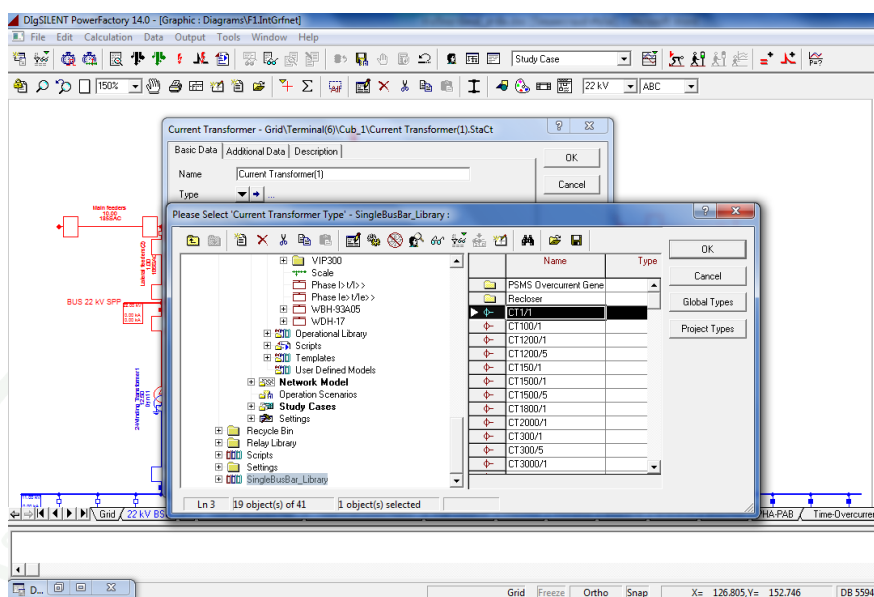
วิธีการกำหนดค่าการทำงานของ รีโกลสเซอร์ สามารถอธิบายได้ดังนี้

1. คลิกขวาที่ตำแหน่งสวิตช์ที่ต้องการติดตั้งรีโกลสเซอร์ กดปุ่ม New Devices เลือก Current Transformer ดังภาพผนวกที่ 9



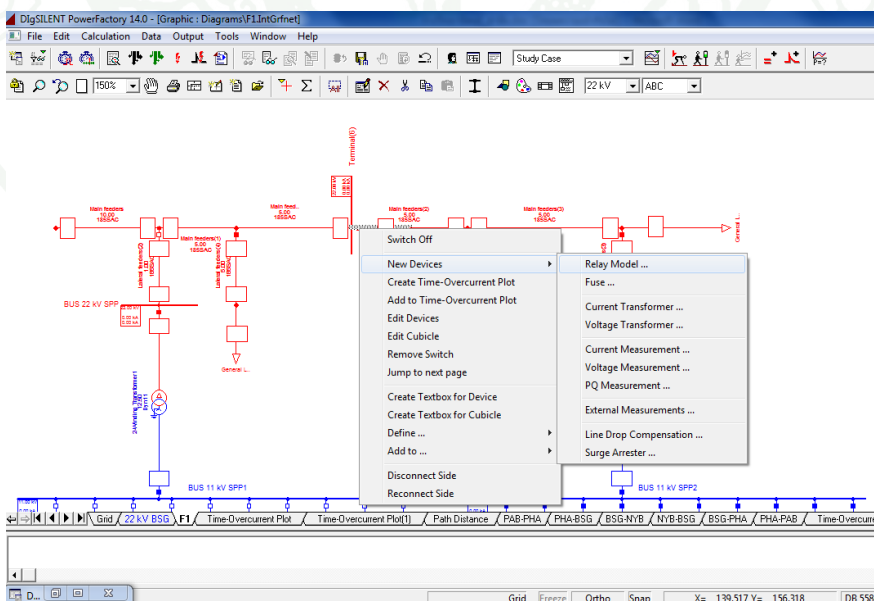
ภาพผนวกที่ 9 การเพิ่ม CT 1:1

2. กดปุ่ม Type เลือก CT ratio 1:1 ดังภาพผนวกที่ 10



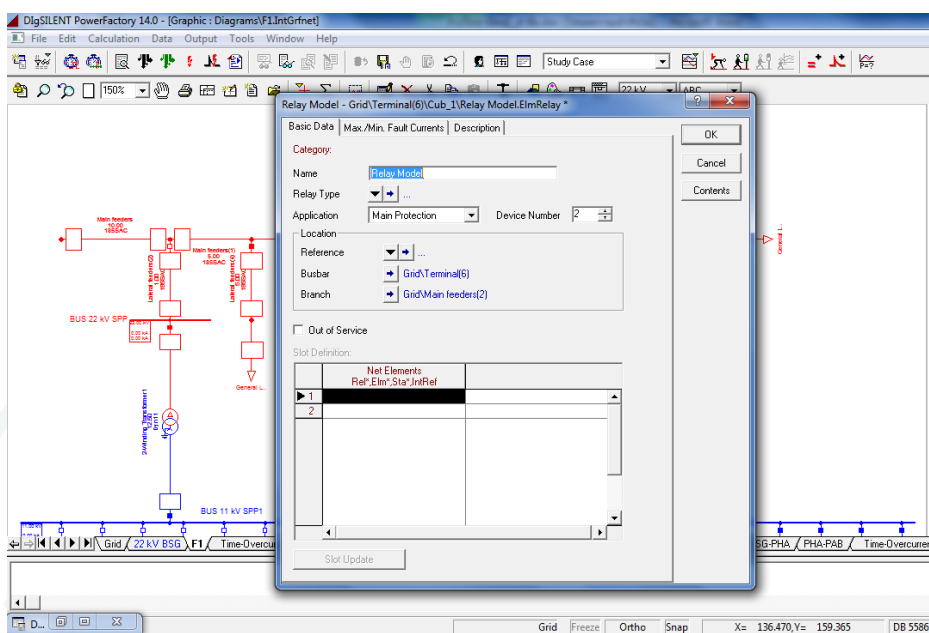
ภาพผนวกที่ 10 หน้าต่างเลือก CT 1:1

3. คลิกขวาที่ตำแหน่งสวิตช์ที่ต้องการติดตั้งรีโคสเซอร์ กดปุ่ม New Devices เลือก Relay Model ดังภาพผนวกที่ 11



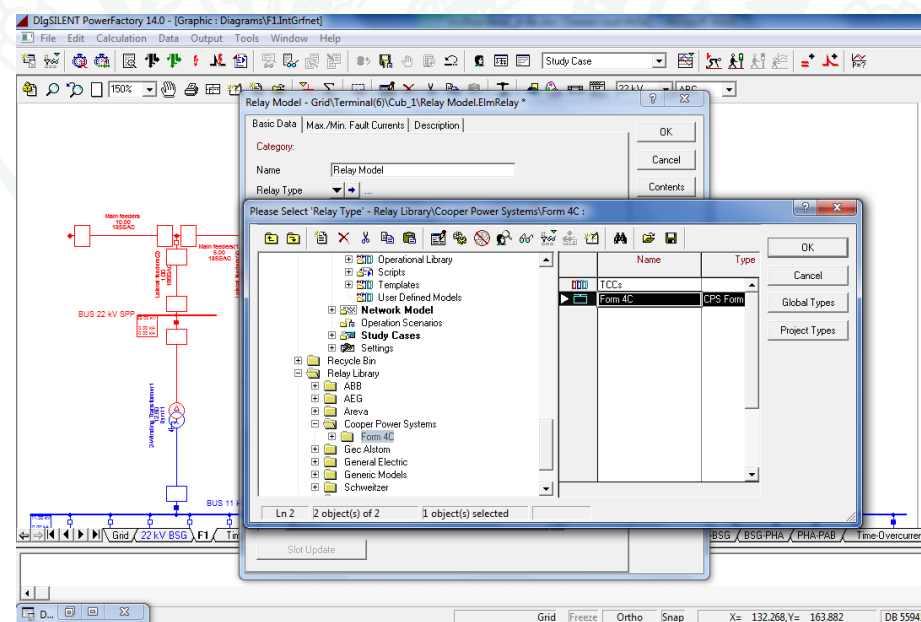
ภาพผนวกที่ 11 การเลือกอุปกรณ์เป็นรีโคสเซอร์

4. จะขึ้นหน้าต่างดังภาพผนวกที่ 12



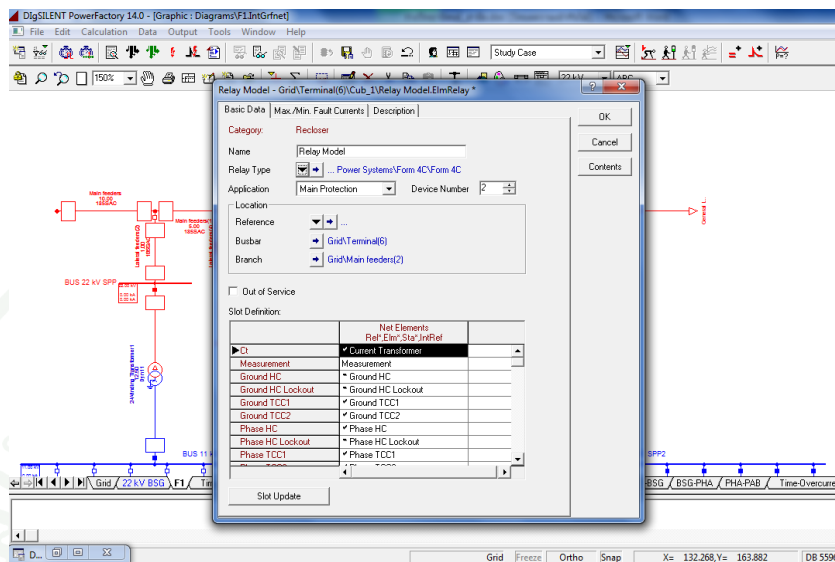
ภาพผนวกที่ 12 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีโคสเซอร์

5. กดปุ่ม Relay Type เลือก รีโคสเซอร์ From 4C ดังภาพผนวกที่ 13



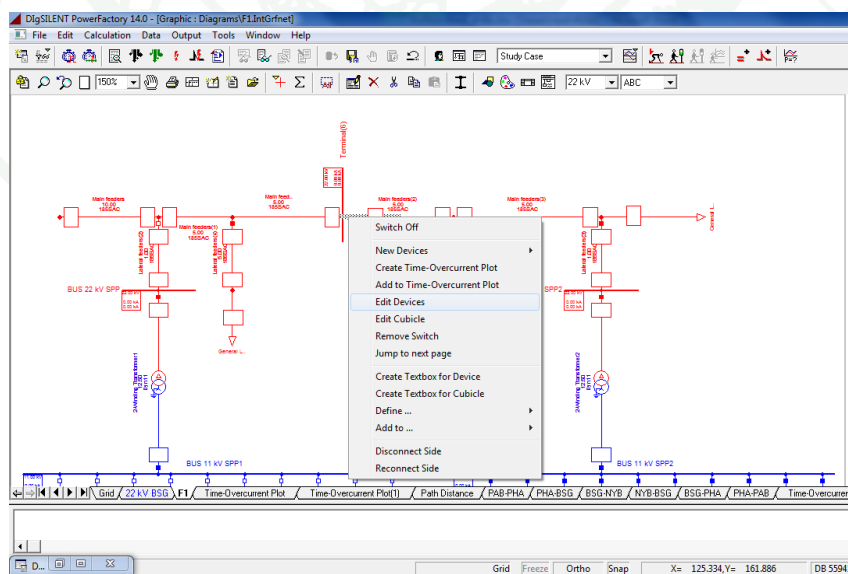
ภาพผนวกที่ 13 หน้าต่างเลือกชนิดรีโคสเซอร์

6. จะได้รีโคสเซอร์ ชนิด From 4C ดังภาพผนวกที่ 14 และ กำหนดค่าการทำงานของรีโคสเซอร์ จากการจัดลำดับการทำงานร่วมกัน ลงในค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการใช้งาน

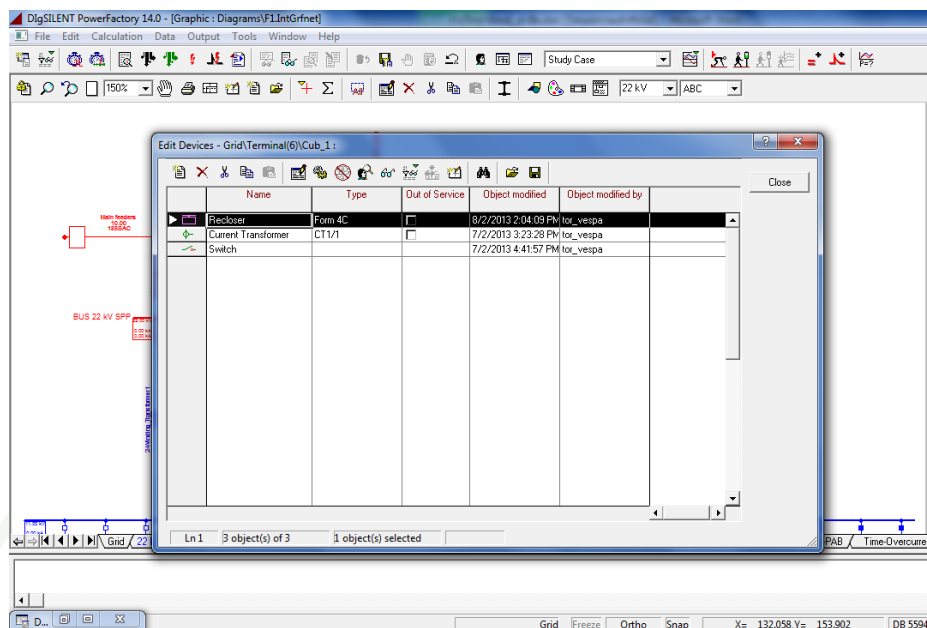


ภาพผนวกที่ 14 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีโคสเซอร์ชนิด From 4C

7. คลิกขวาที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีโคสเซอร์ เลือก Edit Devices ดังภาพผนวกที่ 15 จะแสดงหน้าต่างดังภาพผนวกที่ 16 เพื่อดูว่าที่สวิตช์มีอุปกรณ์อะไรบ้าง

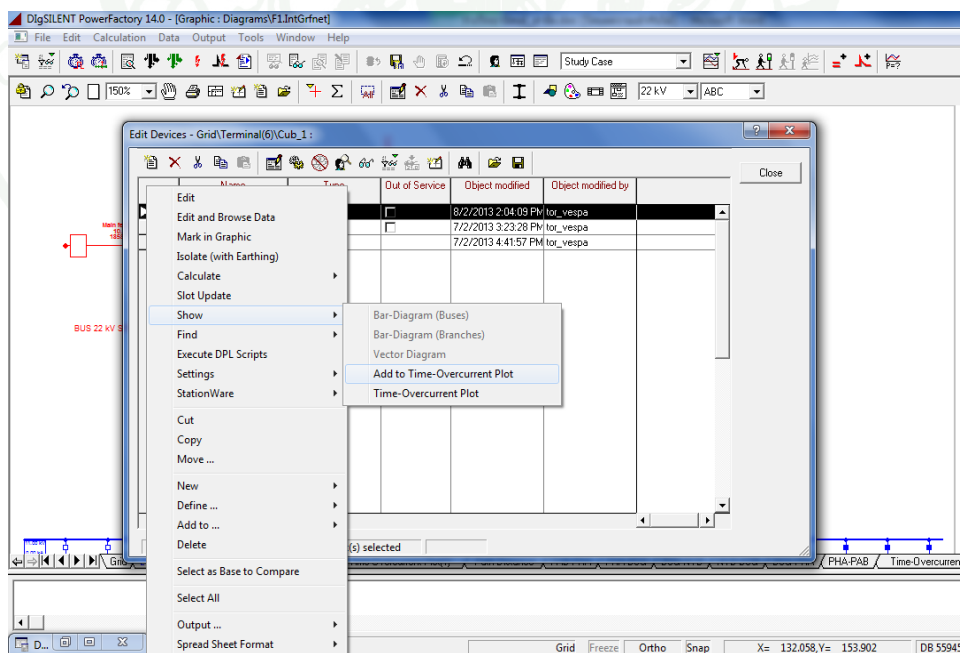


ภาพผนวกที่ 15 การตรวจสอบอุปกรณ์ที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีโคสเซอร์

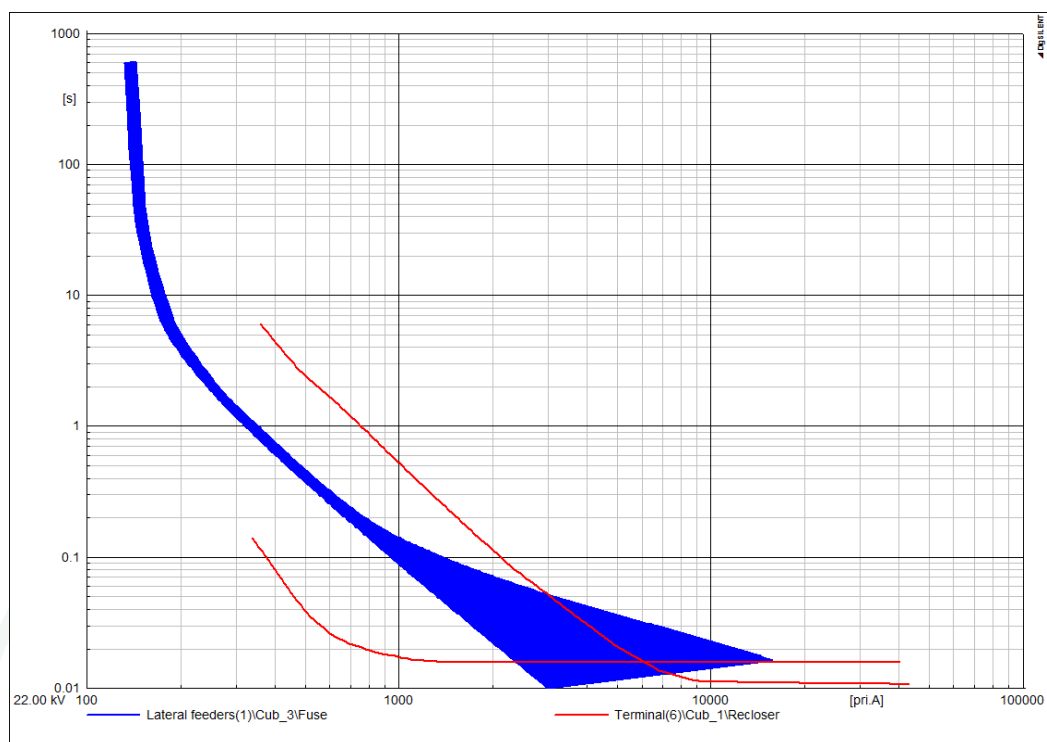


ภาพผนวกที่ 16 หน้าต่าง Edit Devices ที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์

8. คลิกขวาที่ Recloser ในหน้าต่าง Edit Devices เลือก Show เลือก Add to Time Overcurrent Plot ดังภาพผนวกที่ 17 จะได้กราฟการทำงานของรีโคลสเซอร์ดังภาพผนวกที่ 18



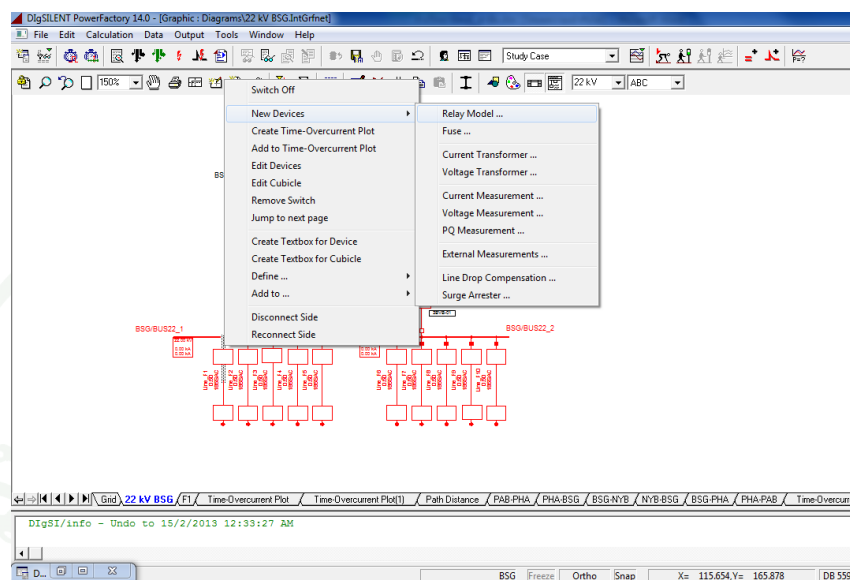
ภาพผนวกที่ 17 การ Plot ค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์



ภาพผนวกที่ 18 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานของฟิวส์ ขนาด 65K และ รีโคลสเซอร์

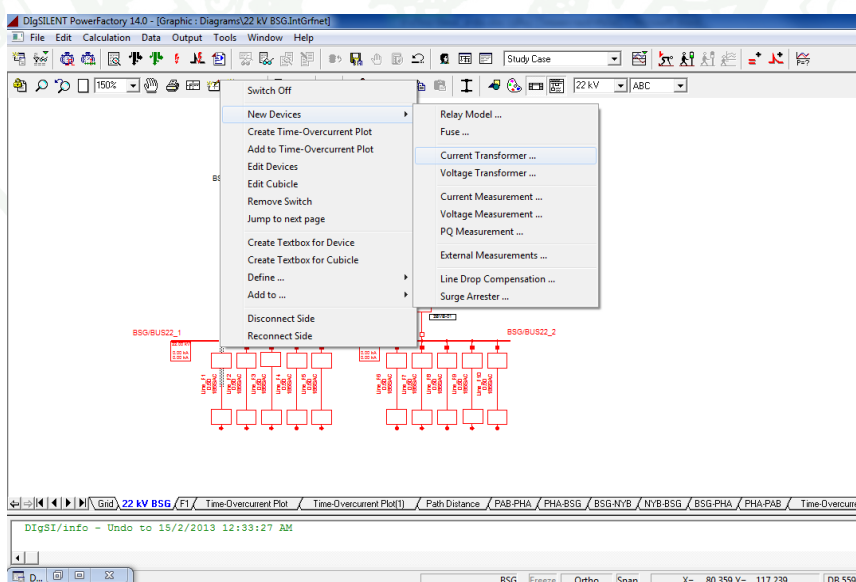
วิธีการกำหนดค่าการทำงานของ รีเลย์ สามารถอธิบายได้ดังนี้

1. คลิกขวาที่ตำแหน่งสวิตช์ที่ต้องการติดตั้งรีเลย์ กดปุ่ม New Devices เลือก Current Transformer ดังภาพผนวกที่ 19



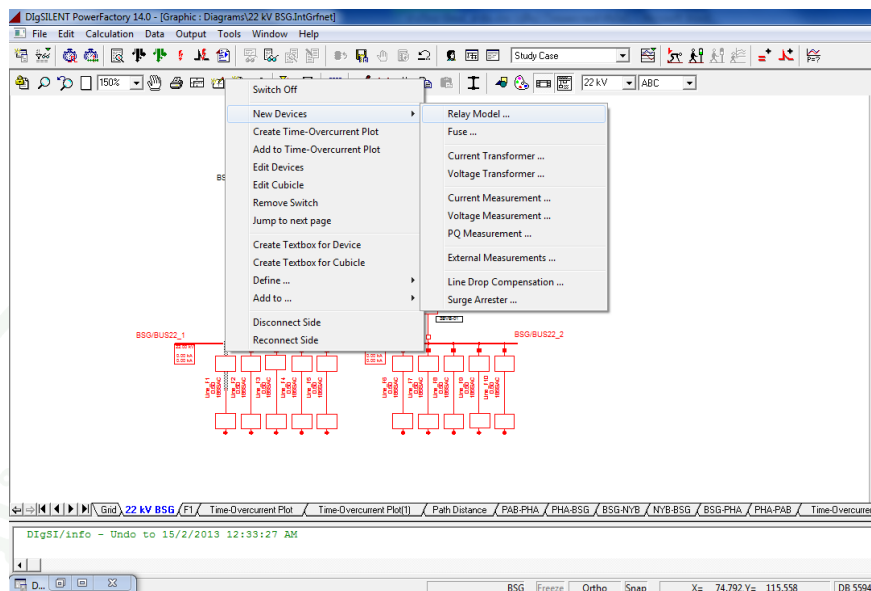
ภาพผนวกที่ 19 การเพิ่ม CT 600:1

1. กดปุ่ม Type เลือก CT ratio 600:1 ดังภาพผนวกที่ 20



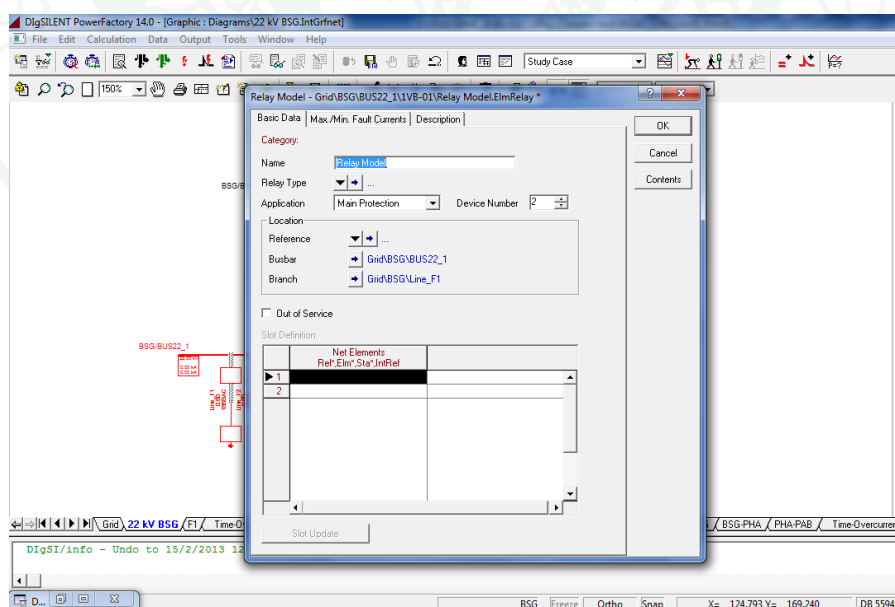
ภาพผนวกที่ 20 หน้าต่างเลือก CT 600:1

2. คลิกขวาที่ตำแหน่งสวิตช์ที่ต้องการติดตั้งรีเลย์ กดปุ่ม New Devices เลือก Relay Model ดังภาพผนวกที่ 21



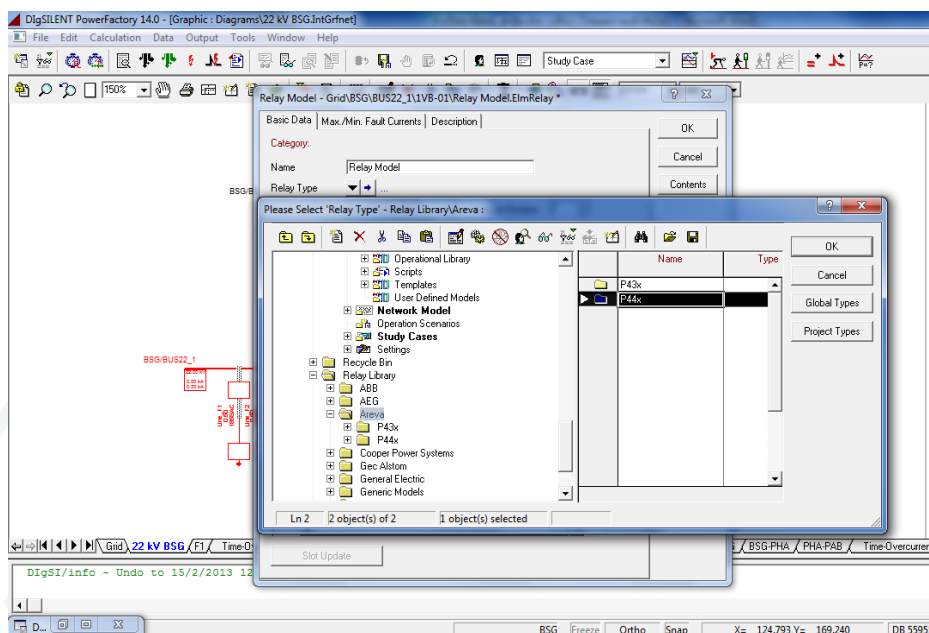
ภาพผนวกที่ 21 การเลือกอุปกรณ์เป็นรีเลย์

3. จะขึ้นหน้าต่างดังภาพผนวกที่ 22



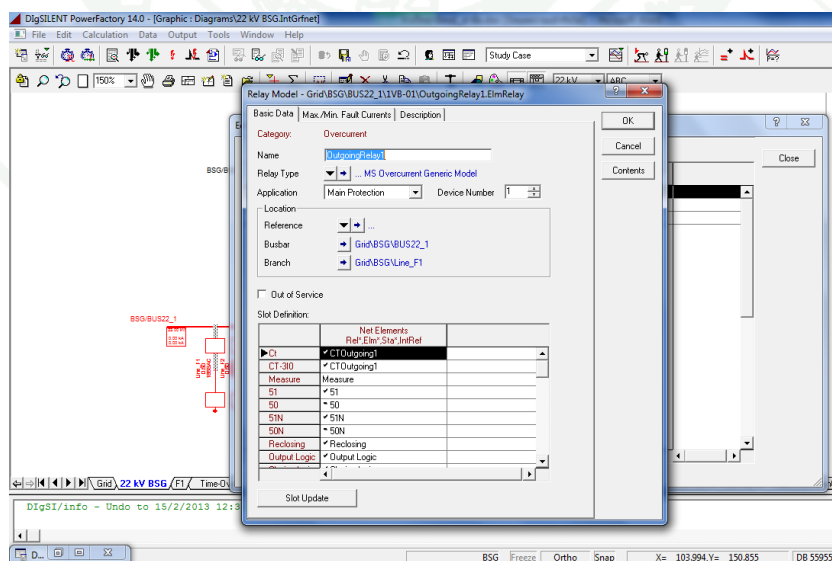
ภาพผนวกที่ 22 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีเลย์

4. กดปุ่ม Relay Type เลือก ผลิตภัณฑ์และรุ่น รีเลย์ ดังภาพผนวกที่ 23



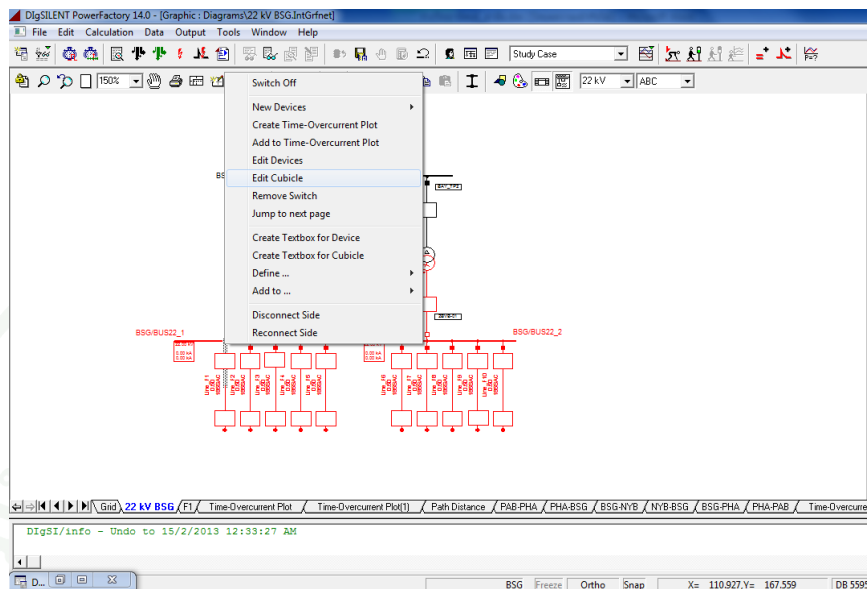
ภาพผนวกที่ 23 หน้าต่างเลือกชนิดผลิตภัณฑ์และรุ่นรีเลย์

5. จะได้รีเลย์และ ค่าพารามิเตอร์ ดังภาพผนวกที่ 24 และ กำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ จากการจัดลำดับการทำงานร่วมกัน ลงในค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการใช้งาน

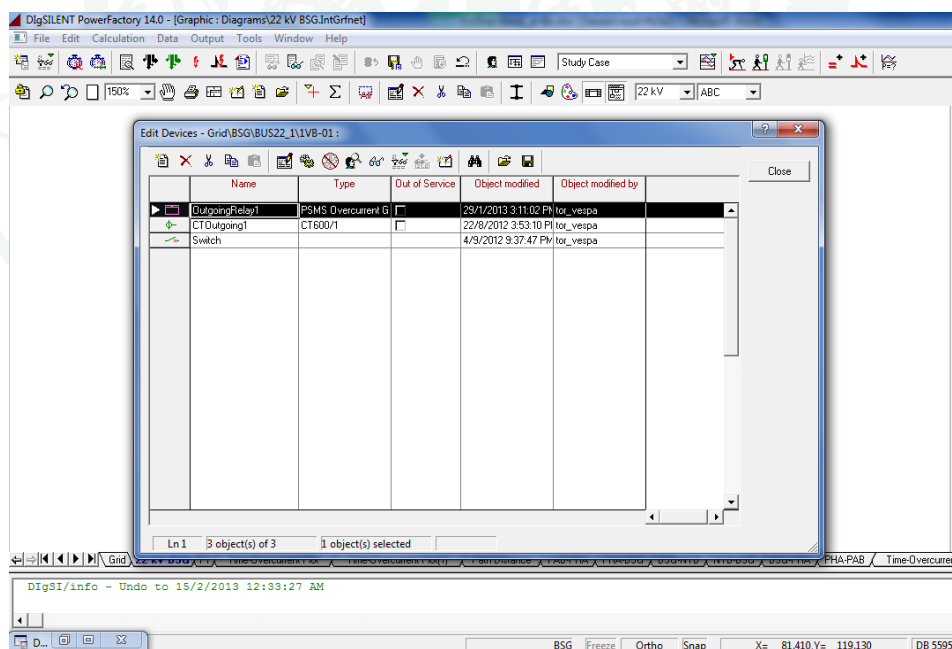


ภาพผนวกที่ 24 หน้าต่างค่าพารามิเตอร์ของรีเลย์

6. คลิกขวาที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีเลย์ เลือก Edit Devices ดังภาพผนวกที่ 25 จะแสดงหน้าต่างดังภาพผนวกที่ 26 เพื่อดูว่าที่สวิตช์มีอุปกรณ์อะไรบ้าง

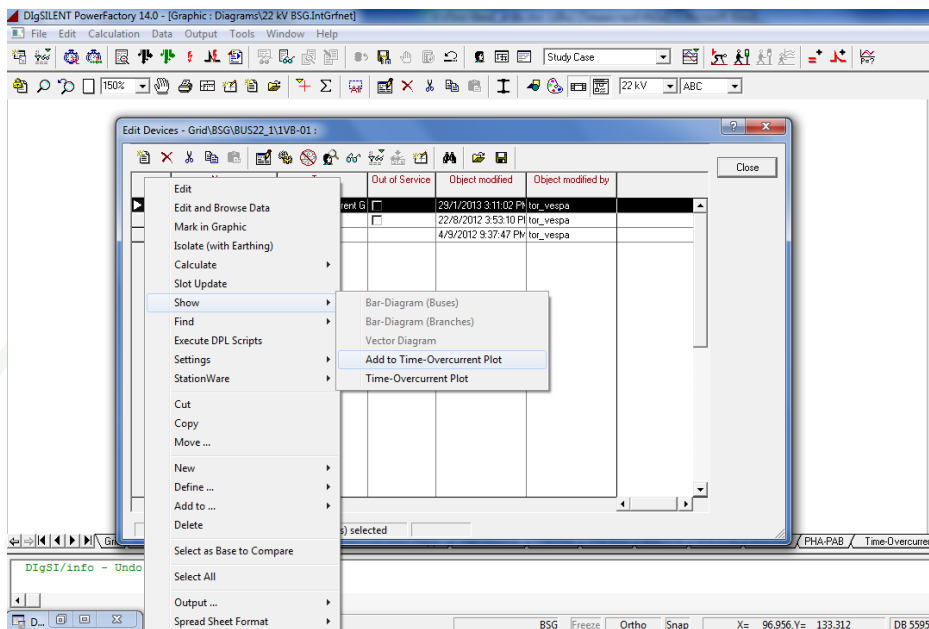


ภาพผนวกที่ 25 การตรวจสอบอุปกรณ์ที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีเลย์

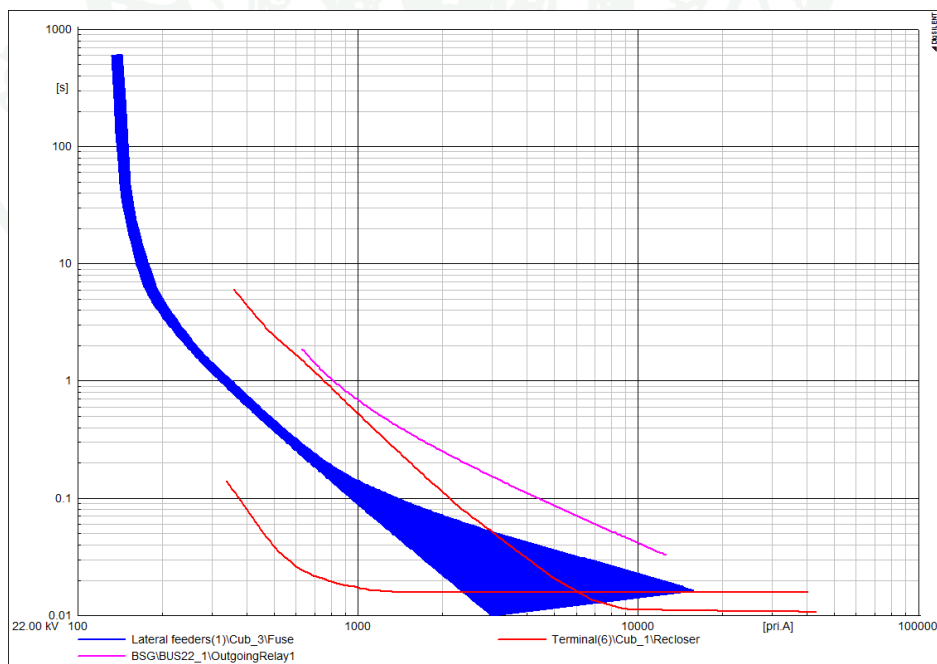


ภาพผนวกที่ 26 หน้าต่าง Edit Devices ที่สวิตช์ที่ติดตั้งรีเลย์

7. คลิกขวาที่ Relay ในหน้าต่าง Edit Devices เลือก Show เลือก Add to Time Overcurrent Plot ดังภาพผนวกที่ 27 จะได้กราฟการทำงานของรีเลย์ดังภาพผนวกที่ 28



ภาพผนวกที่ 27 การ Plot ค่าการทำงานของรีเลย์



ภาพผนวกที่ 28 กราฟคุณลักษณะ (I-t Characteristic) การทำงานของฟิวส์ ขนาด 65K รีโคลสเซอร์และรีเลย์

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ-นามสกุล	นายสาธิต กล้าหาญ
วัน เดือน ปี ที่เกิด	5 กรกฎาคม 2527
สถานที่เกิด	จ.ขอนแก่น
ประวัติการศึกษา	วศ.บ.(วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยขอนแก่น
ตำแหน่งปัจจุบัน	วิศวกร ระดับ 5
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่
ผลงานดีเด่นและ/หรือรางวัลทางวิชาการ	การหาค่าลั้งการผลิตที่มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยไม่ส่งผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 22 kV
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค