

# การศึกษาผลกระทบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

## Study of Impact of Distribution Generation on Protection Coordination on Distribution System

ยุทธศักดิ์ พลเดช และ เกียรติยุทธ กวีญาณ

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตบางเขน

Email : Yuthasak.pon@hotmail.com, fengkyk@ku.ac.th

### บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้นำเสนอผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory โดยการสร้างระบบจำลองโครงข่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 4 MW และ 8 MW เข้าที่ต้นทาง กึ่งกลางทาง และปลายสายของฟีดเดอร์หลัก งานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 3 กรณีศึกษา แล้วสังเกตผลที่เกิดขึ้นอันเนื่องมาจากกระแสลัดวงจรว่าส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบเป็นไปในลักษณะใดบ้าง จากนั้นสรุปผลแต่ละกรณีรวมถึงข้อเสนอแนะและวิธีการแก้ปัญหาเพื่อหาชนิดหรือรูปแบบการทำงานที่เหมาะสมของระบบป้องกัน

### คำสำคัญ :

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

### Abstract

This research presented the impacts of distribution generation on protection coordination of Provincial Electricity Authority 22 kV distribution system. The DigSILENT Powerfactory program was used to model and analyse protective device setting and coordination. The distribution generations size 4 MW and 8 MW were hooked at the beginning, middle and end of the distribution feeder. The three study cases were performed and considered. For observation of impact of fault current contribution to traditional of protective device and how to do these factors it affected the protection coordination. The obtained results were concluded for each case. Finally, this research gave the suggestion and some solutions for suitable type or characteristic of protection device.

### Keywords :

distribution generation, protective device coordination, Provincial Electricity Authority.

## 1. บทนำ

จากนโยบายและทิศทางการพัฒนาพลังงานทดแทนตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน คัดสรรส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนเพิ่มขึ้นในอีก 20 ปีข้างหน้า จากร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 หรือคิดเป็น 19,634 MW (ปี 2579) เป็นผลให้กระแสลัดวงจรที่สนับสนุนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distribution Generation, DG) อาจส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายที่มีอยู่เดิมได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ (รีเลย์) รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

โดยการศึกษาชี้ให้เห็นถึงผลกระทบอันเนื่องมาจาก DG ที่เชื่อมโยง ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 [1] ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุด 8 MW/วงจร สำหรับระบบ 22 kV และ 10 MW/วงจร สำหรับระบบ 33 kV ต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายที่มีอยู่เดิม อันเนื่องมาจากกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากการสนับสนุนจาก DG และทิศทางการไหลของกระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนไปจากเดิม ในการศึกษาได้ใช้โปรแกรม DigSILENT Powerfactory เป็นเครื่องมือในการสร้างระบบจำลองและวิเคราะห์การทำงานจากกราฟความสัมพันธ์ และนำผลที่ได้มาวิเคราะห์และสรุปผล เพื่อใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาเชื่อมโยง DG กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority, PEA) เพื่อหาชนิดหรือรูปแบบการทำงานที่เหมาะสมของระบบป้องกัน

Doyle. ได้กล่าวถึงผลกระทบของ DG ที่มีต่อระบบป้องกัน โดยเฉพาะในระบบจำหน่ายที่มีรีโคลสเซอร์และฟิวส์ โดยใช้วิธีการสมมุติระบบจำหน่ายและจุดเชื่อมโยง DG จากนั้นจำลองการลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน และพิจารณาวิเคราะห์เปรียบเทียบขนาดและทิศทางของกระแสลัดวงจรก่อนและหลังการเชื่อมโยง DG ที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันในระบบว่าส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันอย่างไร [2].

Girgis และ Brahma. ได้สำรวจผลกระทบของ DG ที่เกิดขึ้นกับลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น ฟิวส์กับฟิวส์ รีโคลสเซอร์กับฟิวส์ และรีเลย์กับรีเลย์ โดยแต่ละกรณีได้สมมุติระบบทดลองและจุดเชื่อมโยงขึ้นมาในแต่ละกรณี จากนั้นวิเคราะห์และอธิบายผลกระทบจากกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นภายในฟีดเดอร์ที่เชื่อมโยง DG จากกราฟคุณสมบัติกระแส-เวลา [3].

Pholborisut, Saksornchai และ Eua-arporn ได้นำเสนอวิธีการหาปริมาณผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันโดยใช้ค่าดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน (Protection Miscoordination Index, PMI) ซึ่งแสดงค่าให้เห็นถึงความเป็นไปได้ที่จะเกิดการ ทำงานร่วมกันผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ซึ่งใช้ระบบทดลอง RBTS BUS2 รวมทั้งใช้ค่า PMI นี้ ประเมินหาขนาดที่มากที่สุดของ DG ที่ไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมของระบบทดลองด้วย [4].

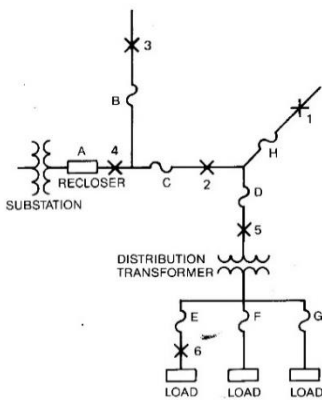
ในงานวิจัยนี้ได้พิจารณาผลกระทบจาก DG ที่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสและแบบกราวด์ ทั้งการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับฟิวส์ รีโคลสเซอร์กับฟิวส์ รีโคลสเซอร์

กับรีโคลสเซอร์ รีเลย์กับรีโคลสเซอร์ และรีเลย์กับรีเลย์ ระบบจำหน่ายและพารามิเตอร์ทุกอย่างรวมถึงข้อกำหนดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและการเชื่อมโยง DG ใช้ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

## 2. หลักการพื้นฐานการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลแบบต่อลงดินโดยตรง (Solidly grounded) อุปกรณ์ป้องกันหลักประกอบไปด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ โดยมีกฎพื้นฐานการป้องกันระบบจำหน่าย คือ 1. ทำให้การลัดวงจรทุกประเภทเป็นแบบชั่วคราว 2. ล็อคเอาท์เกิดขึ้นเฉพาะการลัดวงจรแบบถาวร 3. ตัดเฉพาะส่วนที่แคบที่สุดจากการให้บริการอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดเป็นชนิดไม่มีทิศทาง ทำงานด้วยกระแสเกินค่าที่ตั้งไว้เท่านั้น

ตัวอย่าง จากภาพที่ 1 เมื่อเกิดลัดวงจรแบบชั่วคราวหลังฟิวส์ที่จุด 3 รีโคลสเซอร์ A ทำงานแบบเร็วก่อนที่ฟิวส์ B เริ่มหลอมละลายเพื่อรักษาฟิวส์ (Fuse saving scheme) และเมื่อเกิดการลัดวงจรแบบถาวร ฟิวส์ B จะต้องหลอมละลายจนขาดก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงานแบบช้าจนถึงล็อคเอาท์ สำหรับกรณีที่เกิดลัดวงจรที่จุด 1 ฟิวส์ H ต้องขาดก่อนที่ฟิวส์ C เริ่มหลอมละลาย [5]



ภาพที่ 1 ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล [5]

## 3. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีผลต่อการดำเนินงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย

การเชื่อมโยง DG เข้ากับระบบจำหน่ายทำให้รูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลที่กระแสไหลทิศทางเดียวจากต้นทางเปลี่ยนแปลงไปเป็นแบบสองทิศทางแทน ขึ้นอยู่กับตำแหน่งการเชื่อมโยงของ DG ขนาดพิกัด (kVA) และตำแหน่งการเกิดลัดวงจร ซึ่งล้วนแต่มีผลต่อขนาด และทิศทางกระแสไหลของกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายมองเห็นและเกิดการดำเนินงาน ซึ่งเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นนี้เป็นส่วนสำคัญที่ทำให้อุปกรณ์ป้องกันในระบบมีลำดับการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด [6]

## 4. ข้อกำหนดการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

### 4.1 งานวิจัยนี้ใช้เกณฑ์การทำงานร่วมกันระหว่างคู่ของอุปกรณ์ป้องกันตามตารางที่ 1 [7]

ตารางที่ 1 เกณฑ์การทำงานร่วมกัน

Rule	Fault Type	Primary Curve	Backup Curve	Parameter
1.	P	Fuse Clearing	Fuse Melting	75%
2.	M	Fuse Melting	Fast Recloser	75%
3.	P	Fuse Clearing	Delay Recloser	95%
4.	P	Fuse Clearing	Relay	95%
5.	P	Delay Recloser	Fuse Melting	75%
6.	M	Fast Recloser	Fast Recloser	95%
7.	P	Delay Recloser	Delay Recloser	60%
8.	P	Delay Recloser	Relay	95%
9.	P	Relay	Fuse Melting	75%
10.	P	Relay	Fast Recloser	95%
11.	P	Relay	Delay Recloser	90%
12.	P	Relay	Relay	90%

P = ฟอลต์แบบถาวร, M = ฟอลต์แบบชั่วคราว

1.) กราฟเส้นสุดท้ายการทำงานของรีโคลสเซอร์ (Curve Average clearing time) มีค่าเท่ากับ กราฟเริ่มต้นการทำงานของรีโคลสเซอร์ (Curve Average response time) บวกด้วยค่าเวลาการตัดวงจรของรีโคลสเซอร์ (Interrupting time) 0.034 วินาที (รีโคลสเซอร์ชนิด vwve 27)

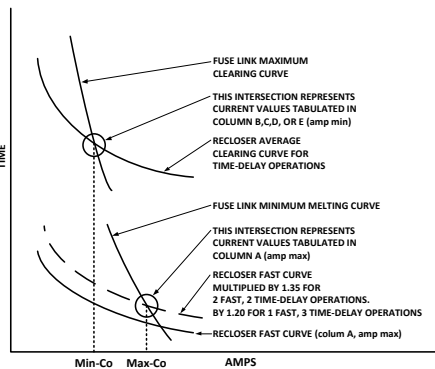
2.) สำหรับเกณฑ์ข้อ 6 ให้พิจารณาค่าต่ำสุดเป็น 0.01 วินาที

**4.2 รีเลย์กับรีเลย์**

ค่าเมื่อเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันปลายทาง (Downstream) ที่ให้สามารถทำงานสัมพันธ์กันได้กับอุปกรณ์ป้องกันต้นทาง (Upstream) ต้องมีค่าเพื่อเวลา (Time margin) ไม่ต่ำกว่า 0.3 sec. [8]

**4.3 รีโคลสเซอร์กับฟิวส์ (ด้านโหลด)**

รีโคลสเซอร์กับฟิวส์ด้านโหลดทำงานร่วมกันในรูปแบบการทำงานที่รักษาฟิวส์ (Fuse saving scheme) อย่างสมบูรณ์ก็ต่อเมื่อกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นอยู่ระหว่างจุด Max-co และ Min-co ตามภาพที่ 2 โดยมีการเผื่อการทำงาน (safety margin) สำหรับการเกิดมีความร้อนสะสมในฟิวส์เนื่องจากการปิดกลับหลายครั้งของรีโคลสเซอร์ด้วยตัวคุณยกการทำงานแบบเร็วตามตารางที่ 2



**ภาพที่ 2** การทำงานร่วมกันระหว่างรีโคลสเซอร์กับฟิวส์ด้านโหลด [9]

**ตารางที่ 2** แสดงตัวคุณยกของรีโคลสเซอร์

เวลาการปิดกลับ Cycles	จำนวนครั้งของการทำงานแบบเร็ว	
	1 ครั้ง	2 ครั้ง
25-30	1.2	1.8
60	1.2	1.35
90	1.2	1.35
120	1.2	1.35

Max-co คือ จุดตัดของการทำงานแบบเร็ว (Fast, F) คุณด้วยตัวคุณยกกับกราฟเริ่มหลอมละลายของฟิวส์ (Minimum Melting, MM)

Min-co คือ จุดตัดของการทำงานแบบช้า (Slow, S) ของรีโคลสเซอร์ กับกราฟหลอมละลายขาดของฟิวส์ (Total clearing, TC)

กระแสลัดวงจรสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงภายในเขตป้องกันของฟิวส์ คือ การลัดวงจรแบบ 3 เฟส หรือ 2 เฟส ขึ้นอยู่กับชนิดไลน์ระบบจำหน่าย ( $R_f = 0$  โอห์ม) แบบชั่วคราวที่ตำแหน่งฟิวส์จะต้องไม่เกินค่า Max-co

กระแสลัดวงจรต่ำสุดที่เกิดขึ้นจริงภายในเขตป้องกันของฟิวส์ คือ การลัดวงจรแบบเฟส-กราวด์ ( $R_f = 40$  โอห์ม) แบบถาวรที่ตำแหน่งปลายสายต้องไม่ต่ำกว่าค่า Min-co

**5. ขั้นตอนการทดสอบเพื่อศึกษาผลกระทบของ DG ที่ส่งผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน**

งานวิจัยนี้ ได้วิเคราะห์ผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน โดยพิจารณาตามขนาดสูงสุดของ DG ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอนุญาตให้เชื่อมโยงเข้ากับฟีดเดอร์จำหน่าย 22 kV ที่ขนาด 100% และ 50% นั่นคือ 8 MW และ 4 MW ตามลำดับ โดยการศึกษาี้ สร้างแบบจำลองตัดแปลงมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของการ

ไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี โดยมี  
ฟีดเดอร์ 10 เป็นฟีดเดอร์เชื่อมโยงของ DG และ  
ฟีดเดอร์ 9 เป็นฟีดเดอร์ข้างเคียง และในงานวิจัยนี้  
การทำงานร่วมกันระหว่างรีโคลเซอร์กับรีโคลเซอร์  
จะพิจารณาเฉพาะการทำงานร่วมกันแบบซ้ำเท่านั้น

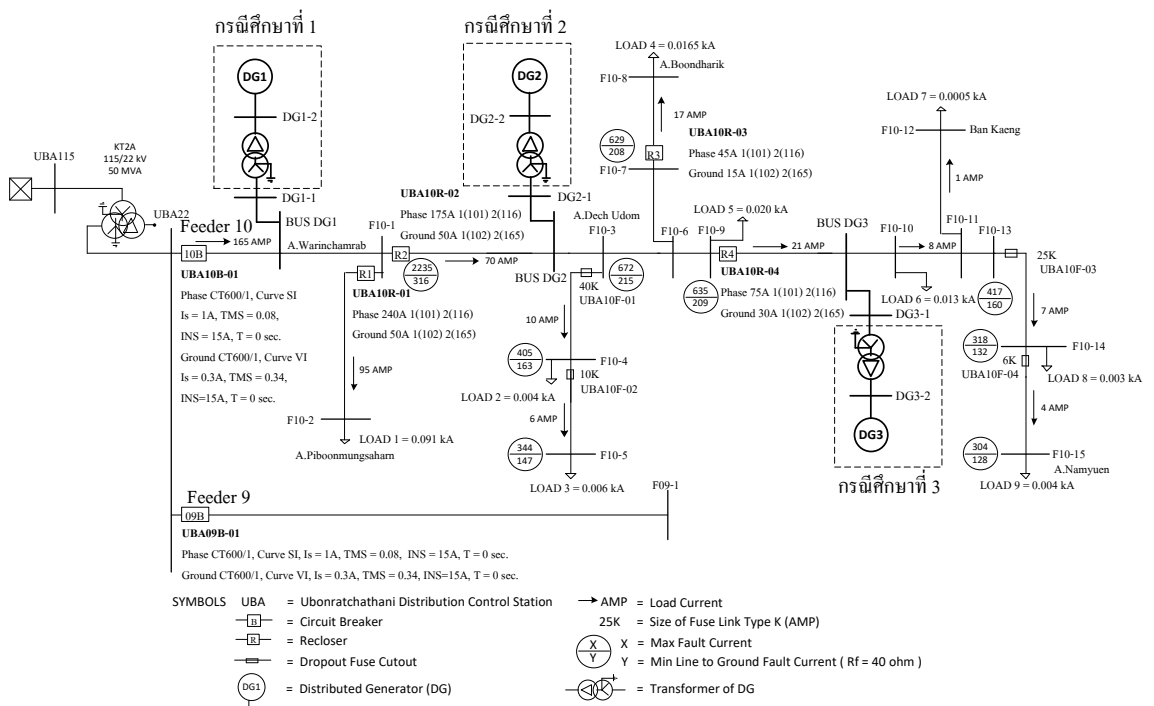
**เงื่อนไขการวิเคราะห์**

การศึกษานี้ ใช้ข้อกำหนดการทำงานร่วมกัน  
ของอุปกรณ์ป้องกันตามข้อ 4 โดยมีขั้นตอนดังนี้

- ก. เชื่อมโยง DG ขนาด 4 MW และ 8 MW  
ที่ละขนาด ในกรณีศึกษาที่ 1 ที่ตำแหน่งต้นทางฟีดเดอร์ 10
- ข. จำลองการเกิดลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ  
1 เฟสลงดิน ที่ด้านหลังอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Primary)  
เพื่อวิเคราะห์ลำดับการทำงานร่วมกันกับอุปกรณ์ป้องกัน  
สำรอง (Back up) ต้นทาง

ค. วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับลำดับการ  
ทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันหลักและอุปกรณ์  
ป้องกันสำรองว่าเกิดผลกระทบในลักษณะใดที่การ  
ทำงานแบบเฟสและกราวด์จากกราฟ

ง. เปลี่ยนจุดเชื่อมโยงของ DG ในข้อ ก. เพื่อ  
วิเคราะห์ผลกระทบในกรณีศึกษาที่ 2 โดยเชื่อมโยงที่  
กึ่งกลางทางฟีดเดอร์ 10 และในกรณีศึกษาที่ 3 โดย  
เชื่อมโยงที่ปลายทางสายฟีดเดอร์ 10 จากนั้นวิเคราะห์ผล  
ตามขั้นตอน ข. และ ค. โดยมีอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณา  
3 ชนิด คือ 1.รีเลย์ (UBA09B-01,UBA10B-01)  
รีโคลเซอร์ UBA10R-01, UBA10R-02, UBA10R-03  
,UBA10R-04) และฟิวส์ (UBA10F-01, UBA10F-02,  
UBA10F-03, UBA10F-04) ซึ่งรายละเอียดของระบบ  
จำลองของการศึกษานี้แสดงตามภาพที่ 3



ภาพที่ 3 ระบบจำลองแสดงตำแหน่งการติดตั้ง DG แต่ละกรณีศึกษา

**ข้อมูลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองระบบ  
จำหน่าย 22 kV**

1. หม้อแปลงไฟฟ้า

**ตารางที่ 3** แสดงค่าข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้า

Parameter	Power Transformer	Transformer DG
Winding	3	2
Apparent Power (MVA)	50/50/16.67	12.5
Voltage (kV)	115/23.1/11	22/6.6
Vector Group	YN0yn0d1	YNd1
Hz	50	50
Z	HV-MV=12.62% MV-LV=6.911% LV-HV=1.64%	8%

2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (แบบซิงโครนัส)

**ตารางที่ 4** แสดงค่าข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Parameter	DG1	DG2
Apparent Power (MVA)	6.125	12.375
Real Power (MW)	4	8
Voltage (kV)	6.6	6.6
p.f.	0.8	0.8
$X_d / X_d' / X_d''$ (p.u.)	2 / 0.3 / 0.2	2 / 0.3 / 0.2
$X_q / X_q' / X_q''$ (p.u.)	2 / 0.3 / 0.2	2 / 0.3 / 0.2
$T_d' / T_d''$ (s)	1 / 0.05	1 / 0.05
$T_q' / T_q''$ (s)	1 / 0.05	1 / 0.05
rstr (p.u.)	0.001	0.001

3. สายส่ง

**ตารางที่ 5.1** แสดงข้อมูลสายส่งในระบบจำหน่าย

Line	From bus	To Bus	Distance Km.	Line type	Diameter mm <sup>2</sup>
L10-1	UBA22	BUS DG1	4.224	All Aluminium	185
L10-2	BUS DG1	F10-1	7.975	All Aluminium	185
L10-3	F10-1	F10-2	39.19	All Aluminium	185
L10-4	F10-1	BUS DG2	30.045	All Aluminium	185
L10-5	BUS DG2	F10-3	8.545	All Aluminium	185
L10-6	F10-3	F10-4	20.04	ACSR	50
L10-7	F10-4	F10-5	8.35	ACSR	50
L10-8	F10-3	F10-6	2.18	All Aluminium	185
L10-9	F10-6	F10-7	1.55	All Aluminium	185
L10-10	F10-7	F10-8	50	All Aluminium	185
L10-11	F10-6	F10-9	1.04	All Aluminium	185
L10-12	F10-9	BUS DG3	26.255	All Aluminium	185
L10-13	BUS DG3	F10-10	4.074	All Aluminium	185
L10-14	F10-10	F10-11	0.05	All Aluminium	185
L10-15	F10-11	F10-12	5	All Aluminium	95
L10-16	F10-11	F10-13	0.1	All Aluminium	185
L10-17	F10-13	F10-14	22	All Aluminium	95
L10-18	F10-14	F10-15	4.02	All Aluminium	95
L9-1	UBA22	F09-1	20	All Aluminium	185
LDG1	BUS DG1	DG1-1	0.05	All Aluminium	185
LDG2	BUS DG2	DG2-1	0.05	All Aluminium	185
LDG3	BUS DG3	DG3-1	0.05	All Aluminium	185

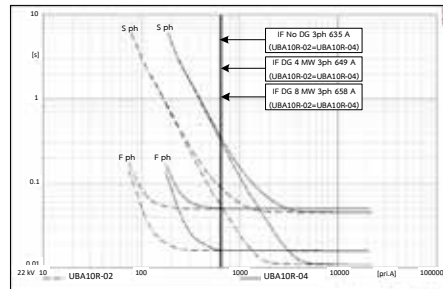
**ตารางที่ 5.2** แสดงค่าข้อมูลสายส่ง

Line Type	Diameter mm <sup>2</sup>	AC Resistance Ω/cond./km		Impedance Ω/cond./km	
		R	X	RO	X0
Al Aluminium	95	0.340589	0.356424	0.488589	1.583237
Al Aluminium	185	0.175713	0.334439	0.323713	1.561251
ACSR	50	0.666683	0.376216	0.814683	1.603030

โดยที่ All Aluminium = All Aluminium Conductor  
ACSR = All Aluminium Conductor Steel Reinforced

**5.1 กรณีศึกษาที่ 1** เชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG1) ที่ตำแหน่งต้นทางของฟีดเดอร์ 10

ผลจากการเชื่อมโยง DG1 เข้ามาในระบบจำหน่ายที่ตำแหน่งต้นทางไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ดังตัวอย่างการทำงานร่วมกันของ รีโคลสเซอร์-รีโคลสเซอร์ตามตารางที่ 6 ทั้งกรณีลัดวงจรแบบเฟสในภาพที่ 4 และกรณีลัดวงจรแบบกราวด์ในภาพที่ 5

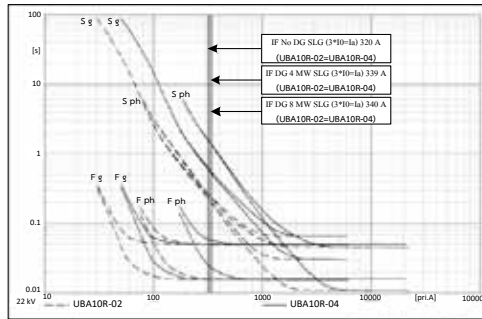


**ภาพที่ 4** การทำงานร่วมกันระหว่าง UBA10R-02 กับ UBA10R-04 กรณีที่

ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดแบบเฟส

ขนาดที่เพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจรสูงสุดแบบเฟส (3 เฟสฟอลต์) เมื่อมี DG1 เชื่อมโยงเข้ามาเห็นได้ว่าขนาดของกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นมาไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของรีโคลสเซอร์ทำงานแบบซัดังแสดงในภาพที่ 4

ขนาดที่เพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจรสูงสุดแบบกราวด์ (1 เฟสลงดิน) เมื่อมี DG1 เชื่อมโยงเข้ามาเห็นได้ว่าไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของรีโคลสเซอร์ทำงานแบบซัดังแสดงในภาพที่ 5



ภาพที่ 5 การทำงานร่วมกันระหว่าง UBA10R-02 กับ UBA10R-04 กรณีที่ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดแบบกราวด์

ตารางที่ 6 ขนาดกระแสลัดวงจรและเวลาการทำงานของคู่อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายพีดเตอร์ 10 ในกรณีศึกษาที่ 1

No.	Device coordination		Fault Location (Km)	DG (MW)	Faults Current at device (A) / Operating time; Op.t (sec.)												Result of protective Device Coordination.			
	Back up Device	Primary Device			Back up device						Primary device						Phase	Ground		
					Curve	3ph (A)	Op.t (sec.)	SLG (A)		Op.t (sec.)	Curve	3ph (A)	Op.t (sec.)	SLG (A)		Op.t (sec.)				
								3I0	Ia					3I0	Ia				3I0	Ia
1	UBA10R-02	UBA10R-04	UBA10R-04 (54.01)	0	F	635	0.016	320	320	0.016	-	F	635	0.050	320	320	0.050	-	NO	NO
					S	635	0.325	320	320	0.586	-	S	635	0.090	320	320	0.261	-	OK	OK
					F	649	0.016	339	339	0.016	-	F	649	0.050	339	339	0.050	-	NO	NO
					S	649	0.309	339	339	0.525	-	S	649	0.088	339	339	-	0.234	OK	OK
					F	658	0.016	340	340	0.016	-	F	658	0.050	340	340	0.050	-	NO	NO
					S	658	0.300	340	340	0.520	-	S	658	0.086	340	340	-	0.232	OK	OK

OK = อุปกรณ์ป้องกันทำงานสัมพันธ์กัน , NO = อุปกรณ์ป้องกันทำงานไม่สัมพันธ์กัน

## 5.2 กรณีศึกษาที่ 2 เชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG2) ที่ตำแหน่งกึ่งกลางของสายพีดเตอร์ 10

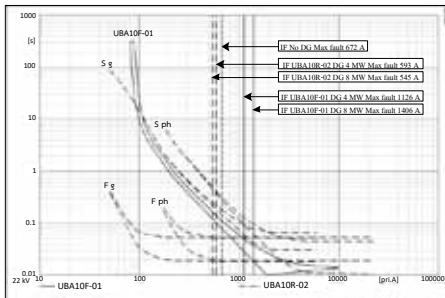
สำหรับการศึกษกรณีนี้ที่ 2 นี้ พบว่าขนาดและทิศทางของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นภายในพีดเตอร์ 10 มีการเปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลในตอนแรกก่อนการเชื่อมโยง DG2 นั้น ได้เปลี่ยนแปลงไปเป็นระบบไฟฟ้าแบบวงรอบแทน ซึ่งก่อให้เกิดผล

กระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบที่มีอยู่เดิมบางคู่เป็นอย่างมากอาทิเช่น การตัดวงจรในส่วนที่ไม่จำเป็นออกไปจากระบบเมื่อเกิดลัดวงจร การสูญเสียรูปแบบการทำงานที่รักษาฟิวส์และอื่นๆ ซึ่งผลกระทบของขนาดกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันและเวลาการทำงานของคู่อุปกรณ์ป้องกันในระบบที่ทำงานร่วมกันผิดพลาดได้แสดงดังตารางที่ 7

**ตารางที่ 7** ขนาดกระแสลัดวงจรและเวลาการทำงานของคู่อุปกรณ์ป้องกันในระบบที่ทำงานผิดพลาดในกรณีศึกษาที่ 2

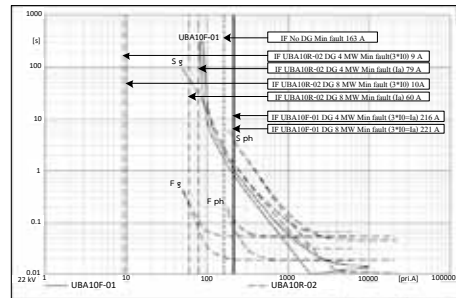
No.	Device coordination		Fault Location (Km)	DG (MW)	Faults Current at device (A) / Operating time; Op.t (sec.)												Result of Protective				
	Back up Device	Primary Device			Back up device						Primary device						Device Coordination				
					Curve	3ph (A)	Op.t (sec.)	SLG (A)	Op.t (sec.)	3/0 Ia	3/0 Ia	Curve	3ph (A)	Op.t (sec.)	SLG (A)	Op.t (sec.)	3/0 Ia	3/0 Ia	Phase	Ground	
1	UBA10R-04	UBA10F-03	UBA10F-03 Max (84.49) Bus F1-14 Min (106.49)	0	F	417	0.053	-	-	-	-	MM	417	0.080	-	-	-	-	OK	-	
					S	-	-	132	132	5.580	-	TC	-	-	132	132	4.112	-	-	OK	-
					F	558	0.053	-	-	-	-	MM	558	0.044	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	172	172	0.762	-	TC	-	-	172	172	0.609	-	-	NO	-
					F	620	0.053	-	-	-	-	MM	620	0.036	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	175	175	0.735	-	TC	-	-	175	175	0.585	-	-	OK	-
2	UBA10R-02	UBA10F-01	UBA10F-01 Max (50.79) Bus F1-4 Min (70.83)	0	F	672	0.053	-	-	-	-	MM	672	0.080	-	-	-	-	OK	-	
					S	-	-	163	163	2.833	-	TC	-	-	163	163	2.291	-	-	OK	-
					F	593	0.054	-	-	-	-	MM	1126	0.029	-	-	-	-	NO	-	
					S	-	-	9	79	No.op	No.op	TC	-	-	216	216	1.040	-	-	NO	-
					F	545	0.054	-	-	-	-	MM	1406	0.018	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	10	60	No.op	No.op	TC	-	-	221	221	0.994	-	-	NO	-
3	UBA10R-02	UBA09B-01	UBA09B-01 (0.005)	0	F	-	-	-	-	-	-	Ph/G	-	-	-	-	-	-	-		
					S	-	-	-	-	-	-	Ph/G	-	-	-	-	-	-	-	-	
					F	416	0.019	199	343	0.016	-	Ph/G	8355	0.207	8339	8339	-	0.207	NO	NO	
					S	416	0.855	199	343	-	1.324	Ph/G	8355	0.207	8339	8339	-	0.207	OK	OK	
					F	538	0.017	201	423	0.016	-	Ph/G	8468	0.206	8415	8415	-	0.207	NO	NO	
					S	538	0.475	201	423	-	0.822	Ph/G	8468	0.206	8415	8415	-	0.207	OK	OK	

OK = อุปกรณ์ป้องกันทำงานสัมพันธ์กัน, NO = อุปกรณ์ป้องกันทำงานไม่สัมพันธ์กัน, No.op = อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน



**ภาพที่ 6** การทำงานร่วมกันระหว่าง UBA10R-02 กับ UBA10F-01 กรณี Max-co

ในภาพที่ 6 รีโกลเซอร์และฟิวส์ทำงานร่วมกันผิดพลาด เนื่องจากฟิวส์หลอมละลายก่อนที่รีโกลเซอร์ทำงานแบบเร็วทำงาน ทำให้เกิดไฟฟ้าดับโดยไม่จำเป็น รีโกลเซอร์และฟิวส์ทำงานร่วมกันผิดพลาด เนื่องจากฟิวส์หลอมละลายเท่านั้น เพราะขนาดกระแสลัดวงจรที่ไหลจากสถานีไฟฟ้าผ่านรีโกลเซอร์มีค่าต่ำกว่าจันรีโกลเซอร์ไม่ทำงาน ดังแสดงในภาพที่ 7



**ภาพที่ 7** การทำงานร่วมกันระหว่าง UBA10R-02 กับ UBA10F-01 กรณี Min-co

**5.3 กรณีศึกษาที่ 3 เชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG3) ที่ตำแหน่งปลายทางของสายพิดเตอร์ 10**

จากการศึกษากรณีนี้ 3 พบว่า ผลกระทบมีจำนวนคู่อุปกรณ์ป้องกันที่มีลำดับการทำงานร่วมกันผิดพลาดเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากตำแหน่งการเชื่อมโยง DG3 ที่ปลายทางนั้นทำให้ระบบจำหน่ายเดิมเปลี่ยน



ที่มีผลต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สภาพไปจากเดิม แบบเรเดียลที่มีการไหลของกระแสทางเดียวจากแหล่งกำเนิดต้นทางเป็นแบบวงรอบที่มีกระแสไหลผ่านสองทาง ขนาดของกระแสขึ้นอยู่กับตำแหน่งและชนิดของการเกิดลัดวงจร ซึ่งผลกระทบของขนาดกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันและเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบที่ทำงานร่วมกันผิดพลาดได้แสดงในตารางที่ 8

โดยพื้นฐานแล้วลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลเดิมจะเริ่มไล่ลำดับแบบทำงานเร็วที่สุดจากไหลคปลายทางไปหาแหล่งกำเนิดต้นทางที่ทำงานช้าที่สุดเป็นผลให้กรณีศึกษาที่ 3 เกิดผลกระทบมากที่สุด ทำให้เกิดความ

ผิดพลาดของคู่อุปกรณ์มากที่สุด ตามตารางที่ 8 แสดงให้เห็นว่าคุณลักษณะที่เหมาะสมของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายที่มีการเชื่อมโยงของ DG3 ที่มีนัยสำคัญต่อการเพิ่มขึ้น-ลดลงของกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันต้องมีลักษณะแบบสองทิศทางและสองเส้นโค้งการทำงาน หรือใช้การป้องกันแบบมีการสื่อสาร (Teleprotection) เพื่อจำกัดบริเวณของการลัดวงจร

รีโคลสเซอร์และฟิวส์ทำงานร่วมกันผิดพลาดเนื่องจากฟิวส์เริ่มหลอมละลายก่อนที่รีโคลสเซอร์ทำงานแบบเร็วจะทำงานเสร็จ ทำให้เกิดไฟฟ้าดับโดยไม่จำเป็นดังแสดงในภาพที่ 8

**ตารางที่ 8** ขนาดกระแสลัดวงจรและเวลาการทำงานของคู่อุปกรณ์ป้องกันในระบบที่ทำงานผิดพลาดในกรณีศึกษาที่ 3

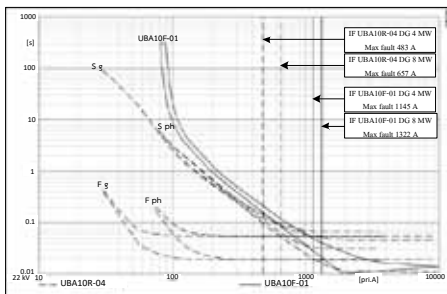
No.	Device coordination		Fault Location (Km)	DG (MW)	Faults Current at device (A) / Operating time; Op.t (sec.)														Result of protective Device Coordination		
	Back up Device	Primary Device			Back up device						Primary device								Phase	Ground	
	Curve	3ph (A)	Op.t (sec.)		SLG		Op.t (sec.)		Curve	3ph (A)	Op.t (sec.)	SLG		Op.t (sec.)							
					3I0	Ia	3I0	Ia				3I0	Ia	3I0	Ia						
1	UBA10R-04	UBA10F-03	UBA10F-03 Max (84.49) Bus F1-14 Min (106.49)	0	F	417	0.053	-	-	-	-	MM	417	0.080	-	-	-	-	OK	-	
					S	-	-	132	132	5.580	-	TC	-	-	132	132	4.112	-	-	OK	-
				4	F	388	0.053	-	-	-	-	MM	1030	0.013	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	6	62	No.op	No.op	TC	-	-	239	239	0.315	-	-	NO	-
				8	F	370	0.053	-	-	-	-	MM	1440	0.01	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	6	44	No.op	No.op	TC	-	-	246	246	0.297	-	-	NO	-
2	UBA10R-02	UBA10F-01	UBA10F-01 Max (50.79) Bus F1-4 Min (70.83)	0	F	672	0.053	-	-	-	-	MM	672	0.080	-	-	-	-	OK	-	
					S	-	-	163	163	2.833	-	TC	-	-	163	163	2.291	-	-	OK	-
				4	F	672	0.053	-	-	-	-	MM	1145	0.028	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	78	106	30.73	-	TC	-	-	206	206	1.184	-	-	OK	-
				8	F	672	0.053	-	-	-	-	MM	1322	0.021	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	78	96	29.82	-	TC	-	-	208	208	1.147	-	-	OK	-
3	UBA10R-04	UBA10R-03	UBA10R-03 (54.52)	0	F	-	-	-	-	-	-	F	-	-	-	-	-	-	-		
					S	-	-	-	-	-	-	S	-	-	-	-	-	-	-	-	
				4	F	474	0.016	466	364	0.016	-	F	1081	0.050	718	718	0.049	-	-	NO	NO
					S	474	0.097	466	364	0.115	-	S	1081	0.046	718	718	-	0.053	-	OK	OK
				8	F	648	0.016	496	428	0.016	-	F	1253	0.050	764	764	0.049	-	-	NO	NO
					S	648	0.054	496	428	0.103	-	S	1253	0.045	764	764	-	0.051	-	NO	OK

OK = อุปกรณ์ป้องกันทำงานสัมพันธ์กัน, NO = อุปกรณ์ป้องกันทำงานไม่สัมพันธ์กัน, No.op = อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน

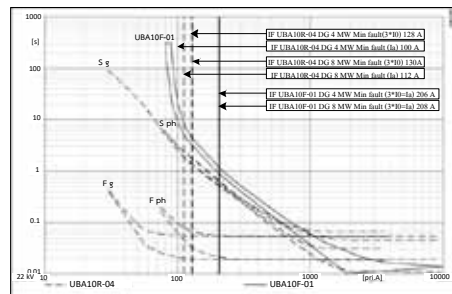
**ตารางที่ 8** (ต่อ) ขนาดกระแสลัดวงจรและเวลาการทำงานของคู่อุปกรณ์ป้องกันในระบบที่ทำงานผิดพลาดในกรณีศึกษาที่ 3

No.	Device coordination		Fault Location (Km)	DG (MW)	Faults Current at device (A) / Operating time; Op.t (sec.)														Result of protective Device Coordination		
	Back up Device	Primary Device			Back up device							Primary device									
	Device	Device	Curve		3ph (A)	Op.t (sec.)	SLG		Op.t (sec.)		Curve	3ph (A)	Op.t (sec.)	SLG		Op.t (sec.)		Phase	Ground		
							3l0	la	3l0	la				3l0	la	3l0	la				
4	UBA10R-04	UBA10F-01	UBA10F-01 Max (50.79) Bus F1-4 Min (70.83)	0	F	-	-	-	-	-	MM	-	-	-	-	-	-	-	-		
					S	-	-	-	-	-	TC	-	-	-	-	-	-	-	-		
				4	F	483	0.053	-	-	-	-	MM	1145	0.028	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	128	100	1.397	-	TC	-	-	206	206	1.184	-	-	OK	-
				8	F	657	0.053	-	-	-	-	MM	1322	0.021	-	-	-	-	-	NO	-
					S	-	-	130	112	1.364	-	TC	-	-	208	208	1.147	-	-	OK	-
5	UBA10R-02	UBA09B-01	UBA09B-01 (0.005)	0	F	-	-	-	-	-	Ph/G	-	-	-	-	-	-	-	-		
					S	-	-	-	-	-	Ph/G	-	-	-	-	-	-	-	-		
				4	F	294	0.029	107	231	0.026	-	Ph/G	8229	0.208	8226	8226	-	0.208	NO	NO	
					S	294	1.852	107	231	-	3.195	Ph/G	8229	0.208	8226	8226	-	0.208	OK	OK	
				8	F	348	0.022	107	267	0.026	-	Ph/G	8277	0.208	8257	8257	-	0.208	NO	NO	
					S	348	1.286	107	267	-	2.263	Ph/G	8277	0.208	8257	8257	-	0.208	OK	OK	
6	UBA10R-04	UBA09B-01	UBA09B-01 (0.005)	0	F	-	-	-	-	-	Ph/G	-	-	-	-	-	-	-	-		
					S	-	-	-	-	-	Ph/G	-	-	-	-	-	-	-	-		
				4	F	294	0.016	107	231	0.017	-	Ph/G	8229	0.208	8226	8226	-	0.208	NO	NO	
					S	294	0.275	107	231	-	0.472	Ph/G	8229	0.208	8226	8226	-	0.208	OK	OK	
				8	F	348	0.016	107	267	-	0.016	Ph/G	8277	0.208	8257	8257	-	0.208	NO	NO	
					S	348	0.189	107	267	-	0.340	Ph/G	8277	0.208	8257	8257	-	0.208	NO	OK	

OK = อุปกรณ์ป้องกันทำงานสัมพันธ์กัน, NO = อุปกรณ์ป้องกันทำงานไม่สัมพันธ์กัน, No.op = อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน



**ภาพที่ 8** การทำงานร่วมกันระหว่าง UBA10R-04 กับ UBA10F-01 กรณี Max-co



**ภาพที่ 9** การทำงานร่วมกันระหว่าง UBA10R-04 กับ UBA10F-01 กรณี Min-co

ในภาพที่ 9 เห็นได้ว่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดที่ไหลย้อนกลับมาจาก DG3 ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของ UBA10R-04 กับ UBA10F-01

## 6. สรุป

จากระบบจำหน่ายของงานวิจัยนี้พบว่า เมื่อมี DG เชื่อมโยงเข้ามาในระบบ ทำให้การเกิดกระแสลัดวงจรของระบบเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ทิศทางการไหลและขนาดของกระแสลัดวงจรเปลี่ยนไปตามขนาดของ DG ตำแหน่งการเชื่อมโยงและจุดที่เกิดลัดวงจร เงื่อนไขเหล่านี้เป็นสาเหตุที่ทำให้อุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมในระบบทำงานร่วมกันผิดพลาด ซึ่งอุปกรณ์ป้องกันบางมุมมองเห็นค่ากระแสลัดวงจรค่าเดียวกัน อุปกรณ์ป้องกันบางมุมมองเห็นค่ากระแสลัดวงจรคนละค่ากัน ผลจากระบบจำลองพบว่า การเชื่อมโยง DG ที่ต้นทางของฟีดเดอร์ไม่เกิดผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบเลย รองลงมาคือ การเชื่อมโยง DG ที่ตำแหน่งกึ่งกลางทางฟีดเดอร์ เริ่มเกิดผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของคู่อุปกรณ์ป้องกันในระบบ และการเชื่อมโยง DG ที่ปลายทางของฟีดเดอร์เกิดผลกระทบต่อลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมมากที่สุด ซึ่งผลกระทบกับลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันที่เห็นได้ชัดก็คือ เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่าย พบว่ากระแสที่ไหลมาจากสถานีมีขนาดลดลง อันเนื่องมาจากชนิดของการต่อของขดลวดของหม้อแปลงเชื่อมโยง DG ทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานร่วมกันผิดพลาดซึ่งเห็นได้ชัดเจนในกรณีการทำงานร่วมกันระหว่างรีโคลสเซอร์กับฟิวส์ในกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 ซึ่งข้อมูลดังกล่าวนี้จะได้นำไปใช้ในการวิเคราะห์วางแผนการเชื่อมโยง DG กับระบบจำหน่ายในอนาคต

ซึ่งคุณลักษณะของระบบป้องกันที่เหมาะสมในการใช้งานต้องเป็นแบบ 2 ทิศทาง และ 2 เส้นโค้งการทำงาน หรือใช้การป้องกันแบบมีการสื่อสาร

## 7. เอกสารอ้างอิง

- [1] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2551. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
- [2] Doyle M.T., 2002. Reviewing the Impacts of distributed generation on system protection, in IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Conf., Vol.1, July , pp.103-105.
- [3] Girgis A. and Brahma S., 2001. Effect of Distributed Generation on protective Device Coordination in Distribution System, in Proceeding IEEE Large Engineering System Conference on Power Engineering, pp.115-119.
- [4] Pholborisut N., Saksornchai T. and Eua-arporn B., 2011. Evaluating the Impact of Distributed Generation on Protection System Coordination Using Protection Miscoordination Index. In 8th Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunication and Information Technology (ECTI) Association of Thailand-Conference, pp.865-868.
- [5] McGraw-EDISON, 1971, Distribution System Protection Manual, McGraw-EDISON Company, Power Systems Division.

- [6] Saksornchai T. and Eua-arporn B., 2009.,Determination of allowable capacity of distributed generation with protection coordination consideration, Engineer journal, Volume 13, Issue 3, Nov., pp.29-44.
- [7] Broadwater R. P., Thompson J. C. Sargent A. and Rahman S., 1994. An expert system for integrated protection design with configurable distribution circuit.I. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.9, No.2, April, pp.1115-1121.
- [8] กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์, 2552. หลักเกณฑ์ทั่วไปในการ Set protective Relay ของ กฟภ., การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
- [9] Cooper Power Systems, 2012. Fusing Equipment, Reference Information code R240-30-3, [www.cooperindustries.com](http://www.cooperindustries.com)