การจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งไฟฟ้าจากข้อมูลของเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล

นายมารุต สุขทองสา

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2555

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

CLASSIFICATION OF FAULT EVENTS ON TRANSMISSION LINES FROM DIGITAL FAULT RECORDER DATA

Mr. Marut Sukthongsa

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2012

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งไฟฟ้าจากข้อมูลของเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล
โดย	นายมารุต สุขทองสา
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	อาจารย์ ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(อาจารย์ ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล)

.....กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(อาจารย์ ดร. วุฒิกร ตรีวิทยานนท์)

มารุต สุขทองสา : การจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งไฟฟ้าจากข้อมูลของเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล. (CLASSIFICATION OF FAULT EVENTS ON TRANSMISSION LINES FROM DIGITAL FAULT RECORDER DATA) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ. ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล, 79 หน้า.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอเงื่อนไขการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งแบบอัตโนมัติจากข้อมูลของเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลที่ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ และ 115 กิโลโวลต์ โดยจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องเป็น 8 รูปแบบ ได้แก่ 1) ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นถาวร 2) ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว 3) เกิดความผิดพร่องบนสายส่งใกล้เคียง และอุปกรณ์ป้องกันหลักทำงานถูกต้อง 4) อุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก 5) เกิดความผิดพร่องด้านแรงต่ำของหม้อแปลง 115/22 kV 6) เกิดความผิดพร่องบนสายส่ง 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย 7) เกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า 8) อุปกรณ์ป้องกันทำงานแต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ การประเมินประสิทธิภาพของเงื่อนไขการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องทำโดยการทดสอบกับข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลที่บันทึกข้อมูลระหว่างปี พ.ศ. 2552-2555 จำนวน 320 เหตุการณ์ แล้วนำผลที่ได้ไปเปรียบเทียบกับรายงานเหตุการณ์ความผิดพร่องที่จัดทำโดยเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้า เงื่อนไขที่นำเสนอสามารถจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องอย่างรวดเร็วด้วยความแม่นยำร้อยละ 95 ดังนั้นจึงสามารถนำไปพัฒนาระบบผู้เชี่ยวชาญเพื่อช่วยฟื้นฟูระบบไฟฟ้าหลังจากความผิดพร่องเกิดขึ้นได้

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

ปีการศึกษา 2555

5370328021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : TRANSMISSION LINES / FAULT / RELAY / DIGITAL FAULT RECORDER

MARUT SUKTHONGSA : CLASSIFICATION OF FAULT EVENTS ON TRANSMISSION LINES FROM DIGITAL FAULT RECORDER DATA. ADVISOR: CHANARONG BANMONGKOL, Ph.D., 79 pp.

This thesis presents the algorithms for automatic classification of fault events recorded by digital fault recorders (DFR) on 115 kV, 230 kV and 500 kV transmission lines. Fault events are classified into 8 categories, i.e. 1) Line Permanent Fault Event 2) Line Temporary Fault Event 3) Through Fault Event 4) Remote Backup Trip Event 5) MV Fault Event 6) PEA 115 kV Line Fault Event 7) Power Plant Line Fault Event 8) No-Fault Trip Event. The effectiveness of proposed algorithms is evaluated with 320 fault events from DFR during B.E. 2552-2555 by comparison with the data of fault events reported by utility staff. The proposed algorithms can classified fault events very fast with accuracy of 95%. It can be applied to be a part of expert system for assisting the restoration of power system after fault occurs.

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

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

Academic Year : 2012

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ต้องกราบขอบพระคุณ ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ซึ่งได้กรุณาให้ความช่วยเหลือ คำแนะนำ คำปรึกษา ข้อเสนอแนะ ข้อคิดเห็นต่างๆ และแรงบันดาลใจในการทำวิจัยด้วยดีตลอดมา

ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ อันประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์ อาจารย์ และดร. วุฒิกร ตรีวิทยานนท์ ที่ได้สละเวลาอันมีค่ามาตรวจสอบ ให้คำแนะนำ และแก้ไข วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่านที่ให้ความรู้ ความเข้าใจ ข้อเสนอแนะในส่วนต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย เพื่อให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดำเนินไปได้จนจนสาเร็จลุล่วงได้ด้วยดี

ขอขอบพระคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่สนับสนุนทุนวิจัย ข้อมูลและความรู้ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบพระคุณ รุ่นพี่ รุ่นน้อง เพื่อนๆ ทั้งภายในและภายนอกห้องปฏิบัติการวิจัยไฟฟ้าแรงสูง สำหรับความช่วยเหลือ คำปรึกษา ข้อเสนอแนะและกำลังใจในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัวของผู้วิจัย สำหรับกำลังใจและการสนับสนุนที่ดีแก่ผู้วิจัยด้วยดีเสมอมา

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ญ

สารบัญรูป ..... ฎ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ … 3

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 3

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน 3

1.5 ประโยชนที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 4

1.6 ประมวลวิทยานิพนธ์ 4

บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการ 5

2.1 ระบบป้องกัน …..... 5

2.1.1 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน (Protection Zone) 5

2.1.1.1 การป้องกันปฐมภูมิ (Primary Protction) 6

2.1.1.2 การป้องกันสำรอง (Back Up Protction) 6

2.1.2 การทำงานของรีเลย์ป้องกัน 6

2.1.2.1 รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay : 21) 6

2.1.2.2 รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay : 50/51) 8

2.1.2.3 รีเลย์ชนิดปิดซ้ำ (Recloser Relay : 79) 9

2.1.2.4 รีเลย์ผลต่าง (Differential Relay : 87) 9

2.2 การป้องกันระยะไกล 10

2.2.1 Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) 11

2.2.2 Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) 11

หน้า

2.3 หลักการป้องกันสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 12
2.3.1 หลักการป้องกันสายส่ง 12
2.3.1.1 สายส่งระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ 13
2.3.1.2 สายส่งระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ 17
2.3.1.3 สายส่งระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ 18
2.3.2 หลักการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 19
2.4 เครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล (Digital Fault Recorder หรือ DFR) 19
2.4.1 หลักการทำงานของเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล 20
2.4.2 ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล 21
2.4.2.1 ไฟล์โครงร่าง (Config file) 21
2.4.2.2 ไฟล์ข้อมูล (Data file) 23
2.4.3 การอ่านข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล 24
2.4.4 สัญญาณที่นำเข้าเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบติจิทัล 26
บทที่ 3 รูปแบบและเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องในกรณีที่ศึกษา 29
3.1 รูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง 29
3.1.1 รูปแบบที่ 1: ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นถาวร (Line Permanent Fault Event) ... 30
3.1.2 รูปแบบที่ 2: ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว .....
(Line Temporary Fault Event) 32
3.1.3 รูปแบบที่ 3: เกิดความผิดพร่องบนสายส่งใกล้เคียง.....
และอุปกรณ์ป้องกันหลักทำงานถูกต้อง (Through Fault Event) 33
3.1.4 รูปแบบที่ 4: อุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงาน.....
แทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Backup Trip Event) 34
3.1.5 รูปแบบที่ 5: เกิดความผิดพร่องด้านแรงต่ำของหม้อแปลง 115/22 kV .....
(MV Fault Event) 35
3.1.6 รูปแบบที่ 6: เกิดความผิดพร่องบนสายส่ง 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่าง .....
ระบบส่งและระบบจำหน่าย (PEA 115 kV Line Fault Event) 36
3.1.7 รูปแบบที่ 7: เกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า .....
(Power Plant Line Fault Event) 37

หน้า

3.1.8 รูปแบบที่ 8: อุปกรณ์ป้องกันทำงาน แต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ .....
(No-Fault Trip Event) 38
บทที่ 4 ขั้นตอนและผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่อง 40
4.1 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม 40
4.2 การหาค่าตัวแปรภายในข้อมูล 49
4.2.1 แรงดัน (Voltage) 49
4.2.2 กระแส (Current) 49
4.2.3 ช่วงเวลากำจัดความผิดพร่อง (Fault Clearing Time : FCT) 52
4.3 การแสดงผลของโปรแกรม 53
4.4 ตัวอย่างการทดสอบ 55
4.5 ผลการทดสอบ 58
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 61
5.1 สรุปผลการวิจัย 61
5.2 ข้อเสนอแนะ 62
รายการอ้างอิง 63
ภาคผนวก 65
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 79

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 แสดงตัวอย่างการอ่านชื่อช่องสัญญาณอนาลอกของสถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1 24
ตารางที่ 2.2 แสดงตัวอย่างการอ่านชื่อช่องสัญญาณดิจิทัลของสถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1 25
ตารางที่ 3.1 สรุปเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องในกรณีที่ศึกษา 39
ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบผลการจำแนกระหว่างข้อมูลจริงกับผลการจำแนกจากโปรแกรม..... 58
ตารางที่ 4.2 ผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่ผิดพลาด 59
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่อง..... 66

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 2.1 แสดงส่วนการป้องกันและเวลาปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของรีเลย์ระยะทาง [8] 7
รูปที่ 2.2 แสดงการทำ งานของรีเลย์ผลต่างเมื่ออยู่ในสภาวะปกติหรือเกิดความผิดพร่อง.....
นอกเขตป้องกัน [8] 9
รูปที่ 2.3 แสดงการทำงานของรีเลย์ผลต่างเมื่อเกิดความผิดพร่องภายในเขตป้องกัน [8] 10
รูปที่ 2.4 แสดงรูปแบบการทำงานของ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) [6] .. 11
รูปที่ 2.5 แสดงรูปแบบการทำงานของ Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) [6] 11
รูปที่ 2.6 แสดงการป้องกันสายส่งระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ [8] 13
รูปที่ 2.7 (ก) แสดงการทำงานร่วมกันของรีเลย์ระยะทางและการป้องกันระยะไกล..... 14
รูปที่ 2.7 (ข) แสดงแผนรูปตรรกะ (Logic Diagram) การป้องกันสายส่ง 14
รูปที่ 2.7 แสดงการทำงานร่วมกันระหว่างรีเลย์ระยะทางกับการป้องกันระยะไกลแบบ.....
Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) [8] 14
รูปที่ 2.8 (ก) แสดงการทำงานร่วมกันของรีเลย์ระยะทางและการป้องกันระยะไกล..... 15
รูปที่ 2.8 (ข) แสดงแผนรูปตรรกะ (Logic Diagram) การป้องกันสายส่ง 16
รูปที่ 2.8 แสดงการทำงานร่วมกันระหว่างรีเลย์ระยะทางกับการป้องกันระยะไกลแบบ.....
Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) [8] 16
รูปที่ 2.9 แสดงการป้องกันสายส่งระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ [8] 17
รูปที่ 2.10 แสดงการป้องกันสายส่งระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ [8] 18
รูปที่ 2.11 แสดงการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากา ลังขนาด 115/22 กิโลโวลต์ 19
รูปที่ 2.12 แสดงตัวอย่างสัญญาณแรงดันระดับ 115 กิโลโวลต์ที่บัส 20
รูปที่ 2.13 แสดงตัวอย่างช่องสัญญาณดิจิทัลของรีเลย์ทริป..... 20
รูปที่ 2.14 แสดงตัวอย่างข้อมูลของไฟล์โครงร่างที่สถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1..... 22
รูปที่ 2.15 แสดงตัวอย่างไฟล์ข้อมูลที่สถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1..... 23
รูปที่ 3.1 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่อง.....
แบบดิจิทัล รูปแบบที่ 1 30
รูปที่ 3.2 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่อง.....
แบบดิจิทัล รูปแบบที่ 3 33

หน้า

รูปที่ 3.3 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่อง..... แบบดิจิทัล รูปแบบที่ 4 34
รูปที่ 3.4 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่อง..... แบบดิจิทัล รูปแบบที่ 5 35
รูปที่ 3.5 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่อง..... แบบดิจิทัล รูปแบบที่ 6 36
รูปที่ 3.6 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่อง..... แบบดิจิทัล รูปแบบที่ 7 37
รูปที่ 3.7 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่อง..... แบบดิจิทัล รูปแบบที่ 8 38
รูปที่ 4.1 (ก) แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน 41
รูปที่ 4.1 (ข) แสดงสัญญาณแรงดันเฟส A 41
รูปที่ 4.1 (ค) แสดงสัญญาณกระแสเฟส A 41
รูปที่ 4.1 แสดงตัวอย่างเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ป้องกันทำงานแต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ปลดวงจร..... ออกจากระบบ 41
รูปที่ 4.2 (ก) แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน 42
รูปที่ 4.2 (ข) แสดงสัญญาณแรงดันเฟส A 42
รูปที่ 4.2 (ค) แสดงสัญญาณกระแสเฟส A 42
รูปที่ 4.2 แสดงตัวอย่างเหตุการณ์ที่ไม่มีความผิดพร่องแต่เป็นสัญญาณรบกวน (noise signal)..... และอุปกรณ์ป้องกันทำงาน 42
รูปที่ 4.3 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่อง 43
รูปที่ 4.4 (ก) แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน 44
รูปที่ 4.4 (ข) แสดงสัญญาณแรงดันเฟส A 44
รูปที่ 4.4 (ค) แสดงสัญญาณกระแสเฟส A 44
รูปที่ 4.4 แสดงตัวอย่างเหตุการณ์ที่รีเลย์เปลี่ยนสถานะแต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ปลดจงจร ..... ออกจากระบบ 44
รูปที่ 4.5 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี No-Fault Trip Event 45
รูปที่ 4.6 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี MV Fault Event 46
รูปที่ 4.7 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี PEA 115 kV Line Fault Event..... 46

หน้า

รูปที่ 4.8 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี Power Plant Line Fault Event 47
รูปที่ 4.9 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่อง (ต่อ) 48
รูปที่ 4.10 แสดงแรงดันช่วงก่อนเกิดความผิดพร่องและแรงดันขณะเกิดความผิดพร่อง 49
รูปที่ 4.11 แสดงกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่องและกระแสระหว่างเกิดความผิดพร่อง 51
รูปที่ 4.12 แสดงกระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องและกระแสช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์อร์ปลดวงจร
ออกจากระบบ 51
รูปที่ 4.13 แสดงช่วงเวลากาจัดความผิดพร่อง 53
รูปที่ 4.14 หน้าต่างแสดงผลรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง 54
รูปที่ 4.15 โครงสร้างของสถานีไฟฟ้าและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน 55
รูปที่ 4.16 รายงานวิเคราะห์เหตุการณ์ขัดข้องในระบบที่สถานีไฟฟ้าพังโคน 56
รูปที่ 4.17 ผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่สถานีไฟฟ้าพังโคนด้วยโปรแกรม 57

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

แรงดันตก (Voltage drop) เป็นปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้าอีกประเภทหนึ่งที่สร้างปัญหาให้กับผู้ใช้ไฟทั่วไป สาเหตุส่วนใหญ่มักสืบเนื่องมาจากการเกิดความผิดพร่องในระบบส่งและระบบจำหน่าย แล้วส่งผลกระทบจนทำให้เกิดปัญหาแรงดันตกชั่วขณะไปยังผู้ใช้ไฟในพื้นที่โดยรอบ ความรุนแรงที่เกิดขึ้นแปรผันโดยตรงกับขนาดของกระแสความผิดพร่อง ประเภทของความผิดพร่อง และระยะเวลาในการกำจัดความผิดพร่องของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งจะเห็นว่ามีปัจจัยหลายอย่างที่เป็นองค์ประกอบสำคัญในการบ่งชี้ระดับความรุนแรง โดยจะสะท้อนถึงผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องมีเสถียรภาพ ความน่าเชื่อถือสูง และสามารถแก้ไขปัญหาความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบได้ทันท่วงที

เนื่องจากเหตุการณ์ผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้าส่วนใหญ่เกิดขึ้นบนสายส่ง และมีลักษณะความผิดพร่องหลายรูปแบบ โดยแบ่งเป็นเหตุการณ์ผิดพร่องที่สามารถจำแนกได้ง่ายค่อนข้างตรงไปตรงมา สังเกตได้จากสัญญาณของอุปกรณ์ป้องกันโดยตรง ถ้าอุปกรณ์ป้องกันตัวไหนทำงานแสดงว่าเกิดความผิดพร่องขึ้นกับอุปกรณ์ในระบบที่อุปกรณ์นั้นป้องกัน และเหตุการณ์ผิดพร่องกรณีที่มีความซับซ้อนซึ่งยุ่งยากในการจำแนกพอสมควร ทำให้การจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องนั้นอาศัยการสังเกตจากสัญญาณของอุปกรณ์ป้องกันอย่างเดียวอาจไม่เพียงพอ จำเป็นต้องใช้หลักการและสัญญาณป้องกันอื่น ๆ เข้ามาช่วย ส่งผลให้การจำแนกแต่ละครั้งต้องอาศัยผู้เชี่ยวชาญเพื่อความแม่นยำและรวดเร็วในการนำระบบกลับสู่สภาวะปกติอีกครั้ง แต่การจำแนกด้วยผู้เชี่ยวชาญนั้นมีข้อจำกัดเรื่องประสบการณ์ ความชำนาญและจำนวนบุคคลากร ซึ่งอาจทำให้การจำแนกเกิดความคลาดเคลื่อนหรือล่าช้าได้ และอาจก่อให้เกิดความเสียหายอย่างมากต่อระบบถ้าแก้ไขไม่ถูกวิธี

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ. หรือ EGAT) เล็งเห็นถึงความสำคัญในส่วนนี้จึงติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้บันทึกความผิดพร่องในระบบส่งไฟฟ้า เรียกอุปกรณ์นี้ว่า เครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล (Digital Fault Recorder หรือ DFR) แต่ติดตั้งที่สถานีส่งไฟฟ้าเพียงบางสถานีเท่านั้น โดยพิจารณาจากสถานีที่มีขนาดใหญ่และมีความสำคัญเป็นหลัก เครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลจะทำงานร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ที่ติดตั้งในระบบ เพื่อบันทึกข้อมูลความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้า เช่น ข้อมูล สัญญาณแรงดันไฟฟ้าที่บัส สัญญาณ

กระแสไฟฟ้าในสายไฟแต่ละเส้น และสัญญาณสถานะของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ที่ติดตั้งอยู่ในระบบ เช่นสัญญาณรีเลย์ และสัญญาณเซอร์กิตเบรคเกอร์ เป็นต้น

บทความวิจัยในอดีตนำเสนอการจำแนกส่วนความผิดพร่องในระบบส่งโดยใช้สัญญาณจากเซอร์กิตเบรคเกอร์และรีเลย์ป้องกันของระบบผู้เชี่ยวชาญช่วยในการวิเคราะห์ ซึ่งวิธีการนี้จำเป็นต้องมีฐานข้อมูลขนาดใหญ่และกระบวนการรู้จำของระบบป้องกันรวมทั้งการทำงานและการเชื่อมต่อกันของเซอร์กิตเบรคเกอร์ในระบบส่ง [13-14] นอกจากนี้ยังมีบทความที่จำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องในระบบส่งโดยอาศัยลักษณะความผิดปกติของรูปคลื่นแรงดันในการจำแนก [15] โดยใช้ข้อมูลจากระบบผู้เชี่ยวชาญช่วยในการวิเคราะห์เช่นกัน

ดังนั้นเพื่อให้ระบบผู้เชี่ยวชาญมีความสามารถที่หลากหลายและทำงานได้ไวขึ้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอเงื่อนไขสำหรับการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งโดยใช้ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล เพื่อรายงานให้ผู้ที่เกี่ยวข้องทราบว่าเกิดความผิดพร่องบนสายส่งในรูปแบบใด ซึ่งตรวจสอบความถูกต้องในการจำแนกรูปแบบโดยการเปรียบเทียบกับรายงานการวิเคราะห์เหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่จัดทำโดยเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้า งานวิจัยนี้จะช่วยสร้างระบบผู้เชี่ยวชาญในการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งไฟฟ้าให้มีความรวดเร็วและสะดวกยิ่งขึ้น นำไปสู่การลดผลกระทบภายในระบบให้น้อยลง โดยกำหนดรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องเป็น 8 กรณี ดังนี้

- ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นถาวร (Line Permanent Fault Event)
- ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว (Line Temporary Fault Event)
- เกิดความผิดพร่องบนสายส่งใกล้เคียง และอุปกรณ์ป้องกันหลักทำงานถูกต้อง (Through Fault Event)
- อุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Backup Trip Event)
- เกิดความผิดพร่องด้านแรงต่ำของหม้อแปลง 115/22 kV (MV Fault Event)
- เกิดความผิดพร่องบนสายส่ง 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย (PEA 115 kV Line Fault Event)
- เกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า (Power Plant Line Fault Event)
- อุปกรณ์ป้องกันทำงาน แต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ (No-Fault Trip Event)

โปรแกรมที่ใช้เขียนเพื่อทดสอบเงื่อนไขการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่ง คือโปรแกรม MATLAB เนื่องจากเป็นโปรแกรมสำเร็จรูปที่ใช้งานง่ายและใช้กันแพร่หลายในแวดวงของนักวิทยาศาสตร์และวิศวกรในปัจจุบัน

1.2 วัตถุประสงค์

1. พัฒนาฐานความรู้ของระบบผู้เชี่ยวชาญ เพื่อให้สามารถจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งได้แม่นยำและรวดเร็วยิ่งขึ้น

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. วิเคราะห์เฉพาะระบบส่งไฟฟ้าในประเทศไทยที่ระดับแรงดัน 500 kV 230 kV และ 115 kV
2. วิเคราะห์เหตุการณ์ผิดพร่องเพียง 8 กรณี ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 1.1
3. ข้อมูลที่ใช้ในการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องเป็นข้อมูลที่คัดเลือกจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลที่บันทึกข้อมูลระหว่างปี พ.ศ. 2552-2555
4. การตั้งชื่อช่องสัญญาณของเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลเป็นไปตามมาตรฐานเดียวกัน
5. พิจารณาเฉพาะความผิดพร่องที่มีรูปแบบแน่นอนและไม่มีการเปลี่ยนแปลงลักษณะความผิดพร่องในช่วงที่บันทึก

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาบทความวิจัยและวิทยานิพนธ์ที่เกี่ยวข้อง
3. ศึกษาพื้นฐานการทำงานของระบบป้องกันสายส่ง และหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง
4. ศึกษาวิธีอ่านและการเก็บข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล
5. วิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างรายงานบันทึกเหตุการณ์ผิดพร่องกับข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล
6. ออกแบบเงื่อนไขการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องและเขียนโปรแกรม
7. ศึกษาโปรแกรม MATLAB เพื่อใช้เขียนเงื่อนไขการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง
8. เก็บข้อมูลเหตุการณ์ความผิดพร่องที่เกิดขึ้น ตั้งแต่ พ.ศ. 2552-2555

9. ทดสอบประสิทธิภาพของโปรแกรม โดยเปรียบเทียบกับรายงานการวิเคราะห์เหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่จัดทำโดยเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้า
10. ปรับปรุงข้อบกพร่องของโปรแกรม
11. สรุปและประเมินผลงานวิจัย
12. เรียบเรียงผลงานวิจัยและจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์
13. ส่งบทความเพื่อตีพิมพ์ผลงานทางวิชาการ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. สามารถจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งในกรณีต่าง ๆ ได้อย่างแม่นยำ
2. เพิ่มความสะดวกและลดเวลาในการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่ง

1.6 ประมวลวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้จัดเรียงเนื้อหาตามลำดับการดำเนินงาน โดยแบ่งเป็น 5 บท ซึ่งแต่ละบทมีเนื้อหา ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ : กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการ : กล่าวถึงพื้นฐานการทำงานของรีเลย์ป้องกัน หลักการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสายส่งและหม้อแปลง การป้องกันระยะไกล และเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล

บทที่ 3 รูปแบบและเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องในกรณีที่ศึกษา : กล่าวถึงรูปแบบและเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้นบนสายส่ง โดยอาศัยความรู้ความเข้าใจจากทฤษฎีบทที่ 2

บทที่ 4 ขั้นตอนและผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่อง : กล่าวถึงขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องโดยใช้เงื่อนไขการจำแนกในบทที่ 3 และประเมินประสิทธิภาพของโปรแกรม

บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ : กล่าวถึงบทสรุปของงานวิจัยนี้และข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัยในอนาคต

บทที่ 2
ทฤษฎีและหลักการ

ในบทนี้จะกล่าวถึงการทำงานของรีเลย์ป้องกัน หลักการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง การป้องกันระยะไกล และเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลที่ติดตั้งในสถานีส่งไฟฟ้า

2.1 ระบบป้องกัน

ระบบป้องกันไฟฟ้าโดยทั่วไปทำหน้าที่ป้องกันและกำจัดความผิดพร่องที่เกิดขึ้นออกจากระบบไฟฟ้าให้ไวที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ โดยกำจัดส่วนที่เกิดความผิดพร่องออกจากระบบเท่านั้น เพื่อให้ระบบยังคงมีขนาดใหญ่ที่สุดและสามารถทำงานได้ตามปกติ ซึ่งหลักการทำงานตามที่กล่าวมาจำเป็นต้องแบ่งขอบเขตของการป้องกันเพื่อให้การป้องกันทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ สำหรับการป้องกันของระบบส่งนั้นจะใช้รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay System) เป็นหลัก

2.1.1 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน (Protection Zone)

เป็นการแบ่งพื้นที่รับผิดชอบของรีเลย์ออกเป็นส่วนๆ (Zone) เพื่อให้รีเลย์สามารถแยกแยะส่วนที่เกิดความผิดพร่องและตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกเท่าที่จำเป็นเท่านั้น โดยทั่วไปจะใช้ตำแหน่งของหม้อแปลงกระแสเป็นจุดกำหนดขอบเขตของแต่ละส่วน และการกำหนดส่วนที่เหมาะสมควรมีช่วงที่ทับซ้อนกัน (Over Lap Zone) เพื่อป้องกันไม่ให้มีจุดบอด (Blind Spot) เกิดขึ้นในระบบป้องกัน เนื่องจากระบบป้องกันต้องสามารถกำจัดความผิดพร่องที่เกิดขึ้นได้ตลอดเวลา ดังนั้นระบบป้องกันจึงแบ่งส่วนการป้องกันออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

- การป้องกันปฐมภูมิ (Primary Protection)
- การป้องกันสำรอง (Back Up Protection)

2.1.1.1 การป้องกันปฐมภูมิ (Primary Protection)

หมายถึง การป้องกันลำดับแรกซึ่งต้องแยกส่วนของวงจรที่เกิดความผิดพร่องในเขตป้องกันของตัวเองออกจากระบบโดยเร็วที่สุด และต้องแยกส่วนของวงจรไฟฟ้าออกให้น้อยที่สุดเท่าที่จำเป็น เพื่อให้ความเสียหายโดยรวมที่เกิดขึ้นน้อยที่สุด

ระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่อาจเพิ่มการป้องกันปฐมภูมิอีกชุด เรียกว่า การป้องกันปฐมภูมิแบบเสมือน (Duplicate Primary Protection System) เพื่อให้ระบบมีความน่าเชื่อถือยิ่งขึ้น โดยมีไว้เพื่อป้องกันระบบป้องกันปฐมภูมิชุดแรกไม่ทำงาน แต่จะตั้งค่าความเร็วในการทำงานเท่ากับการป้องกันปฐมภูมิชุดแรก

2.1.1.2 การป้องกันสำรอง (Back Up Protection)

หมายถึง ระบบป้องกันอีกชุดที่ใช้เวลาในการทำงานช้ากว่าระบบป้องกันปฐมภูมิ จะทำงานก็ต่อเมื่อระบบป้องกันปฐมภูมิไม่สามารถทำงานได้ ส่งผลให้มีการแยกส่วนของวงจรออกมากกว่าในกรณีที่ระบบป้องกันปฐมภูมิทำงาน ซึ่งการป้องกันสำรองแบ่งออกเป็น 2 แบบ ดังนี้

- การป้องกันสำรองระยะใกล้ (Local Back Up Protection) เป็นระบบป้องกันสำรองที่ติดตั้งในบริเวณเดียวกันกับระบบป้องกันปฐมภูมิ โดยอาจใช้อุปกรณ์ป้องกันบางอย่างร่วมกัน
- การป้องกันสำรองระยะไกล (Remote Back Up Protection) เป็นระบบป้องกันสำรองที่ติดตั้งห่างไกลจากระบบป้องกันปฐมภูมิ ทำให้ต้องใช้อุปกรณ์ป้องกันแยกส่วนกัน

2.1.2 การทำงานของรีเลย์ป้องกัน

รีเลย์ป้องกันที่ใช้ในระบบส่งมีอยู่หลายชนิด แต่ละชนิดมีหน้าที่การทำงานที่แตกต่างกัน แต่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอความผิดพร่องที่เกิดขึ้นบนสายส่ง จึงสนใจเฉพาะอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งบนสายส่งเท่านั้น ซึ่งอุปกรณ์ป้องกันหลักที่ใช้ในสายส่งมีดังนี้

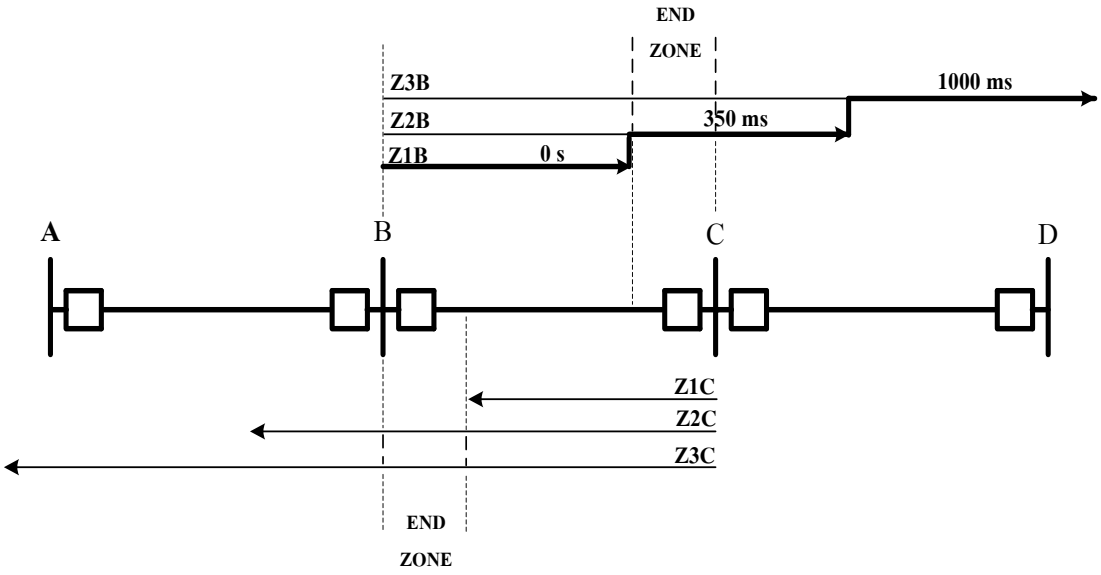
2.1.2.1 รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay: 21)

การป้องกันสายส่งในปัจจุบันนิยมใช้รีเลย์ระยะทางเป็นระบบป้องกันหลัก ทำงานตามค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างตำแหน่งที่ติดตั้งรีเลย์กับตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง โดยสมมุติให้ค่าอิมพีแดนซ์ต่อหน่วยความยาวของสายมีค่าคงที่

หลักการทำงานของรีเลย์ระยะทาง คือ ตรวจจับอิมพีแดนซ์ของสายส่ง โดยประมวลผลของกระแสและแรงดันจากหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันของสายส่งเส้นนั้น แล้วทำการ

เปรียบเทียบค่าทั้งสองตามสมการ Z = V/I ทำให้สามารถวัดค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งจนถึงตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องได้ หากค่าอิมพีแดนซ์ที่วัดได้มีค่ามากกว่าค่าอิมพีแดนซ์ที่ตั้งไว้ แสดงว่าเกิดความผิดพร่องนอกเขตป้องกันหรือระบบอาจอยู่ในสรูปปกติก็ได้ แต่ถ้าค่าอิมพีแดนซ์ที่วัดได้มีค่าน้อยกว่าค่าอิมพีแดนซ์ที่ตั้งไว้ก็จะสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ เนื่องจากค่าที่ตั้งไว้จะขึ้นอยู่กับความยาวสายซึ่งเมื่อเกิดความผิดพร่องในสายส่งรีเลย์ระยะทางจะเห็นค่าอิมพีแดนซ์ของสายลดลง นอกจากนี้รีเลย์ระยะทางยังตอบสนองต่อค่าพารามิเตอร์อื่น ๆ ด้วย เช่น แอดมิทแตนซ์ รีแอคแตนซ์ เป็นต้น

รีเลย์ระยะทางแบ่งส่วนป้องกัน (Zone) ของสายส่งเป็น 3 ส่วน เพื่อให้สามารถป้องกันสายส่งได้ตลอดความยาวสายและเป็นการป้องกันสำรองสำหรับสายส่งช่วงถัดไปด้วย การกำหนดส่วนป้องกันของรีเลย์ระยะทางสามารถแบ่งได้ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แสดงส่วนการป้องกันและเวลาปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของรีเลย์ระยะทาง [8]

Zone 1

- กำหนดส่วนป้องกันสายส่งที่ระยะความยาว 85-90 % ของความยาวสายส่ง
- ไม่กำหนดเขตป้องกันสายส่งที่ระยะความยาว 100 % ของความยาวสายส่ง เพื่อป้องกันไม่ให้เกิด overreach เนื่องจากความผิดพลาดของหม้อแปลงกระแส หม้อแปลงแรงดัน พารามิเตอร์ในระบบ เป็นต้น
- ทำงานทันทีทันใดเมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นภายในเขตป้องกัน (Instantaneous)

Zone 2

- กำหนดส่วนป้องกันสายส่งที่ระยะความยาว 120 – 150 % ของความยาวสายส่ง
- หรือเขตป้องกันสายส่งที่ระยะความยาว 100 % รวมกับระยะความยาว 50 % ของสายส่งเส้นถัดไปที่สั้นที่สุด (แต่ต้องมากกว่า 120 % ของสายส่งที่ป้องกัน)
- ทำงานเป็นระบบป้องกันสำรองให้กับรีเลย์ระยะทาง Zone 1 โดยหน่วงเวลาการทำงาน 0.35 วินาที

Zone 3

- กำหนดส่วนป้องกันสายส่งที่ระยะความยาว 150 % ของความยาวสายส่งเส้นที่ยาวที่สุดเส้นถัดไป
- หรือเขตป้องกันสายส่งที่ระยะความยาว 100 % รวมกับระยะความยาว 120 % ของสายส่งเส้นถัดไปที่ยาวที่สุด
- ทำงานเป็นระบบป้องกันสำรองให้กับรีเลย์ระยะทาง Zone 1 และ Zone 2 โดยหน่วงเวลาการทำงาน 1 วินาที

2.1.2.2 รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay: 50/51)

เป็นรีเลย์ป้องกันสำรองในระบบส่ง นิยมใช้ป้องกันความผิดพร่องที่เกิดจากกระแสโหลดเกิน (Overload) และกระแสลัดวงจร (Short Circuit) ทำงานเมื่อมีกระแสผิดพร่องเข้ารีเลย์มากกว่าค่าที่ตั้งไว้ แบ่งเป็น 2 ชนิดคือ

1) รีเลย์กระแสเกินชนิดทำงานทันที (Instantaneous Overcurrent Relay: 50) ทำงานเมื่อมีกระแสผิดพร่องเข้ารีเลย์เกินค่าที่ตั้งไว้โดยไม่มีการหน่วงเวลา ช่วงเวลาในการทำงานประมาณ 50-100 ms ใช้ป้องกันอุปกรณ์ทั่วไป เช่น มอเตอร์, หม้อแปลงไฟฟ้า ที่ติดตั้งอยู่ปลายทางโดยไม่จำเป็นต้องรอเวลาเพื่อทำการป้องกันร่วมกับรีเลย์ตัวอื่น

2) รีเลย์กระแสเกินชนิดหน่วงเวลาทำงาน (Time Delay Overcurrent Relay: 51) ทำงานเมื่อมีกระแสผิดพร่องเข้ารีเลย์เกินค่าที่ตั้งไว้และจะหน่วงเวลาทำงานตามค่าเวลาที่ตั้งไว้ด้วย แล้วจึงส่งสัญญาณไปปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ สามารถแบ่งได้เป็น

2.1) Definite or Fix Time Delay (เวลาไม่ขึ้นกับกระแส)

2.2) Inverse Time Delay (เวลาแปรผกผันกับกระแส)

นอกจากนี้ Inverse Time Delay ยังมีลักษณะของกราฟกระแสแบบอื่น ๆ เช่น Long Time Inverse, Standard Inverse Time, Extremely Inverse Time, Very Inverse Time เป็นต้น

2.1.2.3 รีเลย์ชนิดปิดซ้ำ (Recloser Relay: 79)

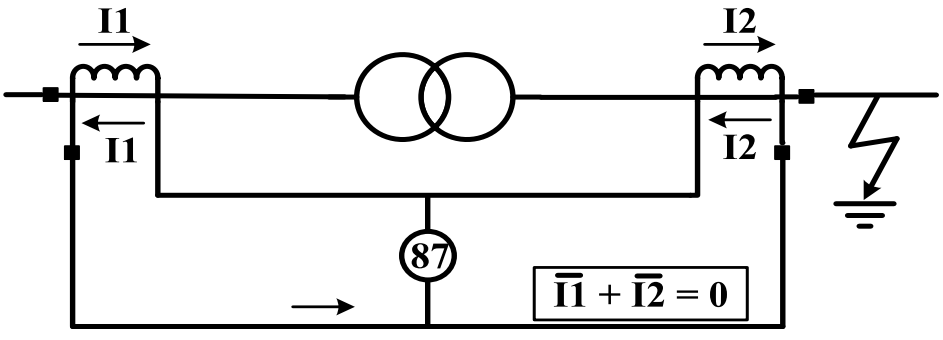
เมื่อรีเลย์ระยะทางสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์เพื่อกำจัดสายส่งเส้นที่เกิดความผิดพร่องออกจากระบบและรอเวลาให้อาร์กที่เกิดจากความผิดพร่องนั้นดับ แล้วรีเลย์ชนิดปิดซ้ำก็จะสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรของสายส่งเส้นที่เกิดความผิดพร่องอีกครั้งโดยอัตโนมัติ เพื่อให้ระบบทำงานอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา การทำงานของรีเลย์ชนิดปิดซ้ำจะเกี่ยวข้องกับเวลา 2 ส่วน คือ

1) Closing Time หรือ Dead Time เป็นเวลาที่หน่วงไว้ก่อนที่จะสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรกลับ หลังจากตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานของระบบกับอุปกรณ์ป้องกันแล้ว

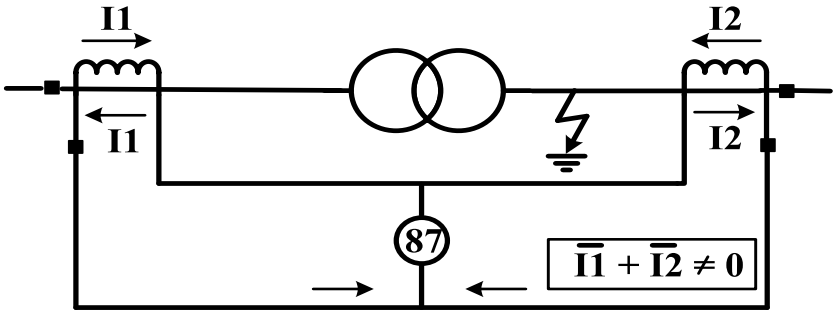
2) Reclaim Time เป็นช่วงเวลาหลังจากที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรกลับเข้าไปแล้ว ถ้ามีการปลดวงจรอีกครั้งภายในเวลานี้รีเลย์จะสั่งล็อคตัวเองไม่ให้ปิดวงจรซ้ำครั้งที่ 2 โดยระบบส่งยอมให้ปิดวงจรซ้ำได้แค่ครั้งเดียว แล้วจะปลดวงจรอย่างถาวรถ้ายังมีความผิดพร่องค้างอยู่ในระบบ

2.1.2.4 รีเลย์ผลต่าง (Differential Relay: 87)

รีเลย์ผลต่างมี 2 ชนิดด้วยกันคือ รีเลย์ผลต่างกระแสเกิน (Overcurrent Differential Relay) และรีเลย์ผลต่างแบบเปอร์เซ็น (Percentage Differential Relay) รีเลย์ผลต่างเป็นรีเลย์ที่มีความไวมากที่สุด และสามารถตรวจจับกระแสผิดพร่องเพียงเล็กน้อยที่เกิดขึ้นได้ การทำงานของรีเลย์ผลต่างจะใช้หม้อแปลงกระแสต่อด้านหน้าและด้านหลังของอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งการต่อหม้อแปลงกระแสเข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นจะต้องพิจารณาการต่อขั้วของหม้อแปลงกระแสให้ถูกต้องด้วย เพื่อไม่ให้มีค่ากระแสผลต่างผ่านรีเลย์เมื่ออยู่ในสภาวะปกติหรือเกิดความผิดพร่องนอกเขตป้องกัน ดังรูปที่ 2.2 แต่ถ้าเกิดความผิดพร่องภายในเขตป้องกันจะมีกระแสผลต่างเกิดขึ้น ดังรูปที่ 2.3 ดังนั้นจึงสามารถตั้งค่าการป้องกันอุปกรณ์เริ่มต้นที่ค่าต่ำ ๆ ได้ ซึ่งส่งผลให้รีเลย์ผลต่างมีความไวในการทำงานสูง



รูปที่ 2.2 แสดงการทำงานของรีเลย์ผลต่างเมื่ออยู่ในสภาวะปกติ
หรือเกิดความผิดพร่องนอกเขตป้องกัน [8]



รูปที่ 2.3 แสดงการทำงานของรีเลย์ผลต่างเมื่อเกิดความผิดพร่องภายในเขตป้องกัน [8]

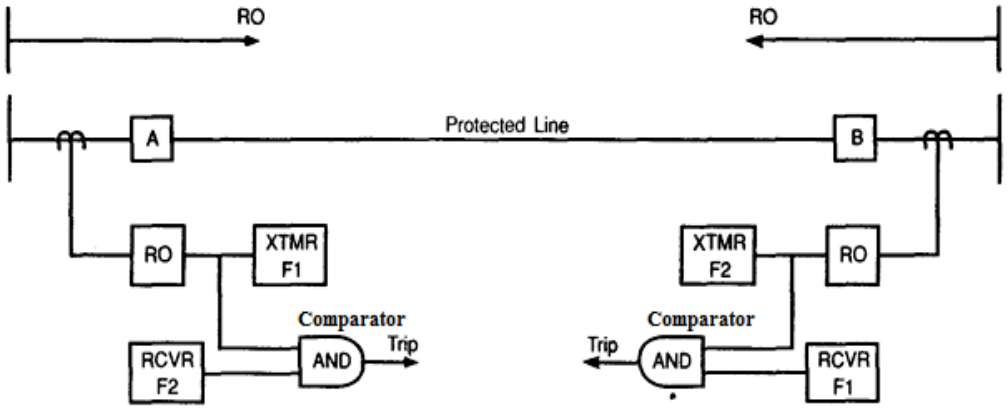
2.2 การป้องกันระยะไกล (Teleprotection)

การป้องกันความผิดพร่องบนสายส่งโดยใช้รีเลย์ระยะทาง พบว่าไม่สามารถกำจัดความผิดพร่องที่ปลายทั้งสองฝั่งได้ทันทีทันใด เนื่องจากรีเลย์ระยะทางได้รับข้อมูลเพียงฝั่งเดียว ทำให้ปลายอีกฝั่งของรีเลย์ระยะทางหน่วงเวลาในการกำจัดความผิดพร่องที่เกิดขึ้น โดยถือว่ารูปแบบการป้องกันยังไม่สมบูรณ์มากนัก จึงต้องนำวิธีการป้องกันระยะไกล (Teleprotection) เข้ามาช่วยเพื่อเพิ่มความไวในการทำงานของระบบป้องกัน

การป้องกันระยะไกลเป็นการป้องกันที่ใช้สัญญาณสื่อสารระหว่างขั้วทั้งสองฝั่งของสายส่งเพื่อสามารถป้องกันสายส่งได้อย่างสมบูรณ์ตลอดความยาวสายโดยไม่ต้องมีการหน่วงเวลา สัญญาณสื่อสารสามารถส่งผ่านตัวกลางได้หลายชนิด เช่น สายส่งกำลัง (Power Line Carrier) สัญญาณไมโครเวฟ (Microwave signal) สายใยแก้วนำแสง (Fiber Optics) และสายโทรศัพท์ (Communication Cable) จะใช้ตัวกลางแบบใดในการส่งสัญญาณสื่อสารนั้นขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ระยะทาง จำนวนช่องสัญญาณที่ใช้ ย่านความถี่ และผลกระทบจากสัญญาณรบกวนภายนอก เป็นต้น

ปัจจุบันการป้องกันระยะไกลมีรูปแบบการทำงานมากมาย แต่ละแบบมีข้อดีข้อเสียในแง่ของความน่าเชื่อถือ ความปลอดภัย และความไวแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับการนำไปประยุกต์ใช้งาน โดยรูปแบบการป้องกันระยะไกลที่นิยมใช้มีอยู่ 2 รูปแบบ คือ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) และ Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) ทั้ง 2 แบบมีหลักการทำงานดังนี้

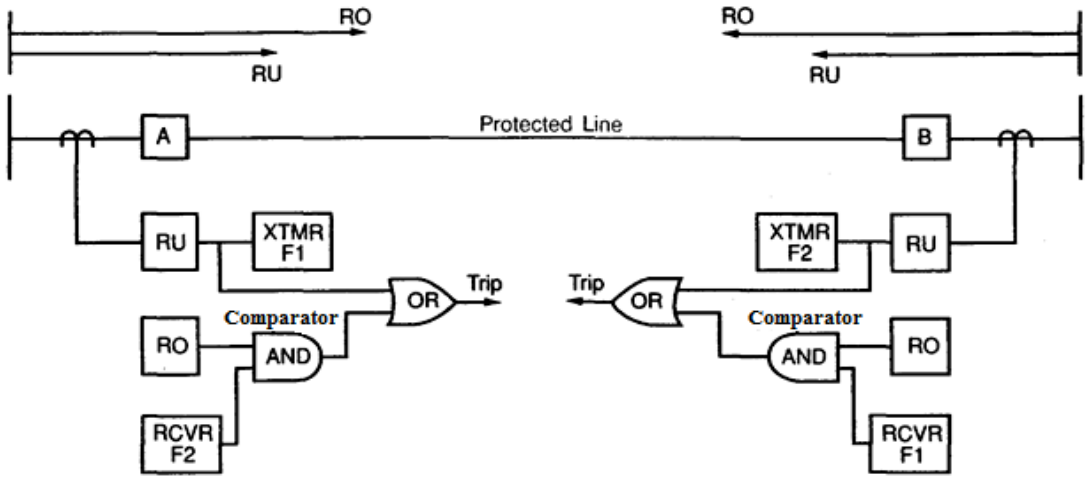
2.2.1 Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT)



รูปที่ 2.4 แสดงรูปแบบการทำงานของ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) [6]

จากรูปที่ 2.4 เมื่อเกิดความผิดพร่องภายในสายส่ง ตัวจับความผิดพร่อง (Overreaching Function หรือ RO) ที่ตั้งค่าการมองเห็นให้เลยปลายสายส่งอีกฝั่งหนึ่งออกไปจะจับสัญญาณผิดพร่องได้ แล้วส่งไปยังขาบนของ Comparator พร้อมกับส่งสัญญาณที่ตรวจจับได้ไปยังตัวรับ (RCVR) ของอีกฝั่งหนึ่งโดยผ่านตัวส่ง (XTMR) หลังจากนั้น Comparator จะทำการเปรียบเทียบสัญญาณและส่งสัญญาณ ทริปออกมาเพื่อปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ออกจากระบบ แต่ถ้าเกิดความผิดพร่องภายนอกสายส่ง จะมี RO เพียงตัวใดตัวหนึ่งเท่านั้นที่ทำงาน ซึ่งเมื่อนำสัญญาณไปเปรียบเทียบที่ Comparator ก็จะไม่ส่งสัญญาณทริปออกมา

2.2.2 Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT)



รูปที่ 2.5 แสดงรูปแบบการทำงานของ Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) [6]

จากรูปที่ 2.5 มีตัวจับความผิดพร่อง 2 ตัว คือ Overreaching Function (RO) และ Underreaching Function (RU) โดยทั้ง 2 ตัวตั้งค่าการมองเห็น ดังนี้

- Overreaching Function (RO) ตั้งค่าการมองเห็นให้เลยปลายสายส่งอีกฝั่งหนึ่งออกไป
- Underreaching Function (RU) ตั้งค่าการมองเห็นไม่ให้ถึงปลายสายส่งอีกฝั่งหนึ่ง และต้องมีส่วนที่ทับซ้อนกันกับ RU ที่อยู่อีกฝั่งหนึ่ง

เมื่อเกิดความผิดพร่องภายในบริเวณช่วงที่ทับซ้อนกันของ RU รีเลย์ทั้งสองฝั่งจะสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบทันที และเมื่อเกิดความผิดพร่องภายในสายส่งแต่อยู่นอกช่วงที่ทับซ้อนกัน RU ฝั่งใกล้ความผิดพร่องจะส่งสัญญาณปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ฝั่งตัวเองก่อนพร้อมกับส่งสัญญาณผ่านตัวส่ง (XTMR) ไปยังตัวรับ (RCVR) อีกฝั่ง และฝั่งไกลความผิดพร่องจะจับสัญญาณผิดพร่องด้วย RO และส่งสัญญาณไปยัง Comparator แล้ว Comparator จะทำการเปรียบเทียบสัญญาณของตัวรับกับสัญญาณจาก RO เพื่อสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ แต่ถ้าเกิดความผิดพร่องภายนอกสายส่ง RO ที่ฝั่งตรงข้ามก็จะทำงาน แต่ตัวรับ (RCVR) จะไม่มีสัญญาณที่ส่งเข้ามาจาก RU ฝั่งใกล้ความผิดพร่อง ทำให้เมื่อเปรียบเทียบที่ Comparator แล้วก็จะไม่ส่งสัญญาณทริปออกมา

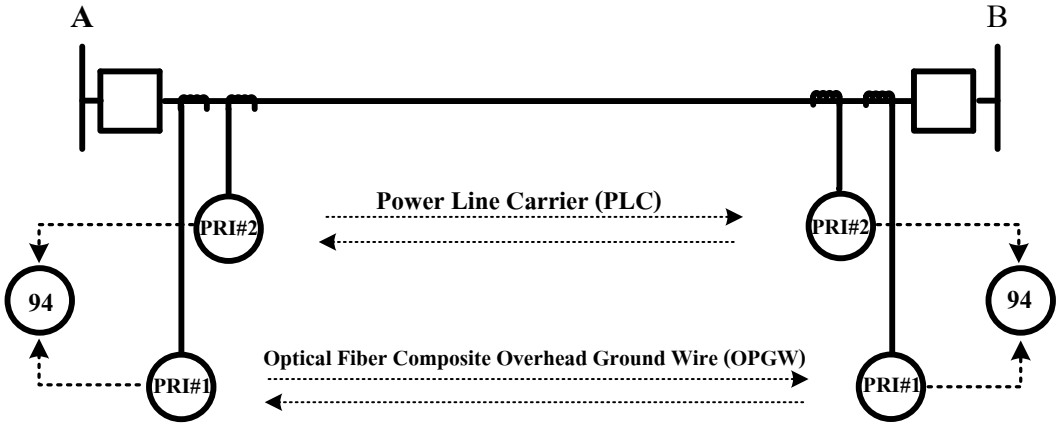
2.3 หลักการป้องกันสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

2.3.1 หลักการป้องกันสายส่ง

สายส่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าหนึ่งไปยังอีกสถานีไฟฟ้าหนึ่ง แรงดันที่ใช้ในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยมี 3 ระดับ คือ 500 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ และ 115 กิโลโวลต์ โดยแต่ละระดับแรงดันมีการป้องกันที่แตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับความสำคัญของสถานีไฟฟ้าและระดับแรงดันเป็นหลัก สามารถอธิบายหลักการป้องกันสายส่งในระดับต่าง ๆ ได้ ดังนี้

2.3.1.1 สายส่งระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์

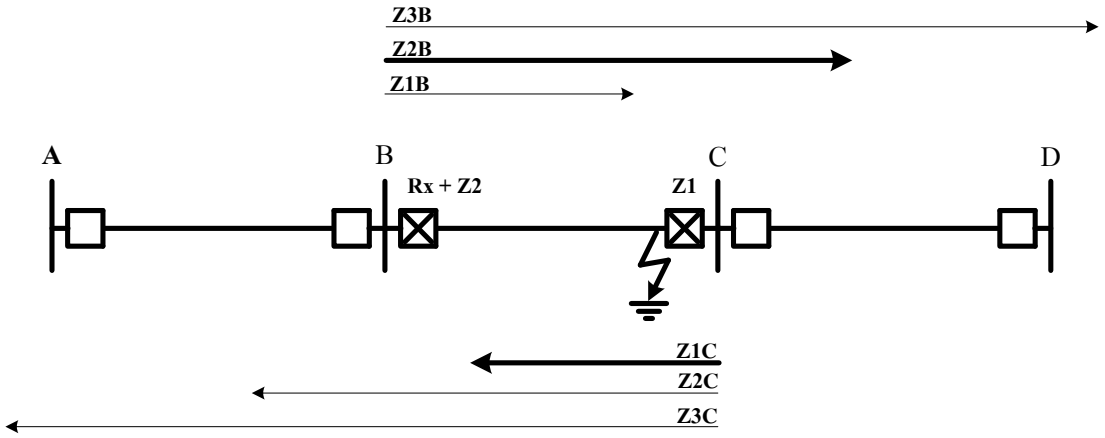
ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์มีชุดป้องกันปฐมภูมิ 2 ชุด และชุดป้องกันสำรอง 1 ชุด ดังรูปที่ 2.6 (ไม่แสดงชุดป้องกันสำรอง) แต่ละชุดมีอุปกรณ์ป้องกัน ดังนี้



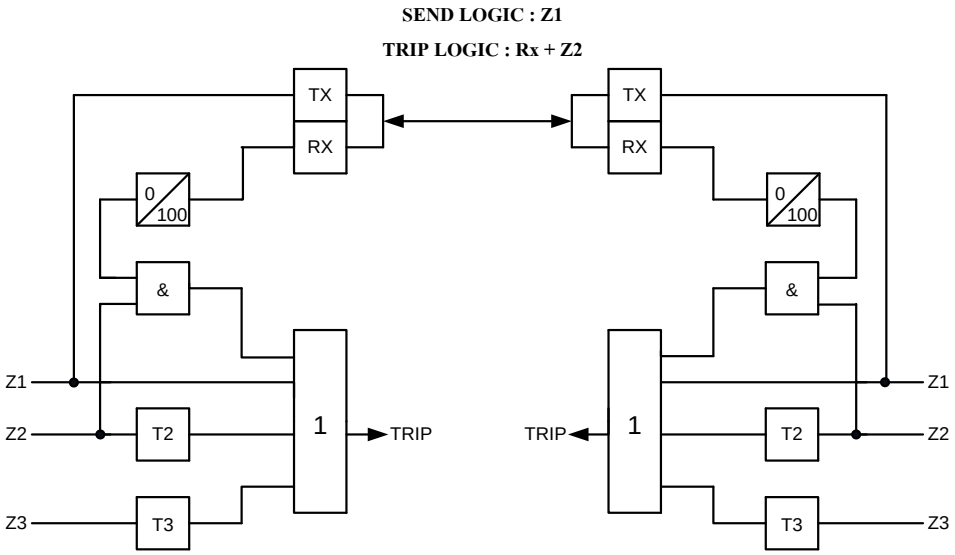
รูปที่ 2.6 แสดงการป้องกันสายส่งระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ [8]

ชุดป้องกันปฐมภูมิ ชุดที่ 1(PRI#1)

- รีเลย์ระยะทาง ใช้ระบบสื่อสารแบบ Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire (OPGW) ซึ่งเป็นเส้นใยแก้วนำแสงบรรจุอยู่ในสายดิน (Ground Wire)
- สำหรับสายส่งที่สั้นจะใช้รีเลย์ผลต่างกระแสสำหรับสายส่ง (Line Current Differential หรือ 87L) แทนรีเลย์ระยะทาง
- ระบบป้องกันระยะไกลแบบ Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) ปลดอุปกรณ์แบบหนึ่งเฟสหรือสามเฟส โดยใช้เวลาในการทำงานไม่เกิน 0.02 วินาที
- รีเลย์ทริป (Tripping Relay หรือ 94) ทำหน้าที่รับคำสั่งจากรีเลย์ระยะทาง แล้วส่งสัญญาณสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจร



(ก) แสดงการทำงานร่วมกันของรีเลย์ระยะทางและการป้องกันระยะไกล



(ข) แสดงแผนรูปตรรกะ (Logic Diagram) การป้องกันสายส่ง

รูปที่ 2.7 แสดงการทำงานร่วมกันระหว่าง รีเลย์ระยะทาง
กับการป้องกันระยะไกลแบบ Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) [8]

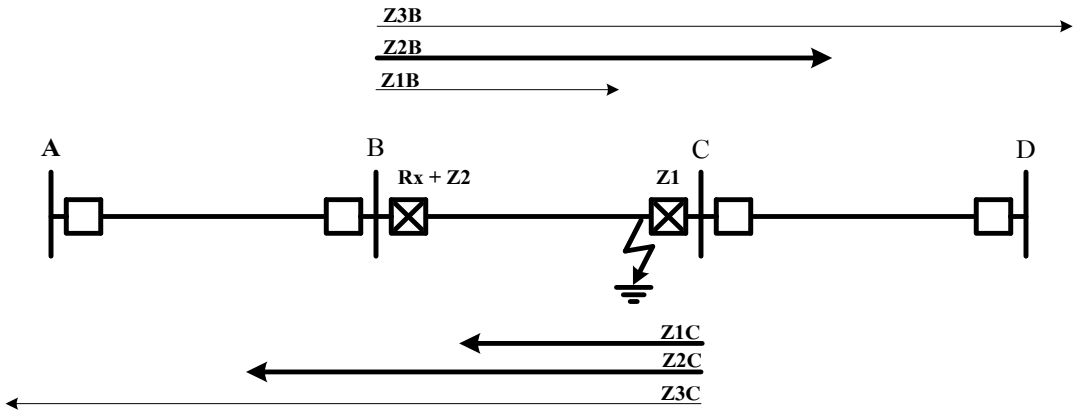
เมื่อเกิดความผิดพร่องภายในเขตป้องกันตามรูปที่ 2.7 (ก) รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้า B และ C จะจับสัญญาณความผิดพร่องที่เกิดขึ้นได้ โดยรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้า B จะมองความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็น Zone 2 ทำให้ต้องหน่วงเวลา 0.35 วินาทีในการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ ส่วนรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้า C จะมองความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็น Zone 1 ทำให้สามารถปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ทันที ซึ่งการที่สถานีไฟฟ้า B กำจัดความผิดพร่องด้วย Zone 2 และหน่วงเวลาทำงานนั้น อาจจะส่งผลกระทบต่อระบบส่งได้ ดังนั้นจึงได้นำการป้องกันระยะไกลแบบ

Permissive Underreaching Transferred Trip (PUTT) เข้ามาช่วยเพื่อให้ระบบป้องกันทำงานได้รวดเร็วขึ้นดังรูปที่ 2.7 (ข)

จากรูปที่ 2.7 (ข) รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้า C จะมองความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็น Zone 1 และปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ฝั่งตัวเองทันที พร้อมกับส่งสัญญาณด้วย Zone 1 ผ่านตัวส่ง (TX) ไปยังตัวรับ (RX) ของสถานีไฟฟ้า B ในขณะที่รีเลย์ระยะทางของสถานีไฟฟ้า B จะมองความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็น Zone 2 แล้วส่งสัญญาณไปยังอุปกรณ์ 2 ตัว คือ อุปกรณ์ T2 หน่วงเวลาการทำงาน 0.35 วินาที และอุปกรณ์ AND (&) ทำหน้าที่เปรียบเทียบสัญญาณ Zone 2 กับสัญญาณของตัวรับ (RX) เมื่อได้รับสัญญาณทั้งสองครบแล้วอุปกรณ์ AND จะส่งสัญญาณต่อไปยังอุปกรณ์หมายเลข 1 และปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทันทีโดยไม่ต้องหน่วงเวลาปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ 0.35 วินาที

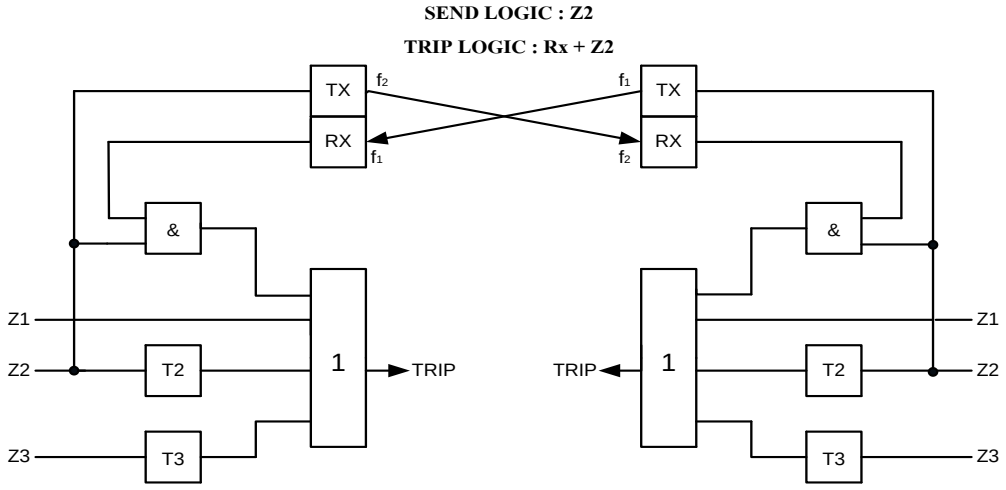
ชุดป้องกันปฐมภูมิ ชุดที่ 2 (PRI#2)

- รีเลย์ระยะทาง ใช้ระบบสื่อสารแบบ OPGW หรือ Power Line Carrier (PLC)
- สำหรับสายส่งที่สั้นจะใช้รีเลย์ผลต่างกระแสสำหรับสายส่ง (Line Current Differential หรือ 87L) แทนรีเลย์ระยะทาง
- ระบบป้องกันระยะไกลแบบ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) ปลดอุปกรณ์แบบหนึ่งเฟสหรือสามเฟส โดยใช้เวลาในการทำงานไม่เกิน 0.02 วินาที
- รีเลย์ทริป (Tripping Relay หรือ 94) ทำหน้าที่รับคำสั่งจากรีเลย์ระยะทาง แล้วส่งสัญญาณสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจร



(ก) แสดงการทำงานร่วมกันของรีเลย์ระยะทางและการป้องกันระยะไกล

รูปที่ 2.8 แสดงการทำงานร่วมกันระหว่าง รีเลย์ระยะทาง
กับการป้องกันระยะไกลแบบ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) [8]



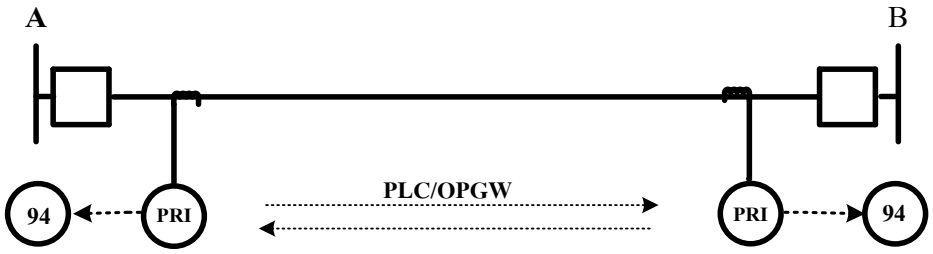
(ข) แสดงแผนรูปตรรกะ (Logic Diagram) การป้องกันสายส่ง

รูปที่ 2.8 แสดงการทำงานร่วมกันระหว่าง รีเลย์ระยะทาง
กับการป้องกันระยะไกลแบบ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) [8] (ต่อ)

เมื่อเกิดความผิดพร่องภายในเขตป้องกันตามรูปที่ 2.8 (ก) รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้า B และ C จะจับสัญญาณความผิดพร่องที่เกิดขึ้นได้ และทำงานในลักษณะใกล้เคียงกับรูปที่ 2.7 (ก) แตกต่างกันเล็กน้อยตรงที่รูปที่ 2.8 (ก) เป็นการทำงานร่วมกันระหว่างรีเลย์ระยะทางกับการป้องกันระยะไกลแบบ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) โดยได้แสดงแผนรูปตรรกะการทำงานของการป้องกันระยะไกลแบบ POTT ตามรูปที่ 2.8 (ข) ซึ่งรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้า C จะมองความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็น Zone 1 และปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ฝั่งตัวเองทันที พร้อมกับส่งสัญญาณด้วย Zone 2 ผ่านตัวส่ง (TX) ไปยังตัวรับ (RX) ของสถานีไฟฟ้า B ในขณะที่รีเลย์ระยะทางของสถานีไฟฟ้า B จะมองความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็น Zone 2 แล้วส่งสัญญาณไปยังอุปกรณ์ 3 ตัว คือ 1) อุปกรณ์ T2 หน่วงเวลาการทำงาน 0.35 วินาที 2) ตัวส่ง (TX) ส่งสัญญาณไปยังตัวรับ (RX) ของสถานีไฟฟ้าอีกฝั่ง และ 3) อุปกรณ์ AND ที่ทำหน้าที่เปรียบเทียบสัญญาณ Zone 2 กับสัญญาณของตัวรับ (RX) เมื่อได้รับสัญญาณทั้งสองครบแล้วอุปกรณ์ AND จะส่งสัญญาณต่อไปยังอุปกรณ์หมายเลข 1 และทำการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทันที

2.3.1.2 สายส่งระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์

ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์มีชุดป้องกันปฐมภูมิและชุดป้องกันสำรองอย่างละ 1 ชุด ดังรูปที่ 2.9 (ไม่แสดงชุดป้องกันสำรอง) มีอุปกรณ์ป้องกัน ดังนี้



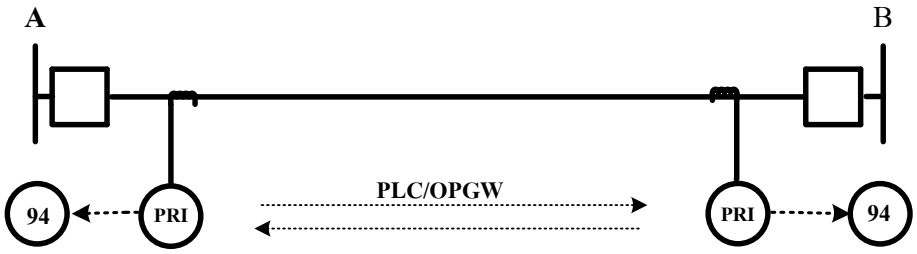
รูปที่ 2.9 แสดงการป้องกันสายส่งระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ [8]

ชุดป้องกันปฐมภูมิ (PRI)

- รีเลย์ระยะทาง ใช้ระบบสื่อสารแบบ OPGW หรือ PLC
- สำหรับสายส่งที่สั้นจะใช้รีเลย์ผลต่างกระแสสำหรับสายส่ง (Line Current Differential หรือ 87L) แทนรีเลย์ระยะทาง
- ระบบป้องกันระยะไกลแบบ Permissive Overreaching Transferred Trip (POTT) ปลดอุปกรณ์แบบสามเฟสสำหรับสายส่งทั่ว ๆ ไป และปลดอุปกรณ์แบบหนึ่งเฟสสำหรับสายส่งเชื่อมต่อ (Tie Line) โดยใช้เวลาในการทำงานไม่เกิน 0.03 วินาที
- รีเลย์ทริป (Tripping Relay หรือ 94) ทำหน้าที่รับคำสั่งจากรีเลย์ระยะทาง แล้วส่งสัญญาณไปสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจร

2.3.1.3 สายส่งระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์

ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์จะมีชุดป้องกันปฐมภูมิและชุดป้องกันสำรองอย่างละ 1 ชุด ดังรูปที่ 2.10 (ไม่แสดงชุดป้องกันสำรอง) มีอุปกรณ์ป้องกัน ดังนี้



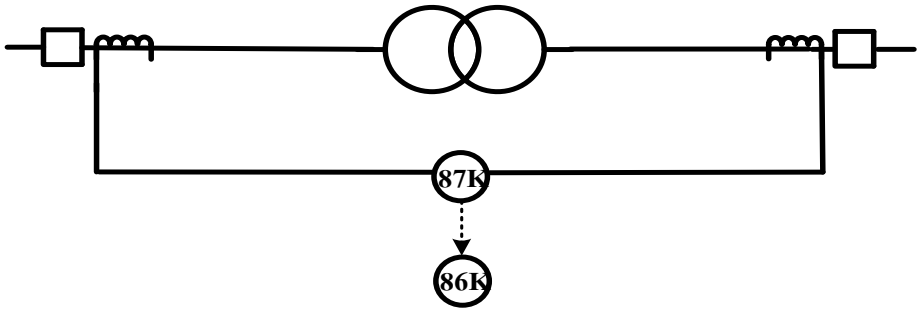
รูปที่ 2.10 แสดงการป้องกันสายส่งระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ [8]

ชุดป้องกันปฐมภูมิ (PRI)

- รีเลย์ระยะทาง ใช้ระบบสื่อสารแบบ OPGW หรือ PLC
- สำหรับสายส่งที่สั้นจะใช้รีเลย์ผลต่างกระแสสำหรับสายส่ง (Line Current Differential หรือ 87L) แทนรีเลย์ระยะทาง
- ระบบป้องกันระยะไกลแบบ POTT หรือ PUTT ปลดอุปกรณ์แบบสามเฟส โดยใช้เวลาในการทำงานไม่เกิน 0.04 วินาที
- รีเลย์ทริป (Tripping Relay หรือ 94) ทำหน้าที่รับคำสั่งจากรีเลย์ระยะทาง แล้วส่งสัญญาณสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจร

2.3.2 หลักการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาเฉพาะหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 115/22 (33) กิโลโวลต์ หรือหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังจ่ายโหลด (Loading Transformer) เท่านั้น ซึ่งหลักการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแสดงดังรูปที่ 2.11



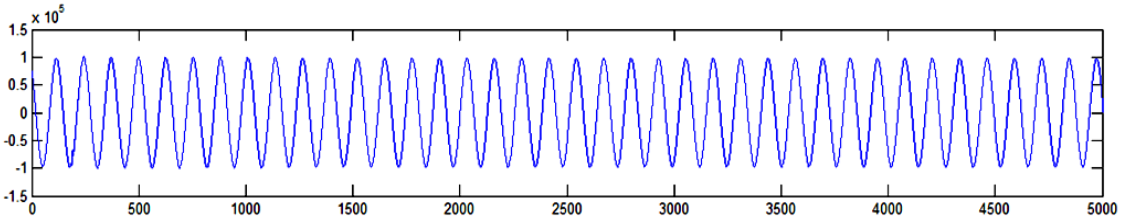
รูปที่ 2.11 แสดงการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 115/22 กิโลโวลต์

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังใช้รีเลย์ผลต่างกระแสสำหรับหม้อแปลง (Transformer Differential Relay หรือ 87K) เป็นตัวจับความผิดพร่องที่เกิดขึ้น ถ้ากระแสผลต่างที่รีเลย์จับได้มีค่าเป็นศูนย์หรือไม่เกินค่าที่ตั้งไว้ แสดงว่าหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังอยู่ในสภาวะปกติหรือเกิดความผิดพร่องภายนอกเขตป้องกัน แต่ถ้ากระแสผลต่างที่รีเลย์จับได้มีค่ามากเกินกว่าค่าที่ตั้งไว้ แสดงว่าเกิดความผิดพร่องภายในเขตป้องกัน ทำให้รีเลย์ผลต่างกระแสสำหรับหม้อแปลงส่งสัญญาณไปยังรีเลย์ทริปหม้อแปลง (Transformer Differential Auxiliary Tripping and Lockout Relay หรือ 86K) เพื่อส่งสัญญาณสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจร และเนื่องจากหลักการทำงานของรีเลย์ชนิดนี้เป็นการตรวจสอบความแตกต่างของกระแสที่ไหลผ่านหม้อแปลงทั้ง 2 ด้าน ดังนั้นจึงไม่สามารถใช้ป้องกันโหลดเกิน (Overload) ของหม้อแปลงได้

2.4 เครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล (Digital Fault Recorder หรือ DFR)

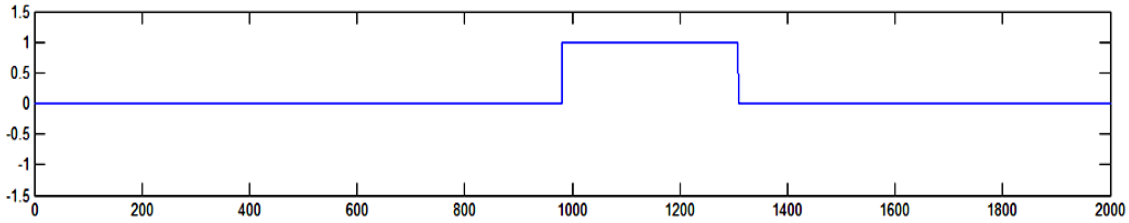
ปัจจุบันระบบส่งในประเทศได้ติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล (Digital Fault Recorder หรือ DFR) ที่สถานีส่งไฟฟ้าบางสถานี โดยพิจารณาจากสถานีที่มีขนาดใหญ่และมีความสำคัญเป็นหลัก ซึ่งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลทำหน้าที่บันทึกข้อมูลความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบส่ง ช่องสัญญาณการบันทึกข้อมูลความผิดพร่องแบ่งเป็น 2 แบบ คือ

1) สัญญาณแบบแอนะล็อก (Analog Signal) บันทึกสัญญาณแรงดันไฟฟ้าที่บัส สัญญาณกระแสไฟฟ้าในสายส่งแต่ละเส้น และสัญญาณกระแสของขดลวดตติยภูมิของหม้อแปลง เป็นต้น ลักษณะของสัญญาณแอนะล็อกแสดงดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 แสดงตัวอย่างสัญญาณแรงดันระดับ 115 กิโลโวลต์ที่บัส

2) สัญญาณแบบดิจิทัล (Digital) เป็นสัญญาณที่แสดงสถานะของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ที่ติดตั้งอยู่ในระบบ เช่นสัญญาณของรีเลย์ และสัญญาณเซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น โดยจะแสดงสถานะเพียงแค่หนึ่งกับศูนย์เท่านั้น ดังรูปที่ 2.13



รูปที่2.13 แสดงตัวอย่างช่องสัญญาณดิจิทัลของรีเลย์ทริป

2.4.1 หลักการทำงานของเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล

เครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลจะบันทึกและเก็บข้อมูลเมื่อมีสัญญาณใดสัญญาณหนึ่งเปลี่ยนแปลงเข้ากับเงื่อนไขที่กำหนดไว้ การบันทึกนั้นไม่ได้บันทึกเฉพาะสัญญาณที่เปลี่ยนแปลงไป แต่จะบันทึกสัญญาณทั้งหมดที่เชื่อมต่อเข้ากับเครื่องบันทึกความผิดพร่อง ถ้าสถานีส่งไฟฟ้าใดมีเครื่องบันทึกความผิดพร่องมากกว่าหนึ่งเครื่อง แล้วเครื่องใดเครื่องหนึ่งสามารถตรวจจับสัญญาณผิดพร่องที่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดได้ เครื่องบันทึกความผิดพร่องทุกเครื่องภายในสถานีส่งไฟฟ้านั้นก็จะบันทึกสัญญาณทั้งหมด เงื่อนไขที่ทำให้เครื่องบันทึกความผิดพร่องเริ่มทำการบันทึกข้อมูลมีดังต่อไปนี้

- ค่าของสัญญาณแรงดันต่ำกว่า 85% ของค่าแรงดันพิกัด
- ค่าของสัญญาณกระแสสูงกว่า 120% ของค่าพิกัดวงจรนั้นๆ
- สัญญาณรีเลย์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์มีการเปลี่ยนสถานะ

เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกเหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาประมาณ 4 วินาที สามารถแบ่งออกเป็น 3 ช่วง คือ ช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง (Pre fault), ช่วงระหว่างเกิด

ความผิดพร่อง (During fault) และช่วงหลังเกิดความผิดพร่อง (Post fault) แต่ละช่วงจะมีความยาวของเวลาแตกต่างกัน โดยมีเงื่อนไขในการบันทึกเวลาดังนี้

1) ช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง (Pre fault) เริ่มบันทึกสัญญาณก่อนเกิดความผิดพร่องเป็นเวลา 0.15 วินาที
2) ช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่อง (During fault) เริ่มบันทึกสัญณาณเมื่อมีสัญญาณใดสัญญาณหนึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามเงื่อนไขที่กำหนด จนกระทั่งสัญญาณนั้นไม่เป็นไปตามเงื่อนไข ช่วงนี้จะมีเวลามากหรือน้อยขึ้นอยู่กับความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบยาวนานแค่ไหน
3) ช่วงหลังเกิดความผิดพร่อง (Post fault) เริ่มบันทึกเมื่อไม่มีสัญญาณใดปีนไปตามเงื่อนไข และบันทึกต่อจากช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่อง

2.4.2 ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล

Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE IEEEC37.111.1999) [15] เป็นมาตรฐานจัดเก็บไฟล์ภายในเครื่องบันทึกความผิดพร่อง โดยจะบันทึกแต่ละเหตุการณ์แล้วเก็บข้อมูลตามมาตรฐานนั้น มีไฟล์เก็บข้อมูลทั้งหมด 4 ไฟล์ คือ ไฟล์หัว (Header file) ไฟล์โครงร่าง (Config file) ไฟล์ข้อมูล (Data file) และไฟล์รายละเอียด (Information file) ไฟล์ที่จำเป็นในการวิเคราะห์เหตุการณ์ผิดพร่อง คือ ไฟล์โครงร่างและไฟล์ข้อมูล

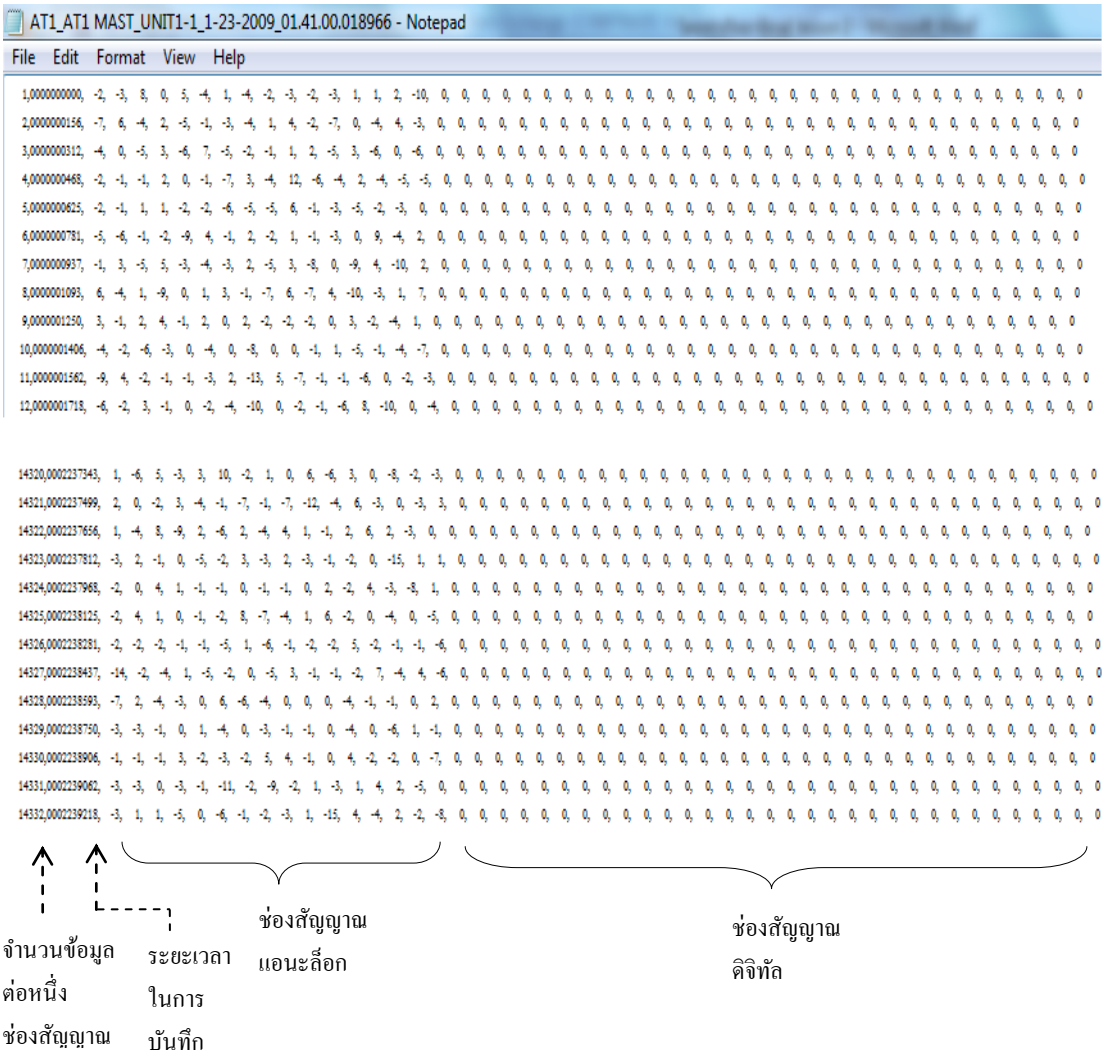
2.4.2.1 ไฟล์โครงร่าง (Config file)

เป็นไฟล์ที่แสดงรายละเอียดของข้อมูลที่จัดเก็บ เช่น ชื่อของสถานีไฟฟ้า ปีมาตรฐาน COMTRADE จำนวนช่องสัญญาณทั้งหมดโดยแบ่งเป็นช่องสัญญาณแอนะล็อกและช่องสัญญาณดิจิทัล ชื่อช่องสัญญาณแต่ละช่อง และวันเวลาที่ทำการบันทึกข้อมูล เป็นต้น สังเกตตัวอย่างไฟล์โครงร่างจากรูปที่ 2.14 ซึ่งแสดงข้อมูลของไฟล์โครงร่างที่สถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1 บันทึกเมื่อวันที่ 23 มกราคม 2009 เวลาประมาณ 8.40.59 นาฬิกา นำสัญญาณเข้าสถานี 48 สัญญาณ เป็นสัญญาณแอนะล็อก 16 สัญญาณ และสัญญาณดิจิทัล 32 สัญญาณ ความถี่ 50 เฮิร์ต อัตราการสุ่ม 6400 จุดต่อวินาที จำนวนข้อมูล 14332 จุดต่อช่องสัญญาณ

รูปที่2.14 แสดงตัวอย่างข้อมูลของไฟล์โครงร่างที่สถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1

2.4.2.2 ไฟล์ข้อมูล (Data file)

เป็นไฟล์ที่เก็บค่าต่าง ๆ ของแต่ละช่องสัญญาณที่บันทึกได้ ตัวอย่างดังรูปที่ 2.15 แสดงข้อมูลของไฟล์ข้อมูลที่สถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1 มีจำนวนข้อมูล 14332 จุดต่อช่องสัญญาณ ช่วงเวลาในการบันทึกเหตุการณ์ประมาณ 2.239 วินาที มีช่องสัญญาณทั้งหมด 48 สัญญาณ เป็นสัญญาณแอนะล็อก 16 สัญญาณ และสัญญาณดิจิทัล 32 สัญญาณ



รูปที่2.15 แสดงตัวอย่างไฟล์ข้อมูลที่สถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1

2.4.3 การอ่านข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล

การนำข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องไปใช้งาน จำเป็นต้องทราบว่าแต่ละช่องสัญญาณนั้นตรวจจับอุปกรณ์ป้องกันชนิดใด เป็นอุปกรณ์ป้องกันของสายส่งเส้นไหน และทำหน้าที่วัดแรงดันหรือกระแสที่จุดใด เป็นต้น การอ่านข้อมูลดังกล่าวสามารถอ่านจากไฟล์โครงร่างของเครื่องบันทึกความผิดพร่องได้ ซึ่งแสดงวิธีการอ่านชื่อของช่องสัญญาณแอนะล็อกและดิจิทัลไว้ในตารางที่ 2.1 และ 2.2 ตามลำดับ

ตารางที่2.1 แสดงตัวอย่างการอ่านชื่อช่องสัญญาณแอนะล็อกของสถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1

ชนิดของสัญญาณ	ระดับแรงดัน (kV)	ชื่ออุปกรณ์	ลำดับที่	เฟส	ชนิดของอุปกรณ์
V	230	B	-	A	Bus
V	230	B	-	B	Bus
V	230	B	-	C	Bus
I	230	TTK	1	A	Line
I	230	TTK	1	B	Line
I	230	TTK	1	C	Line
I	230	CAP	1	A	Capacitor Bank
I	230	CAP	1	B	Capacitor Bank
I	230	CAP	1	C	Capacitor Bank
I	230	KT	7A	A	Transformer
I	230	KT	7A	B	Transformer
I	230	KT	7A	C	Transformer

จากตารางที่2.1 แสดงตัวอย่างชื่อของช่องสัญญาณแอนะล็อก ดังนี้

- คอลัมน์ที่ 1 แสดงว่าช่องสัญญาณนั้นวัดแรงดันหรือกระแส โดยใช้อักษร V หรือ I เป็นสัญลักษณ์
- คอลัมน์ที่ 2 แสดงระดับแรงดันของระบบส่ง อาจบอกระดับแรงดันโดยตรง หรืออาจใช้สัญลักษณ์ตัวเลข 70 แทนระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ตัวเลข 80 แทนระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ และตัวเลข 90 แทนระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์

- คอลัมน์ที่ 3 แสดงชื่ออุปกรณ์หรือชื่อสถานีไฟฟ้าปลายทางในกรณีที่อุปกรณ์นั้นเป็นสายส่ง เช่น สัญลักษณ์ B แทน Bus และสัญลักษณ์ TTK แทนสายส่งที่ส่งไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าท่าตะโก เป็นต้น
- คอลัมน์ที่ 4 แสดงแสดงลำดับวงจรของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ เช่น สัญลักษณ์ 1 แทนวงจรลำดับที่ 1 และสัญลักษณ์ 7A แทนหม้อแปลงลำดับที่ 7 เป็นต้น
- คอลัมน์ที่ 5 แสดงเฟสของอุปกรณ์ที่ทำการวัดค่า
- คอลัมน์ที่ 6 แสดงชนิดอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับช่องสัญญาณ โดยมีความสัมพันธ์กับคอลัมน์ที่สาม

ตารางที่2.2 แสดงตัวอย่างการอ่านชื่อช่องสัญญาณดิจิทัลของสถานีส่งไฟฟ้าอ่างทอง 1

ชนิดของสัญญาณ	**ระดับแรงดัน (kV)**	**ชื่ออุปกรณ์**	**ลำดับที่**	**เฟส**	**ชนิดของอุปกรณ์**
D	230	TTK	1	3P	Relay 94P
D	230	TTK	1	3P	Relay 94BU
D	230	TTK	1	3P	Relay 79
D	230	TTK	1	3P	Relay 86DTT
D	80	52	1	3P	Relay 86BF
D	80	52	1	3P	Breaker 52b
D	230	CAP	1	3P	Relay 51C
D	230	CAP	1	3P	Relay 59C
D	230	CAP	1	3P	Relay 60C
D	230	KT	7A	3P	Relay 86K
D	230	KT	7A	3P	Relay 86X

จากตารางที่2.2 แสดงตัวอย่างชื่อของช่องสัญญาณดิจิทัล ดังนี้

- คอลัมน์ที่ 1 แสดงว่าเป็นช่องสัญญาณดิจิทัล โดยใช้อักษร D เป็นสัญลักษณ์
- คอลัมน์ที่ 2 แสดงระดับแรงดันของระบบส่ง อาจบอกระดับแรงดันโดยตรง หรืออาจใช้สัญลักษณ์ตัวเลข 70 แทนระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ตัวเลข 80 แทนระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ และตัวเลข 90 แทนระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์

- คอลัมน์ที่ 3 แสดงชื่ออุปกรณ์ที่ถูกป้องกันหรือชื่ออุปกรณ์ป้องกัน เช่น สัญลักษณ์ TTK แทนการป้องกันสายส่งที่ส่งไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าท่าตะโก และสัญลักษณ์ 52 แทน เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น
- คอลัมน์ที่ 4 แสดงแสดงลำดับวงจรของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ เช่น สัญลักษณ์ 1 แทนวงจรลำดับที่ 1 และสัญลักษณ์ 7A แทนหม้อแปลงลำดับที่ 7 เป็นต้น
- คอลัมน์ที่ 5 แสดงเฟสของอุปกรณ์ที่ถูกป้องกัน ถ้าอุปกรณ์นั้นป้องกันเพียงเฟสเดียวจะแสดงสัญลักษณ์ของเฟสนั้น แต่ถ้าอุปกรณ์ป้องกันพร้อมกันทั้งสามเฟสจะแสดงสัญลักษณ์ 3P หรือ ไม่แสดงสัญลักษณ์ใดเลย
- คอลัมน์ที่ 6 แสดงชนิดของอุปกรณ์ป้องกันที่เชื่อมต่อกับช่องสัญญาณ ซึ่งการป้องกันสายส่ง หรือหม้อแปลงจะมีอุปกรณ์ป้องกันที่แตกต่างกัน ตามที่กล่าวในหัวข้อ 2.3

2.4.4 สัญญาณที่นำเข้าเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล [7]

สัญญาณแอนะล็อกและดิจิทัลที่นำเข้าเครื่องบันทึกความผิดพร่องมีหลายสัญญาณขึ้นอยู่กับความสำคัญของสถานีส่งไฟฟ้า ระดับแรงดันและระบบป้องกันที่ใช้เป็นหลัก โดยแต่ละระดับแรงดันจะมีสัญญาณบางส่วนที่นำเข้าเครื่องบันทึกความผิดพร่องเหมือนกัน ดังนั้นจึงอาศัยความสัมพันธ์ของสัญญาณเหล่านี้มาใช้จำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งได้ สัญญาณที่นำมาวิเคราะห์มีดังนี้

1) ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์

1.1) สัญญาณแอนะล็อก

- หม้อแปลงแรงดันที่บัสทั้งสามเฟส ถ้ามีไม่ครบสามเฟสให้นำเข้าบางเฟส
- หม้อแปลงแรงดันที่สายส่งทั้งสามเฟส ถ้ามีไม่ครบสามเฟสให้นำเข้าบางเฟส
- หม้อแปลงกระแสที่สายส่งทั้งสามเฟส
- หม้อแปลงกระแสที่บุชชิ่งด้านแรงสูงของหม้อแปลงทั้งสามเฟส

1.2) สัญญาณดิจิทัล (การเปลี่ยนสถานะเหตุการณ์)

- รีเลย์ทริปชุดป้องกันที่ 1 ของสายส่ง 500 กิโลโวลต์ (500 kV Line Protection 1 Relay Trip)
- ตัวรับสัญญาณชุดป้องกันที่ 1 ของสายส่ง 500 กิโลโวลต์ (500 kV Line Protection 1 Carrier Receive)

- ตัวส่งสัญญาณชุดป้องกันที่ 1 ของสายส่ง 500 กิโลโวลต์ (500 kV Line Protection 1 Carrier Transmit)
- รีเลย์ทริปชุดป้องกันที่ 2 สายส่ง 500 กิโลโวลต์ (500 kV Line Protection 1 Relay Trip)
- ตัวรับสัญญาณชุดป้องกันที่ 2 ของสายส่ง 500 กิโลโวลต์ (500 kV Line Protection 1 Carrier Receive)
- ตัวส่งสัญญาณชุดป้องกันที่ 2 ของสายส่ง 500 กิโลโวลต์ (500 kV Line Protection 1 Carrier Transmit)
- รีเลย์ทริปล็อคเอ้าท์ของหม้อแปลงชุดแรก (Transformer Primary Lockout Relay Trip : 86K1)
- รีเลย์ทริปล็อคเอ้าท์ของหม้อแปลงชุดสอง (Transformer Secondary Lockout Relay Trip : 86K2)
- รีเลย์ใช้งานล็อคเอ้าท์หม้อแปลง (Transformer Lockout Relay Operate :86X)

2) ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์

1.1) สัญญาณแอนะล็อก

- หม้อแปลงแรงดันที่บัสทั้งสามเฟส ถ้ามีไม่ครบสามเฟสให้นำเข้าบางเฟส
- หม้อแปลงแรงดันที่สายส่งทั้งสามเฟส ถ้ามีไม่ครบสามเฟสให้นำเข้าบางเฟส
- หม้อแปลงกระแสที่สายส่งทั้งสามเฟส
- หม้อแปลงกระแสที่บุชชิ่งด้านแรงสูงของหม้อแปลงทั้งสามเฟส

1.2) สัญญาณดิจิทัล (การเปลี่ยนสถานะเหตุการณ์)

- รีเลย์ทริปชุดปฐมภูมิ สายส่ง 230 กิโลโวลต์ (230 kV Primary Relay Trip)
- รีเลย์ทริปชุดสำรอง สายส่ง 230 กิโลโวลต์ (230 kV Backup Relay Trip)
- ตัวรับสัญญาณแบบ PTT ของสายส่ง 230 กิโลโวลต์ (230 kV PTT Carrier Receive)
- ตัวส่งสัญญาณแบบ PTT ของสายส่ง 230 กิโลโวลต์ (230 kV PTT Carrier Transmit)
- รีเลย์ทริปล็อคเอ้าท์ผลต่างหม้อแปลง (Transformer Differential Relay Lockout Trip : 86K)
- ตัวช่วยทริปล็อคเอ้าท์ของหม้อแปลง (Transformer Trouble Lockout Trip : 86X)

3) ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์

1.1) สัญญาณแอนะล็อก

- หม้อแปลงแรงดันที่บัสทั้งสามเฟส ถ้ามีไม่ครบสามเฟสให้นำเข้าบางเฟส
- หม้อแปลงแรงดันที่สายส่งทั้งสามเฟส ถ้ามีไม่ครบสามเฟสให้นำเข้าบางเฟส
- หม้อแปลงกระแสที่สายส่งทั้งสามเฟส
- หม้อแปลงกระแสที่บุชชิ่งด้านแรงสูงของหม้อแปลงทั้งสามเฟส

1.2) สัญญาณดิจิทัล (การเปลี่ยนสถานะเหตุการณ์)

- รีเลย์ทริปชุดปฐมภูมิ สายส่ง 115 กิโลโวลต์ (115 kV Primary Relay Trip)
- รีเลย์ทริปชุดสำรอง สายส่ง 115 กิโลโวลต์ (115 kV Backup Relay Trip)
- ตัวรับสัญญาณของสายส่ง 115 กิโลโวลต์ (115 kV Carrier Receive)
- ตัวส่งสัญญาณของสายส่ง 115 กิโลโวลต์ (115 kV Carrier Transmit)
- รีเลย์ทริปล็อคเอ้าท์ผลต่างหม้อแปลง (Transformer Differential Relay Lockout Trip : 86K)
- ตัวช่วยทริปล็อคเอ้าท์ของหม้อแปลง (Transformer Trouble Lockout Trip : 86X)

บทที่ 3
รูปแบบและเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องในกรณีที่ศึกษา

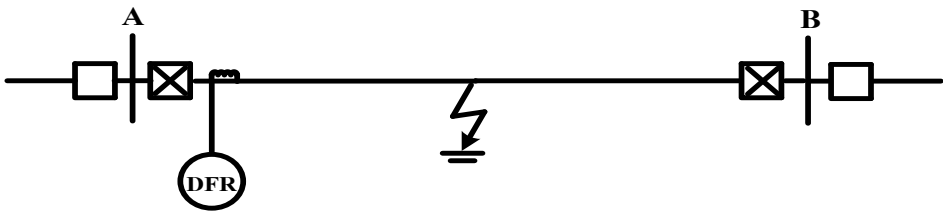
บทนี้กล่าวถึงรูปแบบและเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้นบนสายส่ง โดยอาศัยความรู้ความเข้าใจจากทฤษฎีบทที่ 2 เข้ามาช่วย ซึ่งกำหนดรูปแบบการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องเป็น 8 รูปแบบ

3.1 รูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง

การสร้างเงื่อนไขเพื่อจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องต้องอาศัยหลักการทางทฤษฎีและข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่อง เนื่องจากแต่ละเหตุการณ์ที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้มีการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและรูปคลื่นแรงดันกับกระแสแตกต่างกันอยู่บ้าง โดยข้อมูลที่แตกต่างกันจะช่วยให้สามารถแยกแยะได้ว่า ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นมีลักษณะตรงกับรูปแบบใด ดังต่อไปนี้

1) ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นถาวร (Line Permanent Fault Event)
2) ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว (Line Temporary Fault Event)
3) เกิดความผิดพร่องบนสายส่งใกล้เคียง และอุปกรณ์ป้องกันหลักทำงานถูกต้อง (Through Fault Event)
4) อุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Backup Trip Event)
5) เกิดความผิดพร่องด้านแรงต่ำของหม้อแปลง 115/22 kV (MV Fault Event)
6) เกิดความผิดพร่องบนสายส่ง 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย (PEA 115 kV Line Fault Event)
7) เกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า (Power Plant Line Fault Event)
8) อุปกรณ์ป้องกันทำงาน แต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ (No-Fault Trip Event)

3.1.1 รูปแบบที่ 1: ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นถาวร (Line Permanent Fault Event)



รูปที่ 3.1 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ
ตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล รูปแบบที่ 1

รูปที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพร่องบนสายส่งจากสถานีไฟฟ้าที่มีเครื่องบันทึกความผิดพร่องติดตั้งอยู่ โดยระบบป้องกันหลักเห็นความผิดพร่องที่ Zone 1 และทำงานได้อย่างถูกต้อง (☒ อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ทำงาน) แล้วความผิดพร่องที่เกิดขึ้นนั้นมีค่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องใกล้เคียงหรือเท่ากับศูนย์ เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบอย่างถาวร มีอยู่สองลักษณะ คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบโดยไม่ปิดวงจรกลับอีกครั้ง (Non-Reclose) หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบแล้วปิดวงจรกลับอีกครั้ง (Reclose) แต่ตรวจพบว่ายังมีความผิดพร่องค้างอยู่ในระบบ ทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบอีกครั้งอย่างถาวร (Trip and Lockout) แสดงเงื่อนไขการจำแนกได้ดังนี้

สัญญาณแอนะล็อก

- แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ เนื่องจากโดยปกติแล้วจะควบคุมระดับการจ่ายแรงดันไว้ไม่เกิน +/- 5% ของแรงดันปกติ เมื่อนำค่านี้ไปทดสอบโดยตั้งค่าแรงดันตกไว้ที่ 5% ของแรงดันปกติ พบว่าเหตุการณ์ผิดพร่องจำนวนหนึ่งมีช่วงแรงดันตกที่ 4-5 % ของแรงดันปกติ ดังนั้นเพื่อให้โปรแกรมสามารถกรองเหตุการณ์ผิดพร่องได้ครอบคลุมมากยิ่งขึ้น จึงกำหนดค่าแรงดันตกไว้ที่ 4% ของแรงดันปกติ
- กระแสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องมากกว่าสองเท่าของกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ($I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$) เนื่องจากโดยปกติรีเลย์กระแสเกินตั้งค่ากระแสตัดวงจรไว้ที่ 1-1.3 เท่าของกระแสปกติ (ขึ้นอยู่กับผู้ผลิต) ดังนั้นจึงนำการตั้งค่าของรีเลย์กระแสเกินมาเป็นข้อกำหนดพื้นฐานในการหากระแสผิดพร่องของระบบ แต่ถ้าตั้งค่ากระแสผิดพร่องไว้ที่ 1.3 เท่าของกระแสปกติ จะเกิดปัญหาในกรณีที่กระแสปกติมีค่าน้อย หรือกรณีที่มีสัญญาณรบกวนในระบบ หรือเกิด

ความคลาดเคลื่อนในการบันทึกข้อมูลของเครื่องบันทึกความผิดพร่อง ด้วยเหตุนี้จึงต้องตั้งค่ากระแสผิดพร่องให้สูงพอสมควรเพื่อป้องกันปัญหาเหล่านี้ ยกเว้นกรณีความผิดพร่องชนิดความต้านทานสูง (High-impedance fault) ที่มีค่ากระแสผิดพร่องต่ำซึ่งตรวจจับได้ยาก

- กระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่าน้อยกว่า 5 A (Ipost_fault < 5 A) เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบอย่างถาวร และเครื่องบันทึกความผิดพร่องมีความคลาดเคลื่อนในการบันทึกข้อมูล ทำให้ไม่สามารถตั้งค่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องเท่ากับศูนย์ได้ แต่ถ้าตั้งค่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องสูงเกินไปอาจทำให้โปรแกรมจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องผิดพลาดได้ เนื่องจากสายส่งบางเส้นกระแสช่วงปกติมีค่าไม่มาก ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบแล้วสับเข้าระบบอีกครั้ง แต่โหลดที่รับกระแสจากสายส่งเส้นนี้ถูกย้ายไปรับกระแสจากสายส่งเส้นอื่น จะทำให้ค่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่าน้อยกว่ากระแสช่วงปกติมาก
- มีช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min < 5 A) สาเหตุที่กำหนดค่ากระแสปลดวงจร 5 A เนื่องจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องมีความคลาดเคลื่อนในการบันทึกข้อมูล และมีบางกรณีขณะที่ปลดวงจรออกจากระบบจะมีกระแสอาร์คของเซอร์กิตเบรกเกอร์หลงเหลืออยู่ ซึ่งทำให้ค่ากระแสช่วงปลดวงจรไม่เท่ากับศูนย์ แต่ถ้าตั้งค่ากระแสช่วงปลดวงจรสูงเกินไปอาจเข้าใจผิดได้ในกรณีสายส่งที่ไม่ได้จ่ายโหลด เนื่องจากกรณีนี้กระแสปกติมีค่าค่อนข้างน้อย ดังนั้นค่ากระแสขณะปลดวงจรควรใช้ค่า ๆ หนึ่งที่ใกล้เคียงกับศูนย์และมีค่าไม่มากเกินไป
- เวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) อยู่ใน Zone 1
    - ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลา 0 - 0.35 วินาที
    - ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลา 0 - 0.5 วินาที

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) หรือรีเลย์กระแสเกิน (50/51) ต้องเปลี่ยนสถานะ

- ตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive) ต้องเปลี่ยนสถานะ เนื่องจากสายส่งฝั่งตรงข้ามจับกระแสผิดพร่องได้ และส่งสัญญาณมาที่ตัวรับอีกฝั่ง

3.1.2 รูปแบบที่ 2: ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว (Line Temporary Fault Event)

มีลักษณะความผิดพร่องและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเหมือนรูปแบบที่ 1 แต่แตกต่างกันตรงที่ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในรูปแบบที่ 2 เป็นความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว ทำให้กระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่าใกล้เคียงกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบและปิดวงจรกลับอีกครั้ง (Reclose) เพื่อให้ระบบใช้งานตามปกติ แสดงเงื่อนไขการจำแนกได้ดังนี้

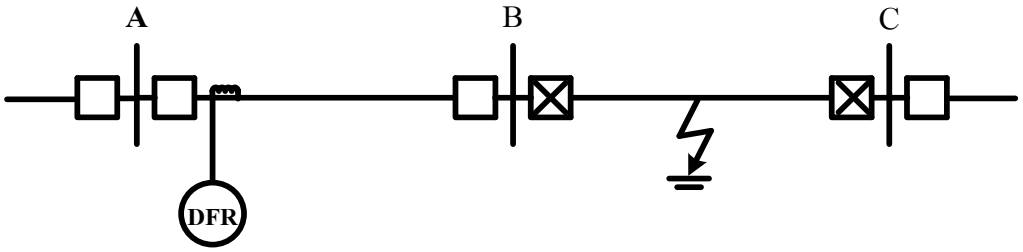
สัญญาณแอนะล็อก

- แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ
- กระแสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องมากกว่าสองเท่าของกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ($I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$)
- กระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่ามากกว่า 5 A (Ipost_fault > 5 A) เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรเข้าสู่ระบบอีกครั้ง
- มีช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min < 5 A)
- เวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) อยู่ใน Zone 1
    - ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลา 0 - 0.35 วินาที
    - ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลา 0 - 0.5 วินาที

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) หรือรีเลย์กระแสเกิน (50/51) ต้องเปลี่ยนสถานะ
- ตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive) ต้องเปลี่ยนสถานะ เนื่องจากสายส่งฝั่งตรงข้ามจับกระแสผิดพร่องได้ และส่งสัญญาณมาที่ตัวรับอีกฝั่ง

3.1.3 รูปแบบที่ 3: เกิดความผิดพร่องบนสายส่งใกล้เคียง และอุปกรณ์ป้องกันหลักทำงานถูกต้อง (Through Fault Event)



รูปที่ 3.2 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ
ตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล รูปแบบที่ 3

รูปที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดพร่องบนสายส่งจากสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีเครื่องบันทึกความผิดพร่องติดตั้งอยู่ และระบบป้องกันหลักเห็นความผิดพร่องที่ Zone 1 และทำงานได้อย่างถูกต้อง แต่ไม่มีข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องที่สถานีไฟฟ้านั้น ทำให้ต้องใช้ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องของสถานีไฟฟ้าใกล้เคียงที่บันทึกสัญญาณกระแสผิดพร่องที่ไหลผ่านได้ โดยแสดงเงื่อนไขการจำแนกได้ดังนี้

สัญญาณแอนะล็อก

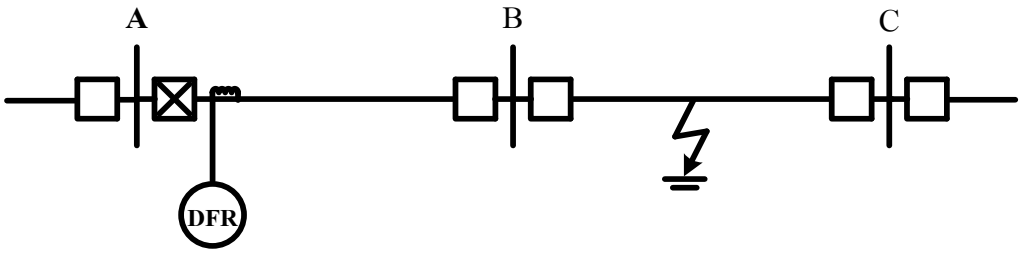
- แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ
- กระแสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องมากกว่าสองเท่าของกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ($I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$)
- เปรียบเทียบกระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องกับกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ตามสมการ $|I_{post_fault} - I_{pre_faultl}| \geq 0.05 * I_{pre_fault}$
- เวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) อยู่ใน Zone 1
    - ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลา 0.02 - 0.35 วินาที
    - ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลา 0.02 - 0.5 วินาที

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) หรือรีเลย์กระแสเกิน (50/51) ต้องไม่มีตัวใดเปลี่ยนสถานะ

- ตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive) ต้องไม่เปลี่ยนสถานะเนื่องจากความผิดพร่องเกิดนอกส่วนป้องกัน ทำให้การป้องกันระยะไกลไม่ทำงาน

3.1.4 รูปแบบที่ 4: อุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Backup Trip Event)



รูปที่ 3.3 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ
ตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล รูปแบบที่ 4

รูปที่ 3.3 เมื่อเกิดความผิดพร่องบนสายส่งจากสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีเครื่องบันทึกความผิดพร่องติดตั้งอยู่ และระบบป้องกันหลักไม่ทำงานหรือทำงานผิดพลาด ส่งผลให้ระบบป้องกันสำรองที่สถานีไฟฟ้าใกล้เคียงเห็นความผิดพร่อง Zone 2 หรือ Zone 3 และทำงานแทนระบบป้องกันหลัก โดยแสดงเงื่อนไขการจำแนกโดยใช้ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องของสถานีไฟฟ้าใกล้เคียงได้ดังนี้

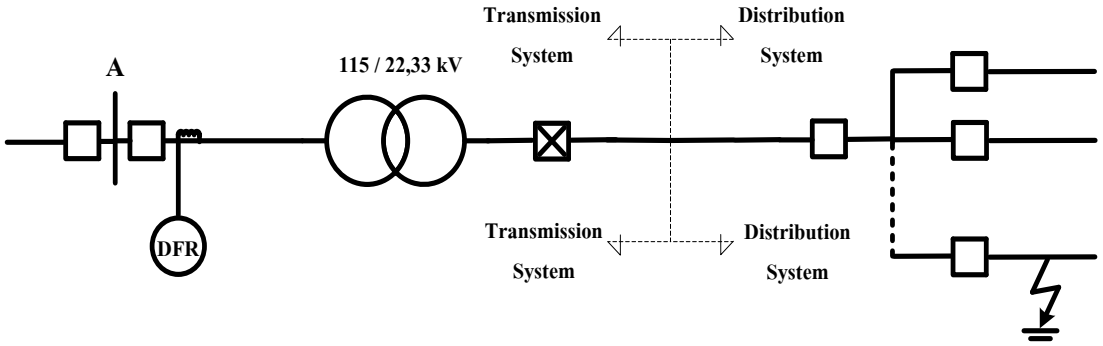
สัญญาณแอนะล็อก

- แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ
- กระแสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องมากกว่าสองเท่าของกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ($I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$)
- มีช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min < 5 A)
- เวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) อยู่ใน Zone 2 หรือ Zone 3
    - ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลาตั้งแต่ 0.35 วินาที เป็นต้นไป
    - ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ทำงานในช่วงเวลาตั้งแต่ 0.5 วินาที เป็นต้นไป

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) หรือรีเลย์กระแสเกิน (50/51) ต้องเปลี่ยนสถานะ
- ตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive) ต้องไม่เปลี่ยนสถานะเนื่องจากความผิดพร่องเกิดนอกส่วนป้องกัน ทำให้การป้องกันระยะไกลไม่ทำงาน

3.1.5 รูปแบบที่ 5: เกิดความผิดพร่องด้านแรงต่ำของหม้อแปลง 115/22 kV (MV Fault Event)



รูปที่ 3.4 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ
ตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล รูปแบบที่ 5

จากรูปที่ 3.4 เมื่อเกิดความผิดพร่องบนสายจำหน่ายทางด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้าและระบบป้องกันหลักทางด้านทุติยภูมิไม่ทำงาน ส่งผลให้ระบบป้องกันสำรองทางด้านทุติยภูมิทำงาน โดยข้อมูลที่ได้มาจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องที่บันทึกข้อมูลเฉพาะทางด้านปฐมภูมิแสดงเงื่อนไขการจำแนกดังนี้

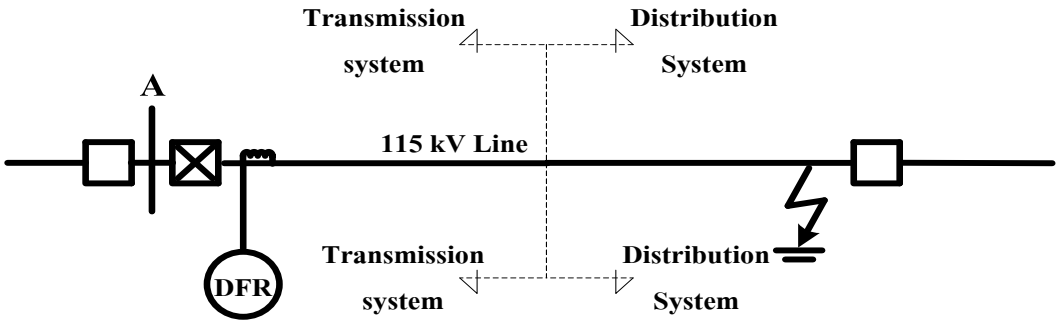
สัญญาณแอนะล็อก

- แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ
- พบกระแสผิดพร่องที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 115/22 (33) กิโลโวลต์ (I70KT)
- กระแสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องมากกว่าสองเท่าของกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ($I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$)
- มีช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min < 5 A)
- เวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) มากกว่า 1.5 วินาที เนื่องจากระบบป้องกันสำรองทางด้านทุติยภูมิทำงาน

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ป้องกันของหม้อแปลง คือ 86K และ 86X ต้องไม่มีตัวใดเปลี่ยนสถานะ เนื่องจากความผิดพร่องเกิดภายนอกหม้อแปลง

3.1.6 รูปแบบที่ 6: เกิดความผิดพร่องบนสายส่ง 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่าง ระบบส่งและระบบจำหน่าย (PEA 115 kV Line Fault Event)



รูปที่ 3.5 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ
ตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล รูปแบบที่ 6

จากรูปที่ 3.5 เมื่อเกิดความผิดพร่องบนสายส่งระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย แล้วระบบป้องกันของระบบส่งทำงาน ข้อมูลที่ได้มาจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องที่ติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าของระบบส่ง โดยแสดงเงื่อนไขการจำแนกดังนี้

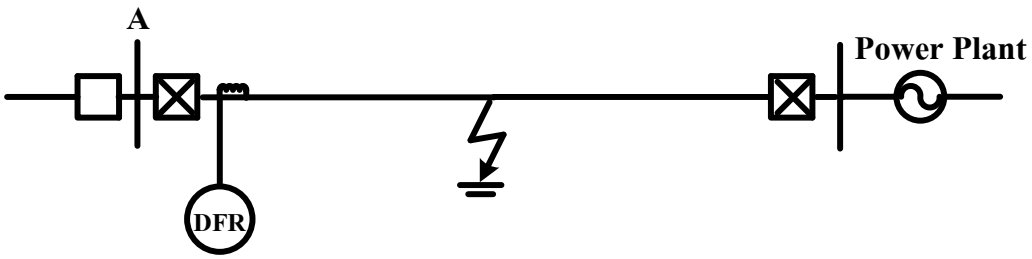
สัญญาณแอนะล็อก

- แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ
- พบกระแสผิดพร่องบนสายส่ง 115 กิโลโวลต์ที่ส่งไปยังระบบจำหน่าย (I70PEA)
- กระแสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องมากกว่าสองเท่าของกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ($I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$)
- มีช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min < 5 A)

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) หรือรีเลย์กระแสเกิน (50/51) ต้องเปลี่ยนสถานะ

3.1.7 รูปแบบที่ 7: เกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า (Power Plant Line Fault Event)



รูปที่ 3.6 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ
ตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล รูปแบบที่ 7

จากรูปที่ 3.6 เมื่อเกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า และเป็นสถานีไฟฟ้าที่มีเครื่องบันทึกความผิดพร่องติดตั้งอยู่ แล้วระบบป้องกันหลักเห็นความผิดพร่องที่ Zone 1 และทำงานได้อย่างถูกต้อง กรณีนี้ตั้งค่าสำหรับการปิดวงจรซ้ำที่เวลา 10 วินาที แต่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกเหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาประมาณ 4 วินาทีเท่านั้น ทำให้กระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องไม่ได้บันทึกอยู่ในข้อมูลชุดเดียวกับกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ดังนั้นกล่าวได้ว่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องของข้อมูลชุดแรกจะเป็นกระช่วงที่เซอร์กิตเบรคเกอร์ปลดวงจรครั้งแรกนั่นเอง แสดงเงื่อนไขการจำแนกดังนี้

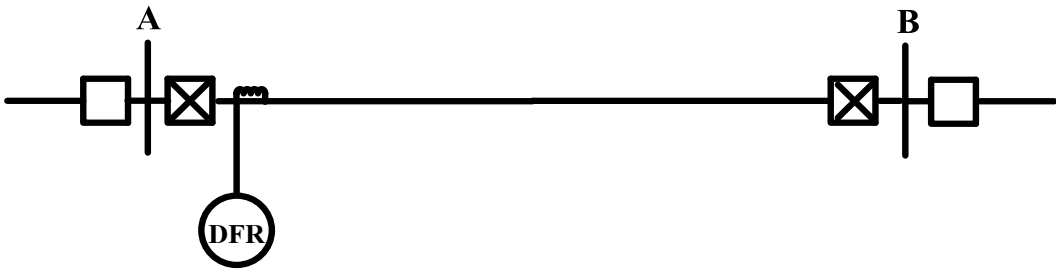
สัญญาณแอนะล็อก

- แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ
- พบกระแสผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า
- กระแสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องมากกว่าสองเท่าของกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง ($I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$)
- มีช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min < 5 A)

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) หรือรีเลย์กระแสเกิน (50/51) ต้องเปลี่ยนสถานะ

3.1.8 รูปแบบที่ 8: อุปกรณ์ป้องกันทำงาน แต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ (No-Fault Trip Event)



รูปที่ 3.7 แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและ
ตำแหน่งติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล รูปแบบที่ 8

จากรูปที่ 3.7 ระบบป้องกันหลักทำงานทั้ง ๆ ที่ไม่มีความผิดพร่องเกิดขึ้นบนสายส่ง สาเหตุนั้นอาจเกิดจากการทำงานผิดพลาดของรีเลย์ โดยแสดงเงื่อนไขการจำแนกได้ดังนี้

สัญญาณแอนะล็อก

- แรงดันที่บัสไม่ตก
- ไม่มีกระแสความผิดพร่อง
- มีช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ ($I_{min} < 5$ A)

สัญญาณดิจิทัล

- รีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) หรือรีเลย์กระแสเกิน (50/51) ต้องเปลี่ยนสถานะ

ตารางที่ 3.1 สรุปเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องในกรณีที่ศึกษา

รูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง	สัญญาณดิจิทัล			สัญญาณแอนะล็อก				
	Relay เบอร์ 21/94/50/51	Relay เบอร์ 86K/86X	CRX	FCT	$I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}$	$V_{drop} < 0.96V_{pre_fault}$	I_min < 5 A	เงื่อนไขอื่น ๆ
1. Line Permanent Fault Event	Y	-	Y	Zone 1	Y	Y	Y	Ipost_fault < 5 A
2. Line Temporary Fault Event	Y	-	Y	Zone 1	Y	Y	Y	Ipost_fault > 5 A
3. Through Fault Event	N	-	N	Zone 1	Y	Y	-	$\lvert I_{post_fault} - I_{pre_fault}\rvert \geq 0.05 * I_{pre_fault}$
4. Remote Backup Trip Event	Y	-	N	Zone 2,3	Y	Y	Y	-
5. MV Fault Event	-	N	-	> 1500 ms	Y	Y	Y	Fault ที่ I70KT
6. PEA 115 kV Line Fault Event	Y	-	-	-	Y	Y	Y	Fault ที่ I70PEA
7. Power Plant Line Fault Event	Y	-	-	-	Y	Y	Y	Fault ที่สายส่งติดโรงไฟฟ้า
8. No-Fault Trip Event	Y	-	-	-	N	N	Y	-

Note : Y คือ อุปกรณ์ป้องกันทำงาน , N คือ อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน, - ไม่ใช้ในการจำแนกเงื่อนไข

ช่องที่มีสี แสดงว่าใช้คำสั่ง AND

ช่องที่มีสี แสดงว่าใช้คำสั่ง OR

บทที่ 4
ขั้นตอนและผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่อง

บทนี้กล่าวถึงขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง โดยใช้เงื่อนไขการจำแนกในบทที่ 3 และทดสอบความสามารถของโปรแกรม โดยนำผลที่ได้ไปเปรียบเทียบกับผลการวิเคราะห์เหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่จัดทำโดยเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้า

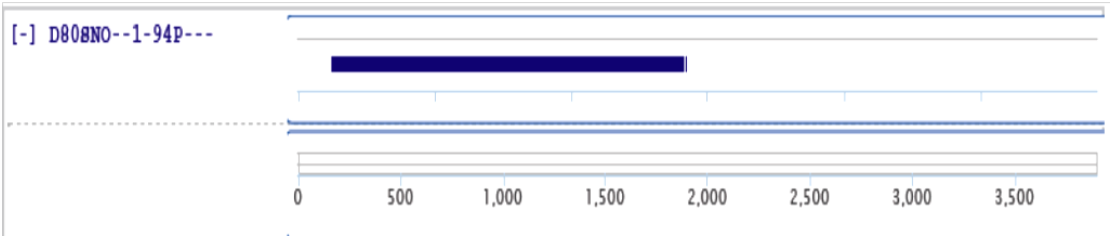
4.1 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม

ทันทีที่เกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบเครื่องบันทึกความผิดพร่องจะบันทึกข้อมูลไว้ แล้วระบบผู้เชี่ยวชาญจะดึงข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องมาประมวลผลผ่านโปรแกรมจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง เพื่อจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น

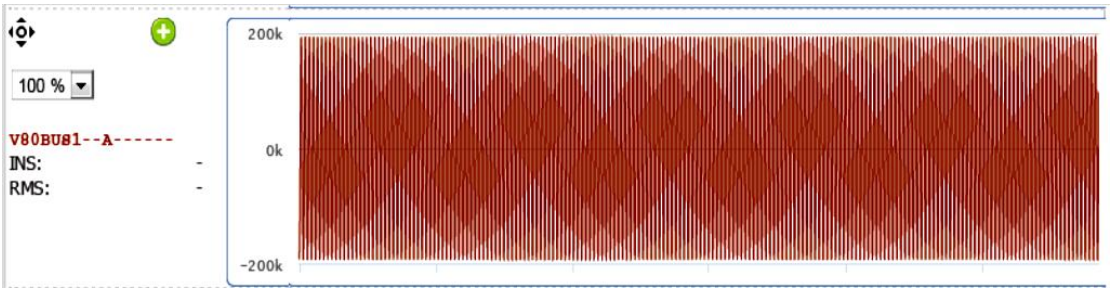
โปรแกรมเริ่มต้นกระบวนการด้วยการรับข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่อง ซึ่งข้อมูลที่ได้เป็นไฟล์ COMTRADE อยู่ในรูปแบบไฟล์โครงร่างและไฟล์ข้อมูล แล้วจึงคัดกรองเหตุการณ์ที่เกิดความผิดพร่องในระบบเพื่อนำมาจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง โดยคัดกรองจากสัญญาณแรงดันและกระแส เพื่อต้องการกรองเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ป้องกันทำงานแต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ปลดวงจรออกจากระบบ หรือเหตุกาณ์ที่ไม่มีความผิดพร่องแต่เป็นสัญญาณรบกวน (noise signal) และอุปกรณ์ป้องกันทำงานทิ้ง เหตุการณ์ที่กรองทิ้ง แสดงในรูปที่ 4.1 – 4.2

จากรูปที่ 4.3 การคัดกรองเหตุการณ์ผิดพร่องจากสัญญาณแรงดันและกระแส มีเงื่อนไข คือ แรงดันที่บัสช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ (Vdrop < 96% ของ Vpre_fault , อ้างอิงจากบทที่ 3) แสดงในบล็อกที่ (A) แต่ถ้าตรวจสอบแล้วแรงดันไม่ตกเหตุการณ์นี้จะนำไปประมวลผลอีกรูปแบบหนึ่งตามขั้นตอน [1] เมื่อตรวจสอบแรงดันแล้วขั้นตอนต่อไปต้องตรวจสอบสัญญาณกระแสผิดพร่องในระบบด้วย ตามเงื่อนไข $\mathbf{I_{during_fault} > 2I_{pre_fault}}$ แสดงในบล็อกที่ (B) ถ้าตรวจสอบเหตุการณ์แล้วไม่มีความผิดพร่องเกิดขึ้นโปรแกรมจะหยุดการทำงานทันที (ขั้นตอน [7]) จากนั้นนำสัญญาณกระแสของสายส่งเส้นที่เกิดความผิดพร่องมาตรวจสอบชื่อช่องสัญญาณ โดยตรวจสอบว่าสายส่งชื่อ I70KT, I70PEA หรือเป็นสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าหรือไม่ ถ้าใช่ไปขั้นตอน [2] , [3] และ [4] ตามลำดับ ถ้าสายส่งเส้นที่ตรวจสอบชื่อไม่ตรงกับที่กล่าวมาข้างต้น ให้นำมาตรวจสอบสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันได้เลย โดยเริ่มตรวจสอบที่ตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive: CRX) ก่อนว่าทำงานหรือไม่ แสดงในบล็อกที่ (C) เพื่อต้องการทราบว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายในหรือภายนอกเขตป้องกัน ถ้า CRX ทำงานแสดงว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายในเขตป้องกัน แต่ถ้า CRX

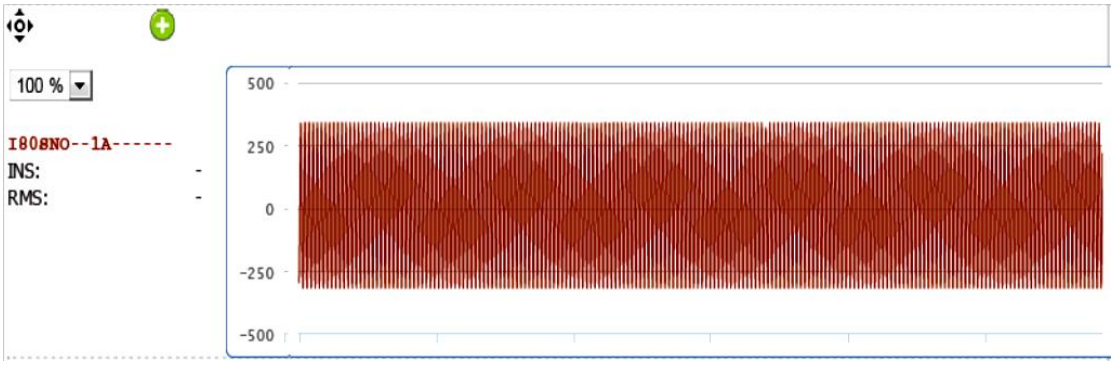
ไม่ทำงานแสดงว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายนอกเขตป้องกันและไปยังขั้นตอน 5 หลังจากตรวจสอบว่า CRX ทำงานแล้ว ถัดมาตรวจสอบการทำงานของรีเลย์ที่สั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ โดยรีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) ต้องทำงาน แสดงในบล็อกที่ D และต้องตรวจสอบด้วยว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบจริง ไม่ใช่รีเลย์เปลี่ยนสถานะแต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ปลดจงจรออกจากระบบ แสดงตัวอย่างในรูปที่ 4.4 โดยสามารถตรวจสอบได้จาก I_min < 5A แสดงในบล็อกที่ E



(ก) แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

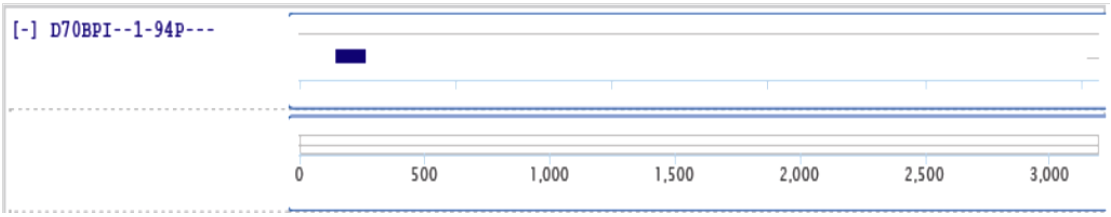


(ข) แสดงสัญญาณแรงดันเฟส A

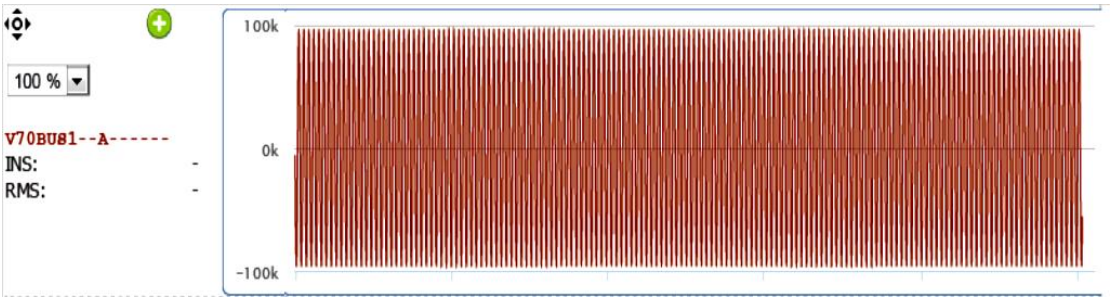


(ค) แสดงสัญญาณกระแสเฟส A

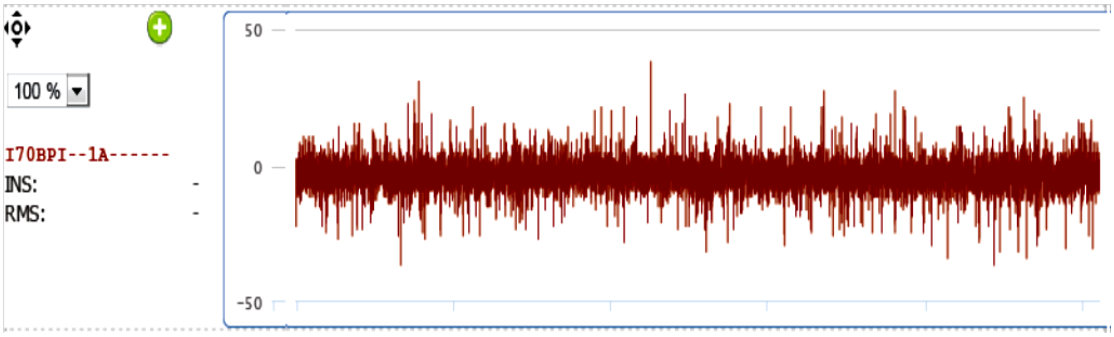
รูปที่ 4.1 แสดงตัวอย่างเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ป้องกันทำงาน
แต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ปลดวงจรออกจากระบบ



(ก) แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน



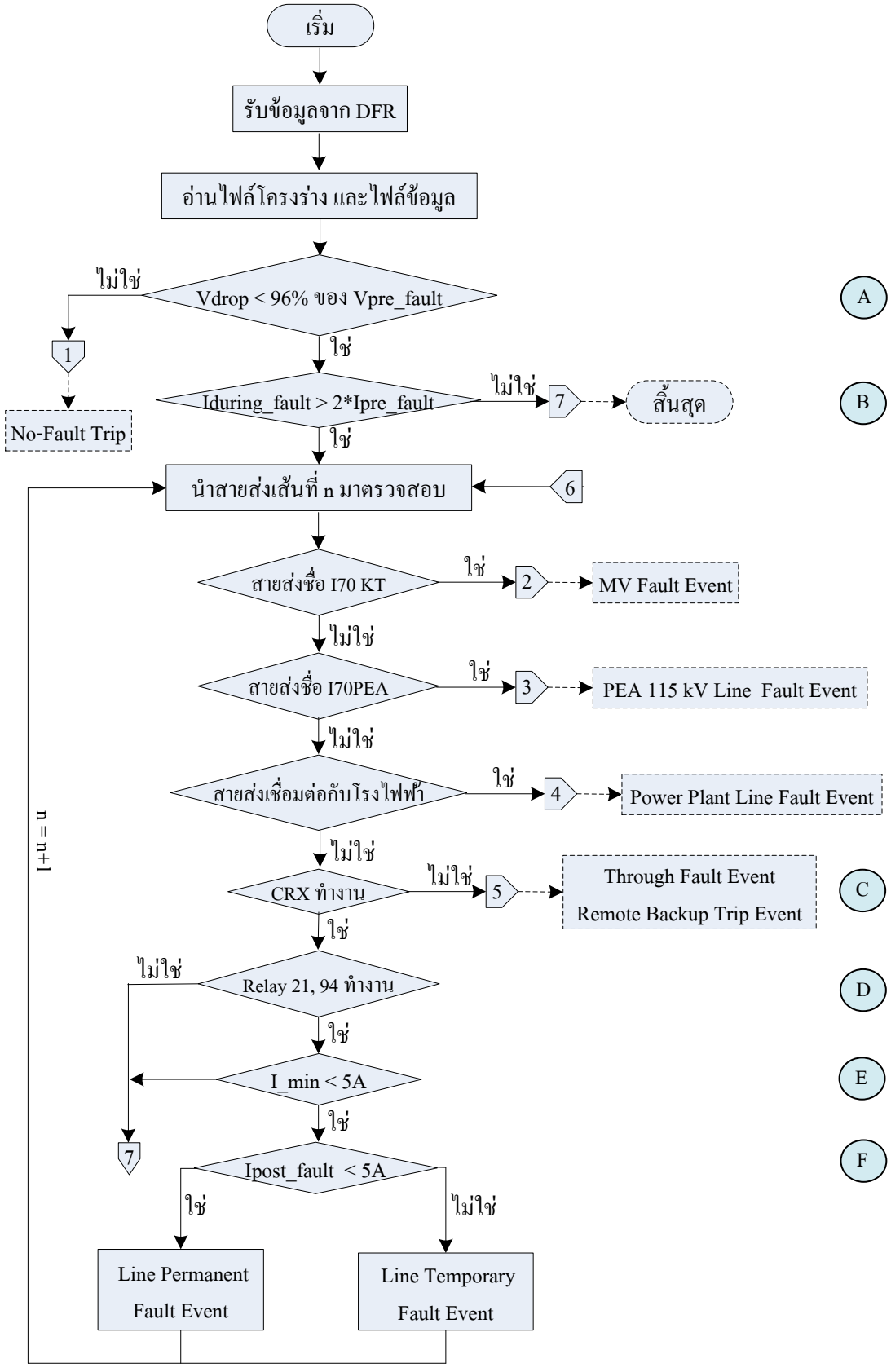
(ข) แสดงสัญญาณแรงดันเฟส A



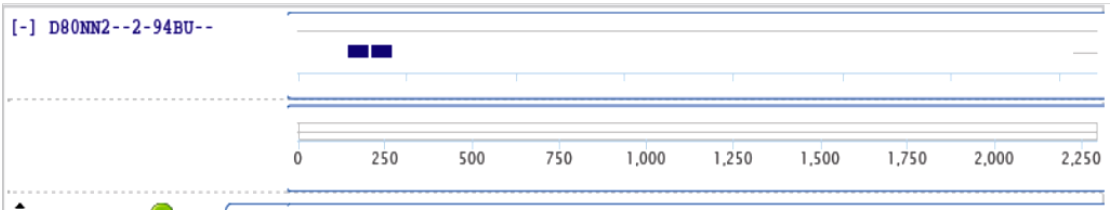
(ค) แสดงสัญญาณกระแสเฟส A

รูปที่ 4.2 แสดงตัวอย่างเหตุกาณ์ที่ไม่มีความผิดพร่อง
แต่เป็นสัญญาณรบกวน (noise signal) และอุปกรณ์ป้องกันทำงาน

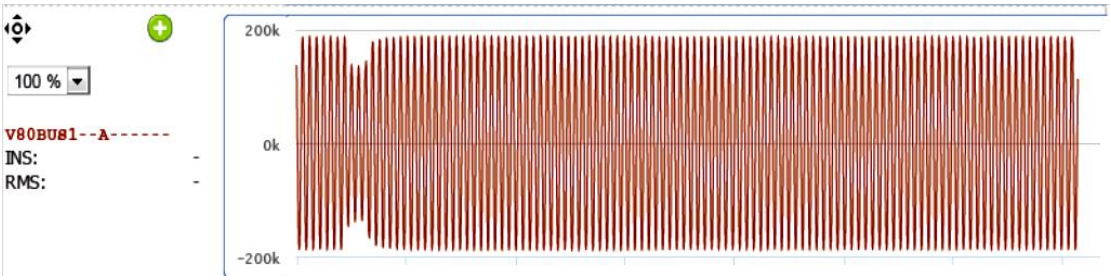
ขั้นตอนสุดท้าย แสดงในบล็อกที่ (F) ตรวจสอบกระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่อง (Ipost_fault) เพื่อแยกประเภทความผิดพร่องที่เกิดขึ้นว่าเป็นความผิดพร่องแบบถาวรหรือชั่วคราว ถ้ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่าน้อยกว่า 5 A จะเป็นความผิดพร่องแบบถาวร (Line Permanent Fault Event) และถ้าค่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมากกว่า 5 A จะเป็นความผิดพร่องแบบชั่วคราว (Line Temporary Fault Event) แล้วจึงแสดงผลการจำแนกและนำสายส่งเส้นถัดไปมาประมวลผล



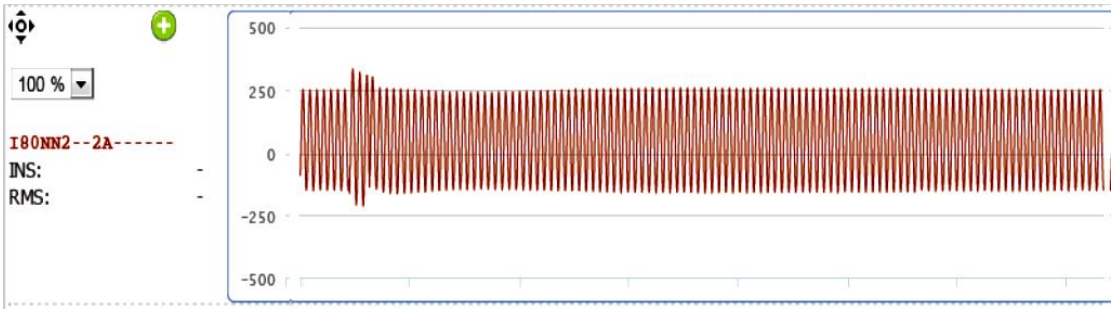
รูปที่ 4.3 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่อง



(ก) แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

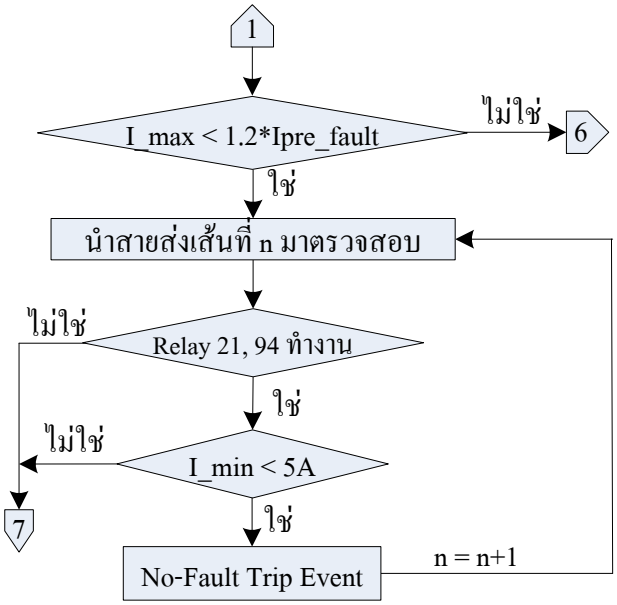


(ข) แสดงสัญญาณแรงดันเฟส A



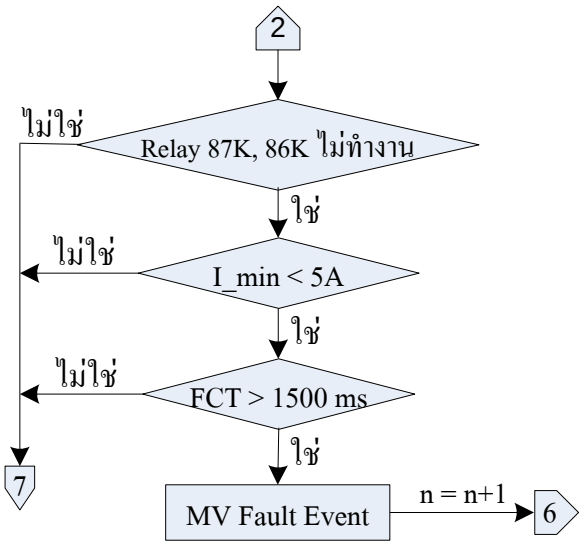
(ค) แสดงสัญญาณกระแสเฟส A

รูปที่ 4.4 แสดงตัวอย่างเหตุกาณ์ที่รีเลย์เปลี่ยนสถานะ
แต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ปลดจงจรออกจากระบบ



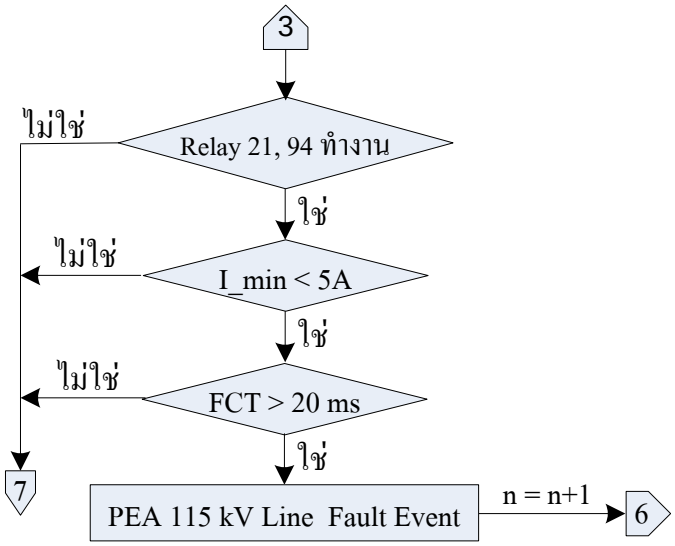
รูปที่ 4.5 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี No-Fault Trip Event

รูปที่ 4.5 แสดงขั้นตอน 1 เป็นการจำแนกกรณีอุปกรณ์ป้องกันทำงาน แต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ (No-Fault Trip Event) เริ่มต้นตรวจสอบสัญญาณแรงดันที่บัสต้องมีค่าปกติ ไม่มีช่วงที่แรงดันตก และสัญญาณกระแสในระบบเป็นไปตามเงื่อนไข $I_max < 1.2 * I_{pre_fault}$ หลังจากนั้นนำสายส่งเส้นที่ผ่านเงื่อนไขกระแสและแรงดันมาตรวจสอบสถานะการทำงานของรีเลย์ โดยรีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) ต้องทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบจริง (I_min < 5A) แล้วจึงแสดงผลการจำแนกและนำสายส่งเส้นถัดไปมาประมวลผล



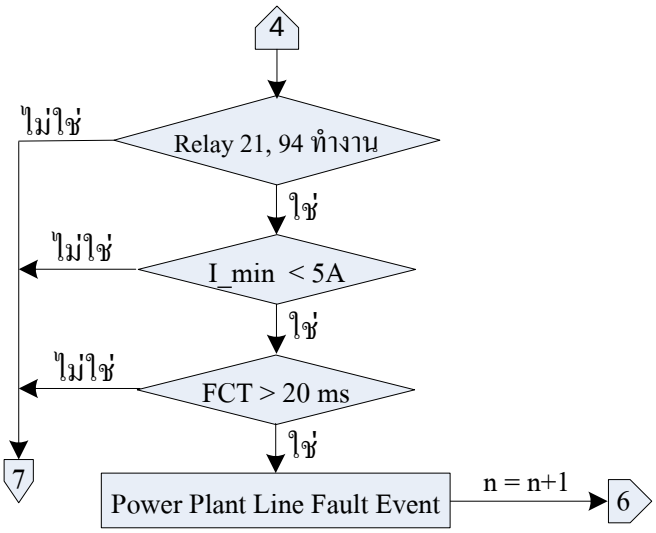
รูปที่ 4.6 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี MV Fault Event

รูปที่ 4.6 แสดงขั้นตอน 2 เป็นการจำแนกกรณีเกิดความผิดพร่องด้านแรงต่ำของหม้อแปลง 115/22 kV (MV Fault Event) โดยนำสายส่งเส้นที่ผ่านเงื่อนไขแรงดัน, กระแสผิดพร่องและสายส่งชื่อว่า I70KT มาตรวจสอบสถานะการทำงานของรีเลย์ โดยรีเลย์ป้องกันของหม้อแปลง (86K หรือ 86X) ต้องไม่ทำงาน เนื่องจากความผิดพร่องเกิดภายนอกหม้อแปลง ทำให้ระบบป้องกันสำรองทางด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min < 5A) โดยใช้เวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) มากกว่า 1500 ms ด้วย แล้วแสดงผลการจำแนกและนำสายส่งเส้นถัดไปมาประมวลผล



รูปที่ 4.7 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี PEA 115 kV Line Fault Event

รูปที่ 4.7 แสดงขั้นตอน 3 เป็นการจำแนกกรณีเกิดความผิดพร่องบนสายส่ง 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย (PEA 115 kV Line Fault Event) โดยนำสายส่งเส้นที่ผ่านเงื่อนไขแรงดัน, กระแสผิดพร่องและสายส่งชื่อว่า I70PEA มาตรวจสอบสถานะการทำงานของรีเลย์ โดยรีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) ต้องทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบจริง (I_min < 5A) และเวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) มากกว่า 20 ms แล้วจึงแสดงผลการจำแนกและนำสายส่งเส้นถัดไปมาประมวลผล

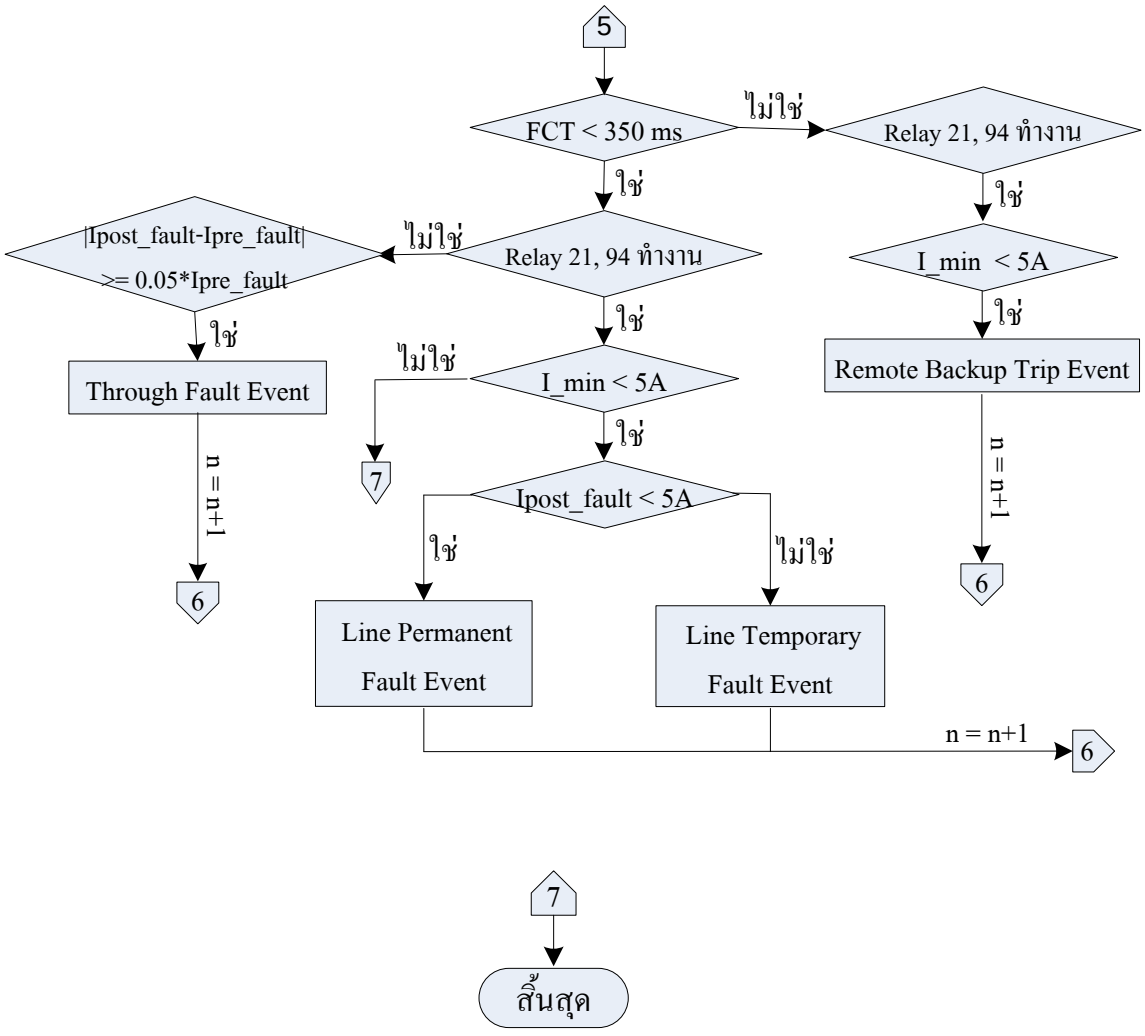


รูปที่ 4.8 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่องกรณี Power Plant Line Fault Event

รูปที่ 4.8 แสดงขั้นตอน 4 เป็นการจำแนกกรณีเกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า (Power Plant Line Fault Event) โดยนำสายส่งเส้นที่ผ่านเงื่อนไขแรงดัน, กระแสผิดพร่องและเป็นสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า มาตรวจสอบสถานะการทำงานของรีเลย์ โดยรีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) ต้องทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบจริง (I_min < 5A) และเวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) มากกว่า 20 ms แล้วจึงแสดงผลการจำแนกและนำสายส่งเส้นถัดไปมาประมวลผล

รูปที่ 4.9 แสดงขั้นตอน 5 โดยนำสายส่งเส้นที่นอกเหนือจากสามกรณีข้างต้นมาประมวลผ่านเงื่อนไขเพื่อจำแนกเป็นกรณีต่าง ๆ ต่อไป โดยหลังจากตรวจสอบสถานะการทำงานของตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive: CRX) แล้วพบว่า CRX ไม่ทำงาน แสดงว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายนอกเขตป้องกัน แต่มีบางกรณี CRX ไม่ทำงานแต่ความผิดพร่องเกิดขึ้นภายในเขตป้องกัน ด้วยเหตุนี้จึงต้องนำเวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) มาช่วยบ่งบอกว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายในหรือภายนอกเขตป้องกันอีกทางหนึ่ง ถ้าเวลากำจัดความผิดพร่องน้อยกว่า 350 ms แสดงว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายในเขตป้องกัน แต่ถ้าเวลากำจัดความผิดพร่องมากกว่า 350 ms แสดงว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายนอกเขตป้องกัน เมื่อสามารถระบุได้ว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นนอกเขตป้องกัน เนื่องจาก CRX ไม่ทำงานและเวลากำจัดความผิดพร่องมากกว่า 350 ms ก็นำสายส่งมาตรวจสอบสถานะการทำงานของรีเลย์ โดยรีเลย์ระยะทาง (21) หรือรีเลย์ทริป (94) ต้องทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบจริง (I_min < 5A) แล้วจึงแสดงผลการจำแนกเป็นกรณีที่อุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Backup Trip Event) แต่ถ้าตรวจสอบแล้วพบว่าเวลากำจัดความผิดพร่องน้อยกว่า 350 ms ก็นำสาย

ส่งมาตรวจสอบสถานะการทำงานของรีเลย์เช่นกัน ถ้ารีเลย์ไม่ทำงานและการเปรียบเทียบกระแสก่อนและหลังเกิดความผิดพร่องเป็นไปตามสมการ $|I_{post-fault} - I_{pre-faultl}| \geq 0.05 * I_{pre-fault}$ สามารถจำแนกเป็นกรณีเกิดความผิดพร่องบนสายส่งใกล้เคียง และอุปกรณ์ป้องกันหลักทำงานถูกต้อง (Through Fault Event) ในทางตรงกันข้ามถ้ารีเลย์ทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบจริง (I_min < 5A) และกระแสหลังเกิดความผิดพร่องน้อยกว่า 5 A จำแนกเป็นกรณีความผิดพร่องที่เกิดขึ้นถาวร (Line Permanent Fault Event)



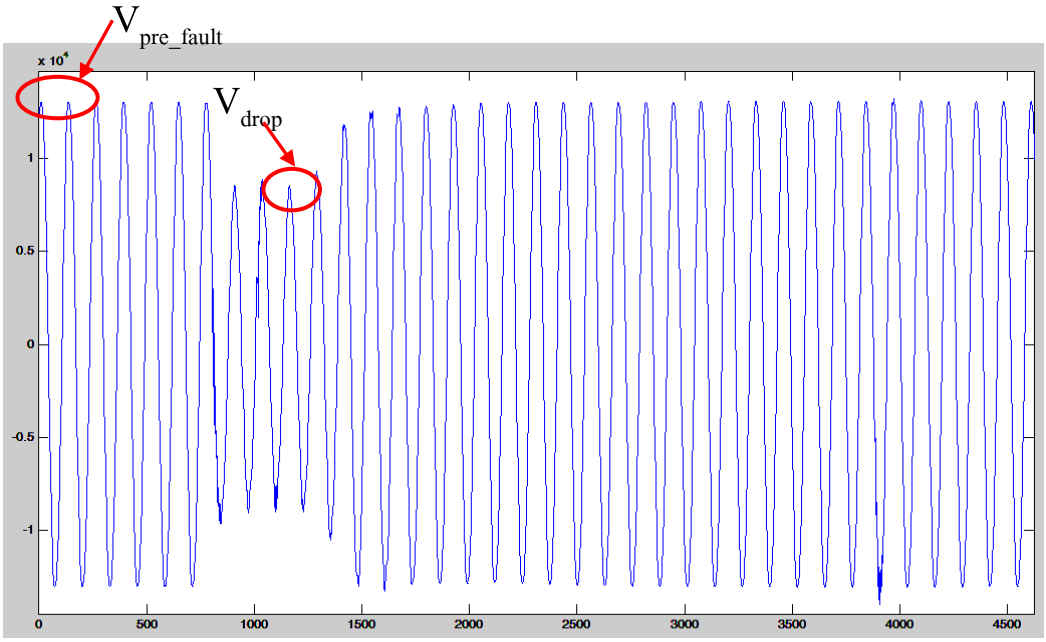
รูปที่ 4.9 กระบวนการจำแนกรูปแบบเหตุกาณ์ผิดพร่อง (ต่อ)

4.2 การหาค่าตัวแปรภายในข้อมูล

4.2.1 แรงดัน (Voltage)

ค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพร่อง (Vpre_fault) หาจาก ค่าสมบูรณ์ของแรงดันสูงสุดในช่วงสองไซเคิลแรกที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้ ส่วนค่าแรงดันตกช่วงเกิดความผิดพร่อง (Vdrop) หาจาก ค่าสมบูรณ์แรงดันสูงสุดของแต่ละไซเคิล แล้วนำค่าที่ได้ในแต่ละไซเคิลมาเปรียบเทียบกัน ถ้าค่าสมบูรณ์แรงดันสูงสุดค่าใดมีค่าน้อยที่สุด ให้บันทึกค่านั้นเป็นค่าแรงดันตกเพื่อนำไปเปรียบเทียบตามเงื่อนไข โดยแรงดันช่วงก่อนเกิดความผิดพร่องและแรงดันขณะเกิดความผิดพร่อง แสดงในรูปที่ 4.10

เครื่องบันทึกความผิดพร่องจะบันทึกสัญญาณก่อนเกิดความผิดพร่องเป็นเวลาประมาณ 0.15 วินาที ทำให้ค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพร่องที่ใช้เป็นเงื่อนไขการจำแนกไม่อยู่ใกล้ช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่อง



รูปที่ 4.10 แสดงแรงดันช่วงก่อนเกิดความผิดพร่องและแรงดันขณะเกิดความผิดพร่อง

4.2.2 กระแส (Current)

ค่ากระแสก่อนเกิดความผิดพร่อง (Ipre_fault) หาจาก ค่าสมบูรณ์ของกระแสสูงสุดในช่วงสองไซเคิลแรกที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้ดังสมการ 4.1

ค่ากระแสระหว่างเกิดความผิดพร่อง (Iduring_fault) หาจาก ค่าสมบูรณ์ของกระแสสูงสุดตลอดช่วงที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้ ดังสมการ 4.2

ค่ากระแสหลังเกิดความผิดพร่อง (Ipost_fault) หาจาก ค่าสมบูรณ์ของกระแสสูงสุดในช่วงไซเคิลสุดท้ายที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้ ดังสมการ 4.3

ค่ากระแสช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ (I_min) หาจาก ค่าสมบูรณ์ของกระแสต่ำสุดตลอดช่วงที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้ ดังสมการ 4.4

เครื่องบันทึกความผิดพร่องจะบันทึกสัญญาณก่อนเกิดความผิดพร่องเป็นเวลาประมาณ 0.15 วินาที ทำให้ค่ากระแสก่อนเกิดความผิดพร่องที่ใช้เป็นเงื่อนไขการจำแนกไม่อยู่ใกล้ช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่อง ถ้าค่าที่ใช้อยู่ใกล้ช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่อง อาจส่งผลให้การเปรียบเทียบกระแสช่วงก่อนและระหว่างเกิดความผิดพร่องผิดเพี้ยนไป เนื่องจากค่ากระแสช่วงที่ใกล้เกิดความผิดพร่องนั้นอาจมีค่ากระแสสูงกว่าปกติ ส่วนการบันทึกกระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องนั้น เครื่องบันทึกความผิดพร่องจะบันทึกสัญญาณช่วงหลังเกิดความผิดพร่องต่อจากช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่อง โดยเวลาในการบันทึกช่วงหลังเกิดความผิดพร่องจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่อง ดังนั้นการนำค่ากระแสหลังเกิดความผิดพร่องมาเปรียบเทียบเงื่อนไขการจำแนกควรใช้ค่ากระแสในช่วงไซเคิลสุดท้ายที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้ ซึ่งจะให้ค่าที่น่าเชื่อถือที่สุด โดยกระแสช่วงที่ใช้นำมาเปรียบเทียบเงื่อนไข แสดงในรูปที่ 4.11 และ รูปที่ 4.12

$$\mathrm{I_{pre_fault}} = \max(|i(t)|)\,;\ \ 0 \le t \le 2\mathrm{T} \tag{4.1}$$

$$\mathrm{I_{during_fault}} = \max(|i(t)|)\,;\ \ 0 \le t \le m\mathrm{T} \tag{4.2}$$

$$\mathrm{I_{post_fault}} = \max(|I_{DFT}(t)|)\,;\ (m-2)\mathrm{T} \le t \le m\mathrm{T} \tag{4.3}$$

$$\mathrm{I_min} = \min(|I_{DFT}(t)|)\,;\ \ 0 \le t \le m\mathrm{T} \tag{4.4}$$

เมื่อ i คือ ค่ากระแส ณ เวลาใด ๆ ที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้

t คือ ค่าเวลาใด ๆ ที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกเหตุการณ์ผิดพร่อง

T คือ คาบเวลา (20 ms)

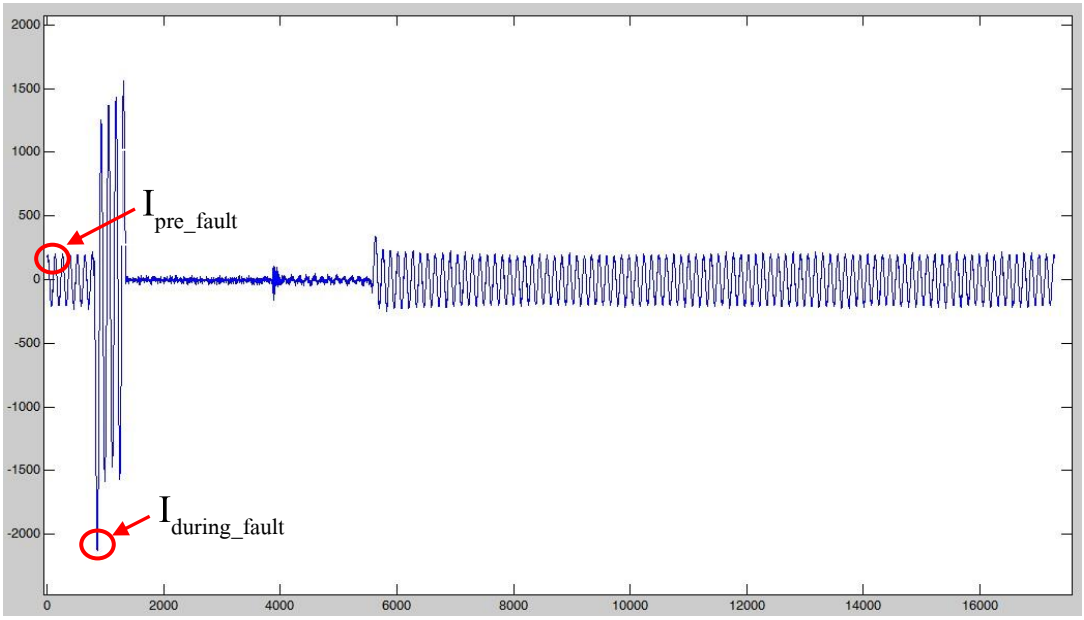
m คือ จำนวนไซเคิลที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึก

I_{DFT} คือ ค่ากระแส ณ เวลาใด ๆ ของการแปลงฟูเรียร์ที่ความถี่มูลฐาน (50 Hz)

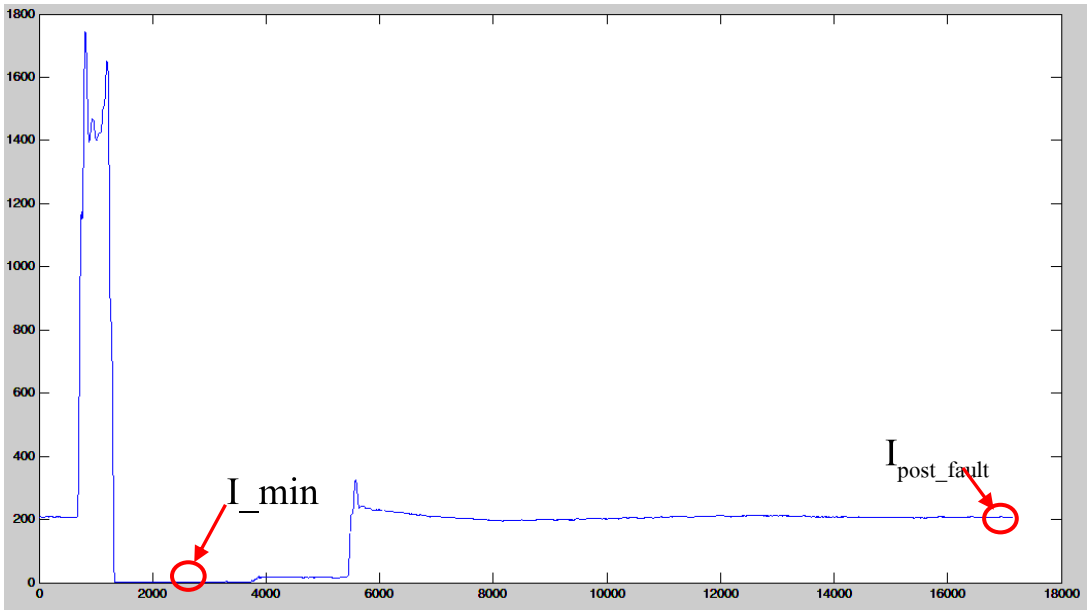
วิธีการหาค่าแสดงในสมการ 4.5 [11]

$$I_{DFT} = \frac{2}{N}\sum_{n=1}^{N} i[n]e^{\frac{-j2\pi n}{N}} \tag{4.5}$$

N คือ จำนวนจุดข้อมูลต่อหนึ่งไซเคิล



รูปที่ 4.11 แสดงกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่องและกระแสระหว่างเกิดความผิดพร่อง



รูปที่ 4.12 แสดงกระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่อง
และกระแสช่วงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ

4.2.3 ช่วงเวลากำจัดความผิดพร่อง (Fault Clearing Time: FCT)

ช่วงเวลากำจัดความผิดพร่อง (Fault Clearing Time: FCT) หาจาก เวลาที่ความผิดพร่องครั้งแรกหมดลง ($t_{end-fault}$) หักล้างด้วยเวลาที่เริ่มเกิดความผิดพร่องครั้งแรก ($t_{start-fault}$) ดังสมการ 4.6 และ 4.7 ตามลำดับ แล้วนำค่าที่ได้ไปเปรียบเทียบกับระยะเวลาในแต่ละส่วนป้องกัน (Zone) ที่เซอร์กิตเบรคเกอร์ทำงาน ก็จะทำให้ทราบว่าช่วงเวลากำจัดความผิดพร่องที่เกิดขึ้นนั้นอยู่ในส่วนป้องกันใด และอยู่ในเงื่อนไขที่กำหนดหรือไม่ แสดงช่วงเวลากำจัดความผิดพร่อง ในรูปที่ 4.13

t_{end_fault} คือเวลาที่พบครั้งแรกว่า

$$\max(|i(t)|) < I_{pre_fault} \;;$$

$$t_{start-fault} + kT \leq t \leq t_{start-fault} + (k+1)T \qquad (4.6)$$

โดย $\max(|i(t)|)$ ตัวแรกที่ตรวจพบเริ่มจาก k เป็น 0

t_{start_fault} คือเวลาที่พบครั้งแรกว่า

$$\max(|i(t)|) > 2 * I_{pre_fault} \;;\; kT \leq t \leq (k+1)T \qquad (4.7)$$

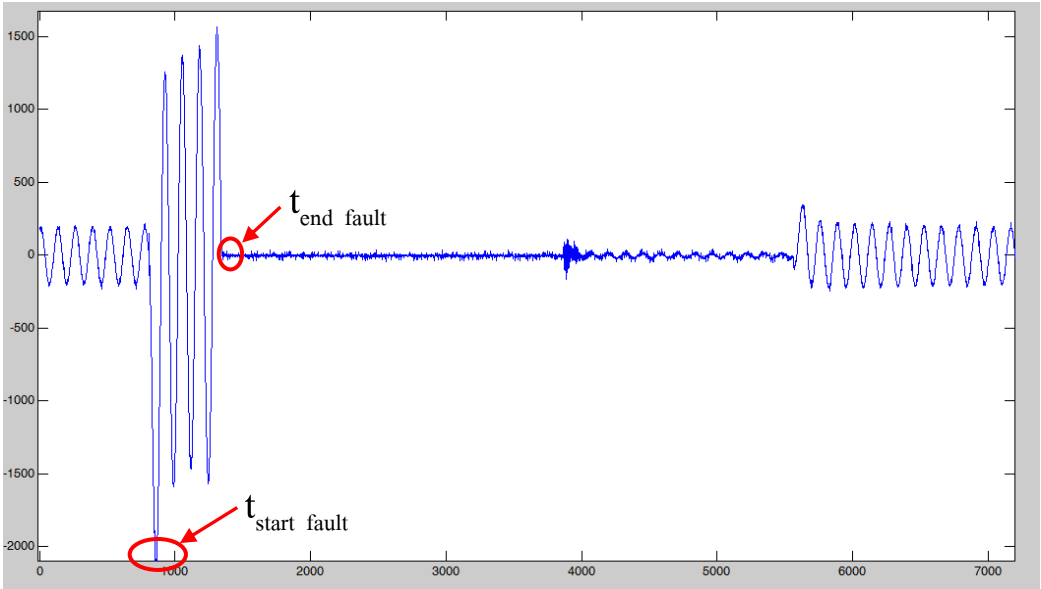
เมื่อ i คือ ค่ากระแส ณ เวลาใด ๆ ที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกได้

t คือ ค่าเวลาใด ๆ ที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกเหตุการณ์ผิดพร่อง

T คือ คาบเวลา (20 ms)

k มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง $(m-2)$

m คือ จำนวนไซเคิลที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึก



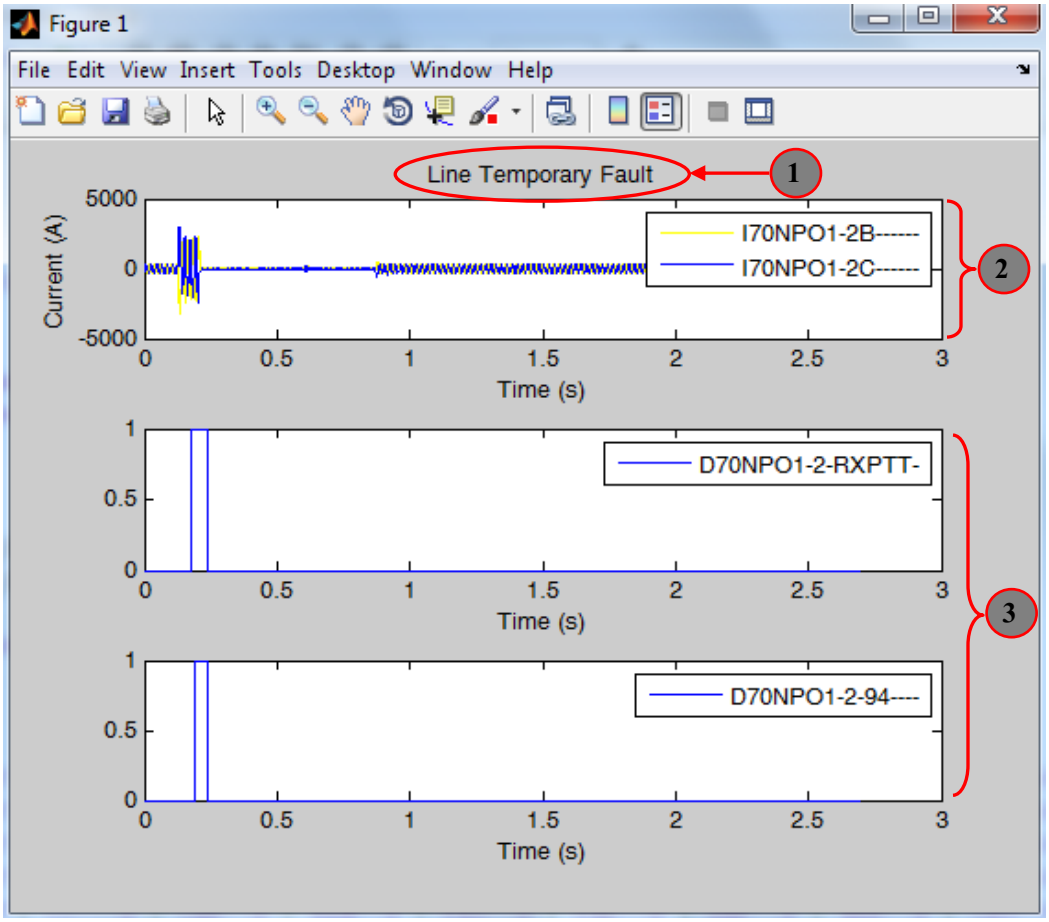
รูปที่ 4.13 แสดงช่วงเวลากำจัดความผิดพร่อง

4.3 การแสดงผลของโปรแกรม

เมื่อป้อนข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องเข้าสู่โปรแกรมและประมวลผลเรียบร้อยแล้ว โปรแกรมจะแสดงรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องผ่านหน้าต่างแสดงผล โดยหนึ่งหน้าต่างแสดงผลจะแสดงหนึ่งรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องเท่านั้น แต่ถ้าโปรแกรมประมวลผลแล้วพบว่ามีหลายรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องเกิดขึ้นในข้อมูลชุดเดียว โปรแกรมจะแสดงหน้าต่างแสดงผลเท่ากับจำนวนรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้น สามารถแสดงตัวอย่างหน้าต่างแสดงผล ดังรูปที่ 4.14 โดยหน้าต่างแสดงผลมีรายละเอียด 3 ส่วน ดังนี้

- ส่วนที่ 1 แสดงชื่อรูปแบบเหตุการ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งมี 8 รูปแบบตามที่แสดงไว้ในบทที่ 3 ถ้าเป็นเหตุการณ์นอกเหนือจากที่กล่าวมา โปรแกรมจะไม่แสดงผล
- ส่วนที่ 2 แสดงสายส่งเส้นที่เกิดความผิดพร่อง โดยระบุระดับแรงดัน ชื่อสายส่ง ปลายทาง ลำดับวงจร และเฟสที่เกิดความผิดพร่อง พร้องทั้งแสดงกราฟสัญญาณกระแสของสายส่ง แกนตั้งแสดงค่ากระแสที่วัดได้หน่วยแอมแปร์ (A) แกนนอนแสดงเวลาหน่วยวินาที (s) สีแดงแทนเฟส A สีเหลืองแทนเฟส B และสีน้ำเงินแทนเฟส C
- ส่วนที่ 3 แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้เป็นเงื่อนไขในการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง โดยระบุระดับแรงดัน สายส่งปลายทางที่ป้องกัน ลำดับวงจร และชนิดของอุปกรณ์ป้องกัน พร้องทั้งแสดงกราฟการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน แกน

ตั้งแสดงลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ กราฟมีค่าเท่ากับ 1 อุปกรณ์ป้องกันทำงาน ถ้ากราฟมีค่าเท่ากับ 0 อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน ส่วนแกนนอนแสดงเวลาหน่วยวินาที (s) ซึ่งส่วนที่ 3 จะมีความสัมพันธ์กับส่วนที่ 2

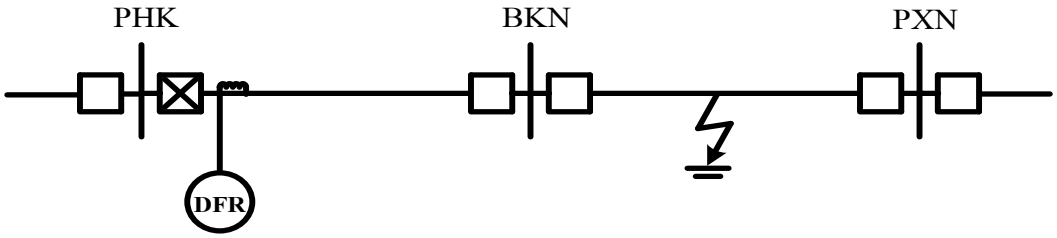


รูปที่ 4.14 หน้าต่างแสดงผลรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง

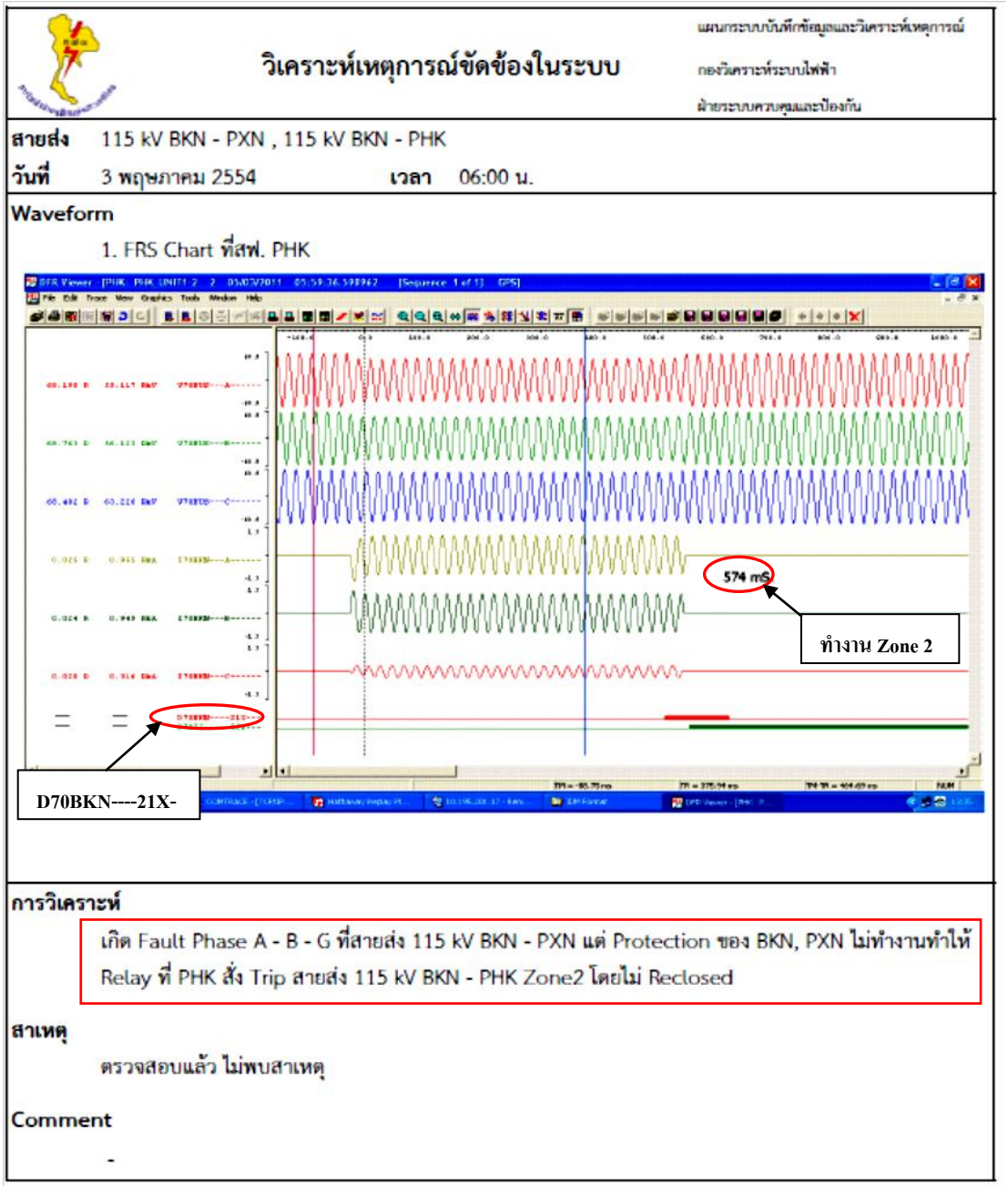
จากรูปที่ 4.14 อธิบายได้ว่ารูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้น คือ รูปแบบความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว (Line Temporary Fault Zone 1) ที่ระดับแรงดัน 115 kV เกิดความผิดพร่องที่เฟส B และเฟส C วงจรที่ 2 ของสายส่ง UD2-NPO1 โดยมีอุปกรณ์ป้องกันทำงาน 2 ชนิด คือ รีเลย์ทริป (NPO1-2-94) ทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบ และตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกล (NPO1-2-RXPTT) ทำงานแสดงว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายในส่วนป้องกันของสายส่ง เมื่อสังเกตกราฟกระแสพบว่าช่วงเวลากำจัดความผิดพร่องอยู่ภายใน Zone 1 และกระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่าใกล้เคียงกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่อง

4.4 ตัวอย่างการทดสอบ

แสดงตัวอย่างเหตุการณ์ความผิดพร่องบนสายส่ง โดยเกิดความผิดพร่องระหว่างสถานีไฟฟ้าบึงกาฬ (BKN) และสถานีไฟฟ้าปากซัน (PXN) ประเทศลาว เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 25554 เวลา 6.00 น. แต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าบึงกาฬและปากซันไม่ทำงาน ทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าพังโคน (PHK) ทำงานแทน และติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพร่องไว้ที่สถานีไฟฟ้าพังโคน ดังรูปที่ 4.15



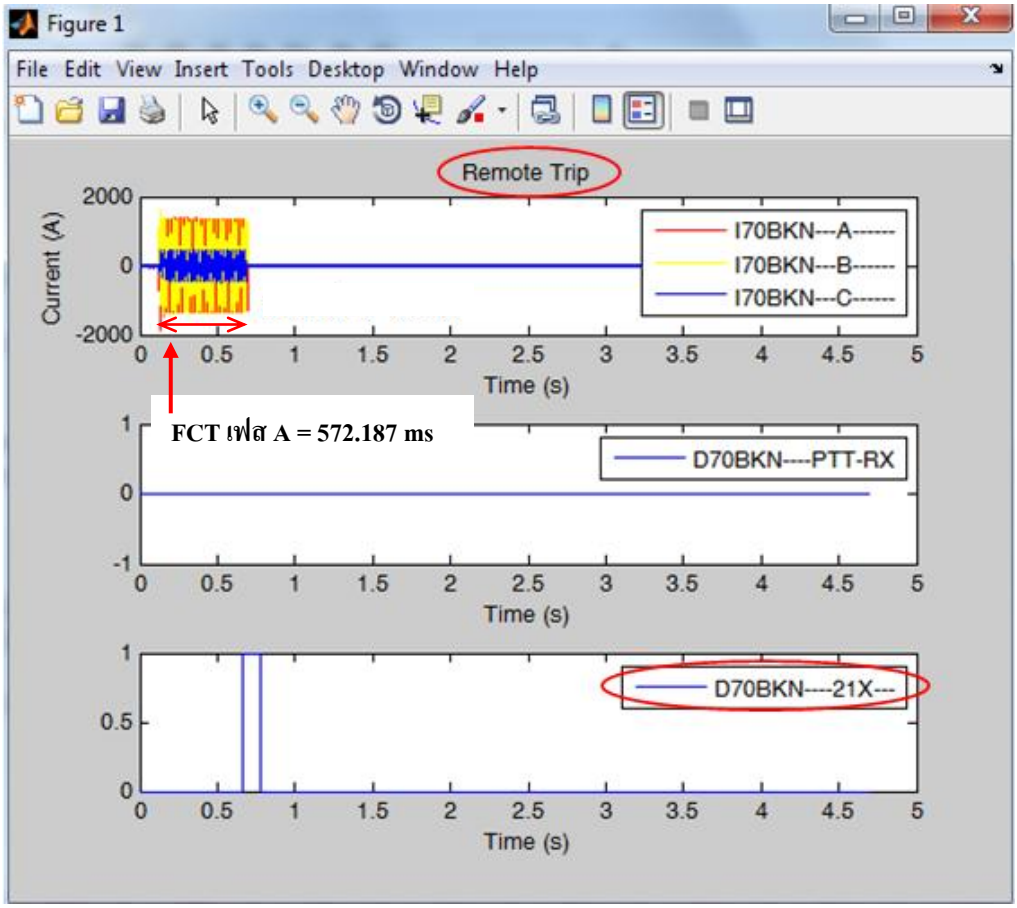
รูปที่ 4.15 โครงสร้างของสถานีไฟฟ้าและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน



รูปที่ 4.16 รายงานวิเคราะห์เหตุการณ์ขัดข้องในระบบที่สถานีไฟฟ้าพังโคน

รูปที่ 4.16 แสดงตัวอย่างรายงานวิเคราะห์เหตุการณ์ขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่จัดทำโดยเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้า โดยวิเคราะห์เหตุการณ์ผิดพร่องที่สถานีไฟฟ้าพังโคน (PHK) รายงานระบุว่าอุปกรณ์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าที่เกิดความผิดพร่อง (BKN, PXN) ไม่ทำงาน ส่งผลให้รีเลย์เบอร์ 21 ของสถานีไฟฟ้าใกล้เคียง (PHK) ทำงานแทน และเวลากำจัดความผิดพร่องอยู่ในช่วง Zone 2 ดังนั้นเหตุการณ์ผิดพร่องนี้จึงจัดอยู่ในรูปแบบความผิดพร่องแบบอุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Trip)

เมื่อนำข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องที่สถานีไฟฟ้าพังโคน (PHK) มาทดสอบด้วยโปรแกรมจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง โปรแกรมแสดงผลการจำแนกดังรูปที่ 4.17



รูปที่ 4.17 ผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่สถานีไฟฟ้าพังโคนด้วยโปรแกรม

รูปที่ 4.17 โปรแกรมจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่สถานีไฟฟ้าพังโคน (PHK) เป็นความผิดพร่องรูปแบบอุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Trip) ที่ระดับแรงดัน 115 kV เกิดความผิดพร่องทั้งสามเฟสที่สายส่งบึงกาฬ (BKN) รีเลย์เบอร์ 21 ทำงานและเวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) ที่เฟส A เสร็จสิ้นภายในเวลา 572.187 ms (Zone 2) จึงสรุปได้ว่าผลการจำแนกจากโปรแกรมจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องตรงกับรายงานวิเคราะห์เหตุการณ์ขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่จัดทำโดยเจ้าหน้าที่

4.5 ผลการทดสอบ

การทดสอบความสามารถในการจำแนกเหตุการณ์ความผิดพร่อง ทำโดยสุ่มข้อมูลเหตุการณ์ผิดพร่องที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกไว้ในระหว่างปี พ.ศ. 2552-2555 จำนวนทั้งสิ้น 320 เหตุการณ์ มาประมวลผลผ่านโปรแกรมจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง แล้วนำผลการจำแนกที่ได้ไปเปรียบเทียบกับข้อมูลรายงานการวิเคราะห์เหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าซึ่งจัดทำโดยเจ้าหน้าที่วิเคราะห์และเจ้าหน้าที่ที่อยู่หน้างานร่วมกัน (ข้อมูลจริง) ผลการเปรียบเทียบแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบผลการจำแนกระหว่างข้อมูลจริงกับผลการจำแนกจากโปรแกรม

รูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง	จำนวนเหตุการณ์ผิดพร่อง (เหตุการณ์)		ความแม่นยำ (%)
	ข้อมูลจริง	โปรแกรม	
1. Line Permanent Fault Event	90	76	84.44
2. Line Temporary Fault Event	90	93	96.67
3. Through Fault Event	16	16	100
4. Remote Backup Trip Event	6	7	83.33
5. MV Fault Event	10	10	100
6. PEA 115 kV Line Fault Event	53	53	100
7. Power Plant Line Fault Event	14	14	100
8. No-Fault Trip Event	6	6	100
รูปแบบอื่น ๆ (Others)	35	45	71.43
	ความแม่นยำรวม		94.7

หมายเหตุ : 1. รูปแบบอื่น ๆ คือ รูปแบบเหตุการณ์ความผิดพร่องที่ตัวเก็บประจุ หรือความผิพร่องที่บัส หรือความผิดพร่องที่หม้อแปลง หรือเหตุการณ์ที่กรองทิ้ง เป็นต้น

ค่าความแม่นยำในการจำแนก ได้จากสมการที่ (4.10)

$$\%\ \text{ความแม่นยำ} = \left(1 - \frac{|\text{ผลทดสอบ} - \text{ข้อมูลจริง}|}{\text{ข้อมูลจริง}}\right) \times 100\% \qquad (4.8)$$

จากการทดสอบเหตุการณ์ผิดพร่องทั้งหมด 320 เหตุการณ์ สามารถจำแนกรูปแบบความผิดพร่องถูกต้องประมาณ 95% โดยพบว่ามี 17 เหตุการณ์ผิดพร่องที่จำแนกรูปแบบผิดพลาด ซึ่งสามารถจัดเป็นกลุ่มได้ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่ผิดพลาด

กลุ่มที่	รูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่อง		จำนวนเหตุการณ์ผิดพร่องที่จำแนกผิดพลาด (เหตุการณ์)
	ข้อมูลจริง	โปรแกรม	
1	1. Line Permanent Fault Event	2. Line Temporary Fault Event	7
2	1. Line Permanent Fault Event	Others	5
3	2. Line Temporary Fault Event	Others	4
4	1. Line Permanent Fault Event	4. Remote Backup Trip Event	1

กลุ่มที่ 1 จำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องผิดพลาดนั้น สาเหตุเกิดจาก

- กระแสหลังเกิดความผิดพร่องมีค่ามากกว่า 5 A ทำให้การจำแนกไม่เป็นไปตามเงื่อนไข I_min < 5 A โดยมี 6 เหตุการณ์ที่ค่ากระแสหลังเกิดความผิดพร่องอยู่ระหว่าง 5-10 A และ 1 เหตุการณ์ที่ค่ากระแสหลังเกิดความผิดพร่องสูงถึง 19 A

กลุ่มที่ 2 จำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องผิดพลาดนั้น สาเหตุเกิดจาก

- โปรแกรมตรวจสอบไม่พบช่วงที่แรงดันลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ โดยมี 3 เหตุการณ์ที่แรงดันช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงประมาณ 1-3 %
- โปรแกรมไม่สามารถตรวจสอบสายส่งเส้นที่เกิดความผิดพร่องได้ เนื่องจากกระแสเส้นที่พิจารณาไม่เป็นไปตามเงื่อนไข $I_{during-fault} > 2I_{pre-fault}$ โดยมี 1 เหตุการณ์ที่เกิดความผิดพร่องแต่ค่ากระแสก่อนและระหว่างเกิดความผิดพร่องแตกต่างกันประมาณ 1.5 เท่า และอีก 1 เหตุการณ์ที่ไม่เกิดความผิดพร่องซึ่งมีลักษณะคล้ายกรณีอุปกรณ์ป้องกันทำงาน แต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ (No-Fault Trip Event)

กลุ่มที่ 3 จำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องผิดพลาดนั้น สาเหตุเกิดจาก

- โปรแกรมตรวจสอบไม่พบช่วงที่แรงดันลดลงมากกว่า 4% ของแรงดันปกติ โดยมี 2 เหตุการณ์ที่แรงดันช่วงระหว่างเกิดความผิดพร่องลดลงประมาณ 2 %
- โปรแกรมไม่สามารถตรวจสอบสายส่งเส้นที่เกิดความผิดพร่องได้ เนื่องจากกระแสเส้นที่พิจารณาไม่เป็นไปตามเงื่อนไข $I_{during-fault} > 2I_{pre-fault}$ โดยมี 2 เหตุการณ์ที่เกิดความผิดพร่องแต่ค่ากระแสก่อนและระหว่างเกิดความผิดพร่องแตกต่างกันประมาณ 1.7 และ 1.9 เท่า

กลุ่มที่ 4 จำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องผิดพลาดนั้น สาเหตุเกิดจาก

- ไฟล์ข้อมูลและไฟล์โครงร่างไม่มีสัญญาณของตัวรับสัญญาณการป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive : CRX) และเวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) ของเฟส C อยู่ในช่วง Zone 2 (เฟส A และ B อยู่ในช่วง Zone 1) ทำให้โปรแกรมระบุความผิดพร่องเกิดขึ้นภายนอกเขตป้องกันของสายส่ง

บทที่ 5
สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งที่ระดับแรงดัน 115 kV, 230 kV และ 500 kV แบบอัตโนมัติ จำแนกเป็น 8 รูปแบบ ได้แก่ 1) ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นถาวร (Line Permanent Fault Event) กระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่าใกล้เคียงหรือเท่ากับศูนย์เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบอย่างถาวร 2) ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นชั่วคราว (Line Temporary Fault Event) กระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องมีค่าใกล้เคียงกระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพร่องเนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรซ้ำแล้วระบบทำงานงานตามปกติ 3) เกิดความผิดพร่องบนสายส่งใกล้เคียงและอุปกรณ์ป้องกันหลักทำงานถูกต้อง (Through Fault Event) 4) อุปกรณ์ป้องกันสำรองระยะไกลทำงานแทนอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Remote Backup Trip Event) 5) เกิดความผิดพร่องด้านแรงต่ำของหม้อแปลง 115/22 kV (MV Fault Event) 6) เกิดความผิดพร่องบนสายส่ง 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย (PEA 115 kV Line Fault Event) 7) เกิดความผิดพร่องบนสายส่งที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้า (Power Plant Line Fault Event) และ 8) อุปกรณ์ป้องกันทำงาน แต่ไม่เกิดความผิดพร่องในระบบ (No-Fault Trip Event) โดยสุ่มเหตุการณ์ผิดพร่องที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลบันทึกได้ระหว่างปี พ.ศ. 2552-2555 จำนวนทั้งหมด 320 เหตุการณ์มาจำแนกตามเงื่อนไขที่สร้างขึ้น ซึ่งเงื่อนไขที่สร้างขึ้นนั้นจะใช้ช่วงเวลากำจัดความผิดพร่อง (FCT) และตัวรับสัญญาณแบบป้องกันระยะไกลของสายส่ง (Carrier Receive, CRX) เป็นตัวบ่งชี้ว่าความผิดพร่องเกิดขึ้นภายในหรือภายนอกโซนป้องกัน การหาค่ากระแสช่วงใดช่วงหนึ่งของเหตุการณ์ต้องมีค่าน้อยกว่า 5 A เพื่อต้องการทราบว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจรออกจากระบบจริงหรือไม่ และการกำนดค่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องให้มีค่าน้อยกว่า 5 A นั้น เพื่อบอกว่าความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็นความผิดพร่องที่เกิดถาวรหรือชั่วคราว

เมื่อได้ผลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องจากเงื่อนไขที่สร้างขึ้นแล้ว นำผลที่ได้ไปเปรียบเทียบกับรายงานการวิเคราะห์เหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่จัดทำโดยเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้า ผลการประเมินความสามารถของการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องนั้น สามารถจำแนกรูปแบบความผิดพร่องได้ถูกต้องประมาณ 95% ซึ่งผลที่ได้สอดคล้องกันกับข้อมูลจริงค่อนข้างมาก จึงสามารถนำไปพัฒนาเป็นระบบผู้เชี่ยวชาญในการจำแนกรูปแบบความผิดพร่องบนสายส่งได้อย่างถูกต้องและรวดเร็ว

ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าเงื่อนไขการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งไฟฟ้าที่นำเสนอนี้ จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพและความสะดวกในการจำแนกแยกแยะเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ ได้อย่างแม่นยำ ส่งผลให้ลดเวลาในการวิเคราะห์เหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้น นำไปสู่การแก้ไขปัญหาได้อย่างถูกต้องและทันท่วงที ในอนาคตอาจมีการเพิ่มเงื่อนไขการจำแนกเพื่อให้ครอบคลุมเหตุการณ์ความผิดพร่องรูปแบบอื่น ๆ มากยิ่งขึ้น เช่น ความผิดพร่องที่ตัวเก็บประจุ ความผิดพร่องที่บัส ความผิดพร่องที่หม้อแปลง หรือความผิดพร่องบนสายส่งในรูปแบบอื่น ๆ

5.2 ข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้จัดทำขึ้นเพื่อช่วยพัฒนาระบบผู้เชี่ยวชาญในการจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งไฟฟ้าให้มีความรวดเร็วและสะดวกยิ่งขึ้น นำไปสู่การลดผลกระทบภายในระบบให้น้อยลง แต่ยังมีเงื่อนไขบางส่วนที่ต้องปรับปรุงและพัฒนาเพื่อให้สามารถจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องได้ถูกต้องและครอบคลุมเหตุการณ์ความผิดพร่องรูปแบบอื่น ๆ ที่เกิดขึ้นให้มากที่สุด สำหรับข้อเสนอแนะในการปรับปรุงและพัฒนาเงื่อนไขการจำแนกมีดังนี้

1) งานวิจัยนี้จำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องบนสายส่งเท่านั้น ควรเพิ่มรูปแบบการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่เกิดขึ้นบนอุปกรณ์อื่นด้วย เช่น ความผิดพร่องที่ตัวเก็บประจุ ความผิดพร่องที่บัส และความผิดพร่องที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง เป็นต้น
2) ควรเพิ่มรูปแบบการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่องที่มีความซับซ้อนสูง เช่น กรณีไฟฟ้าดับเป็นวงกว้าง (Blackout) หรือกรณีไฟฟ้าดับบางส่วน (Partial Blackout)
3) ปรับปรุงขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมให้สามารถนำไฟล์ COMTRADE 2 ไฟล์มาเชื่อมต่อกัน แล้วจำแนกรูปแบบเหตุการณ์ผิดพร่องได้ เนื่องจากมีบางเหตุการณ์ที่เครื่องบันทึกความผิดพร่องบันทึกการทำงานของรีเลย์ระยะทาง (21) และรีเลย์ชนิดปิดซ้ำ (79) อยู่คนละไฟล์กันกัน ทำให้การเปรียบเทียบค่ากระแสช่วงหลังเกิดความผิดพร่องไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด

รายการอ้างอิง

[1] P. Bornard, J. M. Tesseron, J. C. Bastide and M. Nourris, Field Experience of Digital Fault Recorders and Distance Relay In EHV Substations, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 1, January 1984: pp. 38.

[2] J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin, Protective relaying : principles and applications, 3rd ed : Boca Raton, FL : CRC Press, 2007.

[3] IEEE Std C37.230-2007, IEEE Guide for Protective Relay Application to Distribution Line, February 2008.

[4] IEEE Std C37.2-1996, IEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations, December 1996.

[5] IEEE Std C37.111-1999, IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power, March 1999.

[6] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์, การออกแบบระบบไฟฟ้า, พิมพ์ครั้งที่ 3, กรุงเทพ : จี.บี.พี เซ็นเตอร์, 2551

[7] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, มาตรฐานแบบระบบควบคุมและป้องกันสถานีไฟฟ้าแรงสูง, มีนาคม, 2550

[8] บุญศิลป์ เพ็ชรสิงห์, ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ระบบป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าแรงสูง, มิถุนายน, 2554

[9] Sunphead Chaipunha, Control and Protection System Division Electricity Generating Authority of Thailand, Line Protection [online], Available from : arthit.org/Classes/plants/Final%20Exam/Line.pdf

[10] กนก สุวรรณกาญจน์. การวิเคราะห์สมรรถนะของรีเลย์ระยะทางโซน 3 เพื่อเพิ่มความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาผลเชิงพลวัตของระบบไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2550.

[11] ยสวินทร์ บุรีทาน. การเพิ่มความแม่นยำในการระบุประเภทและตำแหน่งของการลัดวงจรบนสายส่งโดยใช้ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัลทั้งสองปลาย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.

[12] จิรายุทธ์ กิตติจันทร์รัตนา. การวิเคราะห์อุปกรณ์ผิดพร่องบนเครือข่ายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้ระบบผู้เชี่ยวชาญ. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.

[13] Yongli Z., Yang Y. H., Hogg B. W., Zhang W. Q. and Gao S., An Expert System for Power System Fault Analysis, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, No. 1, February 1994: pp. 503-509.

[14] Fukui C. and Kawakami J., An Expert System for Fault Section Estimation Using Information from Protective Relay and Circuit Breaker, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, No. 4, October 1986: pp. 83-91.

[15] Styvaktakis E., Bollen M. H. J. and Gu I. Y. H., Expert System for Classification and Analysis of Power System Events, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 2, April 2002: pp. 423-428.

.

ภาคผนวก

ภาคผนวก

ข้อมูลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่อง

กล่าวถึงข้อมูลเหตุการณ์ผิดพร่องที่ใช้ประเมินประสิทธิภาพของโปรแกรม จำนวน 320 เหตุการณ์ ที่บันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดพร่องแบบดิจิทัล ระหว่างปี พ.ศ. 2552-2555

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลการจำแนกเหตุการณ์ผิดพร่อง

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
1	02/02/52	CM3-KT1A	MV Fault Event	MV Fault Event
2	01/03/52	KA-PEA	MV Fault Event	MV Fault Event
3	24/03/52	PL2-PEA	MV Fault Event	MV Fault Event
4	15/05/52	PL2-PEA	MV Fault Event	MV Fault Event
5	28/05/52	KN-PEA	MV Fault Event	MV Fault Event
6	02/06/52	KS-PEA	Through Fault Event	Through Fault Event
7	04/01/53	SLK-KT1A-2A	Through Fault Event	Through Fault Event
8	11/01/53	KB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
9	19/01/53	ST-SL	Through Fault Event	Through Fault Event
10	12/02/53	KB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
11	01/03/53	KA-PEA	MV Fault Event	MV Fault Event
12	05/03/53	KA-PEA	MV Fault Event	MV Fault Event
13	21/03/53	NK-PEA	MV Fault Event	MV Fault Event
14	31/03/53	KK1-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
15	06/04/53	PHK-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
16	16/04/53	TA2-KT1A	Others	Others
17	15/05/53	NK-PHT#1	Remote Backup Trip	Remote Backup Trip
18	15/05/53	NK-PHT#2	Remote Backup Trip	Remote Backup Trip
19	23/05/53	PHK-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
20	23/05/53	BI1-PEA	Through Fault Event	Through Fault Event

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
21	14/09/53	SRT-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
22	02/01/54	AT1-TTK-CYP	Line Temporary Fault	Others
23	02/01/54	AT1-TTK-CYP	Line Permanent Fault	Others
24	03/01/54	UB1-UB2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
25	09/01/54	BP2-NCS#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
26	21/01/54	AP-PTG#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
27	03/02/54	SU2-SKA	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
28	20/02/54	MM3-CM3#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
29	20/02/54	MM3-CM3#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
30	21/02/54	KB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
31	25/02/54	CR_MCN-PEA	Through Fault Event	Through Fault Event
32	27/02/54	SRT-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
33	02/03/54	BPK-PA2#1	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
34	21/03/54	CP-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
35	21/03/54	UB2-HHO#2	Line Temporary Fault	Line Permanent Fault
36	22/03/54	MM3-PL2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
37	23/03/54	BWN-Main Bus1	Others	Others
38	23/03/54	BWN-BBG	Through Fault Event	Through Fault Event
39	29/03/54	KA-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
40	18/04/54	SS-UB2#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
41	28/04/54	RE2-RE	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
42	01/05/54	KK1-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
43	03/05/54	PHK-BKN-PXN	Remote Backup Trip Event	Remote Backup Trip
44	03/05/54	UB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
45	04/05/54	UB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
46	04/05/54	MM3-PR#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
47	04/05/54	MM3-PR#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
48	04/05/54	BP2-CAP3	Others	Others
49	05/05/54	RS-BP2#1	Line Temporary Fault	Line Permanent Fault
50	06/05/54	MM3-CM3#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
51	07/05/54	NCO-MEA#3	Others	Others
52	08/05/54	PA2-WNK	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
53	08/05/54	NT	Others	Others
54	08/05/54	PA2-SMP	Others	Others
55	09/05/54	MM3-PR#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
56	09/05/54	MM3-PR#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
57	13/05/54	UB2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
58	14/05/54	NPO1-UD2#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
59	14/05/54	NPO1-UD2#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
60	15/05/54	HY2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
61	16/05/54	PL2-ST	Through Fault Event	Through Fault Event
62	16/05/54	PL2-ST	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
63	17/05/54	PA2-WNK	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
64	18/05/54	SKL2-HY2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
65	18/05/54	BPL-BPK-KLM	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
66	18/05/54	CM3-CAP	Others	Others
67	22/05/54	AT1-BI2-TTK	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
68	27/05/54	LS-PL2#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
69	27/05/54	LS-PL2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
70	03/06/54	WN-SNO#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
71	03/06/54	UB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
72	04/06/54	BP2-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
73	06/06/54	BKN-PHK	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
74	07/06/54	NK-UD1#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
75	08/06/54	BPK-PA2#1	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
76	08/06/54	RY2-NKM-BKI	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
77	08/06/54	TL3-TTK	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
78	08/06/54	TL3-TTK	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
79	08/06/54	TL3-TTK	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
80	10/06/54	UB2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
81	11/06/54	SU2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
82	11/06/54	NCO-KT4A	Others	Others
83	15/06/54	TL3-TTK	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
84	16/06/54	CP-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
85	17/06/54	BPK-PA2#1	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
86	17/06/54	HY2-KT4A	Others	Others
87	18/06/54	KK1-CPA	Remote Backup Trip	Remote Backup Trip
88	20/06/54	BP2-CAP3	Others	Others
89	03/07/54	TA2-NS	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
90	06/07/54	PN-PK2	Others	Others
91	11/07/54	KK1-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
92	13/07/54	UB2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
93	13/07/54	BP2-RS#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
94	13/07/54	MM3-PL2#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
95	15/07/54	KT1A-33	MV Fault Event	MV Fault Event
96	15/07/54	KA-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
97	18/07/54	AT2-KT1A	Others	Others
98	19/07/54	UB2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
99	20/07/54	BPK-PA2#2	No-Fault Trip Event	No-Fault Trip Event
100	20/07/54	BPK-PA2#2	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
101	26/07/54	MM3-TTK#1	Line Permanent Fault	Line Temporary Fault

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
102	26/07/54	NCS-KT2A	Others	Others
103	08/08/54	AP-KT2A	Others	Others
104	19/09/54	KA-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
105	23/09/54	Partial%20Black	Through Fault Event	Through Fault Event
106	02/11/54	MM3-MMM#2	MV Fault Event	MV Fault Event
107	02/01/55	AT1-TTK#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
108	02/01/55	CP-SRT#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
109	02/01/55	CP-SRT#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
110	03/01/55	CYP-TTK#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
111	07/01/55	BP2-KS#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
112	07/01/55	TL3-PTB	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
113	07/01/55	NR2-BR#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
114	08/01/55	AT2-AY1#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
115	08/01/55	NPO1-UD1#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
116	09/01/55	NS-PL2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
117	09/01/55	NS-PL2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
118	10/01/55	KK1-KNG#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
119	13/01/55	PN-PK3#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
120	14/01/55	CP-BSP#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
121	14/01/55	CR-PY#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
122	14/01/55	CP-BSP#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
123	22/01/55	KLM-RS#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
124	22/01/55	PL2-ST#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
125	26/01/55	STB-CAP	Others	Others
126	27/01/55	KB2-BP2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
127	27/01/55	KB2-BP2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
128	28/01/55	STB-CAP	Others	Others

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
129	29/01/55	BP2-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
130	30/01/55	BWN-RY2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
131	30/01/55	BWN-RY2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
132	30/01/55	SRT-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
133	01/02/55	NPO1-UD2#3	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
134	03/02/55	NR1-BR#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
135	04/02/55	BI2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
136	06/02/55	AT1-CAP	Others	Others
137	07/02/55	STB-CAP	Others	Others
138	08/02/55	BP2-SNR#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
139	08/02/55	BP2-SNR#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
140	12/02/55	NPO1-UD2#3	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
141	12/02/55	LN2-LP2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
142	16/02/55	BK-CAP	Others	Others
143	16/02/55	NPO1-UD2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
144	17/02/55	NPO1-UD2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
145	17/02/55	NPO1-UD2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
146	19/02/55	NPO1-UD2#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
147	19/02/55	RE1-YT#2	Line Temporary Fault	Line Permanent Fault
148	20/02/55	PE-BUS	Others	Others
149	20/02/55	CYP-TTK#2	Line Temporary Fault	Others
150	24/02/55	BP2-SNR#4	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
151	25/02/55	BP2-TM	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
152	29/02/55	NPO1-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
153	01/03/55	CYP-TTK#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
154	03/03/55	AT1-TTK#2	Line Temporary Fault	Line Permanent Fault
155	03/03/55	NS-TTK#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
156	03/03/55	NK-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
157	05/03/55	HY2-KNE#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
158	05/03/55	RY2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
159	06/03/55	BP2-KS	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
160	06/03/55	BP2-KS	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
161	08/03/55	PDG -NCO#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
162	09/03/55	HY2-KNE#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
163	09/03/55	PN2-PK3#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
164	12/03/55	WN-TTK	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
165	14/03/55	PN2-TP	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
166	16/03/55	UT-PR#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
167	16/03/55	UT-PR#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
168	05/04/55	RE2-NTN#2	Line Permanent Fault	Line Temporary Fault
169	05/04/55	RE2-NTN#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
170	17/04/55	WN-TTK#2	Line Temporary Fault	Line Permanent Fault
171	24/04/55	RB2-RB3#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
172	17/05/55	BB-TA2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
173	17/05/55	BB-NS	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
174	17/05/55	TA2-NS	Through Fault Event	Through Fault Event
175	17/05/55	TA2-BB#1	Through Fault Event	Through Fault Event
176	17/05/55	TA2-BB#2	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
177	17/05/55	NS-TA2	Through Fault Event	Through Fault Event
178	17/05/55	NS-BB	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
179	22/05/55	PU-HY1	Remote Backup Trip	Remote Backup Trip
180	01/06/55	LPR-CHW-RPS#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
181	01/06/55	LPR-CHW-RPS#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
182	01/06/55	LPR-CHW-RPS#3	Through Fault Event	Through Fault Event

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
183	01/06/55	NB-LPR	Line Permanent Fault	Line Temporary Fault
184	02/06/55	RS-KLM#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
185	02/06/55	RS-KLM#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
186	03/06/55	PN2-PK3#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
187	03/06/55	SO1-TH	Through Fault Event	Through Fault Event
188	04/06/55	PN-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
189	04/06/55	LSN-RN#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
190	06/06/55	SR2-SKI	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
191	06/06/55	UB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
192	06/06/55	NPO1-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
193	06/06/55	NR2-PCH	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
194	06/06/55	NR2-SKI	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
195	07/06/55	BKI-CT#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
196	07/06/55	BKI-CT#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
197	07/06/55	BKI-CT#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
198	07/06/55	CT-TR	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
199	07/06/55	KK1-UR	Line Permanent Fault	Remote Backup Trip
200	07/06/55	SO1-KL	Through Fault Event	Through Fault Event
201	07/06/55	CR-THG	Line Temporary Fault	Line Permanent Fault
202	07/06/55	PL2-LS#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
203	07/06/55	PL2-LS#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
204	07/06/55	PL2-LS#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
205	07/06/55	PL2-LS#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
206	08/06/55	TL3-PTB	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
207	08/06/55	SO1-TH	Through Fault Event	Through Fault Event
208	09/06/55	KL-SO1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
209	10/06/55	AT2-KT1A	Others	Others

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
210	10/06/55	SRT-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
211	11/06/55	BPL-CAP	Others	Others
212	12/06/55	BP2-CAP	Others	Others
213	14/06/55	AT2-TL1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
214	15/06/55	MM3-PR#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
215	15/06/55	MM3-LP1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
216	16/06/55	STB-SB#3	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
217	18/06/55	NCO-PDG#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
218	19/06/55	UB2-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
219	21/06/55	KN-KT1A	Others	Others
220	22/06/55	KL-MK	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
221	22/06/55	PU-LR	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
222	23/06/55	UT-SK#2	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
223	24/06/55	PU-LR	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
224	26/06/55	KK1-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
225	26/06/55	MM3-TTK#1	Line Permanent Fault	Line Temporary Fault
226	30/06/55	LN2-LP2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
227	30/06/55	LN2-LP2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
228	30/06/55	LN2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
229	30/06/55	LN2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
230	02/07/55	TTK-TL3	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
231	04/07/55	SRT-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
232	07/07/55	KLM-RS#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
233	07/07/55	KLM-RS#2	Line Permanent Fault	Others
234	08/07/55	AT2-BUS	Others	Others
235	11/07/55	KLM-RS#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
236	11/07/55	KLM-RS#2	Line Temporary Fault	Others

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
237	11/07/55	BP2-CAP	Others	Others
238	11/07/55	UB2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
239	12/07/55	RY2-KLA#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
240	13/07/55	KLM-RS#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
241	13/07/55	KLM-RS#2	Line Temporary Fault	Others
242	14/07/55	PKK-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
243	14/07/55	SO1-TH	Through Fault Event	Through Fault Event
244	16/07/55	KK1-PEA#2	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
245	17/07/55	UB2-HHO#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
246	18/07/55	NK-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
247	20/07/55	NK-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
248	23/07/55	LS-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
249	24/07/55	NK-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
250	24/07/55	UD2-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
251	25/07/55	LS-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
252	20/07/55	AT2-SNO#1	Others	Others
253	28/07/55	NCO-WN#2	Others	Others
254	29/07/55	KA-TS#2	Others	Others
255	29/07/55	KA-TS#2	No-Fault Trip Event	No-Fault Trip Event
256	29/07/55	KA-TS#2	No-Fault Trip Event	No-Fault Trip Event
257	13/07/55	UD3-NBG#2	Others	Others
258	28/07/55	LS-PEA	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
259	01/08/55	HY1-PU	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
260	02/08/55	RY2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
261	02/08/55	RY2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
262	02/08/55	RY2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
263	02/08/55	PHK-BKN	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
264	03/08/55	SA1-KT3A	Others	Others
265	04/08/55	KK1-BPI#1	Others	Others
266	07/08/55	HY2-PU#1	Others	Others
267	07/08/55	S02-NN#2	Others	Others
268	09/08/55	SR2-PEA#3	Others	Others
269	11/08/55	TS-KA	No-Fault Trip Event	No-Fault Trip Event
270	12/08/55	MM3-TTK#1	Line Permanent Fault	Line Temporary Fault
271	14/08/55	MM3-TTK#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
272	15/08/55	MM3-TTK#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
273	18/08/55	AT2-TL3#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
274	19/08/55	LR-PU	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
275	20/08/55	AT1-TL1#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
276	23/08/55	NT-KN#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
277	23/08/55	MM3-TTK#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
278	25/08/55	AT1-TL1#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
279	24/08/55	BB-TA2#2	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
280	25/08/55	CT-TR	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
281	25/08/55	CT-TR	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
282	25/08/55	CT-TR	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
283	25/08/55	AT1-TL1#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
284	29/08/55	AT1-TL1#2	Line Permanent Fault	Line Temporary Fault
285	29/08/55	RS-NV#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
286	30/08/55	MM3-TTK#1	Line Permanent Fault	Line Temporary Fault
287	31/08/55	UB2-PEA#1	PEA 115 kV Line Fault	PEA 115 kV Line Fault
288	05/09/55	RY2-RY3#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
289	18/09/55	KLA - RY2#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
290	18/09/55	KLA - RY2#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
291	20/09/55	TL3-TTK	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
292	25/09/55	BPK- PA2#2	Line Permanent Fault	Others
293	02/10/55	LR-PU	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
294	02/10/55	LR-PU	No-Fault Trip Event	No-Fault Trip Event
295	03/10/55	MM3-PR#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
296	03/10/55	LR-PU	No-Fault Trip Event	No-Fault Trip Event
297	24/10/55	KNE-YL2#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
298	24/10/55	KNE-YL2#2	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
299	24/10/55	AP-BWN	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
300	24/10/55	CBD-LB2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
301	02/11/55	BPK-NCO#3	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
302	02/11/55	PL2-MM4#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
303	05/11/55	KK1-MK	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
304	19/11/55	AP-RY2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
305	20/11/55	HH-RB2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
306	21/11/55	AT2-TL3#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
307	21/11/55	KLM-EPEC#1	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
308	24/11/55	AT2-TL1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
309	27/11/55	BPK-PA2#2	Line Permanent Fault	Others
310	28/11/55	LR-KA	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
311	04/12/55	LR-KA	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
312	12/12/55	NT-KN#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
313	19/12/55	KLM-BPK	Power Plant Line Fault	Power Plant Line Fault
314	23/12/55	PL2-ST#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault
315	30/12/55	PL2-LKB	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
316	30/12/55	HY2-SKL2#2	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault
317	30/12/55	HY2-KNE-SKL2#1	Line Permanent Fault	Line Permanent Fault

ลำดับที่	วันที่	เหตุการณ์	ผลการจำแนก	
			ข้อมูลจริง	ผลการทดสอบ
318	30/12/55	SRT-PP#2	Line Permanent Fault	Others
319	22/05/55	KNE-TS	Remote Backup Trip	Remote Backup Trip
320	23/07/55	PL2-ST#1	Line Temporary Fault	Line Temporary Fault

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

มารุต สุขทองสา เกิดวันที่ 9 พฤศจิกายน พ.ศ. 2528 ที่จังหวัดมหาสารคาม สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ในปีการศึกษา 2550 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2553 และสำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2555