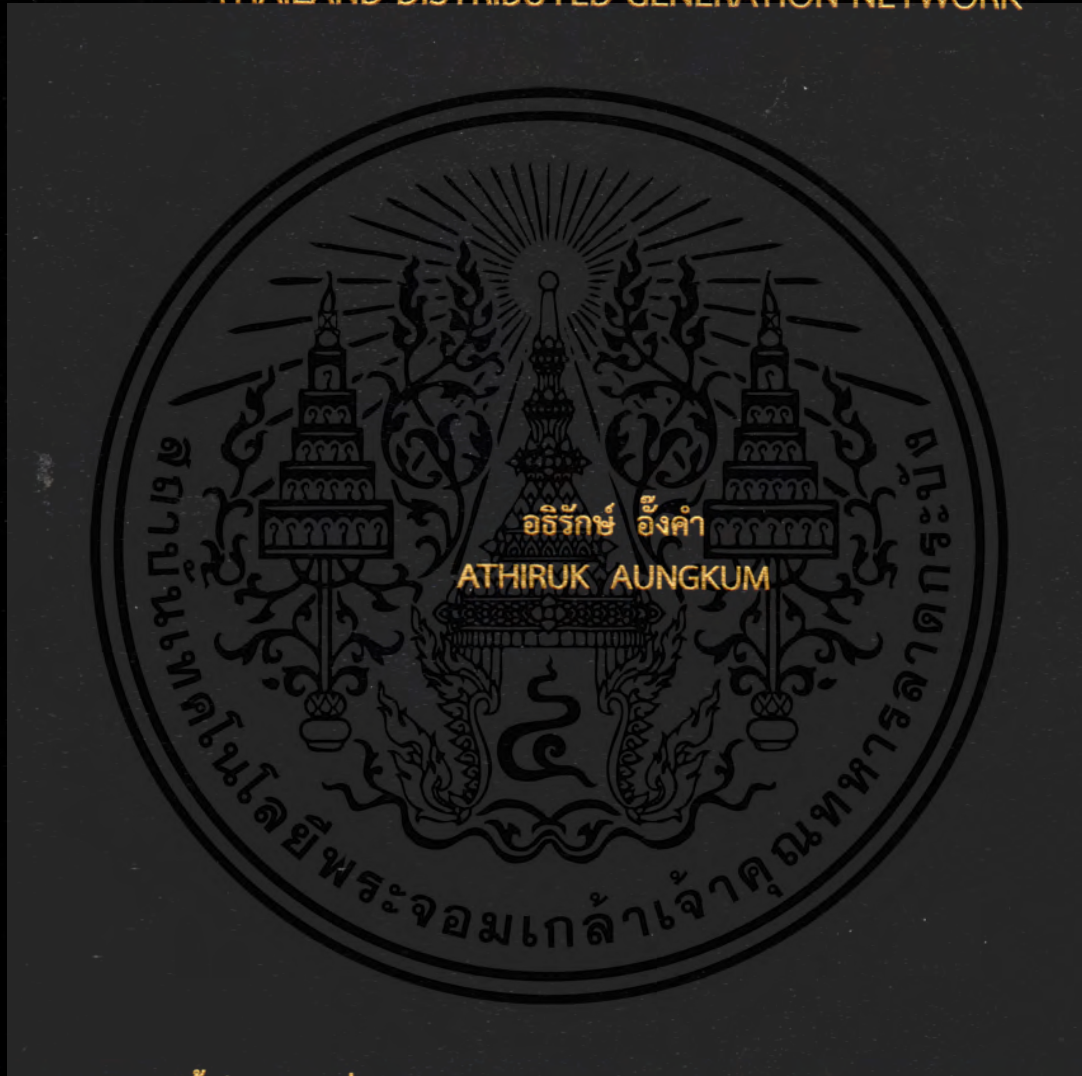


การออกแบบและวิเคราะห์ระบบป้องกันสมัยใหม่สำหรับการเชื่อมต่อ
โรงไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบจำหน่ายในประเทศไทย

DESIGN AND ANALYSIS OF A NOVEL PROTECTION SCHEME FOR
THAILAND DISTRIBUTED GENERATION NETWORK



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2561

KMITL-2018-EN-M-020-026

การออกแบบและวิเคราะห์ระบบป้องกันสมัยใหม่สำหรับการเชื่อมต่อ
โรงไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบจำหน่ายในประเทศไทย

DESIGN AND ANALYSIS OF A NOVEL PROTECTION SCHEME FOR
THAILAND DISTRIBUTED GENERATION NETWORK



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ. 2561
KMITL-2018-EN-M-020-026

DESIGN AND ANALYSIS OF A NOVEL PROTECTION SCHEME FOR
THAILAND DISTRIBUTED GENERATION NETWORK



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2018
KMITL-2018-EN-M-020-026



COPYRIGHT 2018

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การออกแบบและวิเคราะห์ระบบป้องกันสมัยใหม่สำหรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบจำหน่ายในประเทศไทย

Thesis Title Design and Analysis of a Novel Protection Scheme for THAILAND Distributed Generation Network

นักศึกษา นายอริรักษ์ อึ้งคำ

รหัสประจำตัว 56601091

ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว

หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2018-EN-M-020-026

| คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ | | ลายมือชื่อ |
|--------------------------|-------------|--|
| รศ.ดร.กิริติ | ชยะกุลศิริ |  |
| ผศ.ดร.นิรุช | จิรสวรรณกุล |  |
| ดร.เปี่ยมภูมิ | สฤกพอกษ์ |  |
| ผศ.ดร.ชาย | ชมภูอินไหว |  |
| ผศ.ดร.เชาว์ | ชมภูอินไหว |  |

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันศุกร์ที่ 15 มิถุนายน พ.ศ. 2561 เวลา 10.00-12.00 น.
สถานที่สอบ ณ ห้องประชุม 1 ชั้น 5 อาคาร A

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว


(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์
วันที่ 15 มิถุนายน พ.ศ. 2561

| | |
|-----------------------------|---|
| หัวข้อวิทยานิพนธ์ | การออกแบบและวิเคราะห์ระบบป้องกันสมัยใหม่สำหรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบจำหน่ายในประเทศไทย |
| นักศึกษา | นายอริรัช อังคำ |
| รหัสประจำตัว | 56601091 |
| ปริญญา | วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต |
| สาขาวิชา | วิศวกรรมไฟฟ้า |
| พ.ศ. | 2561 |
| อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ | ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว |

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแบบโครงข่ายสมัยใหม่ร่วมกับการใช้เทคโนโลยีการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ผ่านสายใยแก้วนำแสงโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับโปรโตคอลซิมเมตริก (Mirrored Bit Protocol) เพื่อป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าเอกชนเมื่อเกิดสถานะแยกโดด (Islanding Mode) ซึ่งจะมีการนำเสนอข้อมูลจริงของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) ชื่อไทยเนชั่นแนลพาวเวอร์ (Thai National Power : TNP) ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าร่วมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำนวน 4 สถานีไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย โดยมีการเปลี่ยนการเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้าจากแขนงเป็นแบบโครงข่าย ซึ่งจะอธิบายถึง ภาพรวมของระบบ ลักษณะการเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้าแบบเดิมและแบบใหม่ การออกแบบเชิงแนวคิดโดยการติดตั้งอุปกรณ์ประมวลผลเชิงตรรกะ (Logic Processor) เป็นตัวประมวลผลและตัดสินใจในการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) โดยทำการตรวจสอบสถานะการเชื่อมต่อของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก ด้วยวิธีการรับ-ส่งข้อมูลสถานะเซอร์กิตเบรกเกอร์และสวิตช์ไบมีดของแต่ละสถานีจากอุปกรณ์ส่งสัญญาณอินพุตและเอาต์พุตระยะไกล (Remote Input/Output) โดยอุปกรณ์แต่ละตัวจะรับ-ส่งข้อมูลผ่านโปรโตคอลซิมเมตริก ผ่านสายใยแก้วนำแสง นอกจากนี้ระบบป้องกันแบบใหม่สามารถตรวจสอบสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในแต่ละสถานีรวมถึงสัญญาณแจ้งเตือนต่างๆ เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติแบบเวลาจริง (Real-time) ได้ที่ระบบตรวจสอบสถานะ (Distributed Control System : DCS) โดยสัญญาณจะถูกแปลงให้อยู่ในรูปแบบของโปรโตคอล IEC-61850 โดยระบบป้องกันที่นำเสนอต้องสามารถปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ในแบบทันทีทันใดเมื่อโรงไฟฟ้าเอกชนเกิดสถานะแยกโดด นอกจากนี้สามารถตรวจสอบไม่ให้โรงไฟฟ้าปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์โดยไม่จำเป็น ส่งผลให้ความน่าเชื่อถือของระบบเพิ่มขึ้น ซึ่งสามารถยืนยันการทำงานจากระบบป้องกันแบบใหม่ได้จากผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันและระบบตรวจสอบสถานะ โดยการจำลองการเกิดความผิดปกติพร้อมในทุกๆ ตำแหน่งที่เป็นไปได้ในโครงข่าย ผลการทดสอบจริงก่อนนำเข้าใช้งาน และผลการเปรียบเทียบระหว่างระบบป้องกันแบบเดิมและระบบป้องกันแบบใหม่ที่นำเสนอ

| | |
|-----------------------|--|
| Thesis | Design and Analysis of a Novel Protection Scheme for THAILAND Distributed Generation Network |
| Student | Mr. Athiruk Aungkum |
| Student ID. | 56601091 |
| Degree | Master of Engineering |
| Program | Electrical Engineering |
| Year | 2018 |
| Thesis Advisor | Assistant Professor Chow Chompoo-inwaj, Ph.D. |

ABSTRACT

This thesis will present an application of a modern protection system for high voltage network transmissionline using a communication technology between equipment via fiber-optic by Direct Transfer Trip (DTT) technique and Mirrored Bit protocol to protect generators inside the private power plant when the island mode is occurred. There will be a factual presentation of a independent power producer (IPP), named Thai National Power (TNP), that distributes the power in conjunction with Provincial Electricity Authority (PEA), consisting of 4 substations in the eastern region of Thailand by which there is a change in the connection of the transmission line from radial to network. This thesis will describe the overall of the connection characteristic system of the old and new transmission line. The conceptual design is used by installation of a Logic Processor as the processor and decision maker for disconnecting the circuit by examining the connection status of the main power distribution system by a method of receiving-sending status information of the circuit breaker and the disconnecting switch of each station from Remote Input/Output equipment. Each equipment will receive-send the data via Mirrored Bit protocol through fiber optic. Moreover, the new protection system can examine the circuit breaker status in each station including alarm signals when the real-time abnormal circumstance is occurred in the distributed control system (DCS) by which the signal will be changed into a format of IEC-61850 protocol. The proposed protection scheme must be disconnect the circuit breaker immediately, when the private power plant into the island mode condition. In addition, this system can perform examinations in order to prevent the power plant from disconnecting the circuit breaker unnecessarily resulting in a better reliability of the system. The proposed scheme can confirm the operation of the new protection system by the operation tested result of the protection system and the DCS system is received by simulating the fault in every possible position in the network. The commissioning test result and the result of the comparison between the old protection system and the new protection system that is presented.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยดี เนื่องมาจากได้รับความอนุเคราะห์จากท่านอาจารย์ที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.เชาว์ ชมภูอินทิว ที่สละเวลาอันมีค่าอย่างยิ่งให้ความเมตตา, กรุณา ให้คำชี้แนะ, แก้ปัญหาตลอดจนให้ความรู้และประสบการณ์ใหม่ๆ ที่ดีมาก ๆ แก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณ อาจารย์นราตล โชติวรรณพร อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร ที่ให้ความเมตตา, ชี้แนะแนวทาง และให้คำปรึกษาที่ดีเสมอมา

ขอขอบคุณ หจก.เอ็น วาย อาร์ โดยคุณโกศล วิกยาธิปไตย ที่อนุเคราะห์เรื่องอุปกรณ์สำหรับการทำวิจัยในครั้งนี้

ขอขอบคุณ บริษัท ไทยพาวเวอร์เซ็นเตอร์ จำกัด โดยคุณศรินนัท จงอนุกุลธนากร, คุณอำนาจ เต็มปิยพล ที่สนับสนุนให้งานวิจัยครั้งนี้ประสบความสำเร็จด้วยดี

ขอขอบคุณพี่ๆ และน้องๆ ภายในศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมส่องสว่าง (Energy system and Illumination research center, ESIRC) ที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ที่ดีตลอดมา

ขอขอบพระคุณบิดา มารดาและครอบครัวของข้าพเจ้าทุกคน ที่เป็นกำลังใจอยู่เคียงข้างตลอดเวลา

สำหรับคุณงามความดีอันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์นี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับบิดาและมารดา ซึ่งเป็นที่รักและเคารพยิ่ง ตลอดจนครูอาจารย์ที่เคารพทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า

อิทธิกร อึ้งคำ

สารบัญ

| | หน้า |
|--|------|
| บทคัดย่อภาษาไทย..... | I |
| บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... | II |
| กิตติกรรมประกาศ..... | III |
| สารบัญ | IV |
| สารบัญตาราง | X |
| สารบัญรูป..... | XI |
| | |
| บทที่ 1 บทนำ..... | 1 |
| 1.1 ความเป็นมาของปัญหา..... | 1 |
| 1.2 วัตถุประสงค์การดำเนินงาน | 2 |
| 1.3 แนวคิดที่ใช้ในการวิจัย | 2 |
| 1.4 ขอบเขตการวิจัย | 3 |
| 1.5 ขั้นตอนของการวิจัย..... | 3 |
| | |
| บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการป้องกันระบบไฟฟ้า..... | 4 |
| 2.1 ปรัชญาทั่วไปของระบบป้องกันไฟฟ้า | 4 |
| 2.1.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้ากำลัง | 4 |
| 2.1.2 ระบบการจ่ายพลังงานแบบแขนง (Radial System) | 5 |
| 2.1.3 ระบบการจ่ายพลังงานแบบโครงข่าย (Network System) | 5 |
| 2.1.4 สาเหตุและสถิติการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า | 6 |
| 2.1.5 ส่วนประกอบของระบบป้องกัน..... | 7 |
| 2.1.5.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker, CB)..... | 8 |
| 2.1.5.2 รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay)..... | 9 |
| 2.1.5.3 วงจรทริป (Trip Circuit)..... | 9 |
| 2.1.5.4 หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)..... | 10 |
| 2.1.6 คุณสมบัติของระบบป้องกัน | 10 |
| 2.1.7 การแบ่งขอบเขตการป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลัง (Zone of Protection) | 11 |
| 2.1.8 การป้องกันสำรอง (Backup Protection)..... | 13 |
| 2.2 หลักการทำงานของรีเลย์ป้องกันและอุปกรณ์เสริม | 14 |

สารบัญ (ต่อ)

| | หน้า |
|---|------|
| 2.2.1 การตรวจจับการเกิดการผิดปกติ (Detection of Fault) ของรีเลย์ | 14 |
| 2.2.1.1 การตรวจวัดระดับ (Level Detection) | 14 |
| 2.2.1.2 การเปรียบเทียบขนาด (Magnitude Comparison) | 14 |
| 2.2.1.3 การเปรียบเทียบความแตกต่างของกระแส (Differential Current Comparison) | 15 |
| 2.2.1.4 การเปรียบเทียบมุมเฟส (Phase angle Comparison) | 15 |
| 2.2.1.5 ไพลอตรีเลย์ (Pilot Relaying) | 16 |
| 2.2.1.6 การตรวจจับฮาร์โมนิก (Harmonic Content) | 16 |
| 2.2.1.7 การตรวจจับความถี่ (Frequency Sensing) | 16 |
| 2.2.2 ประเภทและหลักการทำงานของรีเลย์ | 16 |
| 2.2.2.1 รีเลย์แบบไฟฟ้ากล (Electromechanical Relays) | 16 |
| 2.2.2.2 รีเลย์แบบอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic or Solid-State Relays) | 18 |
| 2.2.2.3 รีเลย์รีเลย์แบบไมโครโพรเซสเซอร์ (Microprocessor Based Relay) | 19 |
| 2.2.3 สัญลักษณ์ของรีเลย์ตามมาตรฐาน | 21 |
| 2.2.3.1 ตัวเลขแสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐานของ IEEE/ANSI | 21 |
| 2.2.3.2 สัญลักษณ์แสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐานของ IEC | 23 |
| 2.2.4 รีเลย์ที่นิยมใช้มาก | 24 |
| 2.2.4.1 รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay) | 24 |
| 2.2.4.2 รีเลย์กระแสผิดปกติพร้อมลงดิน (Ground Fault Relay) | 25 |
| 2.2.4.3 รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง (Directional Power Relay) | 27 |
| 2.2.4.4 รีเลย์ผลต่าง (Differential Relay) | 28 |
| 2.2.4.5 รีเลย์ซิงค์โครไนซ์ (Synchronism Check and Synchronizing Relay) | 29 |
| 2.2.4.6 รีเลย์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Relay) | 30 |
| 2.2.4.7 รีเลย์ความถี่ไฟฟ้า (Frequency Relay) | 30 |
| 2.2.4.8 รีเลย์ความร้อน (Thermal Relay) | 31 |

สารบัญ (ต่อ)

| | หน้า |
|---|------|
| บทที่ 3 รีเลย์ป้องกันสำหรับสายส่งไฟฟ้าแรงสูง..... | 32 |
| 3.1 รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay)..... | 32 |
| 3.1.1 ลักษณะสมบัติของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง..... | 33 |
| 3.1.2 หลักการทำงานของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง..... | 34 |
| 3.1.3 รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบเฟส (Phase Directional Overcurrent Relay)..... | 34 |
| 3.1.4 รีเลย์กระแสลงดินแบบมีทิศทาง (Directional Ground Relay)..... | 35 |
| 3.2 รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay)..... | 36 |
| 3.2.1 ลักษณะสมบัติของรีเลย์ระยะทางแบบต่างๆ..... | 38 |
| 3.2.1.1 รีเลย์อิมพีแดนซ์ (Impedance relay)..... | 38 |
| 3.2.1.2 รีเลย์แอดมิแตนซ์ (Admittance relay หรือ mho relay)..... | 40 |
| 3.2.1.3 รีเลย์รีแอกแตนซ์ (Reactance relay)..... | 42 |
| 3.2.1.4 รีเลย์เลนส์ (Lenticular relay)..... | 43 |
| 3.2.1.5 รีเลย์ควอดริลาเทอรอล หรือรีเลย์สี่เหลี่ยมด้านไม่เท่า (Quadrilateral relay)..... | 44 |
| 3.2.2 หลักการทำงานของรีเลย์ระยะทาง..... | 44 |
| 3.2.3 การแบ่งขอบเขตการทำงาน (Zone of Protection) ของรีเลย์ระยะทาง..... | 47 |
| 3.2.4 ปัญหาการใช้งานรีเลย์ระยะทาง..... | 50 |
| 3.2.4.1 ค่าแรงดันต่ำสุดที่ขั้วรีเลย์..... | 50 |
| 3.2.4.2 ความยาวต่ำสุดของสายส่ง..... | 50 |
| 3.2.4.3 การตรวจจับไม่ถึงระยะ (Under-Reach)..... | 50 |
| 3.2.4.4 การตรวจจับเกินระยะ (Over-Reach)..... | 50 |
| 3.2.4.5 กำลังงานแกว่ง (Power Swing)..... | 51 |
| 3.2.4.6 ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติที่ปลายสายส่งได้แบบทันทีทันใด..... | 51 |
| 3.3 การป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Relay) หรือระบบป้องกันระยะไกล (Tele- Protection System)..... | 51 |
| 3.3.1 การสื่อสารในการป้องกันแบบนำร่อง..... | 51 |

สารบัญ (ต่อ)

| | หน้า |
|--|-----------|
| 3.3.1.1 การส่งสัญญาณร่วมกับสายตัวนำกำลัง (Power Line Carrier, PLC) | 52 |
| 3.3.1.2 การส่งสัญญาณไมโครเวฟ (Microwave) | 53 |
| 3.3.1.3 การส่งสัญญาณด้วยใยแก้วนำแสง (Fiber-optic) | 54 |
| 3.3.1.4 การส่งสัญญาณด้วยสายเคเบิล (Communication Cable) | 54 |
| 3.3.2 แบบแผนการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบนำร่องที่นิยมใช้ใน ประเทศไทย | 55 |
| 3.3.2.1 การเปรียบเทียบทิศทางเพื่อสั่งให้ไม่ตัดวงจร (Directional Comparison Blocking) | 55 |
| 3.3.2.2 การเปรียบเทียบทิศทางเพื่อหยุดการสั่งไม่ให้ตัดวงจร (Directional Comparison Unblocking) | 57 |
| 3.3.2.3 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับที่ไม่เต็มระยะสายส่ง (Direct Underreaching Transfer Trip) | 58 |
| 3.3.2.4 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับที่ไม่เต็มและเกินระยะ สายส่ง (Permissive Underreaching Transfer Trip) | 60 |
| 3.3.2.5 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับที่เกินระยะสายส่ง (Permissive Overreaching Transfer Trip) | 62 |
| 3.3.2.6 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับกระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Earth Fault Transfer Trip) | 64 |
| 3.3.2.7 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับสถานะของเซอร์กิต เบรกเกอร์ (Intertripping หรือ Direct Transfer Trip) | 65 |
| บทที่ 4 การออกแบบระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายสำหรับระบบ จำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย | 68 |
| 4.1 การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่ทำการศึกษา | 68 |
| 4.1.1 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าดั้งเดิมบริเวณโรงไฟฟ้า TNP | 68 |
| 4.1.2 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าและระบบป้องกันรูปแบบเดิมเมื่อเชื่อมต่อ โรงไฟฟ้า TNP เข้ากับโครงข่าย | 69 |
| 4.1.3 ปัญหาของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแบบเดิม | 70 |
| 4.1.4 การออกแบบเชิงแนวคิดของระบบป้องกันชนิดใหม่ที่น่าเสนอ | 71 |

สารบัญ (ต่อ)

| | หน้า |
|---|-----------|
| 4.2 การออกแบบระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสมัใหม่ชนิดโครงข่ายที่นำเสนอ | 72 |
| 4.2.1 อุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ในโครงการนี้ | 72 |
| 4.2.1.1 อุปกรณ์ประมวลผลเชิงตรรกะ (Logic Processor) | 72 |
| 4.2.1.2 อุปกรณ์รีโมทอินพุตเอาต์พุต (Remote Input/Output) | 73 |
| 4.2.1.3 อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) | 73 |
| 4.2.2 เทคนิคการส่งสัญญาณสื่อสารทางโปรโตคอล Mirrored Bit | 74 |
| 4.2.2.1 การรับ-ส่งสัญญาณของโปรโตคอล Mirrored Bit | 74 |
| 4.2.2.2 ความปลอดภัยในการสื่อสารแบบ Mirrored Bit | 75 |
| 4.2.2.3 ความเร็วในการสื่อสารแบบ Mirrored Bit | 75 |
| 4.2.3 รูปแบบและการทำงานของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัใหม่ชนิด โครงข่าย | 76 |
| 4.2.3.1 การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน | 76 |
| 4.2.3.2 สมการลอจิกส์ (Logic Equation) และการตัดสินใจของระบบป้องกัน ที่ติดตั้งภายในโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่ง | 81 |
| 4.2.3.3 ระบบตรวจสอบสถานะ Distributed Control System (DCS) แบบ เวลาจริง (Real-time) ภายในศูนย์ควบคุมโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 | 83 |
| บทที่ 5 ผลการทดสอบและผลการเปรียบเทียบระบบป้องกันที่นำเสนอ | 86 |
| 5.1 การจำลองตำแหน่งความผิดปกติ (Fault) ที่สามารถเกิดขึ้นได้ในโครงข่ายไฟฟ้า | 86 |
| 5.2 การปลดวงจรของแต่ละสถานีไฟฟ้าตามชนิดการเกิดความผิดปกติ (Fault type) | 87 |
| 5.3 การทดสอบการทำงานของระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol ในรูปแบบ Factory Acceptance Test (FAT) | 88 |
| 5.3.1 การทดสอบการทำงานของระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol เมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) 1 ตำแหน่ง | 90 |
| 5.3.2 การทดสอบการทำงานของระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol เมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) 2 ตำแหน่ง | 91 |
| 5.4 การทดสอบจริงก่อนนำเข้าใช้งาน (Commissioning Test) ทั้งระบบ DTT และ ระบบแจ้งเตือน DCS | 94 |

สารบัญ (ต่อ)

| | หน้า |
|--|------|
| บทที่ 6 บทสรุปและข้อเสนอแนะ..... | 97 |
| 6.1 บทสรุป..... | 97 |
| 6.2 จุดเด่นของงานวิจัย (Key Contribution)..... | 98 |
| 6.3 ข้อเสนอแนะ | 98 |
| | |
| เอกสารอ้างอิง | 99 |
| ภาคผนวก ก แผนผังการจ่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 เควี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พื้นที่ ก2..... | 101 |
| ภาคผนวก ข บทความทางวิชาการ | 110 |
| ประวัติผู้เขียน..... | 135 |



สารบัญตาราง

| | หน้า |
|---|------|
| ตารางที่ 2.1 เปอร์เซนต์การเกิดความผิดพลาดในส่วนต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง[5]..... | 7 |
| ตารางที่ 2.2 เปอร์เซนต์การเกิดความผิดพลาดแบบต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง[5]..... | 7 |
| ตารางที่ 2.3 ตัวเลขแสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐาน IEEE/ANSI..... | 21 |
| ตารางที่ 2.4 สัญลักษณ์แสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐานของ IEC..... | 23 |
| ตารางที่ 4.1 ความเร็วในการสื่อสารแบบ Mirrored Bit ของแต่ละอุปกรณ์..... | 76 |
| ตารางที่ 4.2 แสดงสัญญาณต่างๆ ที่ส่งให้ระบบ DCS | 85 |
| ตารางที่ 5.1 แสดงเงื่อนไขการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์เมื่อเกิด Fault ในตำแหน่งต่างๆ | 88 |
| ตารางที่ 5.2 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดพลาด (Fault) 1 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power1 (TNP1)..... | 90 |
| ตารางที่ 5.3 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดพลาด (Fault) 1 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power2 (TNP2)..... | 91 |
| ตารางที่ 5.4 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดพลาด 2 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power1 (TNP1)..... | 92 |
| ตารางที่ 5.5 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดพลาด 2 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power2 (TNP2)..... | 93 |
| ตารางที่ 5.6 ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบป้องกันของโรงไฟฟ้า TNP1..... | 94 |
| ตารางที่ 5.7 ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบป้องกันของโรงไฟฟ้า TNP2..... | 95 |
| ตารางที่ 5.8 ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบ DCS..... | 95 |

สารบัญรูป

| | หน้า |
|--|------|
| รูปที่ 2.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้า [7] | 4 |
| รูปที่ 2.2 ระบบไฟฟ้าแบบแขนง (Radial System) [5] | 5 |
| รูปที่ 2.3 แสดงระบบไฟฟ้าแบบโครงข่าย (IEEE 30 Bus System) [5] | 6 |
| รูปที่ 2.4 ส่วนประกอบของระบบป้องกัน [7] | 8 |
| รูปที่ 2.5 วงจรที่ใช้ในการควบคุมการทริป [7] | 9 |
| รูปที่ 2.6 การแบ่งขอบเขตการป้องกัน (Zone of Protection) ของระบบไฟฟ้ากำลัง [7] | 11 |
| รูปที่ 2.7 หลักในการทำ Overlapping Protection รอบๆ Circuit Breaker [7] | 13 |
| รูปที่ 2.8 รีเลย์เปรียบเทียบกระแสในวงจรขนาน [7] | 15 |
| รูปที่ 2.9 การเปรียบเทียบกระแสผลต่าง [7] | 15 |
| รูปที่ 2.10 การเปรียบเทียบมมเฟส [7] | 16 |
| รูปที่ 2.11 หลักการทำงานของรีเลย์แบบแกนเคลื่อนที่ [5] | 17 |
| รูปที่ 2.12 หลักการทำงานของรีเลย์แบบจานหมุน [5] | 18 |
| รูปที่ 2.13 หลักการทำงานของรีเลย์แบบถ้วยหมุน [5] | 18 |
| รูปที่ 2.14 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบอิเล็กทรอนิกส์ [5] | 19 |
| รูปที่ 2.15 หลักการทำงานของรีเลย์แบบคอมพิวเตอรืหรือแบบไมโครโพรเซสเซอร์ [5] | 19 |
| รูปที่ 2.16 ลักษณะสมบัติเวลา-กระแสของ Overcurrent Relay [7] | 25 |
| รูปที่ 2.17 การป้องกันกระแสลัดดิน [7] | 26 |
| รูปที่ 2.18 การป้องกันกระแสลัดดินในวงจร 3 เฟส 4 สาย [7] | 26 |
| รูปที่ 2.19 Zero Sequence Ground Relay [7] | 27 |
| รูปที่ 2.20 รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง [7] | 27 |
| รูปที่ 2.21 Overcurrent Differential Relay [7] | 28 |
| รูปที่ 2.22 ลักษณะสมบัติ Fixed Percentage Relay [7] | 29 |
| รูปที่ 2.23 ลักษณะสมบัติ Variable Percentage Relay [7] | 29 |
| รูปที่ 2.24 รีเลย์ซิงโครไนซ์ (Synchronizing Relay) [7] | 30 |
| รูปที่ 3.1 วงจรคู่ขนาน (Parallel Feeder) [7] | 32 |
| รูปที่ 3.2 วงจรคู่ขนาน (Parallel Feeder) เมื่อเกิด Fault ที่ F2 [7] | 33 |
| รูปที่ 3.3 วงจรคู่ขนาน (Parallel Feeder) เมื่อใช้ Directional Overcurrent Relay [7] | 33 |
| รูปที่ 3.4 ลักษณะสมบัติรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง [7] | 34 |
| รูปที่ 3.5 รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบเฟส (Phase Directional Overcurrent Relay)[7] | 35 |
| รูปที่ 3.6 รีเลย์ป้องกันกระแสลัดพร้อมลงดินแบบมีทิศทาง [7] | 35 |
| รูปที่ 3.7 ความสามารถในการแยกแยะที่ไม่ดีพอของรีเลย์กระแสเกินการป้องกันสายส่ง [7] | 36 |
| รูปที่ 3.8 ลักษณะสมบัติของรีเลย์ระยะทาง [7] | 37 |

สารบัญรูป (ต่อ)

| | หน้า |
|--|------|
| รูปที่ 3.9 ลักษณะสมบัติแบบอิมพีแดนซ์ (Impedance) โดยการเปรียบเทียบขนาด [7] | 39 |
| รูปที่ 3.10 ผลของความต้านทานอาร์กต่ออิมพีแดนซ์รีเลย์ [7] | 39 |
| รูปที่ 3.11 ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์เมื่อเพิ่ม Directional Relay [7] | 40 |
| รูปที่ 3.12 ลักษณะสมบัติแบบ Mho ใน (ก) R-X Diagram (ข) G-B Diagram โดย θ เป็นมุมของ Impedance Setting [7] | 40 |
| รูปที่ 3.13 แสดงลักษณะการทำงานซึ่งกินพื้นที่น้อยของ Mho Relay | 41 |
| รูปที่ 3.14 วิธีเพิ่ม Resistive Coverage โดยการลด θ ให้น้อยกว่า ϕ | 42 |
| รูปที่ 3.15 ลักษณะสมบัติแบบ Reactance บน R-X Diagram | 42 |
| รูปที่ 3.16 ลักษณะสมบัติของ Lenticular Relay เทียบกับ Offset Mho Relay [7] | 43 |
| รูปที่ 3.17 ลักษณะสมบัติแบบ Quadrilateral Relay | 44 |
| รูปที่ 3.18 หลักการแบบคานสมดุลในรีเลย์ระยะทาง | 45 |
| รูปที่ 3.19 ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางในแกนของแรงดัน และกระแส | 46 |
| รูปที่ 3.20 ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางในระนาบ R-X | 46 |
| รูปที่ 3.21 กราฟเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์ที่กระแสค่าหนึ่งๆ | 47 |
| รูปที่ 3.22 กราฟเวลาการทำงานอย่างง่ายของรีเลย์ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์ | 47 |
| รูปที่ 3.23 การแบ่ง Zone of Protection ของสายส่ง (รีเลย์ Rab, Rbc) [7] | 49 |
| รูปที่ 3.24 ช่องทางการสื่อสารสำหรับระบบป้องกันระยะไกล [8] | 52 |
| รูปที่ 3.25 รูปแบบการสื่อสารโดยใช้ Power Line Carrier [7] | 53 |
| รูปที่ 3.26 รูปแบบการสื่อสารโดยใช้ Microwave [7] | 53 |
| รูปที่ 3.27 โครงสร้างของสายเคเบิลใยแก้วนำแสง (Fiber-optic) [5] | 54 |
| รูปที่ 3.28 โครงสร้างของสายเคเบิลนำร่อง [5] | 54 |
| รูปที่ 3.29 เงื่อนไขการทำงานของ Directional Comparison Blocking [8] | 55 |
| รูปที่ 3.30 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Directional Comparison Blocking [8] | 56 |
| รูปที่ 3.31 เงื่อนไขการทำงานของ Directional Comparison Unblocking [8] | 57 |
| รูปที่ 3.32 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Directional Comparison Unblocking [8] | 58 |
| รูปที่ 3.33 แสดงหลักการการทำงานของ Direct Underreaching Transfer Trip [8] | 59 |
| รูปที่ 3.34 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Direct Underreaching Transfer Trip [8] | 60 |
| รูปที่ 3.35 แสดงหลักการการทำงานของ Permissive Underreaching Transfer Trip [8] | 61 |
| รูปที่ 3.36 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Permissive Underreaching Transfer Trip [8] | 61 |
| รูปที่ 3.37 แสดงหลักการการทำงานของ Permissive Overreaching Transfer Trip [8] | 62 |
| รูปที่ 3.38 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Permissive Overreaching Transfer Trip [8] | 63 |

สารบัญรูป (ต่อ)

| | หน้า |
|---|------|
| รูปที่ 3.39 แสดงเงื่อนไขการทำงานของ Directional Earth Fault Protection [8] | 64 |
| รูปที่ 3.40 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Directional Earth Fault Protection [8] | 65 |
| รูปที่ 3.41 การส่ง Direct Transfer Trip เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดความบกพร่องในการทำงาน [8] | 65 |
| รูปที่ 3.42 การส่ง Direct Transfer Trip เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านหนึ่งเปิดวงจร [8] | 66 |
| รูปที่ 3.43 การส่ง Direct Transfer Trip เมื่อเกิดแรงดันเกินที่ปลายสายส่งไฟฟ้าแรงสูงพิเศษ [8] | 67 |
| รูปที่ 4.1 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้างดเดิมบริเวณโรงไฟฟ้า Thai National Power (TNP) | 69 |
| รูปที่ 4.2 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าและระบบป้องกันรูปแบบเดิมเมื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า TNP เข้ากับโครงข่าย | 70 |
| รูปที่ 4.3 อุปกรณ์ Logic Processor ยี่ห้อ SEL รุ่น 2100 | 72 |
| รูปที่ 4.4 อุปกรณ์ Remote Input/Output ยี่ห้อ SEL รุ่น 2505 | 73 |
| รูปที่ 4.5 อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) ยี่ห้อ SEL รุ่น 2411 | 74 |
| รูปที่ 4.6 รูปแบบการรับ-ส่งสัญญาณแต่ละบิตของโปรโตคอล Mirrored Bit [13] | 75 |
| รูปที่ 4.7 รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol | 76 |
| รูปที่ 4.8 อุปกรณ์ Remote Input/Output ที่ติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่ง | 77 |
| รูปที่ 4.9 อุปกรณ์ Logic Processor และอุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ ที่ติดตั้งภายในโรงไฟฟ้า TNP1 | 78 |
| รูปที่ 4.10 อุปกรณ์ Logic Processor และอุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ ที่ติดตั้งภายในโรงไฟฟ้า TNP2 | 80 |
| รูปที่ 4.11 สมการลอจิกส์ภายใน Logic Processor ที่ถูกติดตั้งที่โรงไฟฟ้า TNP1 | 81 |
| รูปที่ 4.12 สมการลอจิกส์ภายใน Logic Processor ที่ถูกติดตั้งที่โรงไฟฟ้า TNP2 | 82 |
| รูปที่ 4.13 ระบบตรวจสอบสถานะ Distributed Control System (DCS) ภายในศูนย์ควบคุมโรงไฟฟ้า TNP | 83 |
| รูปที่ 4.14 Diagram การส่งข้อมูลของระบบตรวจสอบสถานะ Distributed Control System (DCS) ภายในศูนย์ควบคุมโรงไฟฟ้า Thai National Power | 84 |
| รูปที่ 5.1 จำลองการเกิด Fault ตามตำแหน่งต่างๆ ที่เป็นไปได้ในโครงข่าย | 87 |
| รูปที่ 5.2 จำลองการเกิดความผิดปกติ (Fault Simulation) ตามตำแหน่งต่างๆ สำหรับการทดสอบ Factory Acceptance Test (FAT) | 89 |
| รูปที่ 5.3 การเชื่อมต่ออุปกรณ์สำหรับการทดสอบ Factory Acceptance Test (FAT) | 89 |

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของปัญหา

ในปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีอัตราเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องเฉลี่ยปีละ 813 MW หรือ 3.25% ต่อปี[1] รัฐบาลมีความจำเป็นต้องจัดหาพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการพลังงานเพื่อสร้างความมั่นคงทางระบบไฟฟ้าให้กับประเทศ สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2550 (PDP 2007) ระหว่างปี พ.ศ.2550-2564 ซึ่งระบุให้เพิ่มอัตราส่วนของการผลิตและการรวบรวมพลังงานไฟฟ้าจากหลายแหล่งเข้าด้วยกัน โดยการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทเอกชนมากขึ้น ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer ; IPP), ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer ; SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer ; VSPP) [2] การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวถูกกำกับดูแลโดยรัฐวิสาหกิจสามแห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) โดย กฟผ. รับผิดชอบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ, กฟภ. รับผิดชอบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในขณะที่ กฟน. มีหน้าที่รับผิดชอบเฉพาะการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น อัตราการเพิ่มขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเป็นไปอย่างรวดเร็วและกระจายกำลังการผลิตขยายวงกว้างครอบคลุมสถานที่ๆ มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูง เช่น บริเวณนิคมอุตสาหกรรมต่างๆ ทั่วทั้งภูมิภาค การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากภาคเอกชนทำได้โดยการขนานโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP, SPP หรือ VSPP) เข้ากับระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก ซึ่งอาจจะเป็น กฟผ., กฟภ. หรือ กฟน. (utility) โดยส่วนใหญ่กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนแต่ละแห่งมีกำลังน้อยกว่าระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักอยู่มาก ดังนั้น การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการทำได้โดยการรวบรวมพลังงานไฟฟ้าจากหลายแหล่งเข้าด้วยกัน ซึ่งรัฐวิสาหกิจทั้งสามแห่ง เป็นผู้กำกับดูแลการขนานระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนต่างๆ ให้เป็นระเบียบเรียบร้อย และไม่ก่อให้เกิดความเสียหายอันจะส่งผลเสียต่อประเทศทั้งทางตรงและทางอ้อม การกำกับดูแลการขนานระบบไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าเอกชนและระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักให้เกิดประสิทธิภาพและความปลอดภัยสูงสุดทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและหน่วยงานรัฐวิสาหกิจทั้งสามแห่ง จำเป็นต้องมีระบบป้องกันไฟฟ้าที่ดี มีประสิทธิภาพ สามารถกำจัดฟอลต์ (Fault) ด้วยความรวดเร็ว และมีความแม่นยำสูง ไม่กำจัดฟอลต์ (Fault) แบบผิดพลาด ระบบป้องกันที่ขาดความแม่นยำส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย ด้วยสาเหตุขาดความต่อเนื่องในการจ่ายพลังงานไฟฟ้า [3]

ระบบป้องกันไฟฟ้าในที่นี้ หมายถึง ระบบป้องกันของสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระหว่างระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (กฟผ., กฟภ. หรือ กฟน.) และโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP, SPP หรือ VSPP) เมื่อทั้งสองเชื่อมต่อกันเพื่อขนานพลังงานไฟฟ้า ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่นิยมใช้กันมาอย่างยาวนานในอดีต คือ การใช้รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay) ร่วมกับรีเลย์ป้องกันแบบระยะทาง (Distance Relay) [3] โดยรีเลย์ป้องกันแบบระยะทางทำงานเป็นรีเลย์ป้องกันหลัก และรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางทำงานเป็นรีเลย์ป้องกันสำรอง รูปแบบนี้มีข้อเสีย คือ กรณีที่ฟอลต์เกิดขึ้นบริเวณปลายสายส่งจะไม่สามารถกำจัดฟอลต์ได้ในเวลาทันทีทันใด เนื่องจากไม่สามารถตั้งค่ารีเลย์ระยะทางให้อิมพีแดนซ์ (Impedance) ทั้งหมดครอบคลุมอยู่ในโซน (Zone) ที่ 1 ซึ่งเป็น

โซนที่ทำงานในทันทีทันใดได้ โดยปกติจะตั้งค่าโซน 1 ไว้ที่ 80-90% ของอิมพีแดนซ์ทั้งหมด ส่วนโซนที่ 2 ถูกตั้งค่าไว้ที่ 90-120% ของอิมพีแดนซ์ และมีการปรับตั้งให้ช่วงเวลาทำงาน อย่างน้อย 0.2-0.4 วินาที ต่อมาได้มีการนำรูปแบบการป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Scheme) มาใช้ร่วมกับรีเลย์ป้องกันแบบระยะทาง (Distance Relay) [4] โดยรีเลย์ป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Relay) จะมีการตรวจวัดสัญญาณไฟฟ้าที่ปลายด้านหนึ่งของสายส่งไฟฟ้า แล้วส่งสัญญาณติดต่อกันกับรีเลย์ที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ซึ่งอาศัยช่องสัญญาณสื่อสารเพื่อให้เกิดการป้องกันตลอดความยาวของสายส่งไฟฟ้า ทำให้สามารถตรวจจับได้แบบทันทีทันใด หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection) [5] ระบบนี้ทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพกับสายส่งแบบแขนง (Radial) คือ สายส่งเชื่อมต่อกันระหว่างสองสถานีหรือแบบเปิด (Open-loop) เท่านั้น ในขณะที่การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสมัยใหม่มีการเชื่อมต่อแบบโครงข่าย (Network) ซึ่งอาจมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งแหล่ง หรืออีกอย่างหนึ่งว่า ระบบโครงข่ายแบบปิด (Close-loop) เพิ่มมากขึ้น โดยเฉพาะในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมต่างๆ ทำให้ระบบป้องกันแบบ Tele-protection รูปแบบเดิมมีข้อเสีย ประการแรก คือ เมื่อเกิดความผิดปกติจนทำให้แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (utility) ถูกปลดออกจากโครงข่าย เรียกเหตุการณ์นี้ว่าสถานะแยกโดด (Island mode) ระบบป้องกันแบบเดิมจะไม่ทำการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์แบบทันทีทันใดส่งผลให้เกิดภาวะโหลดเกิน (Overload) ซึ่งเกิดจากการไม่คำนึงถึงแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลัก (utility) ว่ายังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบหรือไม่[6] จึงต้องให้ระบบป้องกันภายในโรงไฟฟ้าทำการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์แทน ซึ่งทำงานช้ากว่าระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้า ก่อให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าเอกชนได้ ข้อเสียอีกประการหนึ่ง คือ การปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์แบบทันทีทันใดโดยไม่จำเป็น เนื่องจากการไม่ทราบสถานการณ์เชื่อมต่อของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก ทำให้เกิดความไม่ต่อเนื่องในการเชื่อมต่อพลังงานไฟฟ้า การสูญเสียโอกาสในการขายพลังงานไฟฟ้าชั่วคราว ซึ่งส่งผลต่อความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าในประเทศทั้งสิ้น ทั้งนี้ผู้ทำวิจัยได้เล็งเห็นปัญหาดังกล่าว จึงเกิดแนวความคิดในการประยุกต์ใช้ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย โดยใช้เทคโนโลยีการสื่อสารสมัยใหม่ระหว่างโรงไฟฟ้าเอกชนและระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (utility) วิเคราะห์และเปรียบเทียบระบบป้องกันไฟฟ้าในรูปแบบดังกล่าว เพื่อรองรับการขยายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในอนาคต

1.2 วัตถุประสงค์การดำเนินงาน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแบบโครงข่ายร่วมกับการใช้เทคโนโลยีการสื่อสารระหว่างรีเลย์สมัยใหม่ผ่านสายใยแก้วนำแสง (Fiber-optic) โดยทำการเปรียบเทียบกับระบบการป้องกันสายส่งไฟฟ้าแบบเดิมในระดับแรงดันไฟฟ้า 115kV. ที่เชื่อมต่อกันแบบโครงข่ายโดยมีโรงไฟฟ้าเอกชนขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (utility)

1.3 แนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

ผู้ทำวิจัยนำเสนอข้อมูลจริงจากโครงการงานปรับปรุงระบบป้องกันการจ่ายพลังงานแบบโครงข่ายระหว่างโรงไฟฟ้าไทยเนชั่นแนลพาวเวอร์ (Thai National Power : TNP) ซึ่งขายพลังงานไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผ่านโครงข่ายสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 4 สถานี เชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (utility) โดยการ

ติดตั้งระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบบโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol และนำมาเปรียบเทียบกับระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบบดั้งเดิมที่ใช้กันมาอย่างยาวนานในประเทศไทย

1.4 ขอบเขตการวิจัย

ผู้ทำวิจัยนำเสนอข้อมูลจริงจากการติดตั้งระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol โดยทำการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันภายในโรงไฟฟ้าไทยเนชั่นแนลพาวเวอร์ 1,2 (Thai National Power 1,2 : TNP1 & TNP2) และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 4 สถานี คือ สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1, สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2, สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 และสถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 ซึ่งเชื่อมต่อกันแบบโครงข่าย โดยมีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเชื่อมต่ออยู่ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 ซึ่งจะนำเสนอข้อมูลทางเทคนิค, การออกแบบ, การติดตั้ง, การจำลองความผิดพลาด, ผลการทดสอบก่อนนำเข้าสู่ใช้งานจริง รวมไปถึงข้อดีและข้อเสียและนำมาเปรียบเทียบกับระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบบดั้งเดิม

1.5 ขั้นตอนของการวิจัย

วิทยานิพนธ์เล่มนี้แบ่งการศึกษาออกเป็น 6 บท ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย แนวคิด ขอบเขตการวิจัย และขั้นตอนการศึกษาวิจัย

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานสำหรับงานวิจัย ได้แก่ ระบบการจ่ายพลังงานแบบแขนง ระบบการจ่ายพลังงานแบบโครงข่าย ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับรีเลย์ป้องกัน ชนิดของรีเลย์ป้องกัน

บทที่ 3 กล่าวถึงทฤษฎีระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ได้แก่ รูปแบบและวิวัฒนาการระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบบนำร่อง (Pilot relay) ที่นิยมใช้ภายในประเทศไทย

บทที่ 4 กล่าวถึงการออกแบบ และนำเสนอระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย โดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol ที่ถูกติดตั้งใช้งานจริงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

บทที่ 5 กล่าวถึงผลการทำงานของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่แบบโครงข่ายเปรียบเทียบกับระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection) แบบเดิม รวมไปถึงผลการทดสอบระบบก่อนนำเข้าสู่ใช้งานจริง

บทที่ 6 กล่าวถึงสรุปผลการศึกษาวิจัย และข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

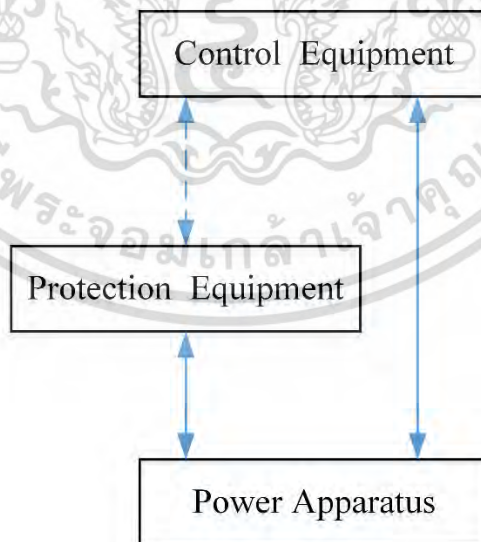
ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการป้องกันระบบไฟฟ้า

2.1 ปรัชญาทั่วไปของระบบป้องกันไฟฟ้า

พลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานที่สำคัญที่สุดอย่างหนึ่งของสังคมสมัยใหม่ การพัฒนาประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งทางด้านการพัฒนาอุตสาหกรรมมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าปริมาณมากในการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้า เพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดต่างๆ นั้น บางครั้งอาจจะเกิดความ ผิดพร่อง (Fault) ขึ้น Fault ที่เกิดขึ้นนั้นมีสาเหตุหลายประการ เช่น การที่ฉนวนไฟฟ้าบางส่วนเสียหาย อันเนื่องมาจากความร้อนสูง หรือจากอุบัติเหตุทางกล ซึ่งเมื่อฉนวนเสียหายจะทำให้เกิดการลัดวงจรขึ้นได้ ความผิดพร่องจะทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบการผลิตทางอุตสาหกรรมและอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อระบบไฟฟ้าใหญ่ขึ้น กระแสไฟฟ้าที่ไหลขณะลัดวงจรจะสูงมากซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า เช่น เกิดความร้อนสูง (Overheating), เกิดแรงดันตกและแรงดันเกิน (Overvoltage and Undervoltage), เกิดความถี่ต่ำ (Under Frequency) และการสูญเสียซิงโครนิซึม (Loss of synchronism) เป็นต้น ดังนั้นระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีระบบการป้องกัน (Protection System) ที่ดีเพื่อลดความเสียหายต่ออุปกรณ์และระบบดังกล่าวมาแล้ว สำหรับระบบการป้องกันในไฟฟ้าแรงดันสูงจะใช้ระบบ Relay ป้องกัน (Protective Relay System) เป็นหลัก [7]

2.1.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้ากำลัง

ระบบไฟฟ้าโดยทั่วไป จะประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆ เป็นจำนวนมากที่ต่อเชื่อมกัน ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้สามารถแยกได้เป็น 3 ประเภทหลัก ดังแสดงในรูปที่ 2.1 คือ



รูปที่ 2.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้า [7]

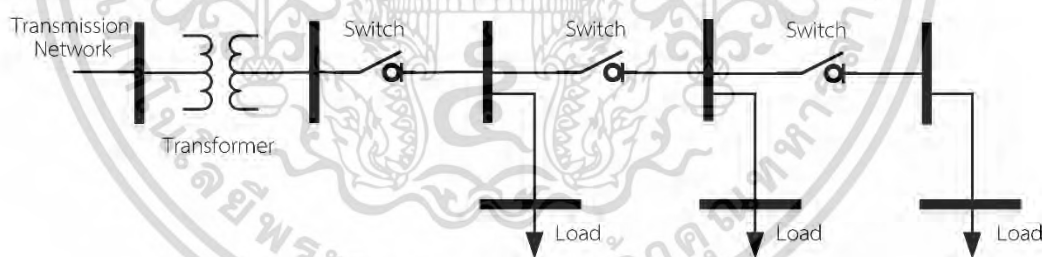
1. อุปกรณ์ไฟฟ้ากำลัง (Power Apparatus) คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่จ่ายไฟฟ้าให้กับโหลด เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้มักจะมีแรงดันที่ใช้งานอยู่ในระดับที่สูง

2. อุปกรณ์ควบคุม (Control Equipment) คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมให้ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะปกติ เช่น แรงดันปกติ ความถี่ปกติ และยังทำหน้าที่คอยควบคุมให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เพียงพอกับความต้องการของโหลด นอกจากนี้ยังควบคุมให้ระบบมีความมั่นคงอีกด้วย การทำงานของอุปกรณ์ควบคุมนี้ จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของระบบไฟฟ้า
3. อุปกรณ์ป้องกัน (Protective Equipment) คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ปิดเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) เมื่อเกิดการผิดปกติขึ้น การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจะทำให้โครงสร้างของระบบเปลี่ยนแปลงไป โดยทั่วไปเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจะเร็วกว่าอุปกรณ์ควบคุมเพื่อที่จะป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์อื่นๆ ได้อย่างทันท่วงที

การจัดวางโครงสร้างของระบบไฟฟ้า (Layout) มีผลต่อชนิดและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโดยตรง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องกล่าวถึงการจัดวางโครงสร้างของระบบไฟฟ้าซึ่งสามารถแบ่งออกได้ 2 แบบใหญ่ ๆ คือ ระบบแบบเรเดียลและระบบแบบโครงข่าย

2.1.2 ระบบการจ่ายพลังงานแบบแขนง (Radial System)

ระบบแบบเรเดียลหรือแบบแขนงเป็นระบบที่มีการจ่ายกำลังงานไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดหนึ่งแหล่งไปยังภาระ (Load) ดังแสดงในรูปที่ 2.2 โดยทั่วไปจะเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งมีแรงดันไม่เกิน 115 kV ระบบแบบนี้จะมีราคาไม่สูงแต่มีความน่าเชื่อถือได้ต่ำ เนื่องจากการสูญเสียแหล่งจ่ายเพียงแหล่งเดียวจะมีผลให้ไฟฟ้าดับทั้งหมด หรือเมื่อเกิดความผิดปกติที่ต้องปลดวงจรในตำแหน่งของสายส่งหลักก็จะทำให้เกิดไฟฟ้าดับในส่วนที่อยู่ถัดลงไปทั้งหมด การป้องกันระบบแบบเรเดียลจะมีความซับซ้อนไม่มาก โดยกำลังงานไฟฟ้าจะไหลในทิศทางเดียวไปยังภาระและมักจะเป็นระบบที่อยู่ห่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้ค่ากระแสลัดวงจรไม่สูงนัก [5]

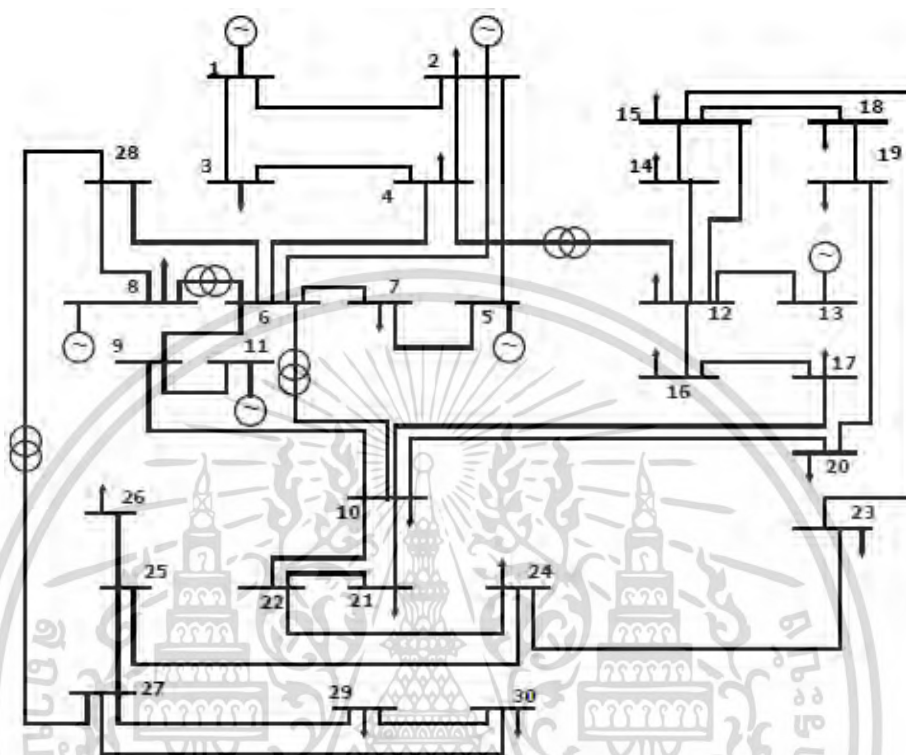


รูปที่ 2.2 ระบบไฟฟ้าแบบแขนง (Radial System) [5]

2.1.3 ระบบการจ่ายพลังงานแบบโครงข่าย (Network System)

ระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายเป็นระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อเป็นวงปิด (Loop) ซึ่งมักจะมีมากกว่าหนึ่งวงปิดและมีแหล่งกำเนิดหลายแหล่งดังแสดงในรูปที่ 2.3 ระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System) และระบบส่งไฟฟ้าย่อย (Subtransmission System) ในระบบขนาดใหญ่มักมีโครงสร้างเป็นระบบแบบโครงข่าย ข้อดีของระบบแบบโครงข่ายจะมีความยืดหยุ่นและความน่าเชื่อถือได้สูงกว่าระบบแบบเรเดียล การสูญเสียแหล่งกำเนิดบางตัวหรือสายส่งบางเส้นก็จะไม่ทำให้เกิดปัญหาโดยรวมมากนัก

โครงสร้างแบบโครงข่ายทำให้กระแสลัดวงจรไหลจากทุกทิศทางที่จุดลัดวงจรเชื่อมต่ออยู่ ดังนั้นในการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังแบบโครงข่ายจะต้องคำนึงถึงกระแสลัดวงจรที่ไหลจากทุกทิศทางด้วย นอกจากนี้ค่ากระแสลัดวงจรมักมีค่าสูงมากเนื่องจากเป็นระบบที่ต่ออยู่ใกล้แหล่งกำเนิด[5]



รูปที่ 2.3 แสดงระบบไฟฟ้าแบบโครงข่าย (IEEE 30 Bus System) [5]

2.1.4 สาเหตุและสถิติการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

อุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังมีความสำคัญมากต่อระบบไฟฟ้าเนื่องจากจะอุปกรณ์สำหรับป้องกันความเสียหายที่มีต่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้า เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า เช่น เกิดการลัดวงจรไฟฟ้า (Short Circuit) เกิดแรงดันกระชาก (Surge) หรือเกิดความผิดปกติอื่น ๆ โดยปกติแล้วการป้องกันระบบไฟฟ้าจะเป็นการตัดวงจรแยก (Isolate) อุปกรณ์ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบไฟฟ้ากำลังก่อนที่จะทำให้เกิดความเสียหายขึ้น การตัดแยกอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นจะต้องทำให้เร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้ ดังนั้นอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังจะต้องมีความไวมากพอที่จะตรวจจับการผิดปกติที่เกิดขึ้นและจะต้องทำการตัดแยกอุปกรณ์ออกจากระบบอย่างเหมาะสมด้วย ในปัจจุบันอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังจะทำงานด้วยระบบอัตโนมัติที่สามารถตรวจจับความผิดปกติที่เกิดขึ้นและส่งสัญญาณไปยังอุปกรณ์ตัด-ต่อวงจรซึ่งก็คือเบรกเกอร์ได้โดยไม่ต้องรอคำสั่งจากผู้ควบคุม ชุดของอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ดังกล่าวเรียกว่า ระบบป้องกัน (Protection System)

การเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังนอกจากจะเกิดจากการลัดวงจรแล้วยังเกิดขึ้นได้จากการเปิดวงจร (Open Circuit) ด้วย แต่การเกิดความผิดปกติเปิดวงจรจะเกิดขึ้นไม่บ่อยนักและมักจะเปลี่ยนไปเป็นการลัดวงจรในเวลาต่อมา และในแง่ของความเสียหายหรืออันตรายที่มีต่อระบบแล้วการ

ลัดวงจรจะมีมากกว่า เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นและไม่สามารถตัดแยกอุปกรณ์ที่ลัดวงจรออกจากระบบได้เร็วพอ จะเกิดผลต่าง ๆ ต่อไปนี้ตามมา

1. เสถียรภาพ (Stability) ของระบบจะลดลง
2. เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์จากกระแสลัดวงจร กระแสที่ไม่สมดุล หรือจากแรงดันตก ที่เกิดจากการลัดวงจร
3. เกิดการระเบิดในอุปกรณ์ที่มีฉนวนน้ำมัน และอาจเป็นผลให้เกิดเพลิงไหม้ และอาจสร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ในบริเวณใกล้เคียง
4. อุปกรณ์ป้องกันส่วนอื่นอาจทำการตัดวงจรเป็นลูกโซ่ (Cascade) ทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างกว่าที่ควรจะเป็น

ตารางที่ 2.1 แสดงสถิติการเกิดความผิดพลาดเปรียบเทียบกันในการเกิดอุบัติเหตุต่าง ๆ ระบบไฟฟ้า ส่วนตารางที่ 2.2 แสดงสถิติการเกิดความผิดพลาดในลักษณะต่าง ๆ ทั้งนี้ในการออกแบบระบบป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังจะคำนึงถึงความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดพลาดต่าง ๆ ด้วย ซึ่งจะเห็นว่าการเกิดความผิดพลาดถึง 50% จะเกิดที่สายส่งไฟฟ้าและการเกิดความผิดพลาด 85% เป็นการเกิดการลัดวงจรลงดิน[5]

ตารางที่ 2.1 เปอร์เซ็นต์การเกิดความผิดพลาดในส่วนต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง[5]

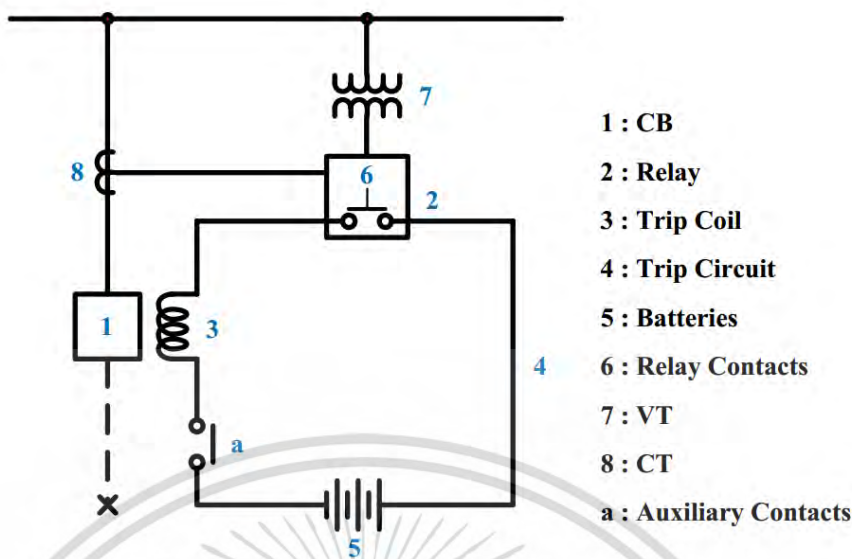
| อุปกรณ์ | % การเกิดความผิดพลาด |
|--------------------------------|----------------------|
| สายส่งไฟฟ้า | 50 |
| สายเคเบิลใต้ดิน | 9 |
| หม้อแปลง | 10 |
| เครื่องกำเนิดไฟฟ้า | 7 |
| สวิตช์เกียร์ | 12 |
| อุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์ควบคุม | 12 |

ตารางที่ 2.2 เปอร์เซ็นต์การเกิดความผิดพลาดแบบต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง[5]

| ชนิดของการผิดพลาด | % การเกิดความผิดพลาด |
|--|----------------------|
| การลัดวงจรลงดิน (Line to Ground) | 85 |
| การลัดวงจรระหว่างสาย (Line to Line) | 8 |
| การลัดวงจรระหว่างสายและลงดิน (Double Line to Ground) | 5 |
| การลัดวงจรทั้งสามเฟส (Three phase) | 2 |

2.1.5 ส่วนประกอบของระบบป้องกัน

ระบบป้องกันประกอบด้วยอุปกรณ์หลายอย่างดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 ส่วนประกอบของระบบป้องกัน [7]

ตัวอย่างของระบบป้องกันแสดงดังรูปที่ 2.4 ประกอบด้วย Circuit Breaker (1) อักษร X แทน วงจรที่ต้องการป้องกันซึ่งในรูปเป็นเส้นประ เมื่อเกิดการผิดปกติขึ้นในวงจรที่ต้องการป้องกัน Relay (2) ซึ่งรับสัญญาณมาจาก VT (7) และ CT (8) แล้ว Contact ของ Relay (6) จะเคลื่อนที่ปิดเข้าหากัน เมื่อ Contact ปิดจะมีกระแสไหลจากแบตเตอรี่ (5) ในวงจรทริป (4) เมื่อมีกระแสไหลผ่าน ขดลวดทริปของ Circuit Breaker (3) Circuit Breaker จะเปิดวงจรเพื่อตัดวงจรออกจากระบบไฟฟ้า ระบบป้องกันโดยทั่วไปจะประกอบด้วยส่วนสำคัญ 4 ส่วน คือ

1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker, CB)
2. รีเลย์ป้องกัน (Protective Relays)
3. วงจรทริป (Trip Circuit)
4. หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

2.1.5.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker, CB)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ใช้สำหรับเปิดและปิดวงจรทั้งในขณะที่ระบบไฟฟ้ากำลังอยู่ในภาวะปกติ และภาวะผิดปกติ การเปิด-ปิดวงจรในภาวะปกติจะทำด้วยมือเมื่อไรก็ได้ตามต้องการ แต่เมื่อระบบ อยู่ในภาวะผิดปกติ เซอร์กิตเบรกเกอร์จะต้องตัดวงจรอย่างรวดเร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้ จึงจำเป็นต้องมี อุปกรณ์อื่นๆ ช่วยตรวจจับภาวะผิดปกติ และสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิด หรือ ปิดวงจรโดยอัตโนมัติ

ความรู้และความเข้าใจลักษณะสมบัติ และหลักการของเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นส่วนสำคัญที่ ช่วยให้เข้าใจเรื่องรีเลย์ป้องกันดีขึ้น เพราะในการ Clear Fault จะต้องมีการทำงานร่วมกันระหว่าง เซอร์กิตเบรกเกอร์และรีเลย์

ฉนวนที่ใช้ดับอาร์กของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะมีหลายแบบ โดยขณะใช้งานหน้าสัมผัสจะถูก ท่อหุ้มด้วยฉนวนเช่น ก๊าซ SF₆ หรือน้ำมัน โดยมีตัวถังทำหน้าที่เป็น Ground และมี Contact เป็น Line ในบางที่ฉนวนจะทำหน้าที่ดับอาร์กและ Cooling ระบบไปพร้อมกัน

ตัวถังของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะต้องออกแบบเพื่อให้เวลาที่บรรจุฉนวนลงไปแล้วมี Dielectric Strength เพียงพอซึ่งความแตกต่างหลักๆ ในตัวเบรกเกอร์ก็ขึ้นกับชนิดของฉนวน เช่น ก๊าซ, น้ำมัน, อากาศ, Vacuum และตัวกลไกในการสั่งทำงาน เช่น ใช้สปริงร่วมกับนิวเมติกส์ (Pneumatic) หรือไฮดรอลิกส์ (Hydraulic) แต่ส่วนหลักจริงๆ ที่พิจารณา คือ ชนิดของฉนวน เช่น น้ำมันไม่ต้องการพลังงานจากกลไกเพื่อใช้ดับอาร์ก เพราะมันเอาพลังงานโดยตรงจากอาร์กที่เกิดขึ้น โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่นิยมใช้กันมากในขณะนี้ มี 2 ชนิด คือ Vacuum Circuit Breaker และ SF₆ Circuit Breaker

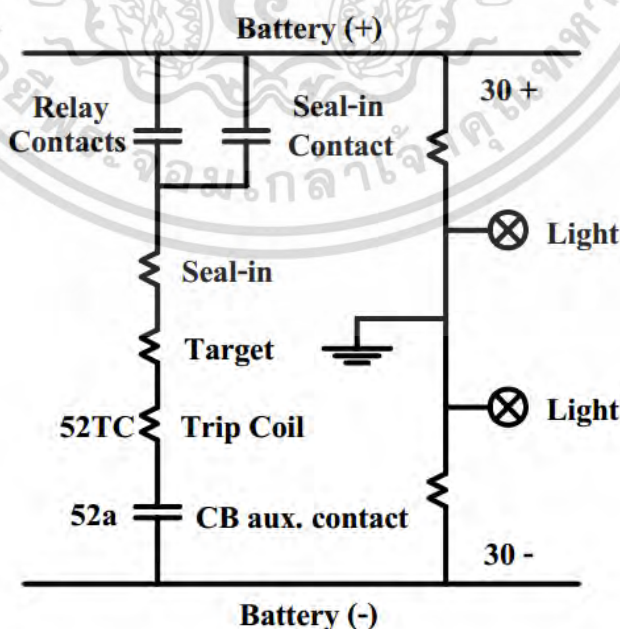
2.1.5.2 รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay)

รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay) คือ อุปกรณ์ที่ได้รับการออกแบบให้สามารถรับการกระตุ้น จากสัญญาณที่แปลงมาจากระบบไฟฟ้า ผ่านทางหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน รีเลย์จะทำการตรวจจับภาวะผิดปกติ โดยทำการวัดปริมาณทางไฟฟ้าตลอดเวลา ค่าที่วัดได้ในภาวะปกติและภาวะผิดปกติจะแตกต่างกัน ปริมาณทางไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงเมื่อเกิดภาวะผิดปกติ ได้แก่ แรงดัน กระแส ความถี่ มุมทางไฟฟ้า

รีเลย์อาจจะมีสัญญาณเข้าหนึ่งอย่าง หรือมากกว่าหนึ่งอย่างก็ได้ ขึ้นกับชนิดของรีเลย์ เมื่อขนาดของสัญญาณมีค่าถึงขนาดที่กำหนดให้รีเลย์ทำงาน หน้าสัมผัสของรีเลย์ จะทำการปิดวงจร ทำให้ วงจรทรูปครบวงจร ทำให้มีกระแสไหลผ่านขดลวดทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) ทำให้แยกหน้าสัมผัสออกจากกัน [7]

2.1.5.3 วงจรทรูป (Trip Circuit)

วงจรทรูปจะประกอบด้วยสายไฟและแบตเตอรี่ ซึ่งป้อนกระแสเข้าสู่ขดลวด (Trip coil) ของ เซอร์กิตเบรกเกอร์ นอกจากนี้ยังมีรีเลย์อื่นๆ ประกอบด้วยรีเลย์แบบหน่วงเวลา (Time Delay Relay) หรือรีเลย์ช่วย (Auxiliary Relay) เป็นต้น



รูปที่ 2.5 วงจรที่ใช้ในการควบคุมการทรูป [7]

จากรูปที่ 2.5 ซึ่งแสดงวงจรควบคุมการทรูปอย่างง่าย สามารถอธิบายได้ดังนี้

1. เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ ON, Contact 52a จะ Close
2. หากเกิด Fault ในบริเวณที่ป้องกันรีเลย์ทำหน้าที่ป้องกันจะเห็น Fault และส่งสัญญาณให้รีเลย์ contact ในวงจรทรูป ทำการ Close ซึ่งจะเห็นได้ว่าครบวงจร ดังนั้นจึงมีกระแสไหลผ่านขดลวดทรูป (Trip coil) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดวงจร
3. จากรูปจะเห็นได้ว่าเมื่อ Relay Contact อยู่ในสถานะ Close จะทำให้มีกระแสไหลผ่าน Seal-In Coil ซึ่งทำให้ Seal-In Contact ทำการ Close โดยประโยชน์ของส่วน Seal-In คือ จะช่วยแบ่งกระแสที่ไหลผ่าน Contact Relay ทำให้ช่วยยืดอายุการใช้งานของ Relay Contact ได้
4. ในส่วนของวงจร Target ในรูปจะทำหน้าที่ส่งสัญญาณ เช่น Flag ซึ่งเตือนให้ Operator ทราบว่าเกิด Fault ขึ้น
5. จากรูปจะเห็นได้ว่า หลอดไฟ (Light) ซึ่งมีอยู่ 2 ดวง จะเป็นตัวตรวจสอบว่ามีการเกิด Ground Fault ในส่วนของวงจร Trip circuit หรือไม่ กล่าวคือ ถ้าดวงไฟยังสว่างทั้ง 2 ดวง วงจรก็ยังคงทำงานเป็นปกติ แต่ถ้าเกิดมีดวงไฟดวงหนึ่งดับไป แสดงว่าเกิด Ground Fault ขึ้น

โดยทั่วไป Trip Circuit จะใช้พลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ การที่จะทำให้รีเลย์มีคำสั่งไปทรูปเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสสลับจากสถานีส่งจ่ายกำลังนั้น เป็นเรื่องที่ไม่เหมาะสมอย่างยิ่ง เพราะในกรณี Fault บางกรณี เช่น Three Phase Fault จะไม่มีแรงดันอยู่ในสถานีไฟฟ้าเลย ซึ่งทำให้ไม่มีแหล่งพลังงานไฟฟ้าไปให้อุปกรณ์ต่างๆ ในสถานีทำงาน ซึ่งเป็นเหตุผลที่ต้องใช้แบตเตอรี่ในสถานีไฟฟ้าเป็นตัวจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้อุปกรณ์ต่างๆ เหล่านี้ ซึ่งแบตเตอรี่จะต่อถาวรอยู่กับชาร์จเจอร์ (Charger) ซึ่งชาร์จเจอร์จะคอยชาร์จพลังงานไฟฟ้าให้แบตเตอรี่มีแรงดันทำงานคงที่อยู่ตลอดเวลา แต่ในกรณีที่ไฟดับแบตเตอรี่ควรที่จะสามารถจ่ายไฟได้อย่างน้อย 8-10 ชั่วโมงอย่างต่อเนื่อง และในระบบไฟฟ้าแรงสูงพิเศษ (Extra High Voltage) จะมีการแยกแบตเตอรี่และชาร์จเจอร์ของอุปกรณ์เป็นชุดๆ ไป[7]

2.1.5.4 หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT) ทำหน้าที่แปลงกระแสและแรงดันที่มีปริมาณมากๆ ที่แรงดันสูง (High Voltage) ให้เป็นกระแสและแรงดันที่มีปริมาณน้อยๆ ที่แรงดันต่ำ (Low Voltage) เพื่อให้สามารถป้อนเข้าสู่รีเลย์ได้ ทั่วไปกระแสจะมีขนาดมาตรฐานที่ 1A หรือ 5A สำหรับหม้อแปลงกระแส และแรงดันที่ 110 V. หรือ 120 V. สำหรับหม้อแปลงแรงดัน

2.1.6 คุณสมบัติของระบบป้องกัน

ในการออกแบบระบบการป้องกันระบบไฟฟ้านั้น ควรมีลักษณะคุณสมบัติที่พึงหวังจากอุปกรณ์รีเลย์ซึ่งผู้ใช้งานต้องทำความเข้าใจเพื่อที่จะสามารถออกแบบใช้งานได้ถูกต้องตามวัตถุประสงค์ คุณสมบัติที่สำคัญของรีเลย์คือ จะต้องมีความเร็วในการทำงาน (Speed) และความน่าเชื่อถือได้ (Reliability) ในการตัดวงจรส่วนที่เกิดความผิดปกติ (Faults) ออกจากระบบ นอกจากนี้ยังต้องมี

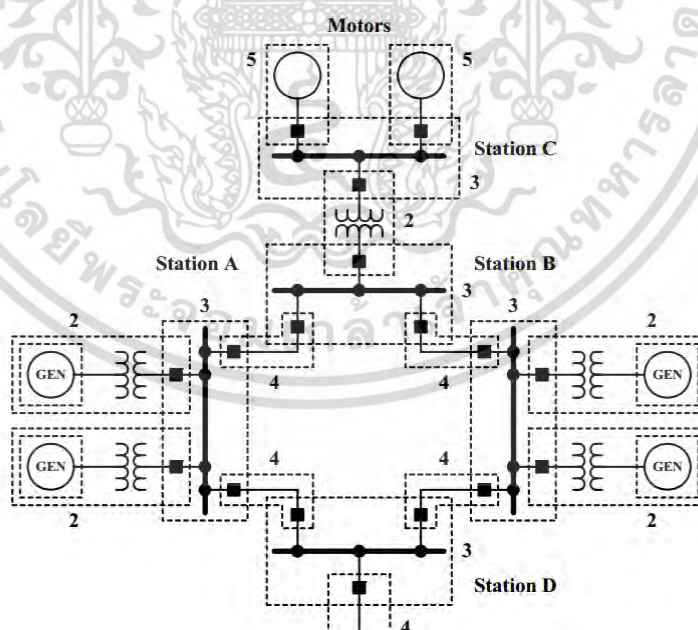
คุณสมบัติในการแยกแยะ (Selectivity) ด้วยว่าการลัดวงจรอยู่ในส่วนใดและจะตัดวงจรส่วนไหนบ้าง ออกจากระบบในการที่จะแยกส่วนที่ลัดวงจรออกไป ทั้งนี้คุณลักษณะของรีเลย์ป้องกันสามารถแบ่งตามยุคของเทคโนโลยีได้เป็น ยุคสมัยที่เป็นอนาล็อก (Analogue) และยุคสมัยที่เป็นรีเลย์แบบดิจิทัล (Digital) ในยุคสมัยที่เป็นอนาล็อก (Analogue) คุณลักษณะของรีเลย์ที่ต้องการมี 6 ประการคือ[5]

1. ความน่าเชื่อถือ (Reliability) แบบออกเป็น ความวางใจได้ (Dependability) และความมั่นคง (Security)
2. ความเร็วในการทำงาน (Speed)
3. ความสามารถในการแยกแยะได้อย่างถูกต้อง (Selectivity)
4. ความไวต่อสัญญาณที่ป้อนให้ (Sensitivity)
5. ความง่าย (Simplicity)
6. ความประหยัด (Economy)

ยุคสมัยที่เป็นรีเลย์แบบดิจิทัล รีเลย์ป้องกันจะมีความสามารถพิเศษ (feature) ต่าง ๆ เพิ่มขึ้นอีกมากมาย เช่น

1. ความสามารถในการบอกตำแหน่งของการผิดพลาด (Fault Locator)
2. ความสามารถในการเก็บบันทึกข้อมูลสัญญาณเข้า เหตุการณ์ผิดปกติ สถิติข้อมูลทางไฟฟ้า (Fault Recorder)
3. มีช่องทางสำหรับรับส่งข้อมูลการสื่อสาร (Communication Channel)

2.1.7 การแบ่งขอบเขตการป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลัง (Zone of Protection)



รูปที่ 2.6 การแบ่งขอบเขตการป้องกัน (Zone of Protection) ของระบบไฟฟ้ากำลัง [7]

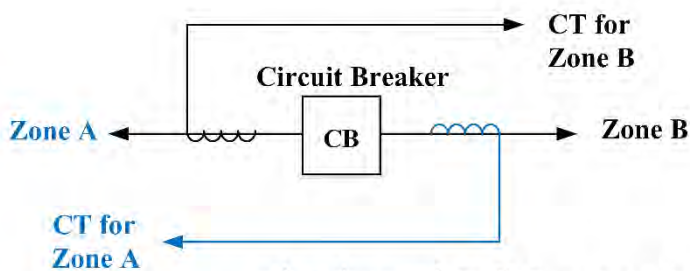
ความต้องการอย่างหนึ่งของระบบการป้องกัน คือ การแบ่งไฟฟ้าเป็นโซนป้องกัน (Protective Zone) ซึ่งสามารถป้องกันระบบไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ และตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกให้น้อยที่สุด

เมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) ระบบไฟฟ้าอาจแบ่งเป็นโซนป้องกัน (Protective Zone) เป็นจำนวน 5 โซนแสดงดังรูปที่ 2.6 คือ

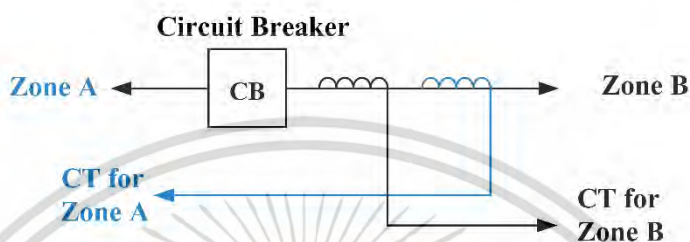
1. Generator Zone
2. Transformer Zone
3. Bus Zone
4. Transmission and Distribution Zone
5. Motor Zone

จุดประสงค์ของการแบ่งขอบเขตการป้องกัน คือ เพื่อแบ่งการป้องกันระบบไฟฟ้าออกเป็นส่วนๆ โดยแต่ละส่วนจะรับผิดชอบป้องกันการในส่วนของบริษัทตัวเองเป็นหลัก หรือเป็นการป้องกันหลัก (Primary Protection) ซึ่งทำให้สามารถระบุตำแหน่งของการเกิดความผิดปกติ (Fault) ได้ เมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) และถ้าระบบป้องกันภายในโซน (Zone) ตัวเองไม่ทำงานจะต้องจัดให้มีการป้องกันสำรอง (Backup Protection) เพื่อทำการตัดความผิดปกติ (Fault) ออกจากระบบได้และให้ทุกส่วนในระบบไฟฟ้าอยู่ภายในโซนป้องกัน (Zone of Protection) โดยจะใช้หลักการต่อไปนี้

1. ทุกส่วนในระบบไฟฟ้าต้องอยู่ภายในโซนป้องกัน (Zone of Protection) อย่างน้อย 1 โซน (Zone) และสำหรับอุปกรณ์ที่สำคัญมากๆ จะต้องอยู่ภายในโซน (Zone) อย่างน้อย 2 โซน (Zone)
2. เพื่อที่จะให้ทุกๆ ส่วนในระบบไฟฟ้าต้องอยู่ในโซนป้องกัน (Zone of Protection) จึงมีการจัดหม้อแปลงกระแส (Current Transformer) ในโซนที่อยู่ติดกันเป็นแบบ Overlap ซึ่งหมายความว่า ในเนื้อที่ส่วนที่ Overlap กันจะมี 2 โซน (Zone) ที่ป้องกันส่วนนี้อยู่ การจัดให้โซน (Zone) เกิด Overlap กันนั้น ทำได้โดยการต่อรีเลย์เข้ากับ CT โดยส่วนสำคัญในการออกแบบให้ Overlap จะขึ้นกับ Circuit Breaker ที่ใช้ ซึ่งแบ่งได้เป็น 2 ชนิด คือ
 - 2.1 Dead Tank Circuit Breaker เบรกเกอร์ชนิดนี้จะมีโครงห่อหุ้มอยู่ที่ Ground Potential ส่วนหน้าสัมผัส (Contact) จะอยู่ที่ระดับแรงดัน ดังนั้นต้องมีฉนวนคั่นระหว่างโครงห่อหุ้มหน้าสัมผัส (Contact) ข้อดี คือ สามารถติดตั้ง CT ได้ทั้งสองข้างของ CB โดยติดตั้งที่บริเวณ Bushing Pocket ซึ่งเป็นการง่ายในการทำ Overlap ของโซนป้องกัน (Zone of Protection)
 - 2.2 Live Tank Circuit Breaker เบรกเกอร์แบบนี้จะมีโครงห่อหุ้มและหน้าสัมผัส (Contact) อยู่ในแรงดันระดับเดียวกัน ดังนั้นจึงไม่จำเป็นต้องมีการฉนวนระหว่างโครงห่อหุ้มและหน้าสัมผัส (Contact) ส่วนการติดตั้ง CT จะต้องติดตั้งแยกต่างหาก (Free Standing) ซึ่ง CT ชนิดนี้จะมีราคาแพง จึงไม่นิยมจัดให้มี CT ทั้งสองด้านแต่จะใช้ CT เพียงด้านเดียวแบบ Free Standing และมีขดลวดดำนทุติยภูมิ (Secondary) หลายชุดแทน ดังนั้นการ Overlapping Zone สามารถทำได้โดยใช้ขดลวดทุติยภูมิ (Secondary Windings) ของฝั่งตรงข้ามของโซนป้องกัน (Zone of Protection)



รูป a) รูปแบบการต่อสำหรับ Dead Tank CB



รูป b) รูปแบบการต่อสำหรับ Live Tank CB

รูปที่ 2.7 หลักในการทำ Overlapping Protection รอบๆ Circuit Breaker [7]

เขตการป้องกันสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ

1. โซนปิด (Close Zone) เป็นโซน (Zone) ประเภทที่มีขอบเขตการป้องกันจำกัด อุปกรณ์ที่อยู่ใน Zone จะถูกตรวจจับที่ขอบเขตทั้ง 2 ด้านของ Zone ป้องกัน Zone การป้องกันแบบนี้โดยทั่วไปมักเรียกว่า Differential Unit, Absolutely Selective โดยมีตัวอย่าง คือ การป้องกันแบบผลต่าง (Differential)
2. โซนเปิด (Open Zone) เป็นโซน (Zone) ประเภทที่มีขอบเขตการป้องกันของ Zone จะไม่ถูกกำหนดแน่นอนโดยหม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT) เช่น การที่ขอบเขตของ Zone แปรไปตามกระแส Fault โดยทั่วไปเรียกว่า Non-Unit, Unrestricted, Relatively Selective ตัวอย่างของ Zone การป้องกันแบบเปิด คือ Zone การป้องกันสายส่งยาวๆ เป็นต้น

2.1.8 การป้องกันสำรอง (Backup Protection)

การป้องกันสำรอง (Backup Protection) หมายถึง การใช้ระบบป้องกันอีกชุดหนึ่งที่มีเวลาในการทำงานช้ากว่าระบบ Primary Protection โดย Backup Protection ทำหน้าที่ป้องกันวงจรในกรณีที่ Primary Protection ไม่ทำงาน ซึ่งทำให้ต้องแยกส่วนของวงจรมากกว่าระบบป้องกันปฐมภูมิ ในการ ปลดความผิดปกติพร้อม (Clear Fault) ระบบ Back Up Protection อาจแบ่งเป็น 2 แบบ คือ

1. Local Back Up Protection คือ ระบบป้องกันที่ติดตั้งที่บริเวณเดียวกันกับ Primary Protection จึงอาจใช้อุปกรณ์หลายอย่างร่วมกับชุดของระบบปฐมภูมิ เช่น CT, VT แบตเตอรี่ และเบรกเกอร์ เป็นต้น ดังนั้นอาจเกิดการดำเนินงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันทั้ง 2 ชุดได้ ถ้าอุปกรณ์ที่ใช้ร่วมกันเหล่านั้นเสียหาย

2. Remote Back Up Protection อุปกรณ์ป้องกันติดตั้งห่างไกลจากอุปกรณ์ป้องกันของ Primary Protection ดังนั้นอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ เช่น CT, VT แบตเตอรี่และเบรกเกอร์ จะต้องใช้แยกกัน

Local Back Up Protection ที่นิยมใช้กันมากอีกแบบหนึ่งคือ Breaker Failure Relay ซึ่งจะใช้เพื่อตรวจสอบการไม่ทำงานของเบรกเกอร์ เมื่อเบรกเกอร์ไม่ทำงานหลังจากผ่านไปช่วงเวลาหนึ่ง หลังจากเกิด Fault จะทำให้ Breaker Failure Relay ส่งสัญญาณทริป (Trip Signal) ไปยัง Trip Local CB ทั้งหมดและ Remote CB ตามที่ต้องการ

2.2 หลักการทำงานของรีเลย์ป้องกันและอุปกรณ์เสริม

รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay) มีหน้าที่ตรวจสอบสถานะของระบบไฟฟ้าว่าเกิดการผิดปกติหรือไม่ จากสัญญาณขาเข้าที่รับจากหม้อแปลงแรงดัน (VT) หรือ หม้อแปลงกระแส (CT) รีเลย์ป้องกันจะตรวจสอบสัญญาณกระแสและแรงดันที่ได้ด้วยวิธีการต่างๆ ขึ้นกับชนิดของรีเลย์ และหากรีเลย์พบว่าค่าสัญญาณที่ตรวจสอบเกินกว่าค่าที่ปรับตั้งไว้ รีเลย์จะทำให้หน้าสัมผัส (Contact) ปิด ทำให้มีกระแสไหลผ่าน Trip Coil ของ Circuit Breaker และ Circuit Breaker จะทำการเปิดวงจรเพื่อแยกส่วนที่เกิดการผิดปกติ (Fault) ออกจากระบบ โดยแยกอุปกรณ์ออกจากระบบให้น้อยที่สุดเท่าที่จะทำได้

2.2.1 การตรวจจับการเกิดการผิดปกติ (Detection of Fault) ของรีเลย์

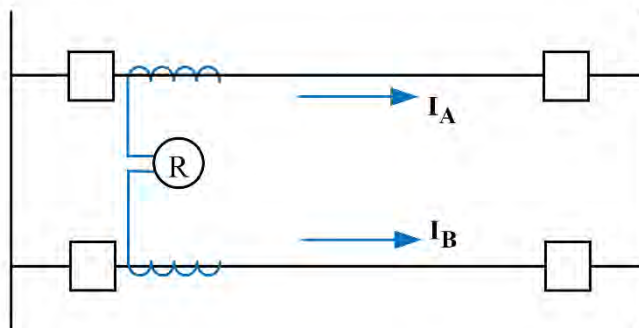
โดยทั่วไปในขณะที่เกิดการผิดปกติขึ้นปริมาณกระแสจะเพิ่มขึ้น และแรงดันจะมีขนาดลดลง การเปลี่ยนแปลงของกระแสและแรงดันนี้ จะส่งผลให้ปริมาณอื่นเปลี่ยนแปลงตามมา เช่น มุมเฟสของกระแสและแรงดัน, ส่วนประกอบฮาร์มอนิก, กำลังไฟฟ้าจริง (Active Power), กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power) และความถี่ของระบบ เป็นต้น การทำงานของรีเลย์ป้องกันจะใช้ปริมาณทางไฟฟ้าเหล่านี้เป็นตัวกระตุ้นให้ทำงาน ซึ่งสามารถจำแนกได้ดังนี้

2.2.1.1 การตรวจวัดระดับ (Level Detection)

คือ รีเลย์ชนิดที่ใช้ระดับของปริมาณต่างๆ ของระบบไฟฟ้า เช่น กระแส หรือ แรงดัน เป็นตัวกระตุ้นให้ทำงาน ค่าที่เริ่มให้รีเลย์ทำงาน เรียกว่า Pick up Value เช่น รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay) เมื่อกระแสมีค่ามากกว่าค่า Pick up รีเลย์จะทำงาน หรือรีเลย์แรงดันต่ำ (Undervoltage Relay) เมื่อแรงดันต่ำกว่าค่า Pick up รีเลย์จะทำงาน แต่ถ้าแรงดันสูงกว่าค่า Pick up รีเลย์จะไม่ทำงาน

2.2.1.2 การเปรียบเทียบขนาด (Magnitude Comparison)

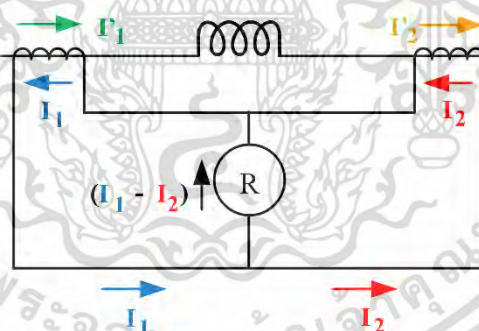
คือ รีเลย์ที่ทำการเปรียบเทียบปริมาณต่างๆ เช่น รีเลย์เปรียบเทียบกระแสในวงจรขนาน ดังรูปที่ 2.8 ซึ่งจะเปรียบเทียบกระแส I_A และ I_B ถ้ากระแสมีค่าต่างกันเกินกว่าค่าที่ตั้งไว้รีเลย์จะทำงาน



รูปที่ 2.8 รีเลย์เปรียบเทียบกระแสในวงจรขนาน [7]

2.2.1.3 การเปรียบเทียบความแตกต่างของกระแส (Differential Current Comparison)

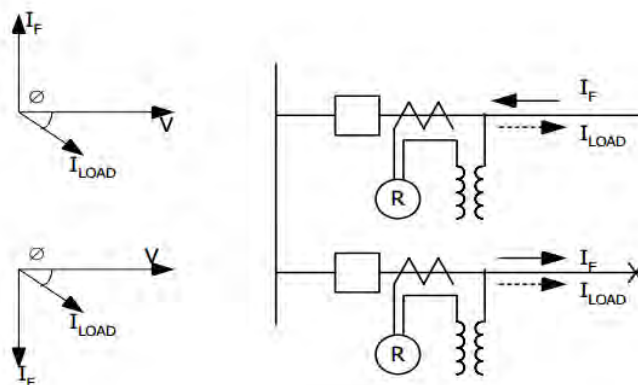
รีเลย์แบบนี้จัดว่ามีความไวมากที่สุดในการตรวจจับการเกิดการผิดพลาด หลักการสามารถอธิบายได้ในรูปที่ 2.9 เป็นขดลวดของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มี CT แปลงกระแสทางเข้าและทางออกของขดลวด โดยจัดขั้วของ CT ให้ได้กระแสผลต่าง $(I_1 - I_2)$ ผ่านเข้าไปยังรีเลย์ ในการทำงานปกติกระแสเข้าขดลวดและออกจากขดลวดจะเท่ากัน ทำให้กระแสผลต่างผ่านรีเลย์มีค่าเป็นศูนย์ รีเลย์จะไม่ทำงาน แต่ถ้ามีการผิดพลาดเกิดขึ้นที่ขดลวด จะทำให้กระแสเข้าไม่เท่ากับกระแสออก เกิดกระแสผลต่างขึ้น ทำให้รีเลย์ทำงาน รีเลย์ที่ใช้นี้จะสามารถตั้งค่า Pick up ต่ำๆ ได้ ทำให้มีความไวสูง การป้องกันนี้มักใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, มอเตอร์, บัส และ หม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น



รูปที่ 2.9 การเปรียบเทียบกระแสผลต่าง [7]

2.2.1.4 การเปรียบเทียบมุมเฟส (Phase angle Comparison)

รีเลย์ชนิดนี้จะทำการเปรียบเทียบมุมเฟสของปริมาณ 2 ปริมาณ ซึ่งโดยทั่วไปปริมาณหนึ่งจะเป็นกระแสเนื่องจากต้องการหาทิศทางของกระแสเทียบกับปริมาณอ้างอิง เช่น การตรวจจับทิศทางของไหลของกำลังไฟฟ้า ถ้าเป็นกรณีปกติกระแสจะทำมุมอยู่ระหว่าง $\pm 30^\circ$ กับแรงดัน แต่ถ้ากำลังไฟฟ้าไหลกลับทางมุมจะกลายเป็น $180^\circ \pm 30^\circ$ หรือการตรวจจับทิศทางของกระแสผิดพลาดซึ่งโดยทั่วไป กระแสผิดพลาดในทิศทางไปข้างหน้าจะทำมุม $+90^\circ$ กับแรงดัน แต่ถ้ากระแสผิดพลาดกลับทางจะทำมุม -90° กับแรงดัน แสดงในรูป 2.12 อย่างไรก็ตามปริมาณอ้างอิง อาจจะเป็นกระแสหรือแรงดันก็ได้



รูปที่ 2.10 การเปรียบเทียบมุมเฟส [7]

2.2.1.5 ไพลอทรีเลย์ (Pilot Relaying)

รีเลย์บางชนิดต้องอาศัยสัญญาณจากรีเลย์ที่อยู่สถานีไฟฟ้าย่อยอื่น ในการทำงานซึ่งสัญญาณนี้ จะถูกส่งผ่านทาง Pilot Channels เช่น Power Line Carrier, คลื่นไมโครเวฟ (Microwave), เส้นใยแก้วนำแสง (Fiber Optic) หรือทางสายโทรศัพท์ ก็ได้

2.2.1.6 การตรวจจับฮาร์โมนิก (Harmonic Content)

โดยปกติรูปคลื่นของกระแสและแรงดันจะเป็นรูปคลื่นไซน์ (Sinusoidal) ที่ความถี่พื้นฐานของระบบไฟฟ้าในเหตุการณ์บางอย่าง เช่น การอิมพัลส์ของหม้อแปลง หรือ กระแสทรานเซียนต์ต่างๆ รูปคลื่นจะผิดเพี้ยนไป เนื่องจากมีฮาร์โมนิกปนอยู่ใน รีเลย์บางชนิดจึงมีฟิลเตอร์เพื่อตรวจจับฮาร์โมนิกเกิดขึ้นเพียงชั่วครู่ก็จะส่งสัญญาณป้องกันไม่ให้รีเลย์ทำงาน

2.2.1.7 การตรวจจับความถี่ (Frequency Sensing)

ระบบไฟฟ้ากำลังปกติจะมีความถี่ 50 หรือ 60 Hz เหตุการณ์ผิดปกติบางชนิดจะทำให้ความถี่สูงขึ้นหรือน้อยลงได้ สามารถตรวจจับความถี่ได้โดยใช้ฟิลเตอร์ ซึ่งก็จะสามารถรู้ถึงเหตุการณ์ผิดปกตินั้นได้เช่นกัน

2.2.2 ประเภทและหลักการทำงานของรีเลย์

หน้าที่ของรีเลย์คือการระบุว่าจะเกิดการผิดพลาดหรือไม่ นั่นคือรีเลย์จะต้องสามารถแยกความแตกต่างระหว่างสภาวะการทำงานปกติ (ไม่เกิดการผิดพลาดหรือการผิดพลาดนั้นอยู่นอกขอบเขตการป้องกัน) กับสภาวะที่เกิดการผิดพลาดได้ รีเลย์ได้ถูกพัฒนามากว่า 70 ปีและในปัจจุบันรีเลย์สามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภทใหญ่ ๆ ได้เป็น

1. รีเลย์แบบไฟฟ้ากล (Electromechanical Relays)
2. รีเลย์แบบอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic or Solid-state Relays)
3. รีเลย์แบบไมโครโพรเซสเซอร์ (Microprocessor Based Relays)

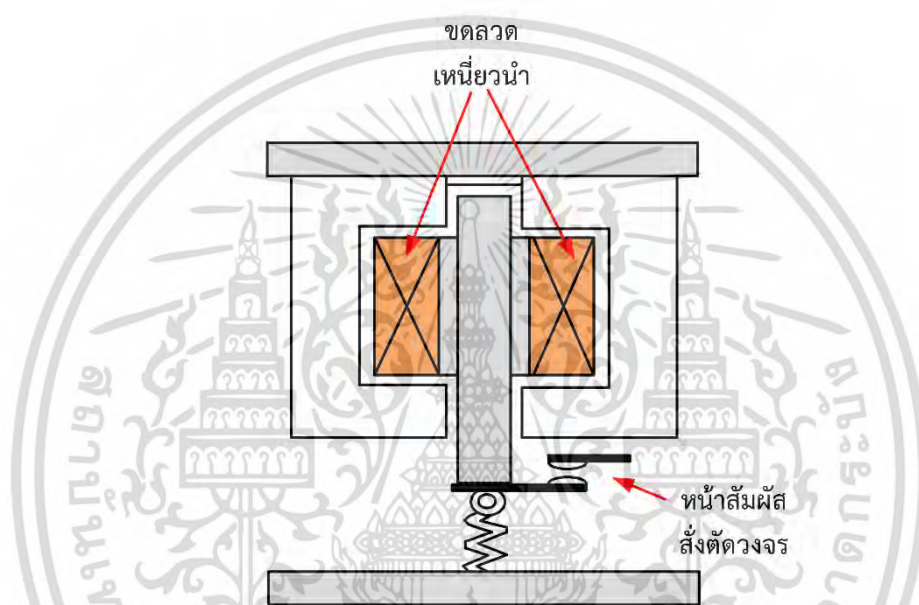
2.2.2.1 รีเลย์แบบไฟฟ้ากล (Electromechanical Relays)

รีเลย์แบบเหนี่ยวนำเป็นการใช้หลักการเหนี่ยวนำสนามแม่เหล็กจากการไหลของกระแสไฟฟ้า แบบเดียวกับเครื่องจักรกลไฟฟ้าหมุน รีเลย์แบบเหนี่ยวนำเป็นแบบที่ใช้มากที่สุดโดย

สามารถแบ่งได้เป็น รีเลย์แบบแกนเคลื่อนที่ (Plunger Type Relay) และ รีเลย์แบบเหนี่ยวนำ (Induction Type Relay)

2.2.2.1.1 รีเลย์แบบแกนเคลื่อนที่ (Plunger Type Relay)

รีเลย์แบบแกนเคลื่อนที่ (Plunger Type Relay) มีหลักการทำงานดังแสดงในรูปที่ 2.11 โดยในสภาวะปกติที่ไม่มีกระแสไหลผ่านขดลวด แกนเหล็กจะมีแรงกระทำเป็น F_s โดยสปริงจะทำให้หน้าสัมผัสที่จะส่งสัญญาณตัดวงจร (Trip) เมื่อเกิดการผิดพลาด จะไม่แตะกัน เมื่อเกิดกระแสไหลผ่านขดลวดมากพอจนทำให้เกิดแรงแม่เหล็กผลักให้แกนเคลื่อนที่เข้าไปเป็นแรง F_m ที่มากกว่า F_s ก็จะทำให้หน้าสัมผัสเคลื่อนไปแตะกันและส่งสัญญาณตัดวงจรไปยังเบรกเกอร์



รูปที่ 2.11 หลักการทำงานของรีเลย์แบบแกนเคลื่อนที่ [5]

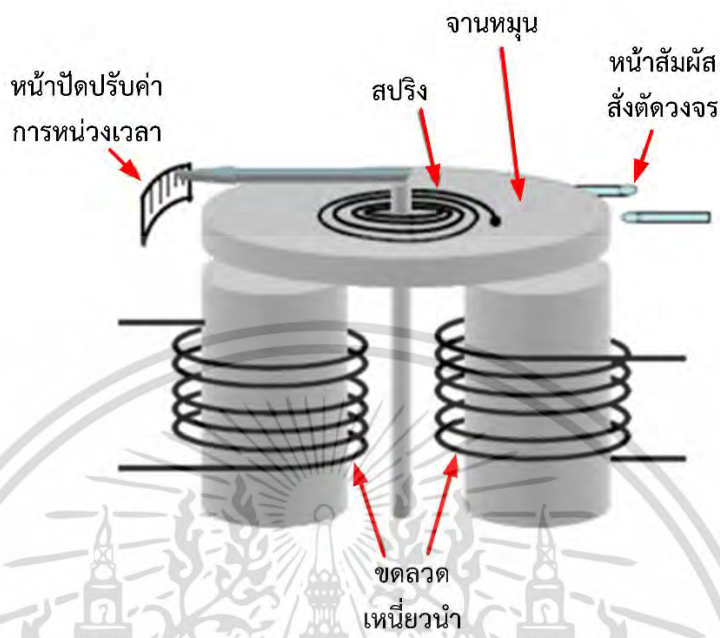
ค่ากระแสต่ำสุดที่ทำให้แกนเริ่มเคลื่อนที่ จะเรียกว่าค่ากระแส Pick up (I_p) และเมื่อแกนเคลื่อนจนเกิดสัญญาณตัดวงจรแล้ว กระแสต้องลดลงถึงค่ากระแสที่เรียกว่ากระแส dropout (I_d) จึงจะทำให้แกนเริ่มเคลื่อนกลับ ทั้งนี้ I_p จะมากกว่า I_d เสมอ[5]

2.2.2.1.2 รีเลย์แบบเหนี่ยวนำ (Induction Type Relay)

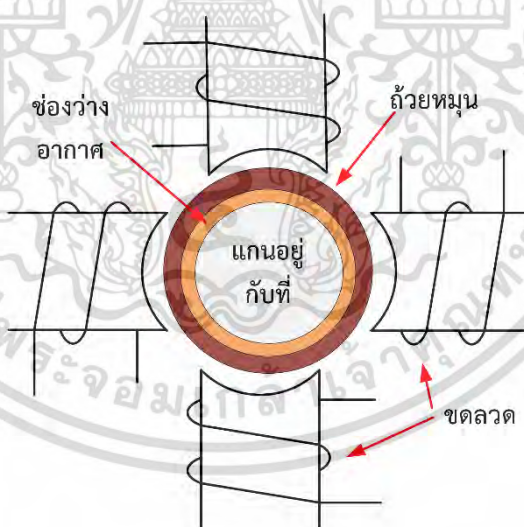
รีเลย์แบบเหนี่ยวนำ (Induction Type Relay) มีหลักการทำงานทำงานในลักษณะเดียวกับมอเตอร์ไฟฟ้ากระแสสลับ แบ่งออกได้เป็นแบบจานหมุน (Induction Disk Type Relay) และแบบถ้วยหมุน (Induction Cup Type Relay) ดังแสดงในรูปที่ 2.12 และ รูปที่ 2.13 รีเลย์ชนิดนี้จะต้องมีขดลวดสร้างสนามแม่เหล็ก 2 ชุด ที่มีมุมเฟสไม่ตรงกันเพื่อทำให้เกิดแรงบิดต่อส่วนที่หมุน นอกจากนี้บางครั้งในการออกแบบก็มีการนำแม่เหล็กถาวรมาช่วยให้มีการทำงานที่ดีขึ้น

รีเลย์แบบเหนี่ยวนำสามารถออกแบบให้รับสัญญาณได้ทั้งที่เป็นแรงดันและกระแส จึงสามารถออกแบบให้เป็นรีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน (Overvoltage Relay) หรือแรงดันตก (Undervoltage Relay) ได้ นอกจากนี้ยังสามารถออกแบบให้ชุดหนึ่งรับสัญญาณแรงดันส่วนอีกชุด

หนึ่งรับสัญญาณกระแสให้การทำงานเป็นรีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) หรือรีเลย์อิมพีแดนซ์ (Impedance Relay) ได้ ซึ่งจะกล่าวถึงรายละเอียดของรีเลย์ชนิดนี้ภายหลัง[5]



รูปที่ 2.12 หลักการทำงานของรีเลย์แบบจานหมุน [5]



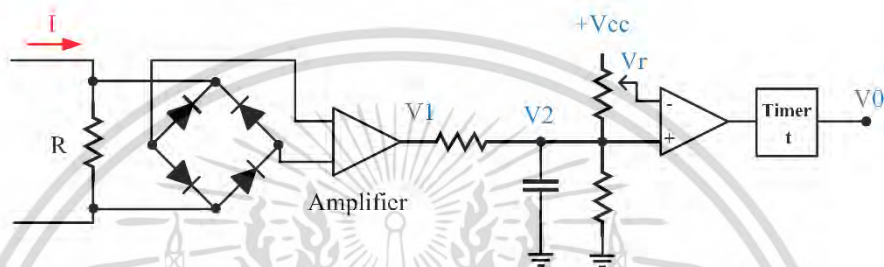
รูปที่ 2.13 หลักการทำงานของรีเลย์แบบถ้วยหมุน [5]

2.2.2.2 รีเลย์แบบอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic or Solid-State Relays)

จากความต้องการการทำงานของรีเลย์ที่สลับซับซ้อนรวมถึงคุณสมบัติในการระบุการผิดปกติที่มีความแม่นยำสูง ทำให้มีการพัฒนารีเลย์ที่เรียกว่ารีเลย์แบบอิเล็กทรอนิกส์หรือแบบโซลิดสเตทซึ่งใช้เทคโนโลยีทางด้านอิเล็กทรอนิกส์ในการทำงานของรีเลย์ รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานกับสัญญาณไฟฟ้าขนาดเล็ก ค่อนข้างบอบบาง มีความทนทานต่อแรงดันหรือกระแสเกินได้ไม่มาก และทนต่อสภาพอากาศที่มีความร้อนหรือความชื้นได้ไม่สูงนัก นอกจากนี้รีเลย์ชนิดนี้จะต้องมีชุดจ่ายไฟแยกออกมา

ต่างหากเนื่องจากเป็นวงจรอิเล็กทรอนิกส์ อย่างไรก็ตามรีเลย์ชนิดนี้จะมีความแม่นยำกว่ารีเลย์แบบไฟฟ้ากลที่กล่าวถึงในหัวข้อที่แล้ว รวมถึงมีความยืดหยุ่นในการใช้งานและปรับตั้งค่ามากกว่า นอกจากนี้ยังมีราคาต่ำกว่า และต้องการเนื้อที่ในการติดตั้งน้อยกว่าด้วย[5]

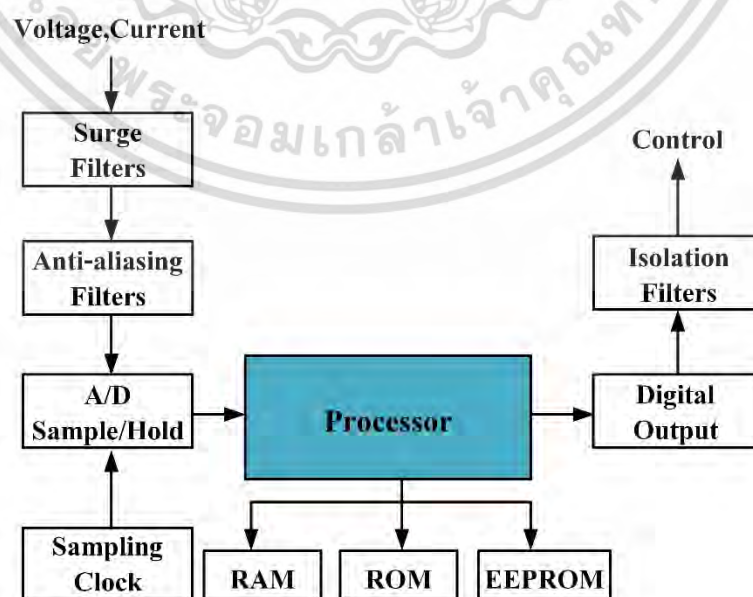
รูปที่ 2.14 แสดงหลักการทำงานของรีเลย์แบบอิเล็กทรอนิกส์ที่เป็นรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน เมื่อกระแสอินพุต I ไหลผ่านตัวต้านทาน R จะเกิดแรงดันตกคร่อมและจะถูกเรกติฟายผ่านวงจรกรองสัญญาณ จากนั้นสัญญาณจะผ่านไปยังวงจรถยายสัญญาณ เมื่อสัญญาณนี้มีค่าสูงกว่าแรงดันอ้างอิง V_r ก็จะทำให้เกิดสัญญาณแบบขั้น (Step) ที่มีการหน่วงเวลาไว้ด้วยวงจรหน่วงเวลา (Time delay circuit) โดยค่าแรงดัน V_0 เป็นแรงดันที่ส่งออกจากวงจรเพื่อเป็นสัญญาณสั่งตัดวงจรของระบบ



รูปที่ 2.14 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบอิเล็กทรอนิกส์ [5]

2.2.2.3 รีเลย์รีเลย์แบบไมโครโปรเซสเซอร์ (Microprocessor Based Relay)

จากหน้าที่ของรีเลย์ที่ต้องการรับสัญญาณอินพุตมาประมวลผลและตัดสินใจ จะเห็นว่ารีเลย์ในหัวข้อที่ผ่านมากเปรียบได้กับคอมพิวเตอร์แบบอนาล็อกชนิดหนึ่ง ดังนั้นเราสามารถออกแบบให้คอมพิวเตอร์หรือไมโครโปรเซสเซอร์ที่ประมวลผลแบบดิจิทัลทำหน้าที่นี้ได้เช่นกัน แต่การรับสัญญาณของรีเลย์ชนิดจะต้องทำการแปลงสัญญาณให้เป็นดิจิทัลก่อน หลักการทำงานของรีเลย์ชนิดนี้แสดงดังรูปที่ 2.15 [5]



รูปที่ 2.15 หลักการทำงานของรีเลย์แบบคอมพิวเตอร์หรือแบบไมโครโปรเซสเซอร์ [5]

ระบบไมโครโปรเซสเซอร์มีโครงสร้างการทำงานคล้ายกับคอมพิวเตอร์ซึ่งจะทำงานตามคำสั่งทางตรรกะที่โปรแกรมไว้ในหน่วยความจำ หน่วยความจำของไมโครโปรเซสเซอร์อาจเป็นหน่วยความจำอ่านอย่างเดียว (Read Only Memory, ROM) ในการเก็บส่วนประมวลผลหลัก หรืออาจเป็นหน่วยความจำแบบชั่วคราวหรือหน่วยความจำแบบเข้าถึงโดยสุ่ม (Random Access Memory, RAM) ในส่วนของการจัดเก็บข้อมูลตัวแปรและการตั้งค่าต่าง ๆ

ไมโครโปรเซสเซอร์ติดต่อกับหน่วยความจำด้วยระบบบัส (Bus System) ซึ่งจะเชื่อมต่อสัญญาณกับส่วนสัญญาณเข้า (Input) และสัญญาณออกหรือสัญญาณส่งการ (Output) ผ่านชุดแปลงสัญญาณ (Interface Adaptor)

หากมีการใช้หน่วยความจำที่ผู้ใช้สามารถโปรแกรมได้ เช่น หน่วยความจำอ่านอย่างเดียวชนิดโปรแกรมและลบได้ด้วยกระแสไฟฟ้า (Electrically Erasable Programmable Read Only Memory, EEPROM) ก็จะมีการทำงานในแบบของเครื่องควบคุมแบบตรรกะที่สามารถโปรแกรมได้ (Programmable Logic Controller) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ในการควบคุมในอุตสาหกรรมอย่างแพร่หลาย

การใช้รีเลย์แบบไมโครโปรเซสเซอร์นั้นมีทั้งข้อดีและข้อควรระวังหลายอย่าง เนื่องจากรีเลย์ชนิดนี้มีความสะดวกหลายอย่างในการใช้งานในขณะเดียวกันก็มีความซับซ้อนในการใช้งานด้วย รีเลย์แบบไมโครโปรเซสเซอร์จะสามารถเก็บข้อมูลย้อนหลังและสามารถนำกลับมาแสดงผลได้ทำให้การวิเคราะห์สภาวะผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังทำได้สะดวกขึ้น อย่างไรก็ตามข้อมูลที่รีเลย์ได้บันทึกไว้เป็นข้อมูลที่รับผ่านส่วนแปลงสัญญาณ ดังที่ได้กล่าวไปแล้วจึงควรมีการตรวจสอบค่าที่บันทึกด้วยว่าในขณะที่เกิดผิดปกติขึ้นรีเลย์ยังทำงานรับสัญญาณต่าง ๆ อย่างเป็นปกติหรือไม่ เนื่องจากรีเลย์แบบไมโครโปรเซสเซอร์อาจทำงานผิดพลาดจากสัญญาณรบกวนหรือจากสภาวะชั่วขณะ (Transient) ในขณะที่ระบบไฟฟ้ากำลังเกิดผิดปกติได้

รีเลย์แบบไมโครโปรเซสเซอร์จะสามารถปรับตั้งค่าการทำงานโดยมีความสะดวกในการเชื่อมต่อกับระบบการแสดงผลที่เป็นดิจิทัลหรือคอมพิวเตอร์ สามารถทำการตรวจสอบและปรับตั้งค่าได้ทั้งที่ตัวรีเลย์เองและจากระยะไกล รีเลย์ชนิดนี้ยังมีความสามารถในการตรวจสอบและสื่อสารระหว่างรีเลย์ด้วยกัน ทำให้ อย่างไรก็ตามการปรับตั้งค่ารีเลย์ไม่ได้ทำบ่อยนักหลังจากที่ได้ติดตั้งไปแล้วและการปรับตั้งค่าที่ทำได้ง่ายเกินไปอาจทำให้ต้องมีการระมัดระวังเป็นพิเศษในการผิดพลาดด้วย

รีเลย์แบบไมโครโปรเซสเซอร์สามารถออกแบบให้มีฟังก์ชันการทำงานที่ครอบคลุมเงื่อนไขที่ต้องใช้รีเลย์แบบแม่เหล็กไฟฟ้าหลายชุดช่วยกัน ทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายและพื้นที่ในการติดตั้ง อย่างไรก็ตามต้องพิจารณาด้วยว่าค่าใช้จ่ายในส่วนของรีเลย์อาจถือว่าไม่สูงมากเมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าทั้งหมดและหากเกิดความเสียหายของรีเลย์ก็จะส่งผลต่อการทำงานทั้งหมดได้

นอกจากนี้การใช้งานรีเลย์แบบไมโครโปรเซสเซอร์มีการใช้งานที่ซับซ้อนจึงต้องมีการศึกษาการทำงานและการโปรแกรมเป็นอย่างดี และต้องมีการฝึกอบรมผู้ใช้เป็นพิเศษด้วย

ในปัจจุบัน การออกแบบระบบป้องกันมักจะใช้ทั้งรีเลย์แบบอนาล็อกและแบบคอมพิวเตอร์ผสมกัน แต่ยังไม่มีการกำหนดมาตรฐานของรีเลย์แบบคอมพิวเตอร์ขึ้น รีเลย์แบบคอมพิวเตอร์หรือแบบไมโครโปรเซสเซอร์จะมีบทบาทมากขึ้นในการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังอย่างมากในอนาคต[5]

2.2.3 สัญลักษณ์ของรีเลย์ตามมาตรฐาน

2.2.3.1 ตัวเลขแสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐานของ IEEE/ANSI

อุปกรณ์การป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลังจะสามารถระบุด้วยตัวเลขแสดงอุปกรณ์หรือรหัสตัวเลขในไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบไฟฟ้ากำลังหรือบางครั้งอาจประกอบด้วยตัวอักษรด้วย ตัวเลขแสดงแทนอุปกรณ์ที่จะแสดงต่อไปนี้จะเลือกมาจากตัวเลขแสดงแทนอุปกรณ์ในระบบป้องกันไฟฟ้ากำลังตามมาตรฐาน ANSI/IEEE C37.2 เฉพาะอุปกรณ์ที่มักจะพบบ่อย[5] แสดงดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ตัวเลขแสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐาน IEEE/ANSI

| ANSI/IEEE Device Number | Description Function Protection. |
|-------------------------|--|
| 1 | Master element that operates to place device in or out of service. |
| 13 | Synchronous speed switch that operates at approximately the Synchronous speed of a machine. |
| 20 | Electrically operated valve. |
| 21 | Distance relay which functions when the circuit admittance, impedance or reactance increases or decreases beyond predetermined limits. |
| 23 | Temperature control device. |
| 25 | Synchronizing or check synchronizing device that operates when two ac circuits are within desired limits of frequency, phase angle or voltage to permit the paralleling of these two circuits. |
| 26 | Thermal device that operates when the temperature of the protected apparatus decreases below a predetermined value. |
| 27 | Undervoltage relay. |
| 30 | Annunciator relay. |
| 32 | Directional power relay that operates on a desired value of power in a given direction. |
| 41 | Field circuit breaker that applies or removes field excitation to a machine. |
| 42 | Running circuit breaker that connects a machine to its running or operating voltage. |
| 43 | Manual transfer switch. |
| 46 | Reverse-phase or phase-balance relay that operates when the polyphase currents are of reverse phase sequence, or when the polyphase currents are unbalanced or contain negative sequence currents of a given amount. |
| 47 | Phase sequence voltage relay that operates upon a predetermined value of polyphase voltage in the desired phase sequence. |
| 48 | Incomplete sequence relay that returns equipment to normal if the normal starting or stopping sequence is not completed within a predetermined time. |
| 49 | Thermal relay that operates when the temperature of a machine exceeds a predetermined value. |
| 50 | Instantaneous overcurrent or rate-of-rise relay. |

ตารางที่ 2.3 (ต่อ) ตัวเลขแสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐาน IEEE/ANSI

| ANSI/IEEE Device Number | Description Function Protection. |
|-------------------------------|---|
| 51 | AC time-delay overcurrent relay that operates when the current exceeds a predetermined value. The relay operates with either a definite or an inverse time characteristic. |
| 52 | AC circuit breaker. |
| 53 | Exciter or dc generator relay that forces the dc machine excitation to build up during starting. |
| 55 | Power factor relay. |
| 56 | Field application relay. |
| 59 | Overvoltage relay. |
| 60 | Voltage or current balance relay that operates on a given difference in the input or output of two circuits. |
| 62 | Time-delay stopping or opening relay. |
| 63 | Pressure switch that operates on given values or given rate-ofchange of pressure. |
| 64 | Ground protective relay. |
| 65 | Governor device used to regulate the flow of water, steam or other medium. |
| 67 | AC directional overcurrent relay. |
| 69 | Permissive control device. |
| 72 | DC circuit breaker. |
| 76 | DC overcurrent relay. |
| 78 | Phase-angle measuring or out-of-step relay that operates at a predetermined phase angle between two currents, two voltages, or between a voltage and a current. |
| 81 | Frequency relay. |
| 86 | Carrier or pilot wire receiver relay. |
| 86 | Lockout relay that is electrically operated and hand or electrically reset to shut down and hold an equipment out of service. |
| 87 | Differential protection relay is a protective relay that functions on a percentage or phase angle or other quantities difference of two currents or some other electrical quantities. |
| 90 | Regulating device that operates to regulate a quantity at a certain value or between certain limits. |
| 91 | Voltage directional relay that operates when the voltage across an open circuit breaker or contactor exceeds a given value in a given direction. |
| 94 | Trip-free relay that operates to trip a circuit breaker or contactor. |
| 101 | Control switch to open and close a circuit breaker or contactor. |

ในกรณีที่อุปกรณ์ป้องกันมีหน้าที่ทำงานมากกว่าหนึ่งอย่างจะใช้ตัวเลขแสดงแทนคุณสมบัติในการทำงานทั้งหมดของอุปกรณ์ เช่น 50/51 จะแสดงแทนรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบทันทีและหน่วงเวลา

2.2.3.2 สัญลักษณ์แสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐานของ IEC
มาตรฐาน IEC จะใช้สัญลักษณ์ของอุปกรณ์ป้องกันในลักษณะแสดงดังตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 สัญลักษณ์แสดงอุปกรณ์ป้องกันที่สำคัญตามมาตรฐานของ IEC

| Description | IEC | Description | IEC |
|---------------------------------|------------|---|-----------------------|
| Over speed relay | $\omega >$ | Inverse time earth fault overcurrent relay | $I_{\neq} >$ |
| Under speed relay | $\omega <$ | Definite time earth fault overcurrent relay | $I_{\neq} >$ |
| Distance relay | $Z <$ | Voltage restrained/controlled overcurrent relay | $U_{\neq} >$ |
| Over temperature relay | $\theta >$ | Power factor relay | $\cos\phi >$ |
| Under voltage relay | $U <$ | Overvoltage relay | $U >$ |
| Directional overpower relay | $P >$ | Neutral point displacement relay | $U_{rsd} >$ |
| Under power relay | $P <$ | Earth fault relay | $I_{\neq} >$ |
| Undercurrent relay | $I <$ | Directional overcurrent relay | $I >$ |
| Negative sequence relay | $I_2 >$ | Directional earth fault relay | $I_{\neq} >$ |
| Negative sequence voltage relay | $U_2 >$ | Phase angle relay | $\phi >$ |
| Thermal relay | | Auto reclose relay | $0 \rightarrow I$ |
| Instantons overcurrent relay | $I >>$ | Under frequency relay | $f <$ |
| Inverse time overcurrent relay | $I >$ | Over frequency relay | $f >$ |
| | | Differential relay | $I_d >$ |

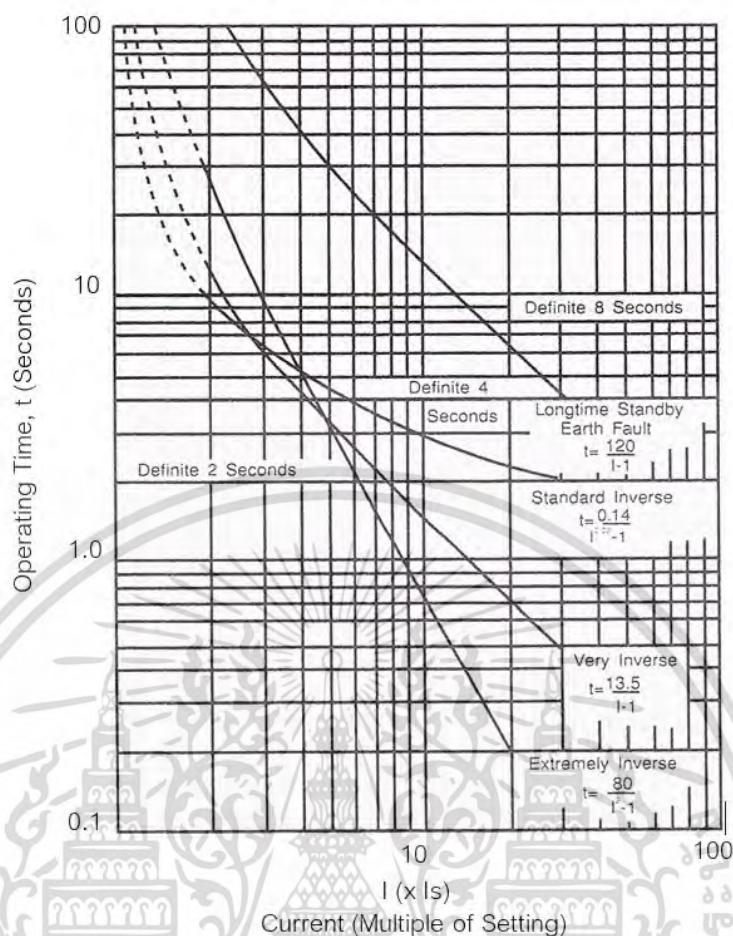
2.2.4 รีเลย์ที่นิยมใช้มาก

รีเลย์ที่นิยมใช้กันมากมีหลายชนิดดังนี้ [7]

1. รีเลย์กระแสเกิน (Over current Relay)
2. รีเลย์กระแสผิดปกติพร้อมลงดิน (Ground Fault Relay)
3. รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง (Directional Power Relay)
4. รีเลย์ผลต่าง (Differential Relay)
5. รีเลย์ซิงค์ (Synchronism Check and Synchronizing Relay)
6. รีเลย์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Relay)
7. รีเลย์ความถี่ไฟฟ้า (Frequency Relay)
8. รีเลย์ความร้อน (Thermal Relay)
9. รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Over current Relay)
10. รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay)

2.2.4.1 รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay)

รีเลย์กระแสเกินเป็นรีเลย์ที่ใช้แพร่หลายมากที่สุดในการป้องกันกระแสเกินที่เกิดจากการลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังในสถานประกอบการทุกแบบ เช่น สถานีไฟฟ้าย่อย โรงงานอุตสาหกรรม และอาคารขนาดใหญ่ เป็นต้น รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานเมื่อมีกระแสเกินค่าที่กำหนดไว้คือ ค่า Pick-up โดยในเวลาการทำงานอาจจะทำงานทันทีในเวลา 10 ms. – 40 ms. เรียกว่าแบบ Instantaneous Overcurrent Relay (50) หรือทำงานโดยมีการหน่วงเวลา เรียกว่า Time Delay Overcurrent Relay (51) สำหรับ Instantaneous Overcurrent Relay จะเป็นรีเลย์แบบ Plunger Type หรือ Hinged Armature Type ส่วน Time-Delay Overcurrent Relay จะเป็นรีเลย์แบบ Induction Disc หรือ Induction Cup สำหรับ Static Relay สามารถใช้วงจรอิเล็กทรอนิกส์จำลองการทำงานของรีเลย์กระแสเกินได้ทั้งสองชนิด ในรีเลย์แบบ Time Delay เวลาในการทำงานจะเร็วหรือช้าจะขึ้นอยู่กับขนาดกระแสที่ผ่านรีเลย์ ถ้ากระแสมีค่ามากเวลาในการทำงานจะน้อยลง เรียกกราฟความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและเวลา (Time Current Characteristic Curve) แบบนี้ว่า Inverse Time ระดับความโค้งของกราฟมีหลายระดับ แบ่งออกเป็น Inverse, Very Inverse และ Extremely Inverse ดังในรูปที่ 2.16 นอกจากจะตั้งค่า Pick up หรือ Plug Setting Multiplier (PSM) แล้ว ผู้ใช้ยังสามารถปรับเวลาในการทำงานการปรับแบบนี้เรียกว่า Time Dial Setting หรือ Time Multiplier Setting (TMS) คือ การเลือกเส้นกราฟเวลา-กระแสในตระกูลเดียวกัน (มีลักษณะเหมือนกันแต่มีการเลื่อนไป) การปรับเวลาการทำงานมีประโยชน์อย่างมากต่อการทำงานประสานกัน (Coordination) เนื่องจากรีเลย์จะมีความสามารถในการแยกแยะ (Selectivity) เพื่อสั่งให้ Circuit Breaker ตัวใดทำงานก่อนหลัง โดยมีการหน่วงเวลาเป็นเท่าใด Circuit Breaker ตัวที่อยู่ใกล้การผิดปกติมากที่สุดจะต้องเป็นตัวที่ทำงานก่อน คือ Primary Relay ส่วนตัวที่อยู่ไกลออกไปจะต้องทำงานช้ากว่า คือ เป็น Back up Relay

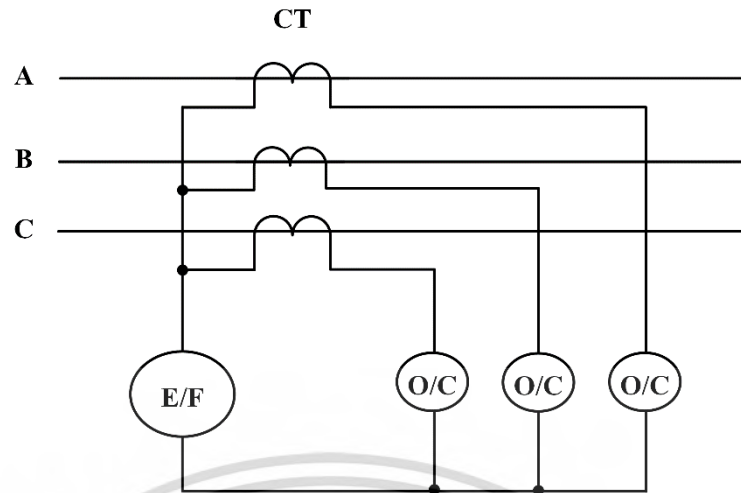


รูปที่ 2.16 ลักษณะสมบัติเวลา-กระแสของ Overcurrent Relay [7]

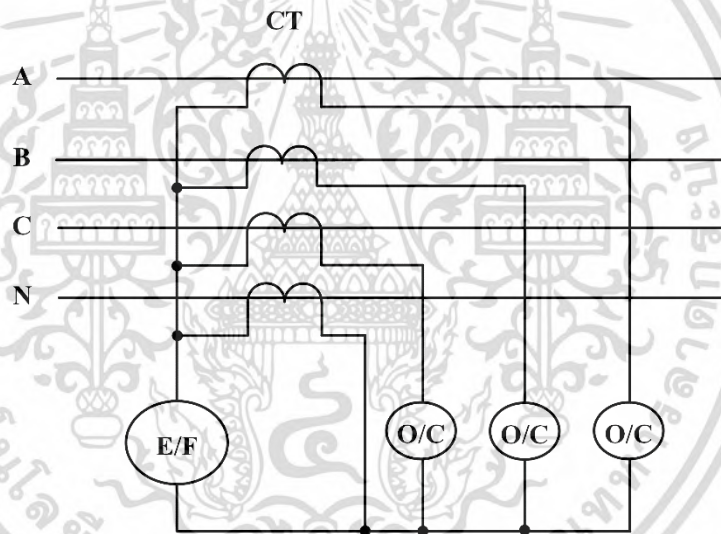
2.2.4.2 รีเลย์กระแสผัดพร้อมลงดิน (Ground Fault Relay)

ในระบบไฟฟ้าทั่วไปเพื่อความปลอดภัยแล้วจะมีการต่อลงดินเพื่อจำกัดกระแสผัดพร้อมลงดิน โดยเฉพาะการต่อลงดินผ่านความต้านทานจะทำให้กระแสผัดพร้อมลงดินมีขนาดลดลง ดังนั้น รีเลย์กระแสเกินปกติจะไม่สามารถตรวจจับกระแสผัดพร้อมลงดินได้ จึงต้องมีรีเลย์ป้องกันกระแสลงดิน ซึ่งจะต้องมีความไวสูง สามารถตรวจจับกระแสผัดพร้อมขนาดเล็กได้ ชนิดของรีเลย์ป้องกันกระแสผัดพร้อมลงดินที่นิยมใช้มี 3 แบบดังนี้

- Residually Connected Ground Relay (50N, 51N, 50/51N) วิธีนี้จะใช้รีเลย์กระแสเกินปกติต่อเข้ากับจุดรวมของสายด้านทุติยภูมิที่ต่อแบบ Y ของหม้อแปลงกระแสดังรูปที่ 2.17 กระแสที่ผ่านรีเลย์ป้องกันกระแสลงดินก็คือ ผลรวมของกระแสเฟสทั้ง 3 สาย ซึ่งก็คือ Zero Sequence Current นั่นเอง ในขณะที่เกิดการผัดพร้อมลงดินขึ้น รีเลย์ตัวนี้จะจับ Zero Sequence Current ผัดพร้อมลงดินแต่ในกระแสไหลปกติจะไม่มี Zero Sequence Current ดังนั้น จึงสามารถตั้งค่า Pick up ให้มีค่าต่ำๆ ได้โดยจะต้องเผื่อการเกิดภาวะไม่สมดุลชั่วขณะที่เกิดขึ้นส่วนในระบบ 3 เฟส 4 สาย เราจะต้องใช้ผลรวมของกระแสทั้ง 4 สาย จึงต้องใช้ CT เพิ่มขึ้นอีก 1 ตัวที่สายนิวทรัล ดังรูปที่ 2.18

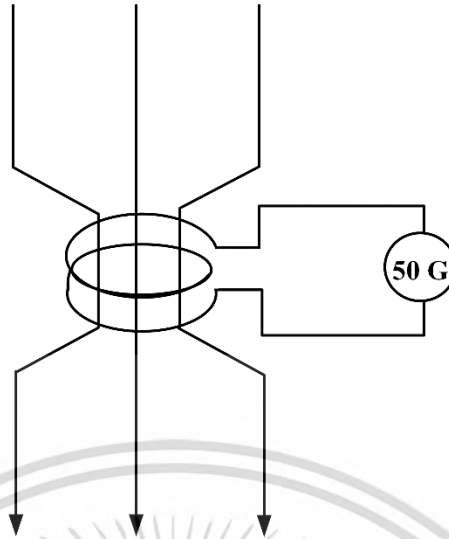


รูปที่ 2.17 การป้องกันกระแสลงดิน [7]



รูปที่ 2.18 การป้องกันกระแสลงดินในวงจร 3 เฟส 4 สาย [7]

- Zero Sequence Ground Relay (50GS, 51GS) วิธีนี้จะใช้หม้อแปลงกระแสแบบ Window ล้อมรอบสายเฟสทั้งสามดังในรูปที่ 2.19 ดังนั้น กระแสที่ด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงกระแสจะเกิดจากผลรวมฟลักซ์แม่เหล็กที่เกิดขึ้นจากกระแสเฟสทั้งสาม ซึ่งคือ Zero Sequence Current เราใช้รีเลย์กระแสเกินปกติต่อที่วงจรด้านทุติยภูมิ สำหรับในระบบ 3 เฟส 4 สาย จะต้องคล้องผ่านสายนิวทรัลเพิ่มขึ้นอีก 1 สายด้วย

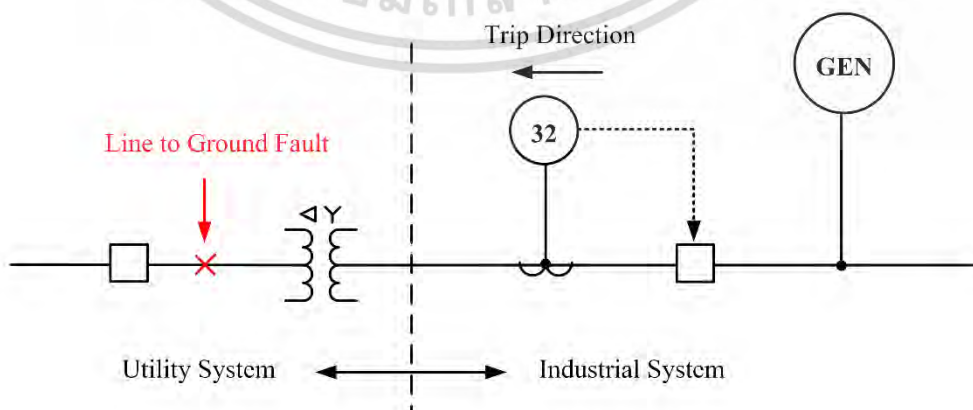


รูปที่ 2.19 Zero Sequence Ground Relay [7]

- Neutral Ground Relay (51G) ในขณะที่เกิดกระแสผิดพ่วงลงดินไหลกลับมาผ่านสายนิวทรัลที่ลงดินที่หม้อแปลง หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้น วิธีหนึ่งที่จะตรวจจับกระแสผิดพ่วงลงดิน จึงใช้รีเลย์กระแสเกินและหม้อแปลงกระแสต่อเข้ากับสายนิวทรัลนี้ และรีเลย์นี้จะสามารถตั้งค่าต่ำมากๆ ได้

2.2.4.3 รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง (Directional Power Relay)

รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง (32) สามารถตรวจจับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ เช่น ใช้ป้องกันกำลังไฟฟ้าไหลออกมาจากระบบไฟฟ้าของสถานประกอบการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อขนานกับระบบของทางการไฟฟ้า เข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า หรือบางครั้งอาจใช้ประโยชน์เป็นรีเลย์ป้องกันกำลังตก (Underpower Relay) คือ ถ้าเกิดกำลังตกถึงค่าๆ หนึ่งที่กำหนดไว้จะสั่งให้แยกระบบ 2 ระบบออกจากกัน เช่น เป็นระบบที่ต่อถึงกันด้วย Tie - Line เป็นต้น การใช้งานของรีเลย์แบบนี้แสดงดังรูปที่ 2.20

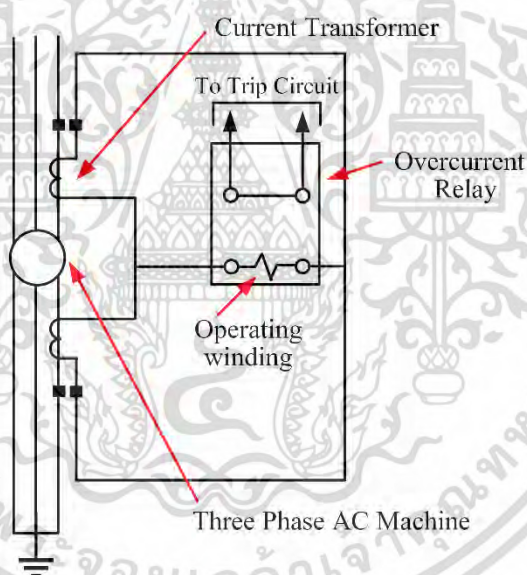


รูปที่ 2.20 รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง [7]

2.2.4.4 รีเลย์ผลต่าง (Differential Relay)

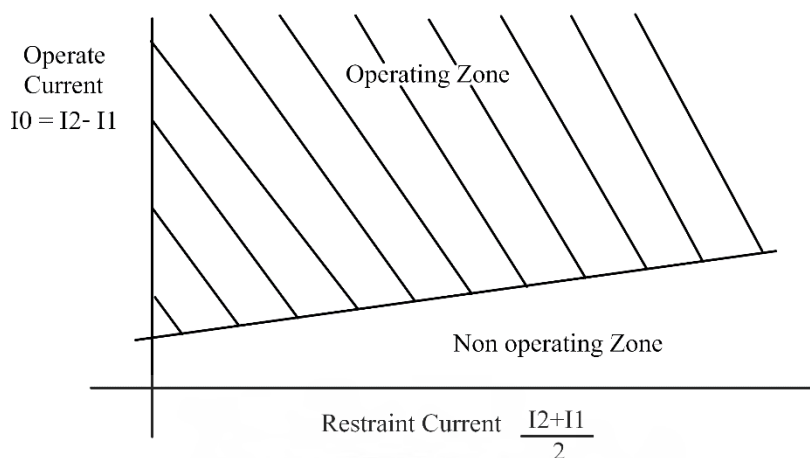
รีเลย์ผลต่าง (87) เป็นรีเลย์ที่มีความไวมากที่สุด สามารถตรวจจับกระแสผิดปกติได้ แม้จะมีขนาดเล็ก รีเลย์ประเภทนี้ในการป้องกันการผิดพลาดภายในอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ได้แก่ มอเตอร์, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า การทำงานของรีเลย์ประเภทนี้จะใช้ CT ต่อที่วงจรร้านหน้าและด้านหลังของอุปกรณ์ไฟฟ้า การต่อขั้วของ CT จะต้องถูกต้องเพื่อให้มีกระแสผลต่างผ่านรีเลย์ ในสภาวะปกติหรือเกิดการผิดพลาดนอกเขตป้องกัน จะไม่มีค่ากระแสผลต่าง แต่ถ้าเกิดการผิดพลาดในเขตป้องกัน จะมีค่ากระแสผลต่างเกิดขึ้น ดังนั้น การตั้งค่า Pick up จึงสามารถตั้งค่าต่างๆ ได้ ทำให้รีเลย์ประเภทนี้มีควมไวสูง รีเลย์ผลต่างสามารถแบ่งเป็น 2 ชนิดดังนี้

- Overcurrent Differential Relay เป็นชนิดที่ง่ายและราคาถูกที่สุด มีหลักการเช่นเดียวกับที่กล่าวข้างต้น ตัวรีเลย์จะเป็นรีเลย์กระแสเกินปกติ ดังรูปที่ 2.21 ปัญหาของรีเลย์ประเภทนี้คือ เนื่องจากค่า Pick up ที่ตั้งจะเป็นค่าคงที่ค่าหนึ่ง ค่านี้จะต้องมากกว่าค่ากระแสผลต่างที่อาจเกิดขึ้น เนื่องจากความคาดเคลื่อนต่างๆ เช่น ความคาดเคลื่อนของ CT ทั้ง 2 ด้าน ทำให้เกิดกระแสต่างขึ้น แม้ว่าจะเกิดการผิดพลาดอยู่นอกเขตป้องกัน แต่การตั้งค่า Pick-up สูงก็จะเป็นการลดความไวลง ทางแก้ปัญหานี้คือการใช้ ใช้รีเลย์ผลต่างชนิด Percentage Differential Relay แทน

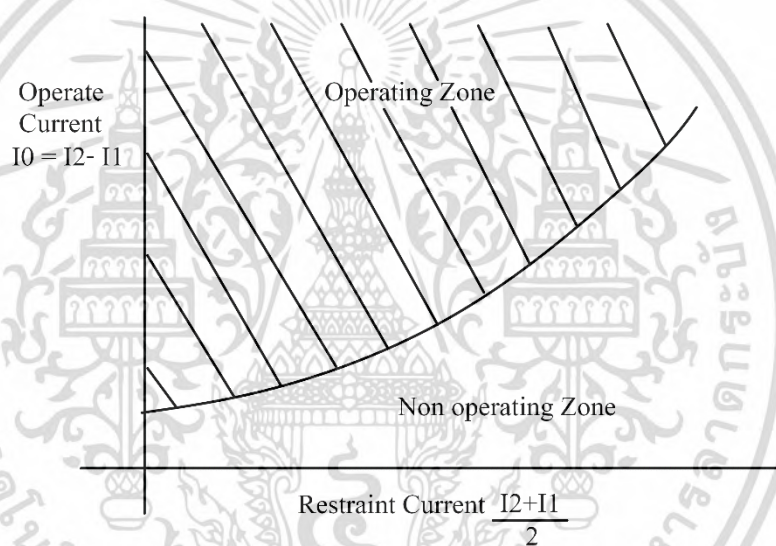


รูปที่ 2.21 Overcurrent Differential Relay [7]

- Percentage Differential Relay รีเลย์ชนิดนี้จะมีขดลวด 2 ชุด คือ Operating Coil และ Restraining Coil ซึ่งส่งผลให้มีความไวสูงเมื่อการผิดพลาดอยู่ในเขตป้องกัน และมีความไวต่ำเมื่อการผิดพลาดอยู่นอกเขตป้องกัน ดังนั้นจึงป้องกันการผิดพลาดได้ โดยกระแสที่ไหลผ่าน Operating Coil คือกระแสผลต่าง $I_2 - I_1$ ส่วนกระแสที่ผ่าน Restraining Coil คือ กระแส $(I_1 + I_2) \div 2$ ลักษณะสมบัติแสดงดังรูปที่ 2.22 และ รูปที่ 2.23



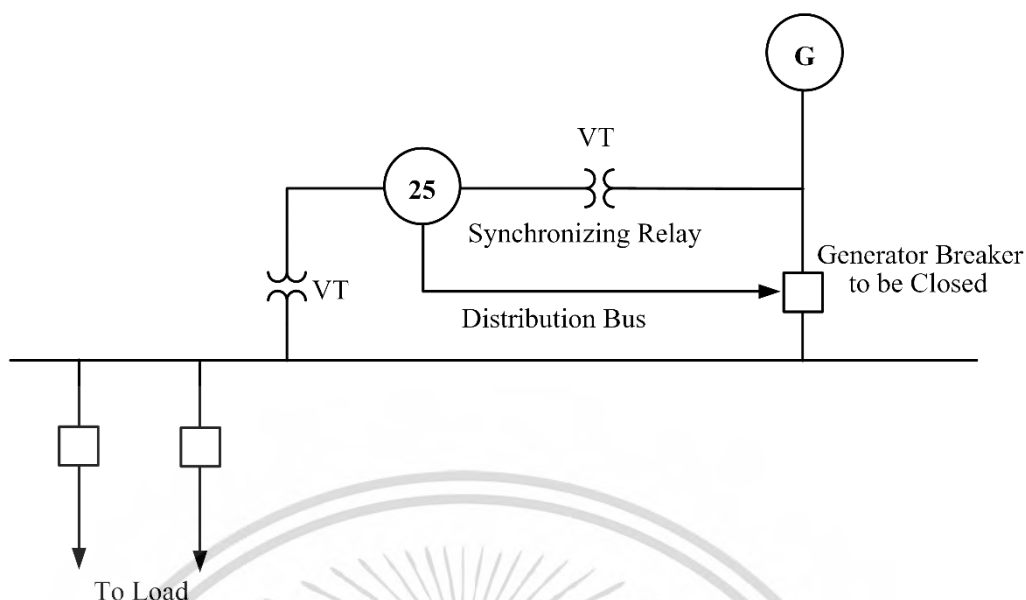
รูปที่ 2.22 ลักษณะสมบัติ Fixed Percentage Relay [7]



รูปที่ 2.23 ลักษณะสมบัติ Variable Percentage Relay [7]

2.2.4.5 รีเลย์ซิงค์โครไนซ์ (Synchronism Check and Synchronizing Relay)

รีเลย์ชนิดซิงค์โครไนซ์ (25) ใช้ตรวจสอบวงจรสองวงจรที่มีความถี่และมุมเฟสของแรงดันตามที่กำหนด เพื่อที่จะนำสองวงจรมาต่อขนานกัน รีเลย์พวกนี้จะใช้ในการสวิตช์ซึ่งระบบที่จะนำมาขนานกัน โดยจะเป็นตัวคอยตรวจว่าแหล่งจ่ายไฟสองแหล่งมีความแตกต่างของแรงดันหรือความแตกต่างของมุมเฟสมากเกินไปจนไม่สามารถยอมรับได้หรือไม่ รีเลย์ชนิดนี้ใช้ในระบบสองระบบที่จะนำมาต่อกันอย่างอัตโนมัติโดยจะเป็นตัวตรวจดูความต่างเฟส, ความต่างของความถี่, ความต่างของแรงดัน อยู่ในเกณฑ์ที่จะต่อกันได้หรือไม่ เช่น โรงงานแห่งหนึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าใช้เองได้ต้องการนำมาต่อขนานเข้ากับระบบของการไฟฟ้าที่ปลายสายของ Tie Line ของการไฟฟ้าจะต้องมีรีเลย์ชนิดนี้ในการตรวจเงื่อนไขเพื่อจะทำการขนานระบบในเงื่อนไขที่เหมาะสม แสดงดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.24 รีเลย์ซิงโครไนซ์ (Synchronizing Relay) [7]

2.2.4.6 รีเลย์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Relay)

รีเลย์แรงดัน เป็นรีเลย์ที่มีหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติของแรงดัน เช่น แรงดันตก แรงดันเกิน แรงดันไม่สมดุล แรงดันกลับเฟส และ แรงดัน Negative Sequence มากเกินไป Relay แบบนี้อาจจะทำงานแบบทันทีทันใด หรือ มีการหน่วงเวลาเพื่อป้องกันการดำเนินงานผิดพลาดเมื่อเกิดแรงดันทรานเซียนต์ชั่วคราวในระบบ Voltage Relay ที่ใช้งานมีดังนี้

1. Overvoltage Relay (59), Undervoltage Relay (27)

- ควบคุมการทำงานของ Capacitor
- ป้องกันการเกิดแรงดันเกินของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ส่งผ่านแหล่งจ่ายกำลังโดยอัตโนมัติ
- มีการตัดโหลด (Load) เมื่อแรงดันตก
- ป้องกันการเกิดแรงดันตกสำหรับ Motor

2. Voltage Balance Relay (60)

- มีหน้าที่ป้องกันการดำเนินงานผิดพลาดของ Voltage Control Relay และ Synchronizing Relay
- เป็นตัวจัดการกลับเฟส (Phase) ของแรงดัน
- ป้องกันการพยายามที่เดินเครื่อง Motor ในขณะที่ Phase 1 ถูกตัดออก

3. Negative Sequence Voltage Relay

- เป็นตัวคอยตรวจจับ Single Phasing การไม่สมดุลในแรงดัน Phase และ การกลับ Phase ของการหมุนของ Phase ของแหล่งจ่ายไฟป้องกันอุปกรณ์ที่สามารถหมุนได้

2.2.4.7 รีเลย์ความถี่ไฟฟ้า (Frequency Relay)

รีเลย์ความถี่ (81) จะใช้ตรวจจับการเกิดความถี่สูงหรือความถี่ต่ำเกินไป รีเลย์ความถี่ส่วนมากจะมีการปรับความถี่และแรงดันของการทำงานรีเลย์ได้ ความเร็วของการทำงานของรีเลย์จะ

ขึ้นอยู่กับความแตกต่างของความถี่จริงกับความถี่ที่ตั้งไว้ รีเลย์ความถี่บางชนิดจะทำงานเมื่อความถี่แตกต่างจากค่าที่ตั้งไว้ บางชนิดจะทำงานโดยอาศัยอัตราการเปลี่ยนแปลงของความถี่ การใช้การปกติของรีเลย์ประเภทนี้ คือ จะต้อง Load เมื่อความถี่ตกลง (Load Shedding) เพื่อให้ระบบกลับสู่เสถียรภาพอีกครั้ง

2.2.4.8 รีเลย์ความร้อน (Thermal Relay)

รีเลย์ความร้อนใช้ป้องกันการใช้มอเตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลง ที่นิยมใช้มี 2 ชนิด คือ Replica Type Temperature Relay และ Temperature Relay

1. Replica Type Temperature Relay เป็นรีเลย์ที่ทำงานเมื่อความร้อนเกินขึ้น เนื่องจากกระแสเกินกว่าที่กำหนด รีเลย์แบบนี้มีหลายชนิดให้เลือก ที่นิยมใช้เป็นแบบ Bimetal และ ชนิด Fuse ลักษณะทางความร้อนของรีเลย์ชนิดนี้จะจำลองลักษณะความร้อนของมอเตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลง โดยปกติรีเลย์ประเภทนี้จะใช้กับมอเตอร์ขนาดเล็ก (ขนาดเล็กกว่า 150 แรงม้า)
2. Temperature Relay เป็นรีเลย์ที่จะทำงานร่วมกับ Temperature Instrument เช่น ความต้านทานตรวจจับอุณหภูมิ Thermal Couple โดยจะถูกติดตั้งอยู่ในอุปกรณ์ที่จะต้องป้องกัน เช่น ในขดลวด Stator ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, ขดลวดของหม้อแปลงขนาดใหญ่ และมอเตอร์ขนาดใหญ่ซึ่งตรวจจับอุณหภูมิจะฝังอยู่ในขดลวด Stator และจะต่อไปยังวงจร Bridge ของรีเลย์ป้องกันความร้อน ในอุณหภูมิปกติวงจร Bridge จะสมดุล แต่ถ้าอุณหภูมิในขดลวดมีค่าสูงจะทำให้ความต้านทานของตัวตรวจจับมีค่าสูงตาม จะส่งผลให้วงจร Bridge ไม่สมดุลรีเลย์จะทำงาน

ในส่วนของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Over current Relay) และรีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) จัดอยู่ในส่วนของรีเลย์ป้องกันสายส่งไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวในบทที่ 3

บทที่ 3

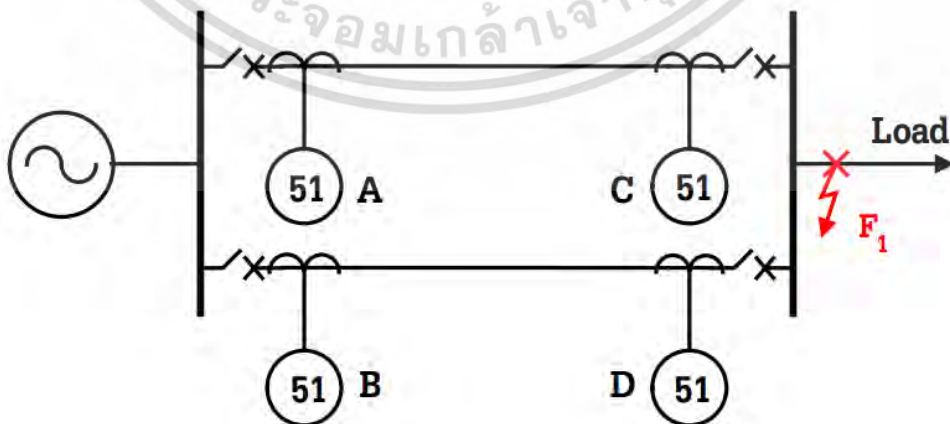
รีเลย์ป้องกันสำหรับสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

ในบทนี้จะกล่าวถึงระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่นิยมใช้กันมาอย่างยาวนานในอดีต คือ การใช้รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay), รีเลย์ป้องกันแบบระยะทาง (Distance Relay) และการป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Relay) รวมไปถึงรูปแบบและวิวัฒนาการของการป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบบนำร่อง (Pilot Relay) ที่นิยมใช้ในประเทศไทย

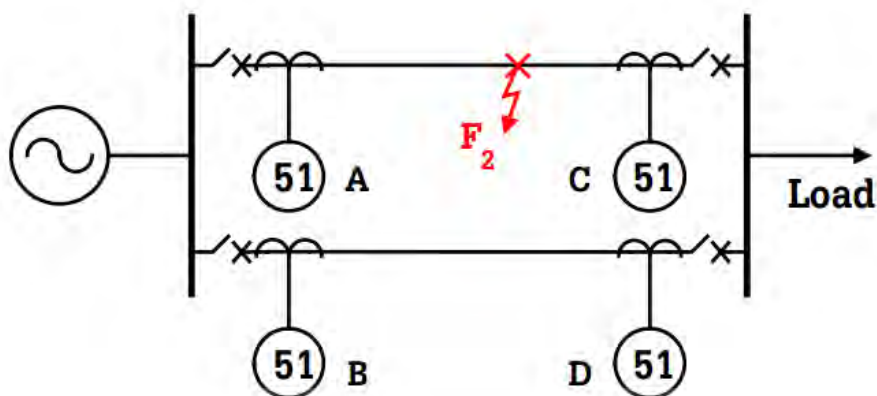
3.1 รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay)

ในระบบไฟฟ้ากำลังแบบแขนง (Radial) นั้น เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น กระแสผิดปกติจะไหลในทิศทางจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ไปยังจุดผิดปกติเสมอ จึงสามารถใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบธรรมดาป้องกันความผิดปกติได้ แต่ถ้าระบบไฟฟ้าเป็นแบบวงแหวน (Ring) หรือ แบบโครงข่าย (Network) ที่มีแหล่งจ่ายไฟมากกว่าหนึ่งแหล่ง (Multiple Sources) หรือที่มีวงจรเป็นลูป (Loop) เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้น ณ จุดใดๆ จะมีกระแสฟอลต์มากกว่าหนึ่งทาง การใช้รีเลย์กระแสเกินแบบธรรมดา (ไม่มีทิศทาง) จะไม่สามารถจัดให้ทำงานประสานกันได้ จำเป็นต้องใช้รีเลย์แบบที่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแสฟอลต์ได้ โดยรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางจะทำงานเมื่อ กระแสผิดปกติมากกว่าค่า Pick up และทิศทางการไหลของกระแสผิดปกติตรงตามทิศทางที่กำหนดให้กับรีเลย์

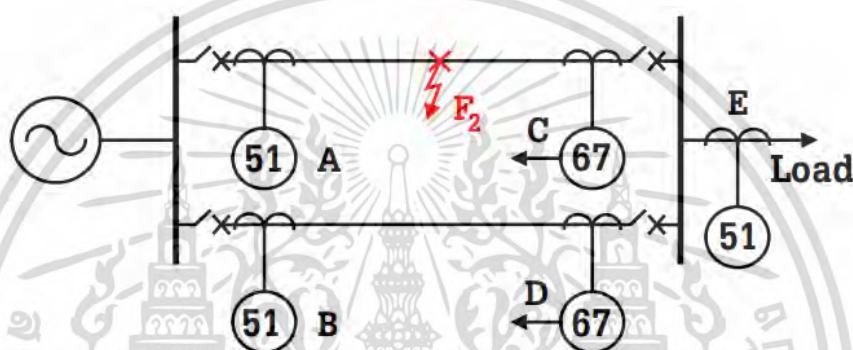
พิจารณาวงจรคู่ขนาน (Parallel Feeder) ดังรูปที่ 3.1 การป้องกันที่ดีของระบบนี้ คือ เมื่อระบบทำงานปกติ Feeder ทั้งสองจะจ่ายระบบไฟฟ้าร่วมกัน แต่เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นระบบป้องกันจะต้องตัดความผิดปกติออกจากระบบ แต่สามารถจ่ายโหลดต่อไปได้ การป้องกันของระบบดังรูปที่ 3.1 นั้นเมื่อเกิดความผิดปกติที่จุด F₁ รีเลย์ C (51) และรีเลย์ D (51) จะทำงานป้องกันความผิดปกติโดยการทริป (Trip) เพื่อตัดความผิดปกติออกจากระบบในเวลาเท่ากัน แต่เมื่อเกิดความผิดปกติที่จุด F₂ ดังรูปที่ 3.2 ถ้าต้องการตัดความผิดปกติออกจากระบบแล้ว รีเลย์ A และรีเลย์ C จำเป็นต้องทำงาน ส่วนรีเลย์ B และรีเลย์ D ต้องไม่ทำงานเพื่อให้ระบบสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ต่อไป แต่จากรูปที่ 3.2 รีเลย์ทุกตัวจะเห็นความผิดปกติ จึงทำให้ Feeder ทั้งสองถูกทริป Trip ออกจากระบบ



รูปที่ 3.1 วงจรคู่ขนาน (Parallel Feeder) [7]



รูปที่ 3.2 วงจรคู่ขนาน (Parallel Feeder) เมื่อเกิด Fault ที่ F₂ [7]

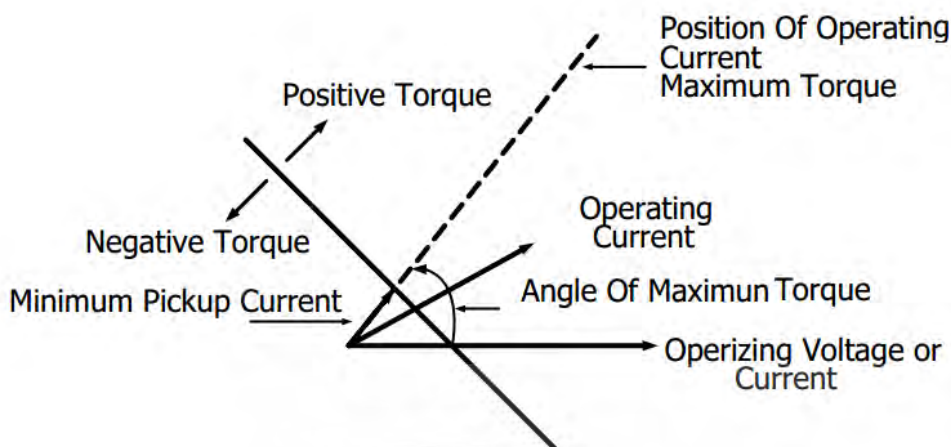


รูปที่ 3.3 วงจรคู่ขนาน (Parallel Feeder) เมื่อใช้ Directional Overcurrent Relay [7]

เมื่อทำการป้องกันโดยใช้รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay) คือ รีเลย์ C และรีเลย์ D ทำงานร่วมด้วย ดังรูปที่ 3.3 เมื่อเกิดความผิดปกติที่จุด F₂ ก็ยังสามารถป้องกันความผิดปกติดังกล่าวได้ คือ รีเลย์ A จะทริป (Trip) แบบปกติ รีเลย์ C จะ Trip เนื่องจากทิศทางถูกต้อง ส่วนรีเลย์ B จะไม่ Trip เพราะตั้ง Time Delay ไว้และรีเลย์ D จะไม่ Trip เพราะทิศทางไม่ถูกต้อง ดังนั้นจะเห็นได้ว่า ระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องใช้ Directional Overcurrent Relay ช่วยในการป้องกันเพื่อให้ระบบป้องกันสามารถตรวจสอบทิศทางของความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้

3.1.1 ลักษณะสมบัติของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง

รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (67) จะประกอบด้วยหน่วยป้องกันกระแสเกินเหมือนในรีเลย์กระแสเกินปกติ และหน่วยควบคุมทิศทาง ที่จะทำการเปรียบเทียบมุมเฟสของกระแสกับกระแส หรือแรงดันที่ใช้เป็นปริมาณอ้างอิง (Reference or Polarized Source) รีเลย์จะทำงานเมื่อพบว่ากระแสไหลอยู่ในทิศทางที่ตั้งไว้ ลักษณะสมบัติการทำงานของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง แสดงดังรูปที่ 3.4 จากรูปบริเวณ Positive Torque คือบริเวณที่เฟสเซอร์ของกระแสที่ทำมุมกับปริมาณอ้างอิงแล้ว รีเลย์ทำงาน โดยแนวเส้นประคือแนวที่ให้แรงบิดสูงสุด เรียกว่า Maximum Torque Line มุมเฟสของกระแสในแนวนี้เรียกว่า Maximum Torque Angle (MTA)



รูปที่ 3.4 ลักษณะสมบัติรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง [7]

3.1.2 หลักการทำงานของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง

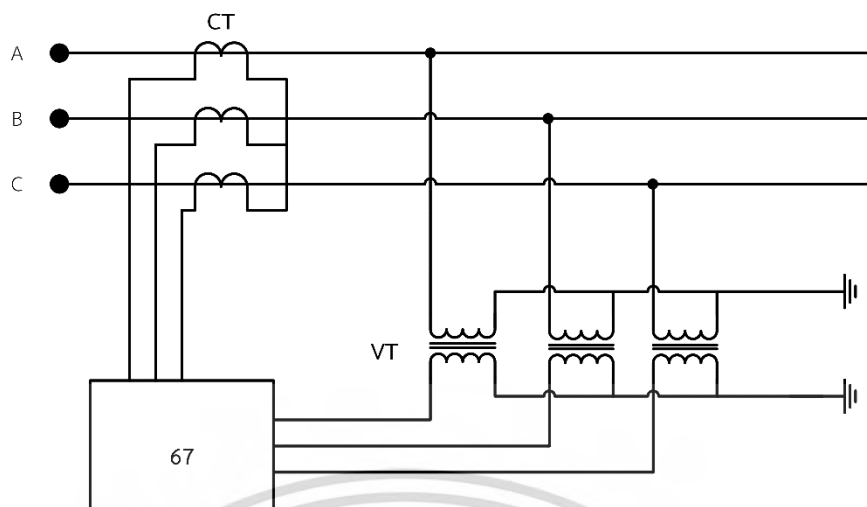
รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง มีลักษณะการใช้งานคล้ายๆ กับรีเลย์ทั่วไป คือ มีหน้าที่ตัดวงจรเมื่อค่ากระแสของระบบเกินกว่าค่าที่ตั้งไว้ แต่สิ่งที่ทำให้รีเลย์ชนิดนี้แตกต่างจากรีเลย์ชนิดอื่นๆ คือ นอกจากรีเลย์ดังกล่าวจะสามารถรับรู้ค่ากระแสผิดพลาดแล้ว ยังสามารถรับรู้ทิศทางของกระแสด้วย ในการที่รีเลย์จะสามารถรับรู้ทิศทางของกระแส นั้น ต้องอาศัยการเปรียบเทียบเฟสระหว่างปริมาณ 2 ปริมาณ คือ

1. ปริมาณอ้างอิง (Reference or Polarizing Quantity) คือ ค่าแรงดัน (Voltage Polarizing) หรือ กระแสของระบบ (Current Polarizing) ที่ใช้เป็นปริมาณอ้างอิง
2. ปริมาณทำงาน (Operating Quantity) คือ ค่ากระแส (Current Operating) ของระบบที่นำมาเปรียบเทียบกับ Polarizing Quantity

รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบเฟส (Phase Directional Overcurrent Relay) และรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Ground Relay) [7]

3.1.3 รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบเฟส (Phase Directional Overcurrent Relay)

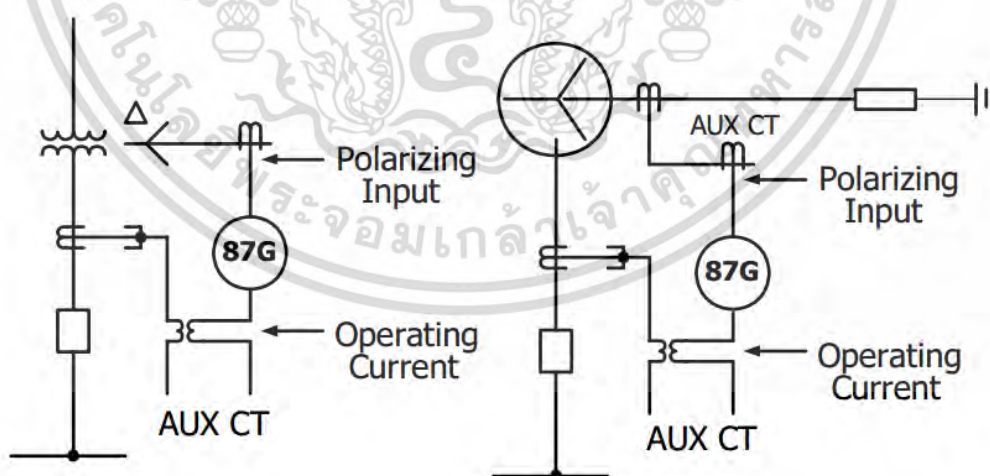
รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบเฟส (67) ใช้ป้องกันความผิดพลาดแบบเฟส เช่น Phase to Phase Fault และ Three Phase Fault ในรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบเฟสนั้น จะต้องมีความจำเป็นต้องมีปริมาณ 2 ปริมาณ คือ Operating Quantity ซึ่งเป็นค่ากระแสของระบบ และค่า Polarizing Quantity ซึ่งจะเป็นค่ากระแสหรือแรงดันใดๆ ที่นำมาเปรียบเทียบได้ แต่การใช้ค่าแรงดันเป็นปริมาณเปรียบเทียบสำหรับ Phase Directional Overcurrent Relay จะนิยมมากกว่า



รูปที่ 3.5 รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบเฟส (Phase Directional Overcurrent Relay) [7]

3.1.4 รีเลย์กระแสดินแบบมีทิศทาง (Directional Ground Relay)

รีเลย์กระแสดินแบบมีทิศทาง (67N) ใช้ป้องกันความผิดปกติพร้อมลงดิน เช่น Single Phase to Ground Fault และ Double Phase to Ground Fault รีเลย์กระแสดินแบบมีทิศทาง (67N) จะมีลักษณะเหมือนรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง เพียงแต่ปริมาณที่ใช้เป็นปริมาณอ้างอิง ถ้าเป็นแรงดันจะใช้แรงดันที่ได้จากหม้อแปลงแรงดันช่วยที่ฝั่งปฐมภูมิต่อแบบ Wye - Grounded ส่วนด้านทุติยภูมิต่อแบบ Broken Delta แรงดันที่ได้จะไม่ขึ้นกับกระแสผิดปกติที่เกิดขึ้น แต่ถ้าเป็นกระแส จะใช้กระแสในสายนิวทรัล (สายต่อลงดิน) ของหม้อแปลงกำลังที่ต่อแบบ Wye - Grounded / Delta การใช้งานของรีเลย์แบบนี้แสดงดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 รีเลย์ป้องกันกระแสผิดปกติพร้อมลงดินแบบมีทิศทาง [7]

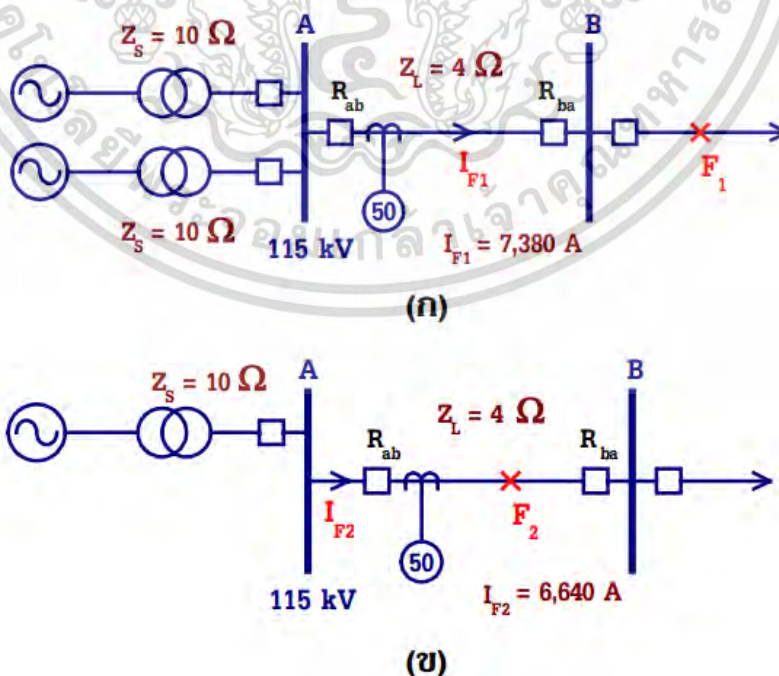
ปริมาณอ้างอิงจะใช้สามารถใช้ได้ทั้ง 2 แบบ คือ กระแสตกค้าง (Residual Current) หรือ แรงดันตกค้าง (Residual Voltage) ดังนี้

1. กระแสตกค้าง (Residual Current) ค่ากระแสนี้ได้มาจาก CT ที่ต่ออยู่ ณ จุด Neutral ของหม้อแปลง ซึ่งเป็นค่ากระแสที่ได้จากแต่ละเฟสรวมกัน
2. แรงดันตกค้าง (Residual Voltage) เป็นผลรวมของเวกเตอร์แรงดันในแต่ละเฟส โดยจะได้มาจากหม้อแปลงแรงดันแบบ 3 เฟส ที่ด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงต้องต่อลงดินเพื่อที่แรงดันตกค้างจะสามารถวัดได้จากขดลวดด้านทุติยภูมิที่ต่อแบบ Broken Delta โดยแรงดันที่วัดได้นั้นเป็นผลรวมของเวกเตอร์แรงดันระหว่างเฟสกับ Neutral ในแต่ละเฟส

3.2 รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay)

การป้องกันสายส่งไฟฟ้าด้วยตัวรีเลย์ป้องกันกระแสเกินเพียงอย่างเดียวจะไม่สามารถทำการปรับตั้งค่าที่เหมาะสมได้ โดยเฉพาะในกรณีที่มีการเปิด-ปิดวงจรของโครงข่ายซึ่งจะทำให้ค่ากระแสลัดวงจรของระบบไฟฟ้ากำลังโดยเฉพาะแบบโครงข่ายเปลี่ยนแปลงไป ทำให้การปรับตั้งรีเลย์ต้องมีการเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงวงจรของโครงข่าย และในทางปฏิบัติจะไม่สามารถปรับตั้งรีเลย์ได้ทุกครั้งที่มีการสั่งเปิด-ปิดวงจรของโครงข่าย จึงต้องใช้รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) ช่วยแก้ปัญหาดังกล่าวข้างต้น[5] รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) จะทำงานตามค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างตำแหน่งที่ติดตั้งรีเลย์กับตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์ต่อหน่วยความยาวของสายมีค่าคงที่ รีเลย์แบบนี้จะตอบสนองตามระยะทางถึงจุดที่เกิดความผิดปกติ รีเลย์แบบนี้เรียกว่า รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) รีเลย์แบบนี้ยังตอบสนองต่อค่าพารามิเตอร์อื่นนอกเหนือจากค่าอิมพีแดนซ์ เช่น Admittance, Reactance การวิเคราะห์การทำงานของรีเลย์แบบนี้ตามปกติจะใช้ R-X Diagram[7]

ความจำเป็นที่ต้องมีรีเลย์ระยะทาง พิจารณาได้จากตัวอย่างต่อไปนี้ที่ใช้รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay) ในการป้องกันสายส่งในรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 ความสามารถในการแยกแยะที่ไม่ดีพอของรีเลย์กระแสเกินการป้องกันสายส่ง [7]

ในรูปที่ 3.7 แสดง Configuration ของระบบไฟฟ้า โดยระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงไปตามความต้องการของโหลด จากรูปที่ 3.7 (ก) จะเกิดเมื่อมีความต้องการไฟฟ้ามาก ดังนั้นจึงทำการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ตัว โดยพิจารณาเมื่อเกิดความผิดปกติที่เกิดจากการลัดวงจรที่จุด F_1

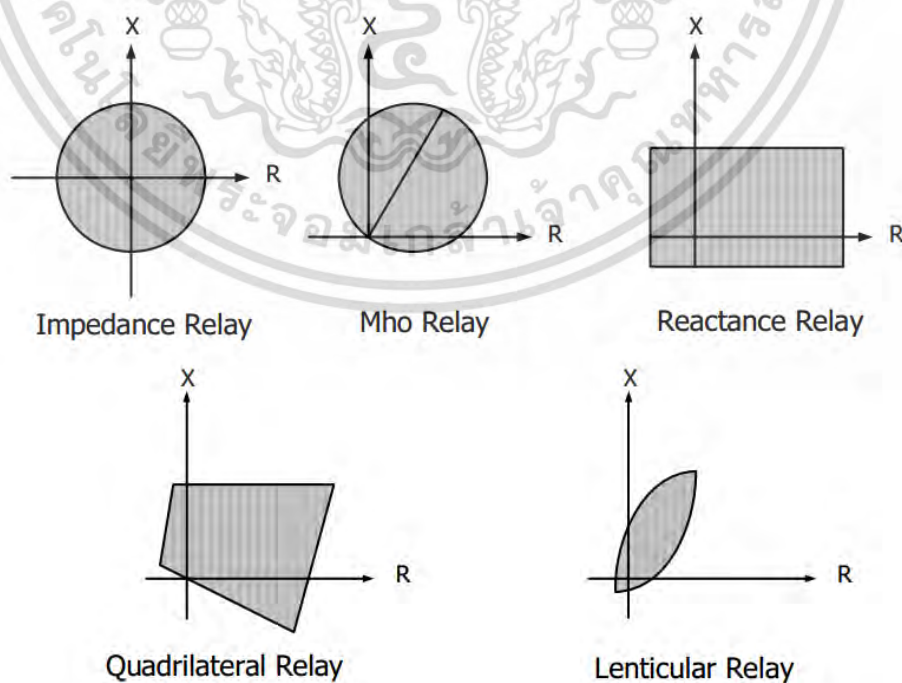
$$IF_1 = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3}(5+4)} = 7,380 \text{ A.}$$

เมื่อเกิดความลัดวงจรที่จุด F_1 กระแสลัดวงจรคำนวณได้ 7,380 A รีเลย์กระแสเกิน R_{ab} ควรปรับตั้งให้ตัดกระแสที่มากกว่า 7,380 A เพื่อให้รีเลย์ที่บัส B ทำงานก่อน จากรูปที่ 3.7 (ข) เกิดเมื่อมีความใช้ไฟฟ้าน้อยลง ดังนั้นจึงทำการลดกำลังการผลิตโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวหนึ่งถูกตัดออกจากระบบ พิจารณาเมื่อเกิดความผิดปกติที่เกิดจากการลัดวงจรที่จุด F_2

$$IF_2 = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10} = 6,640 \text{ A.}$$

เมื่อเกิดความลัดวงจรที่จุด F_2 กระแสลัดวงจรคำนวณได้ 6,640 A ดังนั้นรีเลย์กระแสเกิน R_{ab} ควรปรับตั้งให้ตัดกระแสที่น้อยกว่า 6,640 A.

หากพิจารณา รูปแบบของระบบไฟฟ้าทั้ง 2 แบบ จะพบว่าไม่สามารถตั้งรีเลย์กระแสเกินให้สอดคล้องกับเงื่อนไขทั้ง 2 รูปแบบได้ เนื่องจากรูปแบบของระบบไฟฟ้าถูกเปลี่ยนแปลงไปตามความต้องการของโหลด ดังนั้นจึงจำเป็นต้องใช้รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) ซึ่งทำงานได้โดยไม่ขึ้นกับว่ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากี่ตัวในระบบแต่ขึ้นกับอิมพีแดนซ์ระหว่างตำแหน่งติดตั้งรีเลย์กับตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรเท่านั้น ทำให้สามารถแยกแยะการลัดวงจรในตำแหน่งต่าง ๆ ของสายส่งได้



รูปที่ 3.8 ลักษณะสมบัติของรีเลย์ระยะทาง [7]

รีเลย์ระยะทาง (21) คือ รีเลย์ที่สามารถวัดค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ของจุดที่เกิดความผิดปกติจนถึงจุดที่ติดตั้งหม้อแปลงกระแส (Current Transformer ; CT) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer ; VT) โดยจะต้องวัดค่ากระแสและแรงดันแล้วนำมาหาอัตราส่วน เพื่อหาค่าอิมพีแดนซ์ ถ้าค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งต่อความยาวมีค่าสม่ำเสมอแล้ว ค่าอิมพีแดนซ์จะเป็นสัดส่วนกับระยะทาง ดังนั้นรีเลย์ชนิดนี้จึงเรียกว่า รีเลย์ระยะทาง โดยจะทำงานเมื่อฟอลต์ที่เกิดขึ้นอยู่ในระยะทางที่กำหนดไว้ (กำหนดโดยค่าอิมพีแดนซ์) การวัดระยะทางนั้น นอกจากจะได้ค่าอิมพีแดนซ์แล้ว ยังสามารถวัดโดยผ่านค่ารีแอกแตนซ์ (Reactance) หรือแอดมิแตนซ์ (Admittance) ก็ได้ ลักษณะสมบัติการทำงานของรีเลย์ชนิดนี้จะแสดงด้วยแผนภูมิอาร์-เอ็กซ์ (R-X diagram) โดยแกนนอนจะเป็นค่าความต้านทาน แกนตั้งจะเป็นค่ารีแอกแตนซ์ ถ้าอิมพีแดนซ์ที่เกิดขึ้นขณะเกิดฟอลต์อยู่ในวงกลม หรือบริเวณที่แรงจาร์เลย์จะทำงาน[7] รูปที่ 3.8 แสดง R-X Diagram ของรีเลย์ระยะทางชนิดต่างๆ ได้แก่ Impedance Relay, Mho Relay และ Reactance Relay สำหรับ Static Relay สามารถสร้างให้มีรูปร่าง R-X Diagram ได้ทุกชนิด นอกจากนั้นยังสามารถสร้างให้มีรูปร่างสี่เหลี่ยม เรียกว่า Quadrilateral Relay หรือ รูปเลนส์ซึ่งถูกเรียกว่า Lenticular Relay ซึ่งจะมีประโยชน์เพื่อให้เกิดการทำงานที่ถูกต้องมากขึ้น

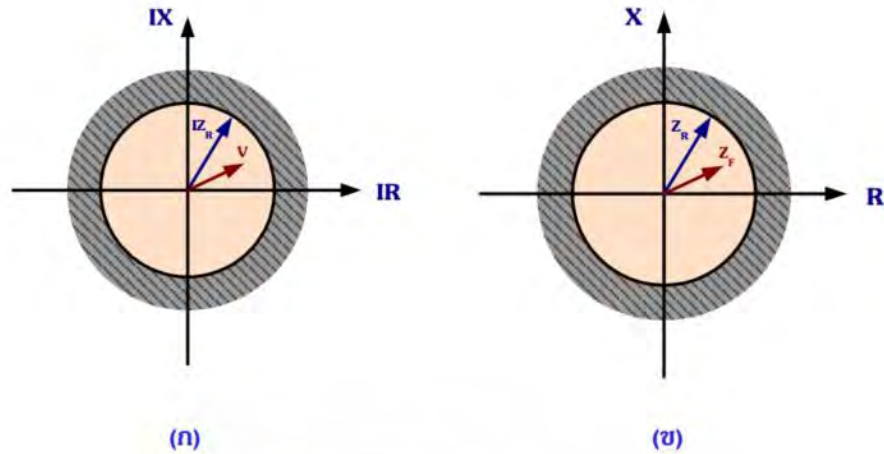
3.2.1 ลักษณะสมบัติของรีเลย์ระยะทางแบบต่างๆ

รีเลย์ระยะทางเป็นกลุ่มของรีเลย์ซึ่งมีหลายชนิดด้วยกัน โดยแต่ละชนิดจะถูกเรียกชื่อตามคุณสมบัติบน R-X Diagram โดยชนิดของรีเลย์มีดังต่อไปนี้

1. รีเลย์อิมพีแดนซ์ (Impedance relay)
2. รีเลย์แอดมิแตนซ์ (Admittance relay หรือ mho relay)
3. รีเลย์รีแอกแตนซ์ (Reactance relay)
4. รีเลย์แอดมิแตนซ์ชดเชย (Offset-mho relay)
5. รีเลย์เลนส์ (Lenticular relay)
6. รีเลย์ควอดริลาเทอรอล หรือรีเลย์สี่เหลี่ยมด้านไม่เท่า (Quadrilateral relay)

3.2.1.1 รีเลย์อิมพีแดนซ์ (Impedance relay)

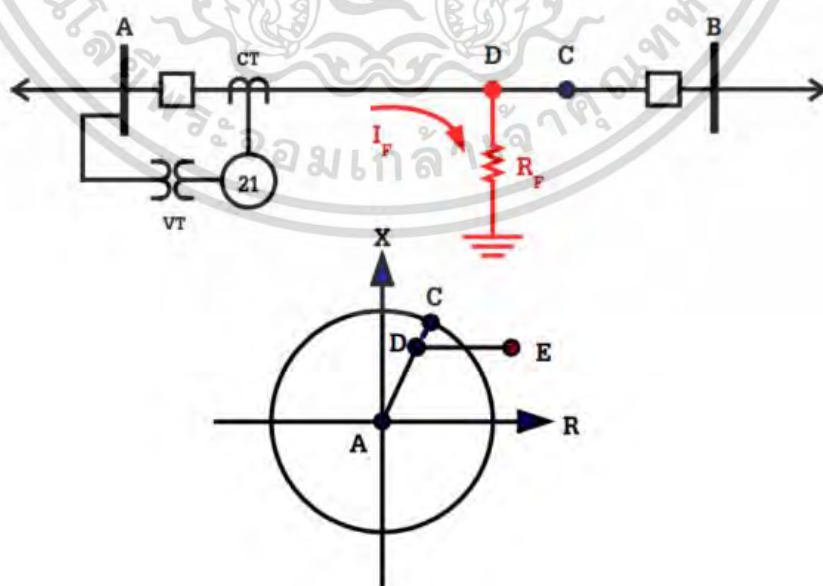
ลักษณะสมบัติแบบ Impedance สร้างได้โดยใช้อุปกรณ์เปรียบเทียบโดยใช้ขนาด (Amplitude Comparator) ซึ่งจะเปรียบเทียบขนาดของแรงดัน V กับขนาดของกระแส I คูณอิมพีแดนซ์เทียม Z_R (Replica Impedance) รีเลย์จะทำงานเมื่อ $V < IZ_R$ ดังรูปที่ 3.9 (ก) หรืออาจมองได้ว่าเป็นการเปรียบเทียบขนาดของ $V/I = Z_F$ กับ Z_R นั่นคือ รีเลย์จะทำงานเมื่อ $Z_F < Z_R$ ดังรูปที่ 3.9 (ข) Z_R ก็คือ ค่าอิมพีแดนซ์ที่ตั้งไว้ (Impedance Setting) ถ้าอิมพีแดนซ์ที่วัดได้มีค่าน้อยกว่าค่านี้ รีเลย์ก็จะส่งสัญญาณ Trip



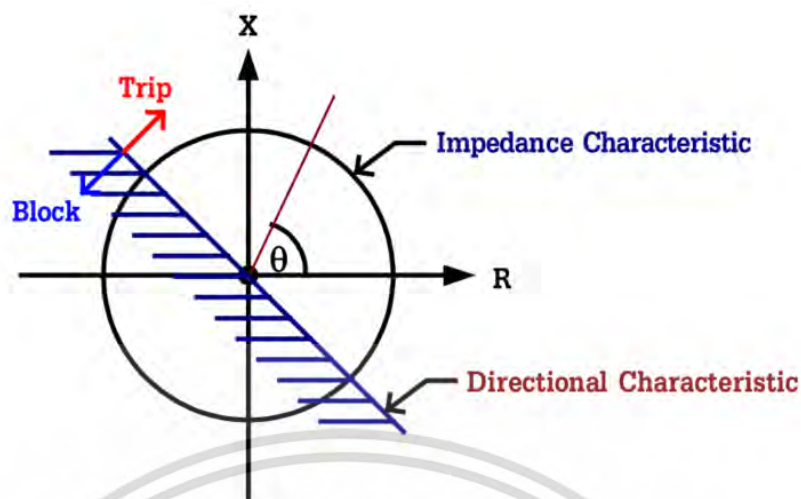
รูปที่ 3.9 ลักษณะสมบัติแบบอิมพีแดนซ์ (Impedance) โดยการเปรียบเทียบขนาด [7]

ข้อเสียของอิมพีแดนซ์รีเลย์ คือ

1. รีเลย์แบบนี้ไม่มีทิศทาง จะเห็นการลัดวงจรทั้งที่อยู่ข้างหน้า และข้างหลังจุดติดตั้งรีเลย์ จึงจำเป็นต้องใช้ร่วมกับรีเลย์มีทิศทาง ดังจะได้กล่าวถึงต่อไป
2. ถ้าการลัดวงจรมีอาร์กเกิดขึ้น ความต้านทานของอาร์ก (Arc Resistance) จะมีผลมากต่อการทำงานของรีเลย์ เช่น ถ้าปรับรีเลย์ทำงานจนถึงช่วง AC ในรูปที่ 3.10 แต่ถ้าการลัดวงจรที่จุด D มีค่าความต้านทานสูงรีเลย์จะมองไม่เห็น เพราะจุดของอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นจะอยู่นอก Zone การทำงานของรีเลย์ ดังแสดงในรูปที่ 3.10
3. เมื่อมีการแกว่งของระบบ (Power Swing) ซึ่งไม่ใช่การลัดวงจรภายในของ Zone of Protection เหตุการณ์เช่นนี้จะมีผลต่อ Impedance Relay มากเพราะ Zone กินบริเวณกว้าง (วงกลมของลักษณะการทำงาน) รีเลย์อาจจะทำงานโดยที่ไม่ควรจะทำ เพราะระบบอาจจะคืนสู่สภาพปกติเองได้ (ระบบมีเสถียรภาพ)



รูปที่ 3.10 ผลของความต้านทานอาร์กต่ออิมพีแดนซ์รีเลย์ [7]

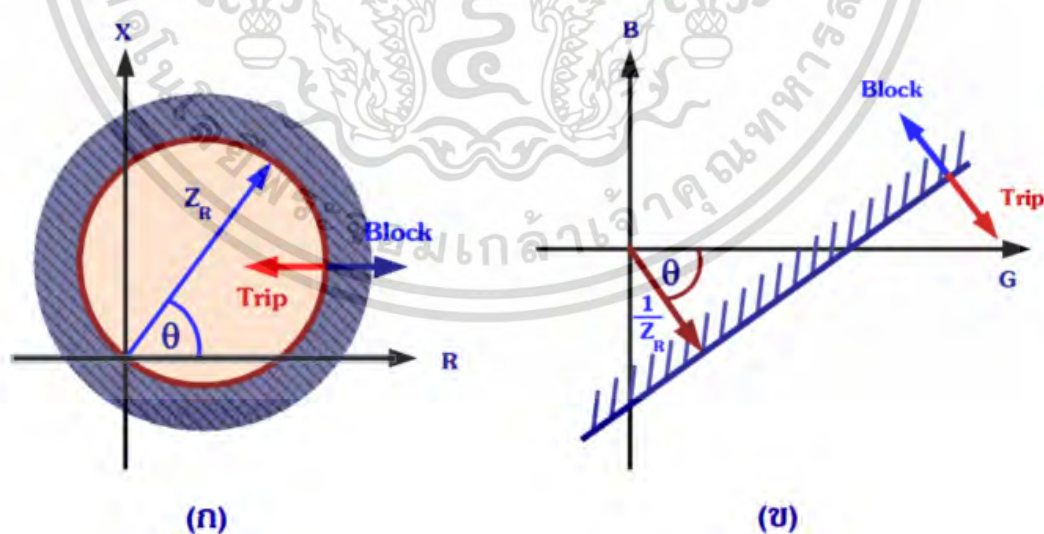


รูปที่ 3.11 ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์เมื่อเพิ่ม Directional Relay [7]

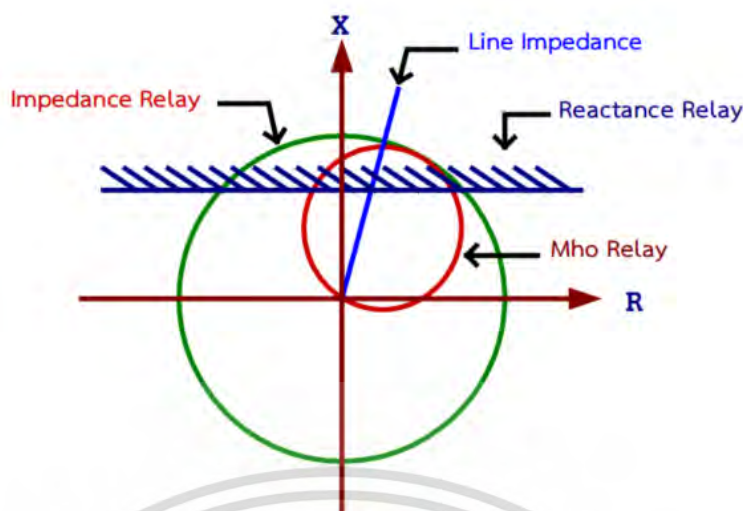
อิมพีแดนซ์รีเลย์เหมาะสำหรับใช้ป้องกันการลัดวงจรระหว่างเฟสของสายที่มีความยาวปานกลาง มากกว่าสายระยะสั้น หรือสายที่ยาวมาก Impedance Relay เมื่อเพิ่ม Directional Relay เข้าไปจะมีลักษณะสมบัติการทำงานเป็น ดังรูปที่ 3.11

3.2.1.2 รีเลย์แอดมิแตนซ์ (Admittance relay หรือ mho relay)

เป็น Distance Relay ที่มีเส้นลักษณะสมบัติบน R-X Diagram เป็นวงกลมโดยเส้นรอบวงผ่านจุดกำเนิดขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางวงกลมจะเป็นค่า Impedance Setting (Z_R) ส่วนเส้นลักษณะสมบัติใน Admittance Diagram จะมีลักษณะเป็นเส้นตรง ดังรูปที่ 3.12



รูปที่ 3.12 ลักษณะสมบัติแบบ Mho ใน (ก) R-X Diagram (ข) G-B Diagram โดย θ เป็นมุมของ Impedance Setting [7]



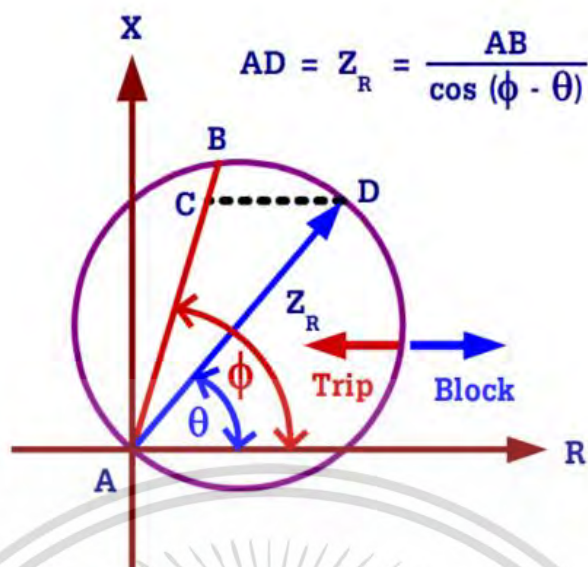
รูปที่ 3.13 แสดงลักษณะการทำงานซึ่งกินพื้นที่น้อยของ Mho Relay

รีเลย์แอดมิแตนซ์ (Admittance relay หรือ mho relay) จะวัดค่าแอดมิแตนซ์ระหว่างจุดที่รีเลย์ตรวจวัดกับจุดที่เกิดการลัดวงจรคล้ายกับรีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ จากลักษณะดังกล่าวรีเลย์จะสั่งตัดวงจรเฉพาะเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรในทิศทางที่กำหนดเท่านั้น ทำให้มีการทำงานในลักษณะของรีเลย์แบบทิศทาง[5] ข้อดีของ Mho Relay คือ

1. เป็นแบบมีทิศทางในตัวเอง (Inherently Directional)
2. เมื่อปรับให้ป้องกันสายถึงช่วงหนึ่งแล้วจะมีลักษณะการทำงานที่กินบริเวณน้อยที่สุด เมื่อเทียบกับ Impedance Relay หรือ Reactance Relay ดังแสดงในรูปที่ 3.13 ดังนั้นจึงมีโอกาที่จะทำงานผิดเนื่องจากความผิดปกติอื่นๆ ในระบบ (เช่น การแกว่งระบบ) ซึ่งไม่ใช่การลัดวงจรน้อยกว่า

ข้อเสียของ Mho Relay คือ

1. ความต้านทานของอาร์กมีผลต่อ Mho Relay มากกว่า Impedance Relay จึงเหมาะกับสายที่ยาวมากๆ ที่มีเสาเป็นเสาเหล็ก เพราะกรณีเช่นนี้ ความต้านทานอาร์กจะมีค่าน้อย แต่ถ้าเป็นสายที่ใช้เสาเป็นไม้แบบไม่มีสายดิน ความต้านทานของการลัดวงจรจะมีผลมากต่อ Mho Relay
2. สำหรับการลัดวงจรใกล้ๆ ตำแหน่งของรีเลย์ (Close in Fault) เช่น Three Phase Fault จะทำให้แรงดันเป็นศูนย์ ส่งผลให้ Mho Relay ทำงานไม่ได้เพราะไม่มีแรงดันมาใช้เป็นตัวโพลาริซ์
3. ข้อเสียในเรื่องความต้านทานอาร์กนั้น สามารถแก้ไขได้โดยตั้งมุม θ (มุมของ Impedance Setting) ให้น้อยกว่ามุมอิมพีแดนซ์ของสาย Φ จะทำให้ใช้กับความต้านทานลัดวงจรที่มากขึ้นได้ ดังรูปที่ 3.14 แต่จะลดการมองเห็น (Reach) ของรีเลย์ลง นั่นคือสำหรับความยาว AD ค่าหนึ่ง เมื่อ $\theta - \Phi$ มากขึ้น ความยาว AB (Reach การป้องกัน) จะลดลง

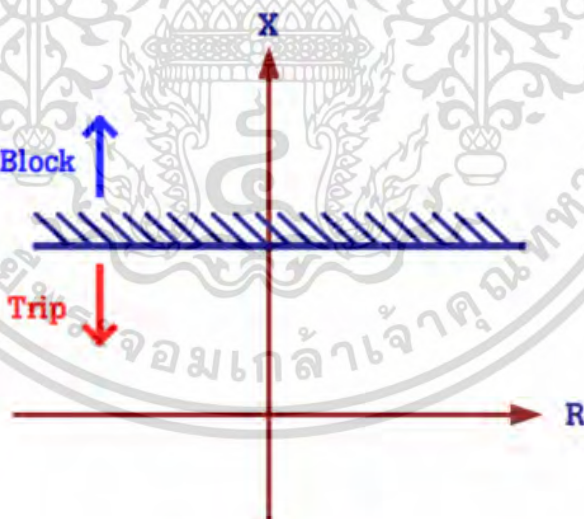


รูปที่ 3.14 วิธีเพิ่ม Resistive Coverage โดยการลด θ ให้น้อยกว่า Φ

3.2.1.3 รีเลย์รีแอคแตนซ์ (Reactance relay)

คือ Distance Relay ที่ใช้วัดค่า Reactance อย่างเดียว ดังนั้นเส้นลักษณะสมบัติบน R-X Diagram จะเป็นเส้นตรงขนานกับแกน R ดังรูปที่ 3.15

ข้อดีของ Reactance Relay คือ ความต้านทานอาร์กไม่มีผลต่อรีเลย์แบบนี้ จึงใช้ป้องกันสายส่งระยะสั้นซึ่งใช้เสาไม้ได้ดี



รูปที่ 3.15 ลักษณะสมบัติแบบ Reactance บน R-X Diagram

ข้อเสียของ Reactance Relay คือ

1. เมื่อความต้านทานของการลัดวงจรมีค่าสูงมากจนทำให้กระแสลัดวงจร และกระแสโหลดมีค่าใกล้เคียงกัน ตำแหน่งที่รีเลย์มองเห็น (Reach) จะถูกเปลี่ยนไป ค่ากระแสโหลด และตัวประกอบกำลัง และจะทำให้รีเลย์มองเห็นไกลไป (Overreach) หรือมองเห็นใกล้ไปได้ (Underreach)

2. ในกรณีที่มีกระแสลัดวงจรไหลเข้าจากปลายสายทั้งสองข้าง จากสายที่มีค่า X/R ต่างกัน จะทำให้รีเลย์ที่ปลายข้างหนึ่งมองเห็นไกลไป แต่อีกตัวหนึ่งซึ่งอยู่ปลายอีกข้างหนึ่งจะมองเห็นใกล้ไป เนื่องจากกระแสรวมที่ไหลลงความต้านทานของการลัดวงจรจะมีมุนำหน้ากระแสที่ปลายข้างหนึ่ง และมีมุนตามกระแสที่ปลายอีกข้างหนึ่ง
3. Reactance Relay ที่ติดตั้งอยู่ในบางตำแหน่งของสายส่ง จะมีแนวโน้มที่จะทำงานอย่างผิดพลาดได้ง่ายเมื่อมี Synchronizing Power Surge นอกเสียจากจะมีรีเลย์ที่ช่วยป้องกันการดำเนินงานของรีเลย์นี้

3.2.1.4 รีเลย์เลนส์ (Lenticular relay)

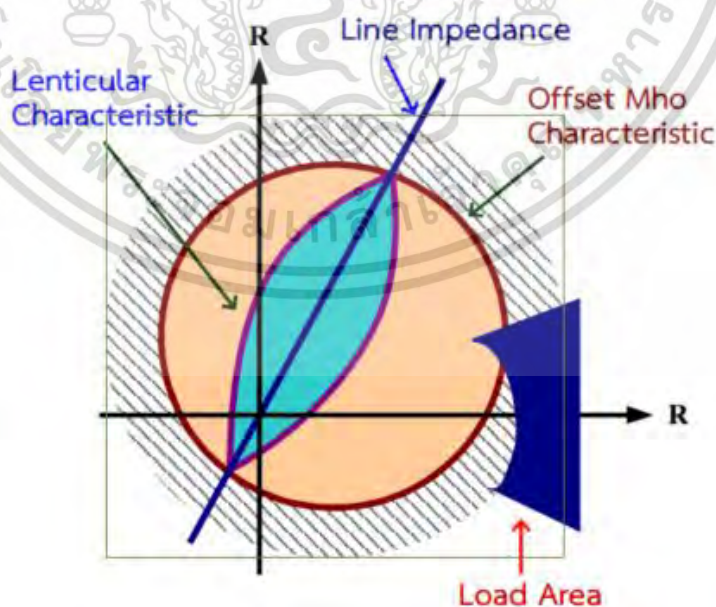
รีเลย์เลนส์ (Lenticular relay) คือ รีเลย์ที่มีลักษณะสมบัติบน R-X Diagram มีรูปร่างคล้ายเลนส์ ซึ่งจะมีพื้นที่แคบดังรูปที่ 3.16 โดย Lenticular Relay นิยมใช้กับสายอิมพีแดนซ์สูง (High Impedance Line) ซึ่งกำลังส่งมากๆ (High Power Transfer)

จากสูตร

$$Z_L = \frac{V^2}{S}$$

Z_L = Load Impedance
 S = Power Transfer

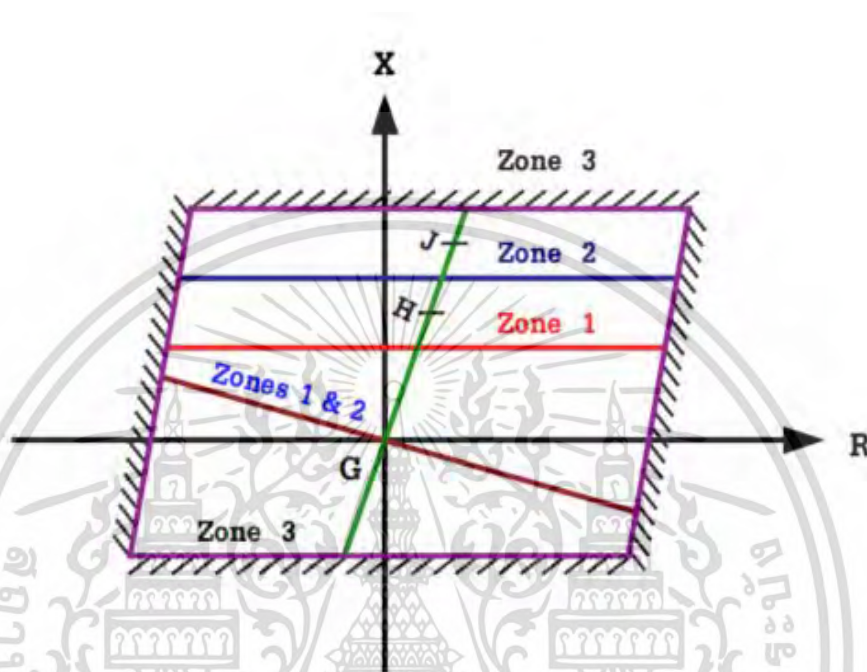
ถ้า S มากๆ ทำให้ค่า Z_L ลดลงซึ่งอาจน้อยกว่าค่า Impedance Setting ของ Zone 3 ของรีเลย์แบบอื่นๆ ดังรูปที่ 3.16 ซึ่งแสดงให้เห็นการล้ำของโหลด (Load Encroachment) เข้ามาในพื้นที่ของลักษณะสมบัติแบบ Offset Mho สำหรับ Zone 3 ซึ่งต้องการ การมองเห็นที่ไกลของรีเลย์ แต่หากโหลดมากๆ ก็อาจเกิดการล้ำของโหลดได้ โดยใช้ลักษณะสมบัติแบบ Lenticular จะลด Resistive Coverage ลงแต่การมองเห็นของรีเลย์สำหรับส่วน Reactive ยังคงไกลอยู่



รูปที่ 3.16 ลักษณะสมบัติของ Lenticular Relay เทียบกับ Offset Mho Relay [7]

3.2.1.5 รีเลย์ควอดริลาเทอรอล หรือรีเลย์สี่เหลี่ยมด้านไม่เท่า (Quadrilateral relay)

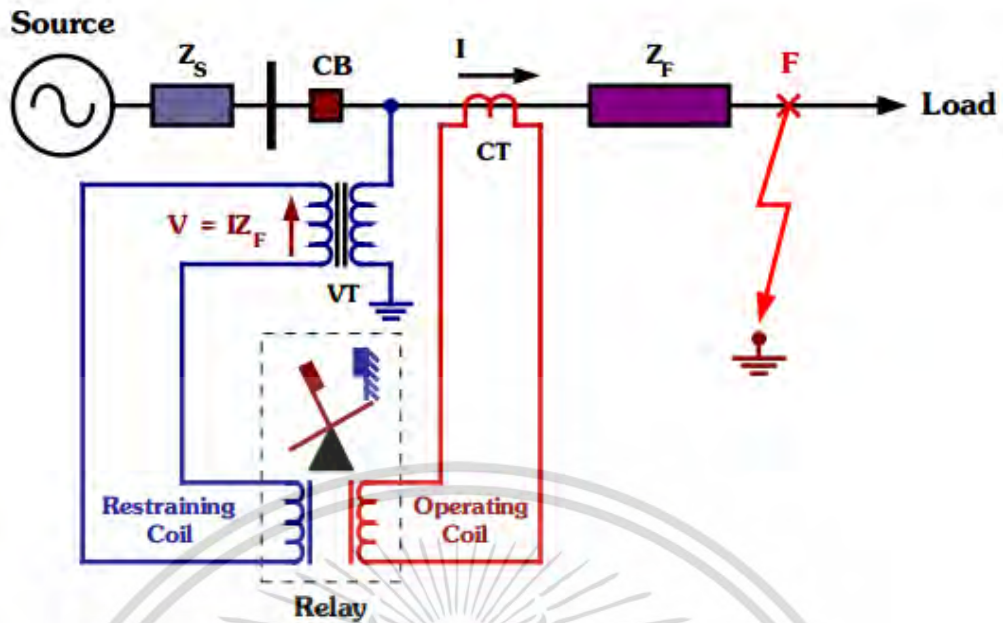
คือ รีเลย์ที่ลักษณะสมบัติบน R-X Diagram มีรูปร่างคล้ายสี่เหลี่ยมคางหมูดังรูปที่ 3.17 จากรูปพบว่ารีเลย์แบบนี้มี Resistive Coverage กว้างโดยไม่ทำให้การมองเห็น (Reach) ของรีเลย์ลดลง ต่างกับลักษณะสมบัติแบบ Mho ซึ่งการมองเห็นจะลดลงหากเพิ่ม Resistive Coverage ดังนั้นจึงสามารถป้องกัน Fault ที่มีอาร์กได้ดีโดยเฉพาะในสายส่งระยะสั้นและปานกลาง



รูปที่ 3.17 ลักษณะสมบัติแบบ Quadrilateral Relay

3.2.2 หลักการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

หลักการทำงานของรีเลย์ระยะทางเบื้องต้นสามารถพิจารณาได้จากรีเลย์ระยะทางแบบ อิมพีแดนซ์ ซึ่งรีเลย์จะเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรที่รีเลย์มองเห็นกับค่าแรงดันที่ตำแหน่งซึ่งติดตั้งรีเลย์ไว้ โดยการเปรียบเทียบนี้ทำให้สามารถวัดค่าอิมพีแดนซ์ของสายจนถึงตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรได้ หากอิมพีแดนซ์มีค่ามากกว่าที่ตั้งเอาไว้ นั่นคือ เกิดการลัดวงจรนอกโซน (Zone) การป้องกันของรีเลย์หรือระบบอาจอยู่ในสภาพปกติก็ได้ รีเลย์ก็จะไม่ทำงานตัวอย่างง่ายๆ ซึ่งแสดงการเปรียบเทียบค่าแรงดัน และกระแสลัดวงจร คือ รีเลย์ไฟฟ้ากลแบบคานสมดุล (Balance Beam Relay) ในรูปที่ 3.18



Ampere turns ของ Operating Coil = $I Z_{pick\ up}$
 Ampere turns ของ Restraining Coil = $V_F = I Z$
 เงื่อนไขการทำงาน : $V < I Z_{pick\ up}$ หรือ $Z_F < Z_{pick\ up}$

รูปที่ 3.18 หลักการแบบคานสมดุลในรีเลย์ระยะทาง

จากรูปที่ 3.18 ต่อขดลวดกระแสเป็นขดลวดทำงาน (Operating Coil) และต่อขดลวดแรงดันเป็นขดลวดต้านการทำงาน (Restraining Coil) รีเลย์จะวัดอัตราส่วนระหว่างแรงดัน และกระแส เมื่ออัตราส่วน V/I มีค่ามากกว่าค่าที่ตั้งไว้ แรงขุดต้านจะมากกว่าแรงขุดทำงาน รีเลย์จะไม่ทำงาน สมการของแรงบิดอาจเขียนได้ดังนี้

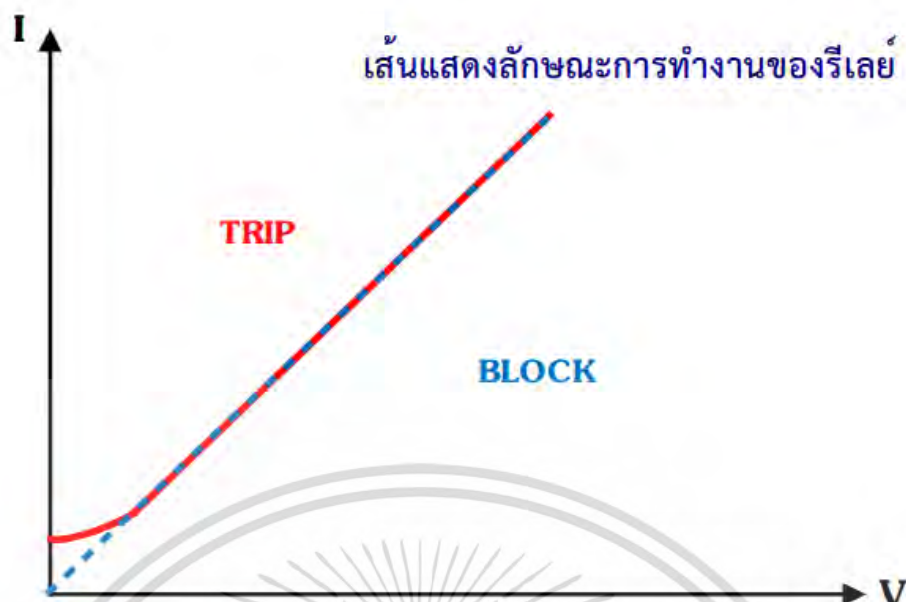
$$T_1 = K_1 I^2 - K_2 V^2 - T_s$$

| | | | |
|-----|------------|---|--------------------------|
| โดย | I | = | ค่า RMS ของกระแส |
| | V | = | ค่า RMS ของแรงดัน |
| | K_1, K_2 | = | ค่าคงที่ |
| | T_s | = | เป็นแรงขุดของสปริงควบคุม |

หากผลเฉลย T_s ซึ่งมีค่าน้อย รีเลย์จะทำงานเมื่อ $T \approx K_1 I^2 - K_2 V^2 \geq 0$ นั่นคือเมื่อ

$$\frac{V}{I} = Z_F \leq \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = Z_{pick\ up}$$

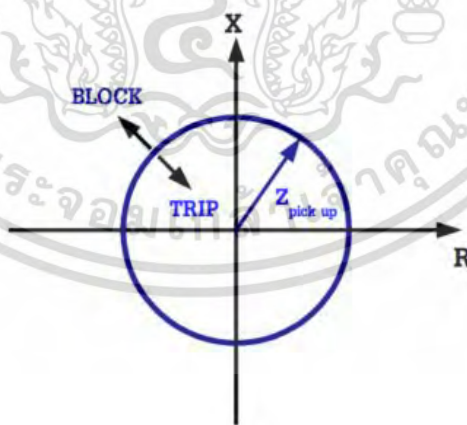
ลักษณะการทำงานของรีเลย์ในแกนของแรงดัน และกระแส แสดงได้ดังรูปที่ 3.19 เส้นที่บดคิดผลของสปริงควบคุม เส้นประละเอียดผลของสปริงควบคุม



รูปที่ 3.19 ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางในแกนของแรงดัน และกระแส

เมื่อ V และ I ซึ่งเขียนแทนได้ด้วยจุดอยู่เหนือเส้นแสดงลักษณะการทำงานของรีเลย์ (Zone ที่แรงจุดเป็นบวก หรือ Zone ที่อิมพีแดนซ์น้อยกว่าค่าที่ตั้งไว้) รีเลย์ก็จะทำงาน (Trip) แต่ถ้าอยู่ต่ำกว่าเส้นดังกล่าว (Zone ที่แรงจุดเป็นลบ หรือ Zone ที่อิมพีแดนซ์มากกว่าค่าที่ตั้งไว้) รีเลย์ก็จะไม่ทำงาน (Block)

ถ้าเขียนลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางในระนาบ $R-X$ จะได้ดังรูปที่ 3.20 โดยผลของสปริงควบคุมที่กระแสต่ำๆ ซึ่งจะทำให้รัศมีของวงกลมเล็กลง



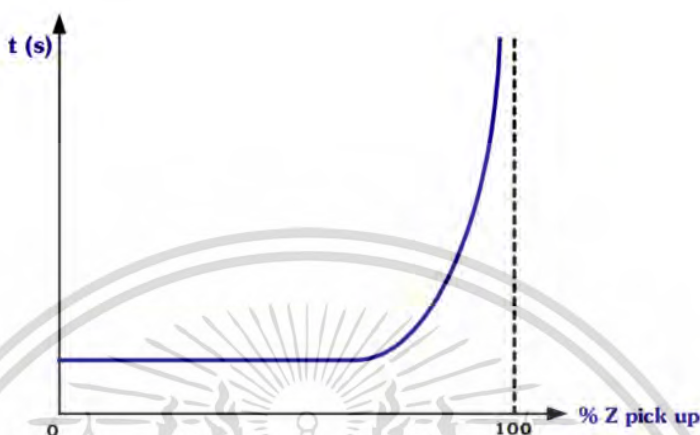
รูปที่ 3.20 ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางในระนาบ $R-X$

$$\text{เมื่อ } Z_F = \frac{V}{I} = R + jX$$

เมื่อจุดอยู่ในวงกลม แรงจุดเป็นบวก รีเลย์ทำงาน (Trip)

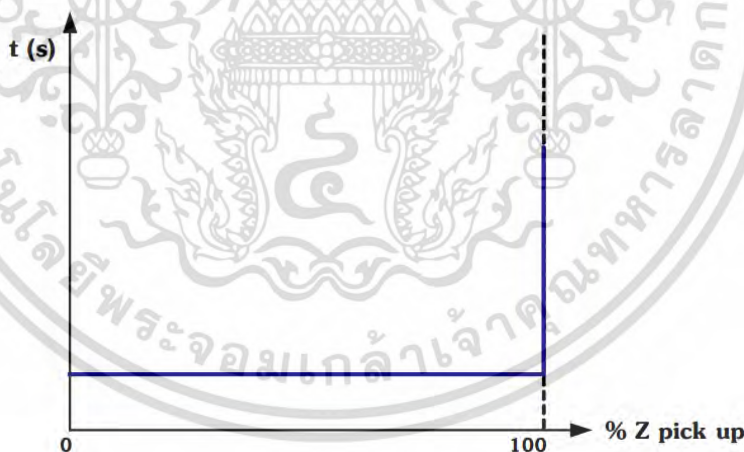
เมื่อจุดอยู่นอกวงกลม แรงจุดเป็นลบ รีเลย์ไม่ทำงาน (Block)

รีเลย์ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์ มักเป็นแบบที่ทำงานด้วยความเร็วสูง สำหรับการทำงานตลอดช่วงที่ตั้งไว้ให้ทำงาน ดังแสดงในรูปที่ 3.21 เส้นแสดงเวลาทำงานนี้แสดงไว้สำหรับกระแสที่มีขนาดค่าหนึ่งๆ ถ้ากระแสเพิ่มขึ้นเส้นจะต่ำลง แต่โดยปกติแล้วการใช้รีเลย์แบบนี้มักใช้ให้การทำงานเร็วมาก จึงไม่ค่อยคิดผลของการเปลี่ยนแปลงนี้



รูปที่ 3.21 กราฟเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์ที่กระแสค่าหนึ่งๆ

รูปที่ 3.21 เมื่ออิมพีแดนซ์มีค่าเข้าใกล้อิมพีแดนซ์ที่ตั้งไว้ รีเลย์จะทำงานช้า เพราะแรงดูดต่ำ แต่ผลอันนี้มักถูกละเลย จึงเขียนเส้นแสดงเวลาการทำงานอย่างง่าย ๆ ได้ดังรูปที่ 3.22



รูปที่ 3.22 กราฟเวลาการทำงานอย่างง่ายของรีเลย์ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์

3.2.3 การแบ่งขอบเขตการทำงาน (Zone of Protection) ของรีเลย์ระยะทาง

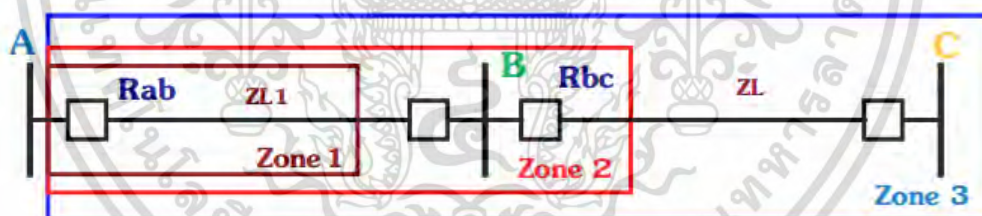
การทำงานของรีเลย์ระยะทาง โดยพื้นฐานจะมี 3 Distance (Forward-Looking) Zone นั่นคือ Zone 1-3 ที่จะทำงานโดยใช้ Measuring Systems ร่วมกับ Zone-Timers สำหรับ Digital หรือ Numerical Distance Relay อาจจะมีถึง 5 หรือ 6 Zones คือจะมีทั้ง Forward และ Reverse-Looking Zone ในกรณีที่รีเลย์ตรวจพบที่เกิดความผิดพลาด Zone-Timers ทั้งสามอาจเริ่มนับพร้อมกัน ซึ่งเงื่อนไขในการให้สัญญาณ Trip ของรีเลย์ก็คือ ทันทีที่ Zone-Timer ใดทำงาน และรีเลย์ยังตรวจพบว่ามีผิดพลาดอยู่ใน Zone นั้น รีเลย์จะให้สัญญาณ Trip ทันที หากความผิดพลาด

ภายในโซนใดถูกเคลียร์ไปแล้ว ก่อนที่ Zone-Timer จะทำงาน รีเลย์ก็จะไม่ให้อัตโนมัติ Trip และจะคอยตรวจสอบความผิดปกติครั้งใหม่ต่อไป การแบ่ง Zone of Protection อาจทำได้ดังนี้ [8]

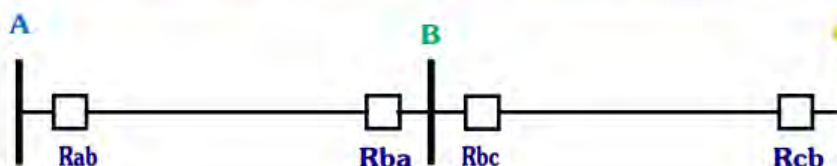
1. Zone 1 Reach Setting มักจะให้มีความประมาณ 75-85% ของ Protected Line Impedance และถ้ารีเลย์ตรวจพบว่าจะเกิดความผิดปกติภายใน Zone 1 จะให้อัตโนมัติ Trip ทันที โดยไม่มีการหน่วงเวลา ซึ่งสาเหตุที่จะต้องเหลือ Safety Margin ไว้ประมาณ 15-25% ของ Protected Line Impedance ก็เพื่อป้องกันไม่ให้รีเลย์สั่ง Trip เซอร์คิตเบรกเกอร์โดยผิดพลาด โดยเข้าใจว่าความผิดปกติที่อยู่บนวงจรสายส่งไฟฟ้าที่อยู่ถัดไปเป็นความผิดปกติที่เกิดขึ้นบนวงจรสายส่งไฟฟ้าที่ตนเองป้องกันอยู่ เนื่องจากสาเหตุต่างๆ เช่น การวัดค่าของ CT หรือ CVT ผิดพลาด ผลจากการจ่ายกระแสไฟฟ้าก่อนที่จะเกิดความผิดปกติ หรืออาจจะเกิดจากการคำนวณค่าของรีเลย์ผิดพลาด รวมทั้งการใช้ข้อมูลของ Line Impedance ที่ไม่ตรงกับความเป็นจริง เป็นต้น ทั้งนี้การให้อัตโนมัติ Trip ทันทีที่มีความผิดปกติเกิดขึ้นภายนอกขอบเขตการป้องกันของรีเลย์ถือเป็นเรื่องที่ยอมรับไม่ได้ [8]
2. Zone 2 Reach Setting ควรจะให้มีความประมาณ 120-150% ของ Protected Line Impedance หรืออาจจะกำหนดให้เท่ากับค่า 100% ของ Protected Line Impedance บวกกับอีก 50% ของค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรสายส่งที่สั้นที่สุดซึ่งอยู่ถัดไป (Shortest Adjacent Line Impedance) เพื่อจะให้ครอบคลุมความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นในทุกตำแหน่งบนวงจรสายส่งไฟฟ้าที่รีเลย์ป้องกันอยู่ โดยรีเลย์จะต้องทำงานถึงแม้ว่าจะเกิดความผิดปกติในการตรวจวัดค่าอิมพีแดนซ์เนื่องจากสาเหตุต่างๆ ตามที่ได้กล่าวมาแล้ว แต่เนื่องจากขอบเขตการป้องกันของ Zone 2 นั้นซ้อนทับ (Overlap) กับขอบเขตการป้องกันของรีเลย์ป้องกันอื่นๆ ด้วย ดังนั้นถ้ารีเลย์ตรวจพบว่าจะเกิดความผิดปกติภายใน Zone 2 จะให้อัตโนมัติ Trip แบบมีการหน่วงเวลาซึ่งอาจจะกำหนดให้หน่วงเวลาประมาณ 0.3 วินาที เพื่อให้เวลากับรีเลย์ป้องกันบัสบาร์หรือรีเลย์ป้องกันวงจรสายส่งไฟฟ้าที่อยู่ถัดไปได้ทำหน้าที่ไปก่อน[8]
3. Zone 3 Reach Setting ควรให้มีความประมาณ 120% ของค่าอิมพีแดนซ์ของ Protected Line รวมกับค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรสายส่งที่ยาวที่สุดซึ่งอยู่ถัดไป (Longest Adjacent Line) เพื่อให้ครอบคลุมความผิดปกติที่อาจจะเกิดขึ้นในทุกตำแหน่งบนวงจรสายส่งไฟฟ้าที่ยาวที่สุดซึ่งอยู่ถัดไป ซึ่งในกรณีนี้รีเลย์ป้องกันจะทำหน้าที่เป็นระบบป้องกันเสริมระยะไกล (Remote Back Up Protection) สำหรับ Zone 2 ของวงจรสายส่งไฟฟ้าที่อยู่ถัดออกไป ดังนั้น Zone 3 จะต้องให้อัตโนมัติ Trip แบบมีการหน่วงเวลาที่นานกว่า Zone 2 Timer บวกกับ Trip time ของเซอร์คิตเบรกเกอร์ เพื่อให้โอกาสระบบป้องกันหลักสำหรับบัสบาร์หรือวงจรสายส่งไฟฟ้าที่อยู่ถัดไปได้ทำหน้าที่ไปก่อน หากระบบป้องกันหลักไม่ทำหน้าที่ภายในเวลาที่เหมาะสม ระบบป้องกันเสริมระยะไกลจึงควรจะทำงาน ข้อควรระวังในการกำหนดค่า Zone 3 คือ ไม่ควรให้ Zone 3 ครอบคลุมค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้าที่อยู่ในสถานีไฟฟ้าถัดไป และเนื่องจากในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าที่มีวงจรสายส่งไฟฟ้าเชื่อมกันเป็นเครือข่ายจะมีปัญหาว่ากระแสลัดวงจรที่ป้อนมาจากทิศทางอื่นๆ จะทำให้รีเลย์ระยะทางวัดค่า Line Impedance ได้มากกว่าที่เป็นจริง จึงทำให้การกำหนดค่า Reach Setting ยากยิ่งขึ้น [8]

4. การกำหนด Reach Setting สำหรับ Zone อื่นๆ จะขึ้นอยู่กับกับการกำหนดขอบเขตการป้องกันของรีเลย์แต่ละรุ่น อย่างเช่น อาจจะมี Zone 4 เพื่อเป็นระบบป้องกันเสริมสำหรับ Local Busbar Protection โดยจะกำหนดขอบเขตการป้องกันให้มอย้อนกลับ (Reverse Looking) ไปที่บัสบาร์ โดยให้มีค่าประมาณ 20% ของ Protected Line Impedance และถ้ารีเลย์ตรวจพบที่เกิดความผิดปกติภายใน Zone 4 จะให้สัญญาณ Trip แบบหน่วงเวลา โดยจะให้โอกาสระบบป้องกันบัสบาร์ทำงานให้สำเร็จก่อน [8]
5. Zone 1 Extention คือ การยืดขอบเขตการป้องกันของ Zone 1 ออกไปให้ครอบคลุมวงจรสายส่งไฟฟ้าทั้งหมด 100% ซึ่งเมื่อพิจารณาค่าผิดพลาดต่างๆ แล้ว โดยทั่วไปจะกำหนด Reach Setting ของ Zone 1 Extention ประมาณ 120% ของ Line Impedance ดังนั้นถ้ามีความผิดปกติเกิดขึ้นในตำแหน่งใดก็ตามบนวงจรสายส่งไฟฟ้า รีเลย์จะให้สัญญาณ Trip อย่างแน่นอนโดยไม่มีการหน่วงเวลา แต่การยืดขอบเขตการป้องกันเช่นนี้ จะทำให้ไม่สามารถทำการ Coordination ระหว่างรีเลย์ระยะทางได้ จึงอาจเกิดการ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์โดยไม่จำเป็น [8]

ถึงแม้ว่า Zone 1 Extention จะมีข้อเสีย แต่ก็จะมีการใช้งานตามเงื่อนไขที่กำหนด กล่าวคือ โดยปกติระบบป้องกันวงจรสายส่งไฟฟ้าจะใช้ประกอบกับระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System) เพื่อให้สามารถสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองด้านของวงจรสายส่งพร้อมๆ กัน และใช้ฟังก์ชันสับต่อวงจรกลับอัตโนมัติด้วยความเร็วสูงได้สำเร็จ ในกรณีที่ระบบสื่อสารระยะไกลเกิดความบกพร่องหรือไม่พร้อมใช้งาน แต่เรายังต้องการให้เกิดการเคลียร์ความผิดปกติและสับต่อวงจรกลับอย่างรวดเร็วก็จะใช้ Zone 1 Extention Scheme [8]



(ก)



(ข)

รูปที่ 3.23 การแบ่ง Zone of Protection ของสายส่ง (รีเลย์ Rab, Rbc) [7]

เมื่อกำหนดให้รีเลย์ใช้ Zone 1 Extention Scheme รีเลย์จะยึด Zone 1 ออกไปจาก 85% เป็น 120% เมื่อตรวจพบว่าความผิดปกติปรากฏอยู่ใน Zone 1 จะให้สัญญาณ Trip ทันทีและส่งสัญญาณ Initiate Auto-Reclosing Relay เพื่อเริ่มกระบวนการสับต่อวงจรกลับอัตโนมัติ โดย Auto-Reclosing Relay จะให้สัญญาณกลับมาที่รีเลย์ระยะทาง ยังสามารถตรวจพบว่าความผิดปกติยังคงอยู่ภายใน Zone 1 ก็จะทำให้ Trip เซอร์คิตเบรกเกอร์ทันทีโดยไม่สับต่อวงจรกลับอีก แต่ถ้ารีเลย์ตรวจพบว่าความผิดปกติภายใน Zone 2 ก็จะทำให้ Trip เซอร์คิตเบรกเกอร์แบบหน่วงเวลาโดยจะไม่มีการสับต่อวงจรกลับเช่นกัน[8] การแบ่ง Zone of Protection ตามที่กล่าวมานี้เรียกว่า Step Distance Protection

3.2.4 ปัญหาการใช้งานรีเลย์ระยะทาง

รีเลย์ระยะทางมีความซับซ้อนในการใช้งานหลายอย่าง ซึ่งปัญหาหลายประการได้รับการแก้ไขในรีเลย์แบบไมโครโพรเซสเซอร์แล้ว อย่างไรก็ตามยังมีรีเลย์รุ่นเก่าติดตั้งอยู่ ปัญหาดังกล่าวได้แก่

3.2.4.1 ค่าแรงดันต่ำสุดที่ขั้วรีเลย์

ในการที่จะให้รีเลย์ทำงานได้อย่างแม่นยำจะต้องมีแรงดันที่ส่งให้รีเลย์ไม่ต่ำกว่าค่าตามคุณลักษณะของรีเลย์ ซึ่งจะต้องคำนวณจากข้อมูลต่าง ๆ ของระบบ เป็นต้นว่า ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับ ค่าพิกัดกำลังงานลัดวงจร(Fault MVA) ของระบบ วิธีการต่อลงดิน เพื่อให้ทราบค่าแรงดันต่ำสุดที่รีเลย์จะได้รับในขณะที่เกิดลัดวงจรและพิจารณาว่าเป็นค่าที่เหมาะสมในการทำงานของรีเลย์หรือไม่[5]

3.2.4.2 ความยาวต่ำสุดของสายส่ง

ในการระบุความยาวต่ำสุดของสายส่งที่จะป้องกันด้วยรีเลย์ระยะทางจะต้องตรวจสอบก่อนว่ารีเลย์ต้องการแรงดันต่ำสุดเท่าใดในการทำงานเมื่อเกิดลัดวงจรในขอบเขตที่ 1 จากนั้นค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งซึ่งเทียบมาเป็นค่าทางด้านพหุคูณของหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันจะต้องอยู่ภายในขอบเขตที่ 1 ของรีเลย์ ทั้งนี้ในสายส่งที่สั้นมาก ๆ โดยเฉพาะสายเคเบิล อาจพบว่าค่าอิมพีแดนซ์ของสายมีค่าต่ำกว่าค่าที่ปรับตั้งไว้

ในกรณีดังกล่าวอาจแก้ไขโดยการใช้วิธีการป้องกันแบบผลต่างแทน อย่างไรก็ตามปัญหานี้มักไม่เกิดขึ้นในรีเลย์แบบดิจิทัลรุ่นใหม่ซึ่งสามารถปรับช่วงการทำงานได้กว้างและสามารถทำงานที่แรงดันต่ำได้ดี[5]

3.2.4.3 การตรวจจับไม่ถึงระยะ (Under-Reach)

การตรวจจับไม่ถึงระยะ (Under-Reach) เป็นการที่รีเลย์ตรวจจับพบค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งสูงกว่าความเป็นจริง ทำให้คิดว่าจุดลัดวงจรอยู่ไกลกว่าความเป็นจริง ซึ่งเกิดจากระบบที่มีวงจรจากจุดที่มีต้นทางเดียวกันไปต่อถึงกันที่ปลายทางอีกด้านหนึ่ง หรือเป็นสายส่งคู่ขนาน[5]

3.2.4.4 การตรวจจับเกินระยะ (Over-Reach)

การตรวจจับเกินระยะ (Over-Reach) เป็นการที่รีเลย์ตรวจจับพบค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งต่ำกว่าความเป็นจริง ทำให้คิดว่าจุดลัดวงจรอยู่ใกล้กว่าความเป็นจริง ซึ่งอาจเกิดจากการใช้รีเลย์ระยะทางในสายส่งคู่ขนานในขณะที่มีสายส่งที่เป็นคู่ขนานวงจรหนึ่งปลดออกจากวงจร[5]

3.2.4.5 กำลังงานแกว่ง (Power Swing)

กำลังงานแกว่งในระบบไฟฟ้ากำลังเกิดขึ้นได้จากหลายสาเหตุในการไหลของระบบไฟฟ้ากำลัง เมื่อแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จุดต่าง ๆ ในระบบเกิดการเปลี่ยนแปลง การเกิดลัดวงจร และการตัดวงจรของระบบป้องกัน การเกิดกำลังงานแกว่งอาจทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์ตรวจจับได้มีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่พิจารณาว่าเกิดลัดวงจร และรีเลย์จะทำการสั่งตัดวงจรได้ ทั้งที่ความเป็นจริงระบบสามารถกลับสู่สภาวะปกติได้ ดังนั้นในรีเลย์ระยะทางจะต้องมีการป้องกันไม่ให้ตัดวงจรจากกำลังงานแกว่งในระบบซึ่งจะใช้วิธีการต่อวงจรกลับอัตโนมัติ (Autoreclosing) ในการตรวจสอบสภาวะกำลังงานแกว่ง[5]

3.2.4.6 ไม่สามารถกำจัดความผิดพลาดที่ปลายสายส่งได้แบบทันทีทันใด

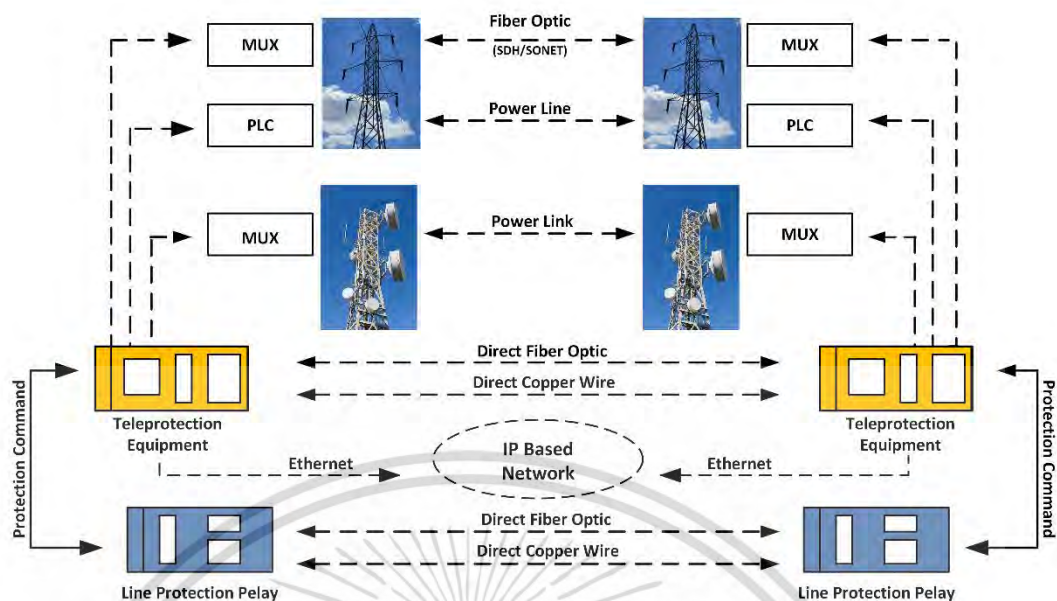
รีเลย์แบบระยะทางปกติไม่สามารถกำจัดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นที่ปลายทั้ง 2 ข้างของสายส่งได้ทันที เนื่องจากรีเลย์ตรวจจับความผิดพลาดโดยข้อมูลที่ได้จากรีเลย์เพียงข้างเดียว ทำให้การกำจัดความผิดพลาดที่ปลายอีกข้างหนึ่งของสายส่ง (Remote End) จะต้องมีการหน่วงเวลาเกิดขึ้น การป้องกันจึงยังไม่สมบูรณ์ ดังนั้นจึงต้องเสริมการป้องกันโดยใช้การป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Relay) หรือระบบป้องกันระยะไกล (Tele-Protection System) [7] ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อต่อไป

3.3 การป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Relay) หรือระบบป้องกันระยะไกล (Tele-Protection System)

ในสายส่งที่สำคัญและต้องการความรวดเร็วในการตัดวงจรเมื่อเกิดลัดวงจรจะต้องใช้รีเลย์ที่เรียกว่ารีเลย์แบบนำร่อง (Pilot relay) ซึ่งจะมีการตรวจวัดสัญญาณไฟฟ้าที่ปลายด้านหนึ่งของสายส่ง แล้วส่งสัญญาณติดต่อกับรีเลย์ที่ปลายอีกด้านหนึ่ง การป้องกันแบบนำร่องเป็นการป้องกันด้วยหลักการเดียวกันกับการป้องกันแบบผลต่าง คำว่า “นำร่อง” หรือ “Pilot” หมายถึงการติดต่อสื่อสารกันระหว่างสองด้านของสายส่ง เพื่อให้เกิดการป้องกันตลอดความยาวของสาย[5] และสามารถป้องกันสายส่งได้อย่างสมบูรณ์ (กำจัดความผิดพลาดของสายส่งโดยไม่ต้องมีการหน่วงเวลา) การป้องกันแบบนี้เรียกว่า การป้องกันระยะไกล (Tele-protection) [7]

3.3.1 การสื่อสารในการป้องกันแบบนำร่อง

วิศวกรระบบป้องกันได้เริ่มใช้ระบบสื่อสารระยะไกลเพื่อช่วยเสริมการทำงานของระบบป้องกัน (Communication Assisted Protective Schemes) มานานหลายสิบปีแล้ว ซึ่งเมื่อใช้รีเลย์ป้องกันร่วมกับระบบสื่อสารระยะไกล ก็จะทำให้ระบบป้องกันสามารถตรวจสอบฟอลต์ที่เกิดขึ้น ณ ตำแหน่งใด ๆ บนวงจรสายส่งจ่ายไฟฟ้า และให้สัญญาณ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดได้อย่างรวดเร็วเกือบจะในเวลาเดียวกัน (ไม่นับรวมเวลาที่ใช้ในระบบสื่อสาร) แม้ว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวอยู่ในสถานีไฟฟ้าซึ่งตั้งอยู่ห่างไกลกันมากก็ตาม ซึ่งวิธีการทำงานก็คือ รีเลย์ป้องกันที่อยู่ห่างไกลกันจะสามารถสื่อสารแลกเปลี่ยนข้อมูลหรือส่งผ่านสัญญาณคำสั่งระหว่างกัน จึงจะทำให้รีเลย์ป้องกันดังกล่าวสามารถตรวจสอบได้ว่าฟอลต์เกิดขึ้นในขอบเขตการป้องกันของตนหรือไม่ หรือว่าต้องให้สัญญาณ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์หรือไม่[8] ซึ่งช่องทางการสื่อสาร (Communication Channel หรือ Transmission Media) สำหรับระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection System) จะมีอยู่หลายรูปแบบ ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 3.24

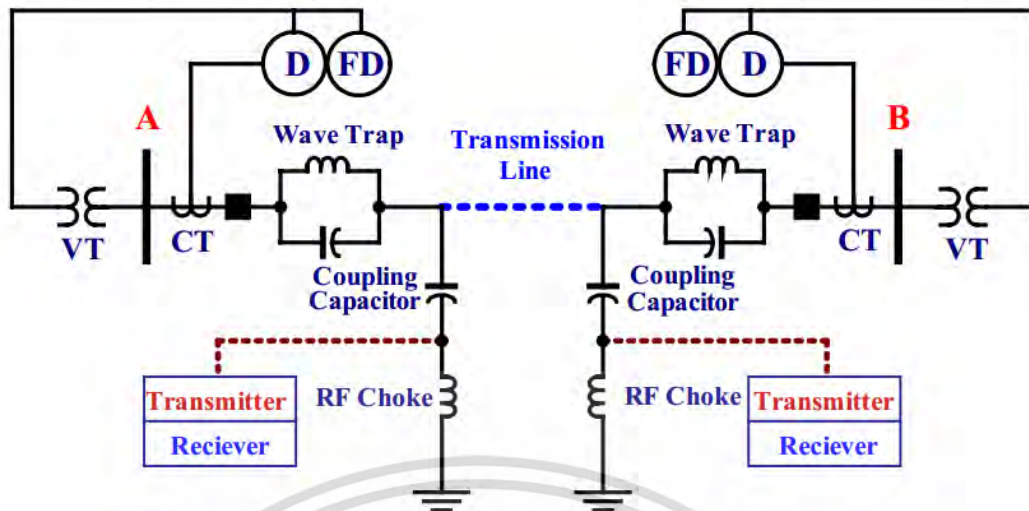


รูปที่ 3.24 ช่องทางการสื่อสารสำหรับระบบป้องกันระยะไกล [8]

3.3.1.1 การส่งสัญญาณร่วมกับสายตัวนำกำลัง (Power Line Carrier, PLC)

รูปที่ 3.25 แสดงแผนผังการส่งสัญญาณร่วมกับสายตัวนำกำลัง โดยจะเป็นการส่งสัญญาณที่ความถี่ 10-490 kHz ไปตามสายส่งไฟฟ้ากำลัง กำลังที่ใช้ส่งสัญญาณจะขึ้นอยู่กับระยะทาง เช่น กำลังส่ง 10 W จะใช้ในการส่งระยะทางประมาณ 150 กิโลเมตร และกำลังส่ง 100 W จะใช้ในกรณีที่มีสายส่งมีระยะทางมากกว่า 250 กิโลเมตร

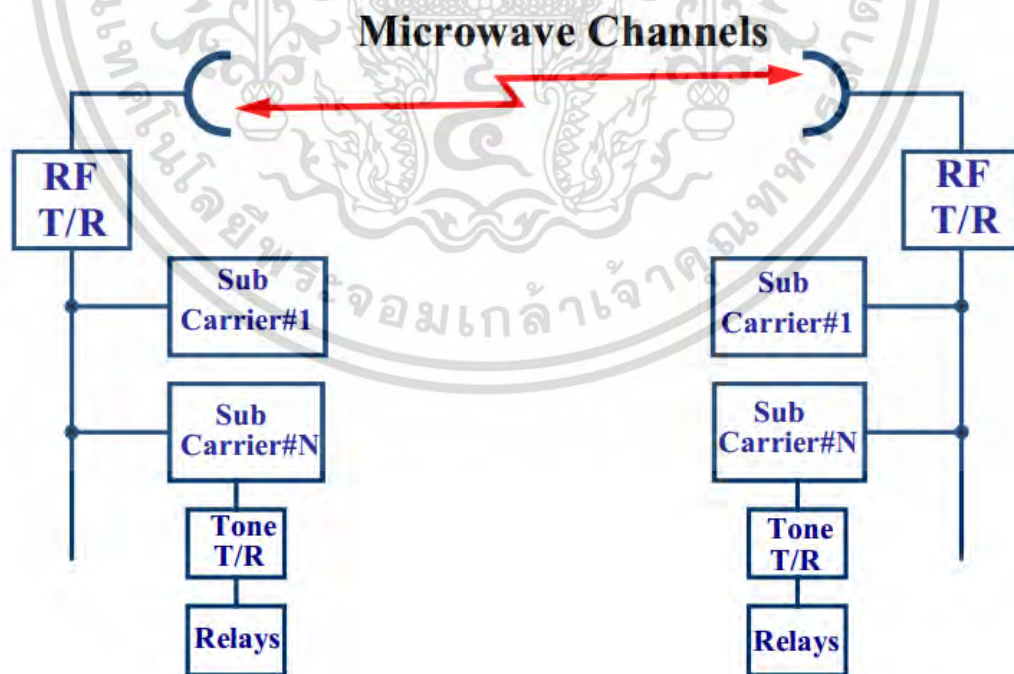
การส่งสัญญาณผ่านสายส่งไฟฟ้าจะส่งผ่านตัวเก็บประจุ (Coupling capacitor) ซึ่งจะมีค่าอิมพีแดนซ์ต่ำสำหรับสัญญาณความถี่สูง แต่จะมีค่าอิมพีแดนซ์สูงสำหรับความถี่ไฟฟ้า (50 Hz) และที่หลังจุดต่อของตัวเก็บประจุจะมีอุปกรณ์ดักคลื่น (Wave trap) ที่จะมีค่าอิมพีแดนซ์สูงสำหรับสัญญาณความถี่สูงแต่จะมีค่าอิมพีแดนซ์ต่ำสำหรับความถี่ไฟฟ้ากำลัง (50 Hz) ทำให้สัญญาณถูกดักให้อยู่เฉพาะระหว่างสายส่งไฟฟ้า ข้อเสียของการส่งสัญญาณวิธีนี้คือจะมีผลกระทบจากการเกิดฟ้าผ่าหรือการสับสวิตช์ที่มีการอาร์คต่าง ๆ ทำให้การทำงานผิดพลาดได้[5]



รูปที่ 3.25 รูปแบบการสื่อสารโดยใช้ Power Line Carrier [7]

3.3.1.2 การส่งสัญญาณไมโครเวฟ (Microwave)

การส่งสัญญาณไมโครเวฟจะอยู่ในช่วงความถี่ 150 MHz – 20 GHz ในช่วงความถี่นี้สามารถแบ่งเป็นช่องสัญญาณ 4 kHz ขนานกันได้หลายช่อง โดยการใช้ช่องสัญญาณขนาดใหญ่จะช่วยให้ส่งสัญญาณได้มากขึ้น เช่น สัญญาณเตือน หรือเสียงพูดได้ สัญญาณไมโครเวฟจะไม่มีผลกระทบจากการทำงานของสายส่ง แต่จะมีผลกระทบจากสภาพอากาศ และในกรณีที่สายส่งมีระยะทางไกลจะต้องมีตัวส่งต่อสัญญาณเป็นช่วงๆ ซึ่งจะทำให้มีค่าใช้จ่ายมากขึ้น และความน่าเชื่อถือได้ลดลง[5]



รูปที่ 3.26 รูปแบบการสื่อสารโดยใช้ Microwave [7]

3.3.1.3 การส่งสัญญาณด้วยใยแก้วนำแสง (Fiber-optic)

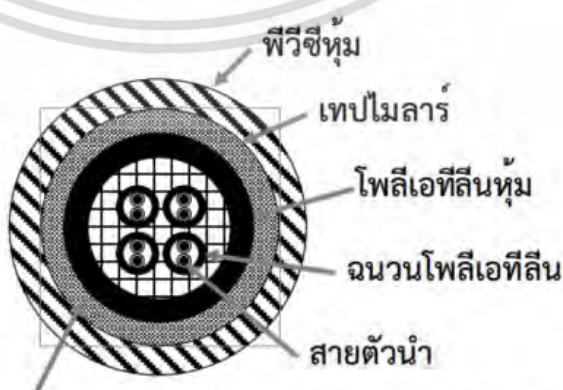
การส่งสัญญาณผ่านสายเคเบิลใยแก้วนำแสงได้รับความนิยมมากขึ้น เนื่องจากสามารถส่งข้อมูลได้หลายช่องสัญญาณ โดยสายใยแก้วนำแสงหนึ่งเส้นสามารถส่งได้ถึง 8,000 ช่องสัญญาณ และยังสามารถขยายได้โดยใช้สายใยแก้วนำแสงหลายเส้นขนานกัน รูปที่ 3.27 แสดงภาคตัดขวางของสายเคเบิลใยแก้วนำแสง ทั้งนี้จำนวนของสายใยแก้วนำแสงในเคเบิลจะขึ้นอยู่กับการออกแบบใช้งาน การส่งสัญญาณด้วยใยแก้วนำแสงจะไม่มีผลกระทบจากสนามไฟฟ้าหรือสนามแม่เหล็ก และสามารถส่งในระยะทางหลายร้อยกิโลเมตรด้วยการใช้ตัวทำซ้ำสัญญาณ วิธีที่นิยม คือ การฝังสายใยแก้วนำแสงไปในสายตัวนำดินเหนือศีรษะ (Overhead ground wire) และการตีเกลียวไปกับสายตัวนำ



รูปที่ 3.27 โครงสร้างของสายเคเบิลใยแก้วนำแสง (Fiber-optic) [5]

3.3.1.4 การส่งสัญญาณด้วยสายเคเบิล (Communication Cable)

สายเคเบิลที่ใช้ในระบบป้องกันแบบนําร่องจะเป็นสายโทรศัพท์ที่มีการป้องกันสัญญาณรบกวน (Shield) ไว้โดยจะใช้ฉนวนที่มีความคงทนต่อแรงดันได้ถึง 15 kV ดังแสดงในรูปที่ 3.28 การใช้สายเคเบิลในการนําร่องจะนิยมใช้เฉพาะในกรณีที่เป็นระบบป้องกันสายส่งระยะไกลเนื่องจากการติดตั้งระยะไกลจะมีค่าใช้จ่ายสูงมาก นอกจากนี้การติดตั้งในลักษณะเหนือศีรษะจะมีผลกระทบจากการเหนี่ยวนำของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดปกติหรือการสับสวิตซ์ ในขณะที่ติดตั้งแบบฝังดินก็อาจเกิดความเสียหายจากการขุดเจาะของมนุษย์หรือสัตว์ต่าง ๆ ได้



อลูมิเนียมหรือทองแดงป้องกันสัญญาณรบกวน (Shield)

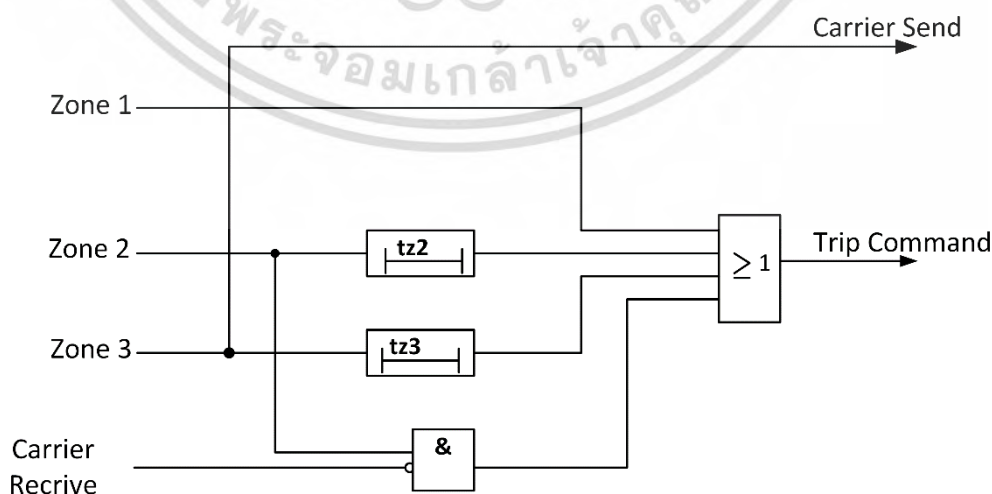
รูปที่ 3.28 โครงสร้างของสายเคเบิลนําร่อง [5]

3.3.2 แบบแผนการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบนำร่องที่นิยมใช้ในประเทศไทย

การเลือกวิธีการติดต่อสื่อสารในการป้องกันแบบนำร่องจะขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ค่าใช้จ่าย ความน่าเชื่อถือได้ จำนวนและระยะทางของสายส่ง จำนวนช่องสัญญาณ และคลื่นความถี่ที่จะขอ อนุญาตใช้ได้ นอกจากนี้สิ่งที่จะต้องพิจารณาอีกอย่างหนึ่งก็คือ แบบแผนการทำงานว่าจะเป็น “แบบ สั่งให้ไม่ตัดวงจร (Blocking)” หรือว่าเป็น “แบบสั่งให้ตัดวงจร (Tripping)” การส่งสัญญาณสั่งให้ไม่ ตัดวงจรจะเป็นการส่งสัญญาณไม่ให้เกิดการตัดวงจรในอีกด้านหนึ่งของสายส่งเมื่อตรวจจับได้ว่าการ เกิดลัดวงจรอยู่ภายนอกขอบเขตการป้องกัน ส่วนการสั่งให้ตัดวงจรจะเป็นการสั่งให้เบรกเกอร์ที่อยู่อีก ด้านหนึ่งของสายส่งตัดวงจรเมื่อตรวจจับได้ว่าการลัดวงจรเกิดขึ้นในขอบเขตการป้องกัน แบบแผนการ ป้องกันแบบสั่งให้ไม่ตัดวงจรจะนิยมใช้กับการสื่อสารที่ใช้การส่งสัญญาณร่วมกับสายตัวนำกำลัง (PLC) เนื่องจากการใช้วิธีสั่งให้ตัดวงจรอาจส่งสัญญาณไปไม่ถึงอีกด้านหนึ่งเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นใน สายส่ง ส่วนในกรณีที่ใช้การส่งสัญญาณทางไมโครเวฟ สายใยแก้วนำแสง หรือสายเคเบิล จะสามารถใช้แบบแผนการป้องกันแบบสั่งให้ตัดวงจรได้[5]

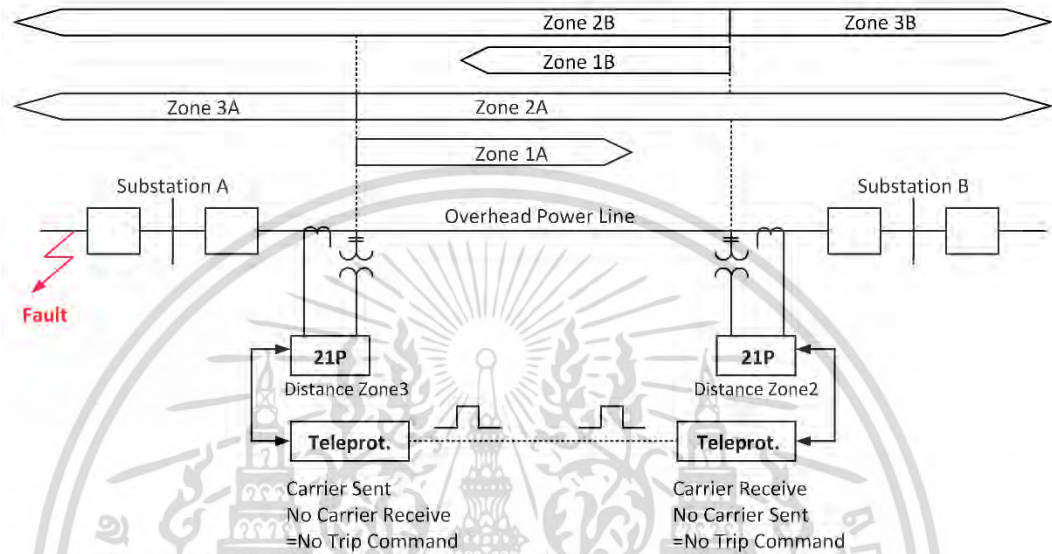
3.3.2.1 การเปรียบเทียบทิศทางเพื่อสั่งให้ไม่ตัดวงจร (Directional Comparison Blocking)

สำหรับระบบป้องกันระยะไกลที่ใช้ Directional Comparison Blocking (DCB) Scheme จะทำงานโดยใช้สัญญาณสื่อสารเพื่อป้องกันการ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ในกรณีที่เกิดฟอลต์ภายนอก ขอบเขตการป้องกัน ซึ่งลักษณะของสัญญาณจะเป็นแบบ ON/OFF Power Line Carrier กล่าวคือ เมื่อไม่มีการส่งสัญญาณก็หมายถึงว่าเป็นฟอลต์ภายในขอบเขตการป้องกัน วิธีการทำงานจะมีการตั้ง ค่าเพื่อให้รีเลย์ระยะทางที่ตรวจพบความผิดปกติภายใน Zone 2 (หรือ Overreaching Distance Function) สามารถให้สัญญาณ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ได้หากไม่ได้รับสัญญาณยับยั้ง (Block) การ Trip จากรีเลย์ที่อยู่อีกด้านหนึ่ง (Remote End) ของวงจรสายส่งไฟฟ้า โดยจะให้สถานการณ์ทำงาน ของรีเลย์ระยะทาง Reverse Zone 3 ที่คอยตรวจสอบการเกิดความผิดปกติภายนอกขอบเขต (External Fault) เพื่อให้รีเลย์ส่งสัญญาณยับยั้ง (Blocking Signal) ดังแสดงในรูปที่ 3.29 และ รูปที่ 3.30

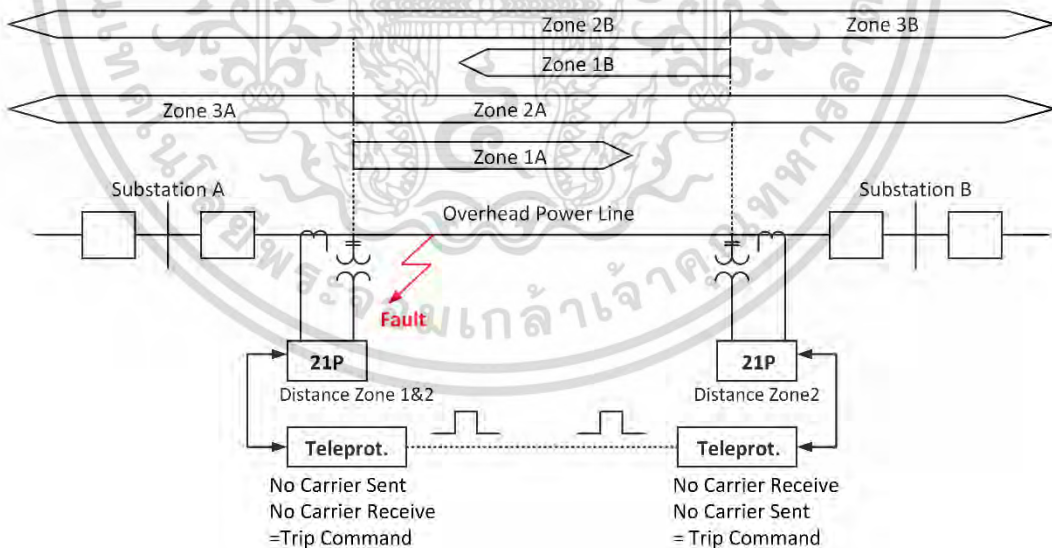


รูปที่ 3.29 เงื่อนไขการทำงานของ Directional Comparison Blocking [8]

ในกรณีที่ระบบสื่อสารขัดข้องหรือเกิดการสูญเสีย Blocking Signal ในระบบสื่อสารอาจจะทำให้รีเลย์ระยะทางสั่งให้ Trip เซอร์คิตเบรกเกอร์โดยไม่จำเป็น (Trip เมื่อเกิด External Fault) และในทางตรงกันข้าม ถ้าบังเอิญมีสัญญาณแทรกจนทำให้เกิดสัญญาณข้อมูลเทียม (Spurious Signal) พร้อมกับรีเลย์มีการตรวจพบความผิดปกติภายใน Overreaching Zone 2 ก็อาจจะทำให้รีเลย์ระยะทางสั่งให้ Trip เซอร์คิตเบรกเกอร์โดยการหน่วงเวลาโดยไม่จำเป็นได้เช่นกัน



(ก) การทำงานของระบบป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติภายนอกเขตป้องกัน (External Fault)

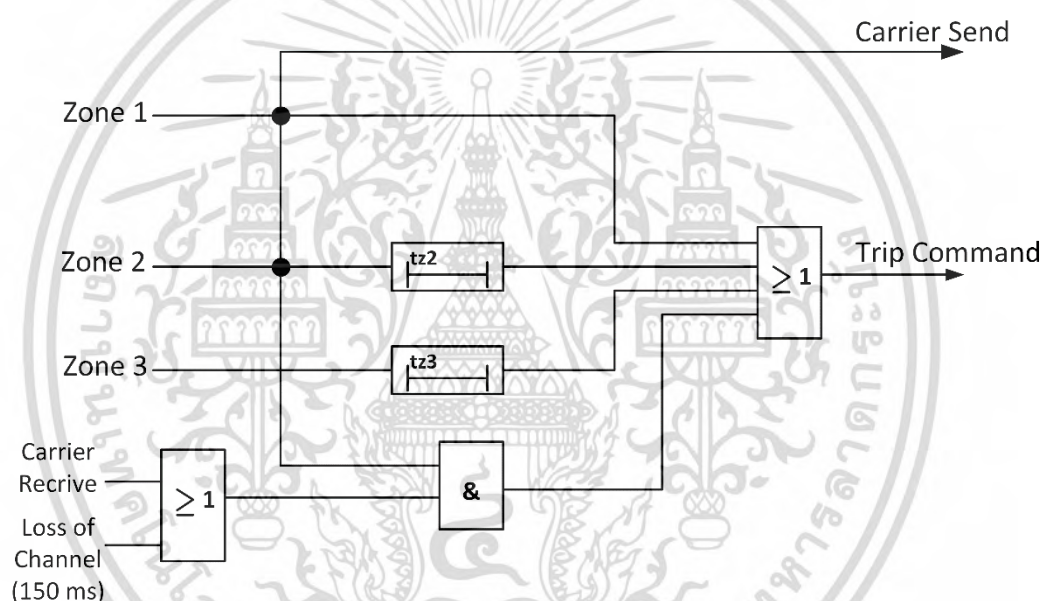


(ข) การทำงานของระบบป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติภายในเขตป้องกัน (Internal Fault)

รูปที่ 3.30 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Directional Comparison Blocking [8]

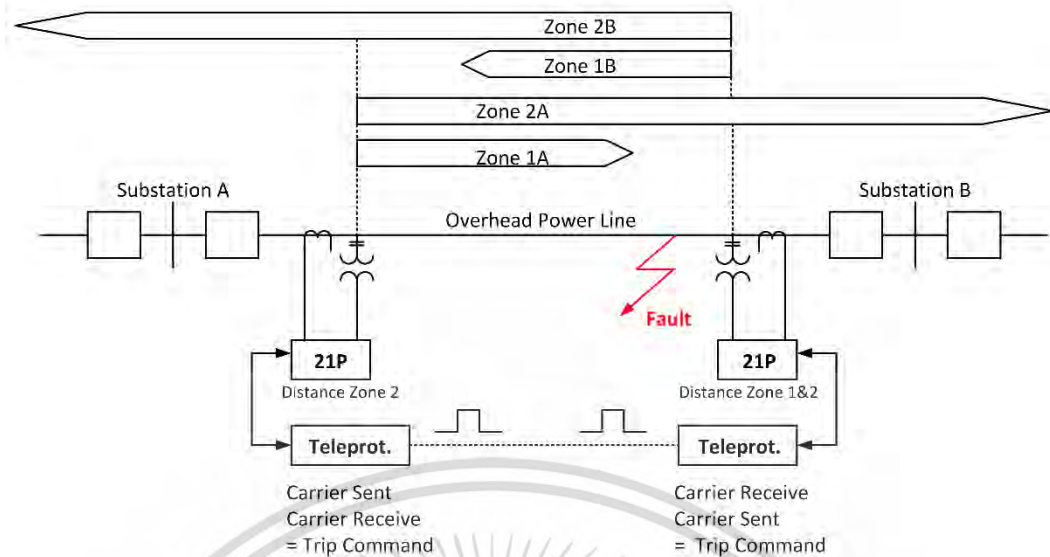
3.3.2.2 การเปรียบเทียบทิศทางเพื่อหยุดการสั่งไม่ให้อัตโนมัติ (Directional Comparison Unblocking)

สำหรับระบบป้องกันระยะไกลที่ใช้ Directional Comparison Unblocking (DCUB) Scheme จะใช้ Frequency Shift Carrier Equipment เพื่อส่งสัญญาณยับยั้ง (Blocking Signal) ที่ความถี่ของสัญญาณค่าหนึ่งตลอดเวลาในสภาวะปกติเพื่อทำการยับยั้ง (Blocking) ไม่ให้รีเลย์ป้องกันฝั่งตรงข้ามสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์โดยไม่จำเป็น แต่เมื่อมีความผิดปกติเกิดขึ้นภายในขอบเขตของวงจรสายส่งไฟฟ้านั้น Frequency Shift Carrier Equipment จะเปลี่ยนสัญญาณจาก Blocking Signal ไปเป็นสัญญาณสั่งทริป (Permissive Trip Signal) ที่ความถี่ของสัญญาณอีกค่าหนึ่ง เพื่ออนุญาตให้รีเลย์ระยะทางที่อยู่อีกด้านหนึ่งของสายส่ง (Remote End) สั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ทันทีหากรีเลย์สามารถตรวจพบที่เกิดความผิดปกติภายใน Overreaching Zone 2 ดังแสดงในรูปที่ 3.31 และ รูปที่ 3.32

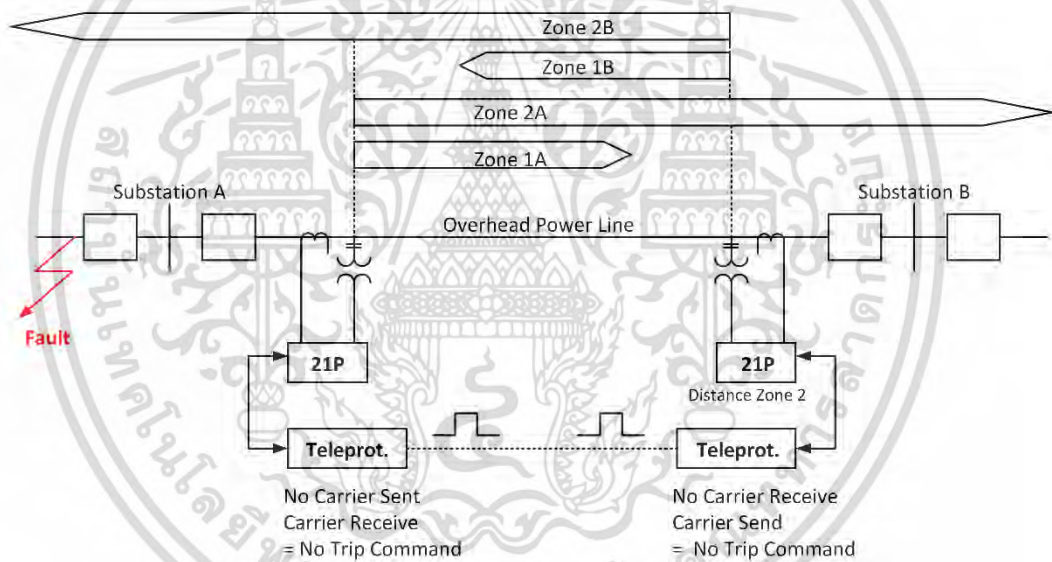


รูปที่ 3.31 เงื่อนไขการทำงานของ Directional Comparison Unblocking [8]

ในกรณีที่สัญญาณ Blocking หรือสัญญาณ Permissive Trip หายไปทั้งคู่เนื่องจากระบบสื่อสารขัดข้อง รีเลย์ระยะทางที่ด้าน Remote End ก็จะสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบหน่วงเวลา (Time-Stepped Scheme) ได้ตามเดิม อย่างไรก็ตามเราสามารถออกแบบให้รีเลย์ให้สัญญาณ Trip ได้ทันที ในกรณีที่รีเลย์ตรวจพบว่า Blocking Signal หายไปพร้อมกับเกิดความผิดปกติภายใน Overreaching Zone 2 โดยเชื่อว่าสัญญาณ Permissive Trip Signal ที่สูญเสียไปเพราะมีความผิดปกติในวงจรสายส่งไฟฟ้านั้น



(ก) การทำงานของระบบป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติภายในเขตป้องกัน (Internal Fault)



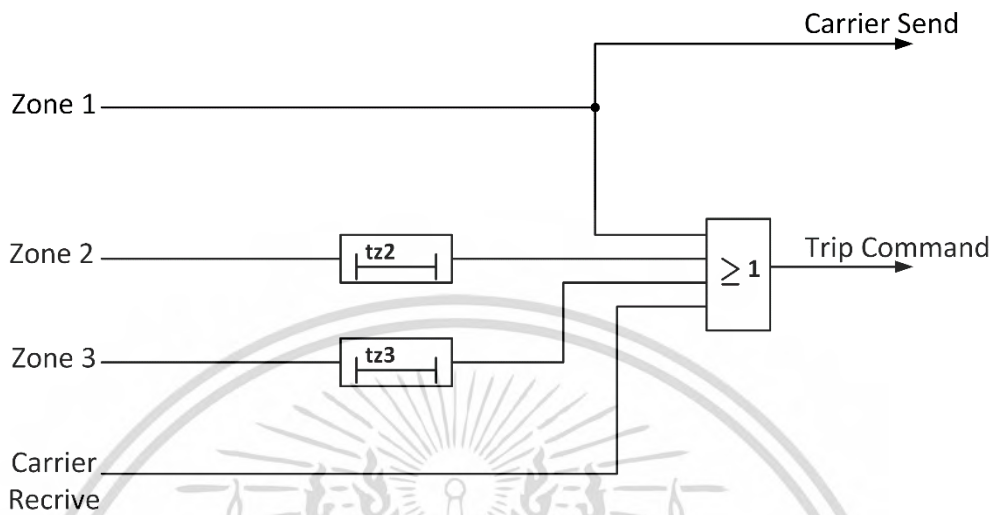
(ข) การทำงานของระบบป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติภายนอกเขตป้องกัน (External Fault)

รูปที่ 3.32 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Directional Comparison Unblocking [8]

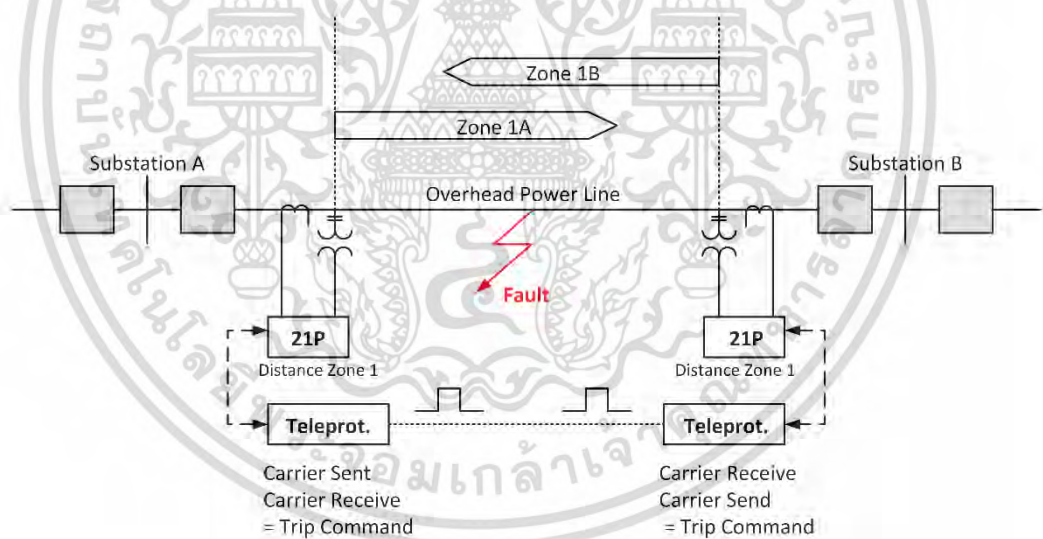
3.3.2.3 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับที่ไม่เต็มระยะสายส่ง (Direct Underreaching Transfer Trip)

สำหรับระบบป้องกันระยะไกลที่ใช้ Direct Underreaching Transfer Trip (DUTT) Scheme ถูกออกแบบให้ใช้กับ Frequency Shift Power Line Carrier โดยจะส่งสัญญาณยับยั้ง (Blocking Signal) อย่างต่อเนื่องในสภาวะปกติ แต่เมื่อตรวจพบความผิดปกติที่ Zone 1 จะเปลี่ยน (Shift) ค่าความถี่ของสัญญาณ (Carrier) ไปเป็นสัญญาณ Trip เพื่อส่งสัญญาณข้อมูลไปให้กับรีเลย์อีกด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้า และให้สัญญาณ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองด้านของวงจรสายส่งไฟฟ้าทันทีโดยไม่มีเงื่อนไข ทั้งนี้ ระบบป้องกันของวงจรสายส่งไฟฟ้าจะทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

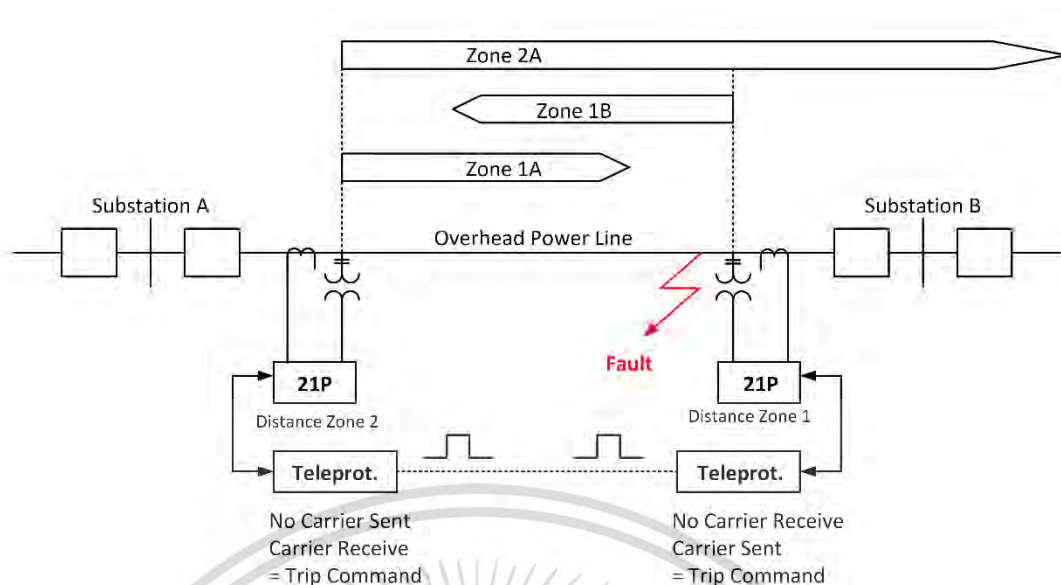
ต่อเมื่อ มีรีเลย์ป้องกันอย่างน้อย 1 ด้านของวงจรสายส่งที่ตรวจพบความผิดปกติภายใน Zone 1 ของวงจรสายส่งไฟฟ้านั้น แสดงดังรูปที่ 3.33 และ รูปที่ 3.34



รูปที่ 3.33 แสดงหลักการทำงานของ Direct Underreaching Transfer Trip [8]



(ก) รีเลย์ทั้งสองด้านตรวจพบความผิดปกติภายใน Zone 1



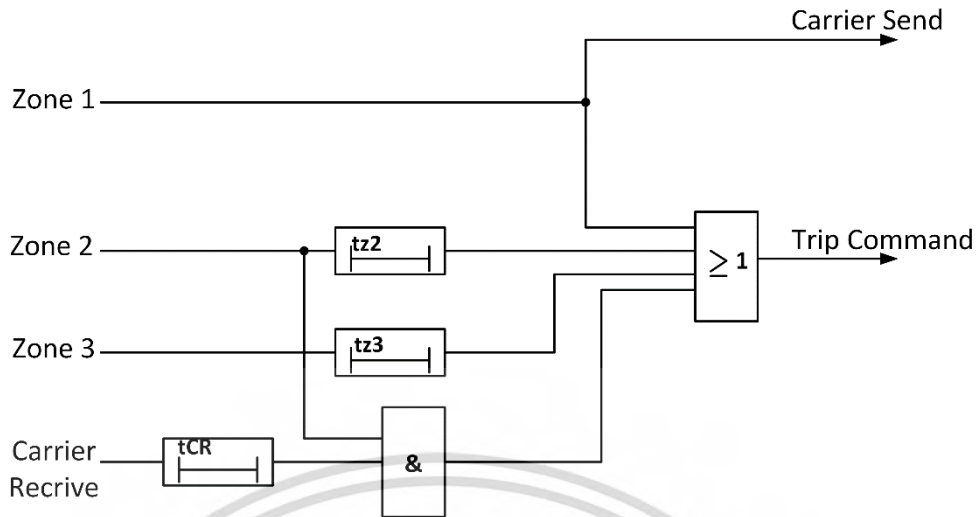
(ข) รีเลย์ด้านหนึ่งตรวจพบความผิดปกติภายใน Zone 1

รูปที่ 3.34 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Direct Underreaching Transfer Trip [8]

การจะใช้ DUTT Scheme นั้น ต้องมั่นใจว่าระบบสื่อสารทางไกลทำงานได้ถูกต้องเชื่อถือได้ และมีความปลอดภัยจากสัญญาณแทรกหรือสัญญาณสูญหายในระบบสื่อสาร เพราะหากเกิดมีสัญญาณเทียม (Spurious Signal) เข้ามา จะทำให้ Distance Relay Zone 1 เกิดการสั่ง Trip วงจรโดยผิดพลาดได้ แต่ถ้า Trip Signal เกิดสูญหายไปในระบบสื่อสาร ระบบป้องกันระยะไกลก็จะล้มเหลว และรีเลย์ระยะทางที่ด้าน Remote End ก็ยังสามารถทำงานได้ตามปกติ และอาจจะสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบหน่วงเวลา ซึ่งจะทำให้การใช้ High-Speed Autoreclosing ไม่ประสบความสำเร็จ

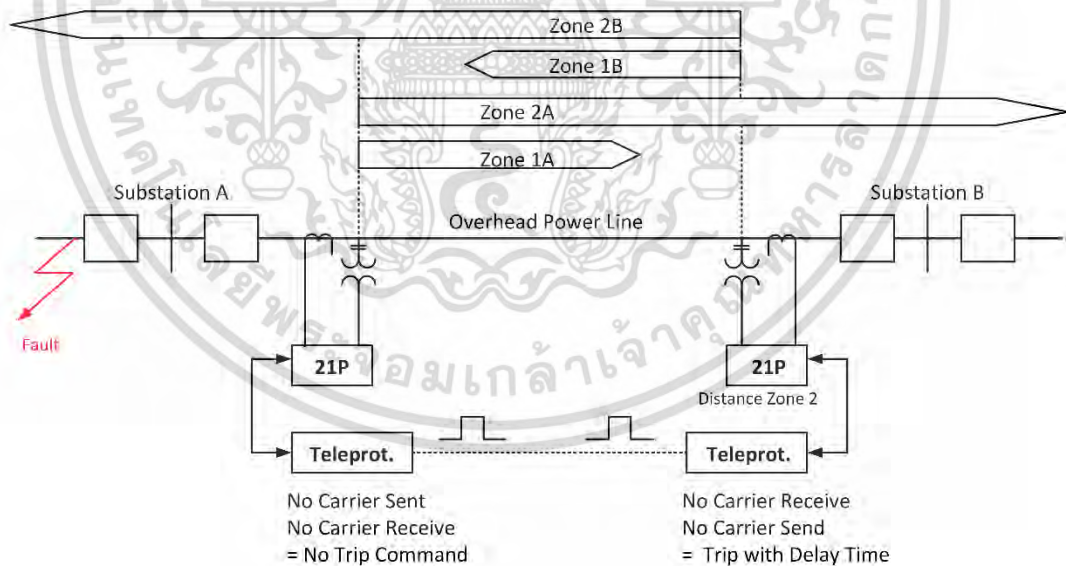
3.3.2.4 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับที่ไม่เต็มและเกินระยะสายส่ง (Permissive Underreaching Transfer Trip)

สำหรับระบบป้องกันระยะไกลที่ใช้ Permissive Underreaching Transfer Trip (PUTT) Scheme จะมีการใช้ Frequency Shift เหมือนกับ DCUB Scheme และนิยมใช้กับวงจรสายส่งไฟฟ้าที่มีความยาวปานกลางหรือมีความยาวมาก โดยจะใช้สถานะการทำงานของ Distance Relay Zone 1 เพื่อส่งสัญญาณข้อมูลไปให้รีเลย์ที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้า สำหรับเป็นสัญญาณให้ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่อีกปลายหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้า (Remote Circuit Breaker) แบบมีเงื่อนไข ขณะที่ใช้สถานะการทำงานของ Distance Relay Zone 1 เพื่อเป็นสัญญาณเพื่อ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ด้านเดียวกับรีเลย์ (Local Circuit Breaker) แบบทันที จึงสามารถทำให้ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองด้านของวงจรสายส่งไฟฟ้าทำงานพร้อมๆ กัน ซึ่งเงื่อนไขในการ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ก็คือรีเลย์ระยะทาง จะต้องตรวจพบที่เกิดความผิดปกติภายใน Zone 2 ในขณะที่ได้รับสัญญาณ Permissive Trip แต่ถ้าระบบสื่อสารเกิดบกพร่องก็จะให้รีเลย์ทำงานแบบหน่วงเวลาปกติ (Time-Stepped Distance Schemes) แสดงดังรูปที่ 3.35 และ รูปที่ 3.36



รูปที่ 3.35 แสดงหลักการการทำงานของ Permissive Underreaching Transfer Trip [8]

ทั้งนี้ สำหรับวงจรสายไฟฟ้าที่มีเพียง 2 ปลาย เราสามารถจะใช้สถานะการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (52b) เพื่อส่งสัญญาณข้อมูลไปให้รีเลย์ที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้า เช่นเดียวกับการใช้สถานะสถานะการทำงานของ Distance Relay Zone 1 เพื่อให้สามารถกำจัดความผิดพลาดของวงจรสายส่งได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น



รูปที่ 3.36 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Permissive Underreaching Transfer Trip [8]

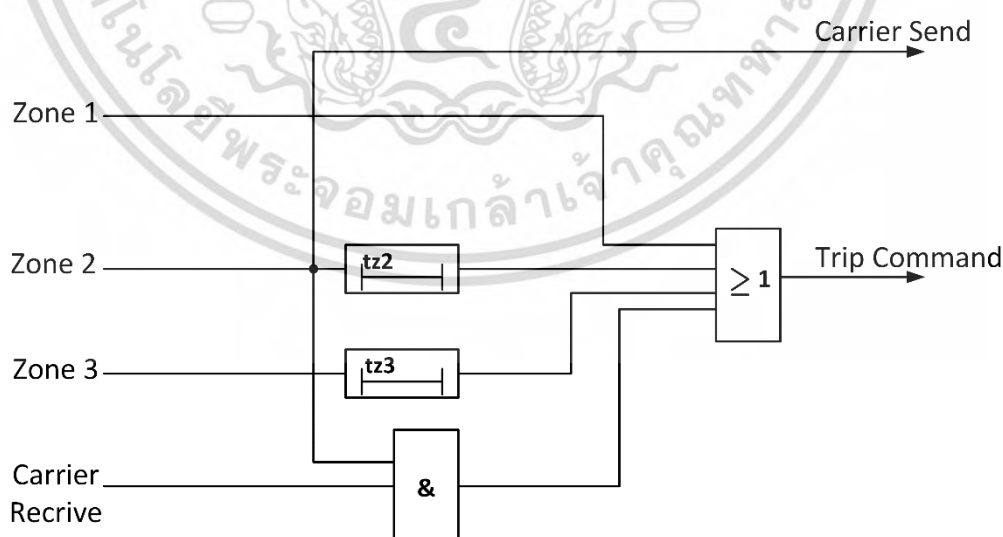
ในการจะใช้ PUTT Scheme นั้น หากเกิดมีสัญญาณเทียม (Spurious Signal) เข้ามาในช่องสัญญาณสื่อสาร อาจจะทำให้รีเลย์ระยะทางเกิดการสั่ง Trip วงจรผิดพลาดได้ ถ้าหากมีความผิดพลาดเกิดขึ้นที่วงจรสายส่งถัดไป แต่ถ้าสัญญาณ Permissive Trip เกิดสูญหายไปในระบบสื่อสาร ระบบป้องกันระยะไกลก็จะล้มเหลว และรีเลย์ระยะทางที่ด้าน Remote End ก็อาจจะสั่งให้ Trip

เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบหน่วงเวลา (ถ้าตรวจพบว่าฟอลต์อยู่ใน Distance Zone 2) และการใช้ High-Speed Autoreclosing ก็อาจจะไม่ประสบความสำเร็จ

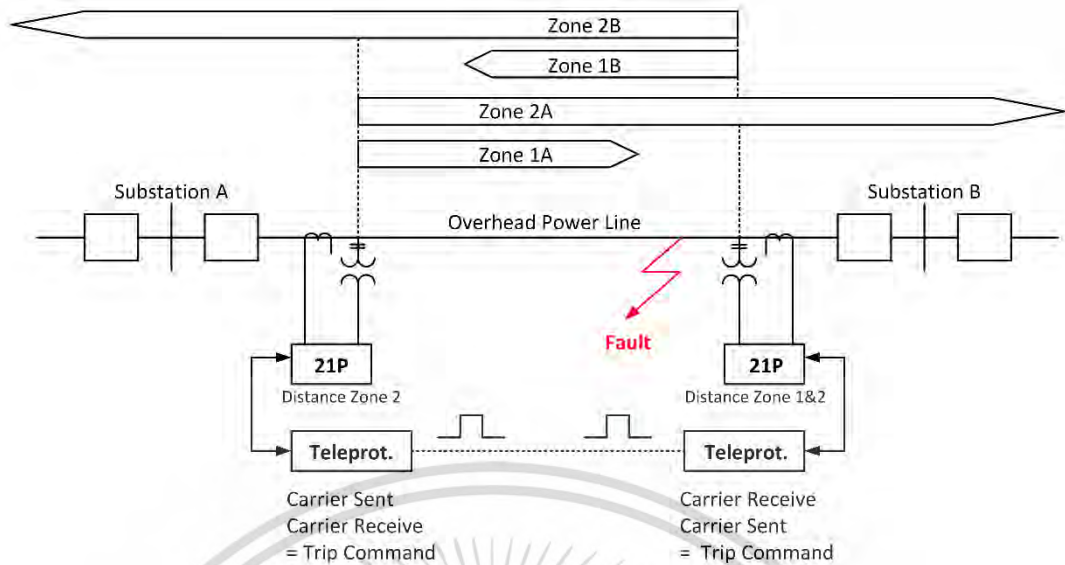
3.3.2.5 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับที่เกินระยะสายส่ง (Permissive Overreaching Transfer Trip)

สำหรับระบบป้องกันระยะไกลที่ใช้ Permissive Overreaching Transfer Trip (POTT) Scheme จะมีการใช้ Frequency Shift เหมือนกับ DCUB Scheme และเหมาะสมสำหรับวงจรสายไฟฟ้าที่มีความยาวไม่มากนัก โดยจะใช้สถานการณ์ทำงานของ Distance Relay Zone 2 (หรือ Overreaching Distance Function) เพื่อส่งสัญญาณข้อมูลไปให้กับรีเลย์ที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้าสำหรับเป็นสัญญาณให้ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่อีกปลายหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้า (Remote Circuit Breaker) แบบมีเงื่อนไข ขณะที่จะใช้สถานการณ์ทำงานของ Distance Relay Zone 1 เพื่อ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ด้านเดียวกับรีเลย์ (Local Circuit Breaker) แบบทันที จึงสามารถทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองด้านของวงจรสายส่งไฟฟ้าทำงานพร้อม ๆ กันได้ ซึ่งเป็นเงื่อนไขในการ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ก็คือรีเลย์ระยะทาง จะต้องตรวจพบที่เกิดความผิดปกติภายใน Zone 2 ขณะที่ได้รับสัญญาณ Permissive Trip ดังแสดงในรูปที่ 3.37 และ รูปที่ 3.38 ทั้งนี้รีเลย์ระยะทางทั้งหมดที่อยู่บนปลายวงจรสายส่งจะถูกตั้งค่าการทำงานของ Zone 2 ให้สามารถตรวจพบฟอลต์ได้ไกลกว่าความยาวของสายส่งไฟฟ้านั้น เพื่อการใช้ POTT Scheme อย่างมีประสิทธิภาพ

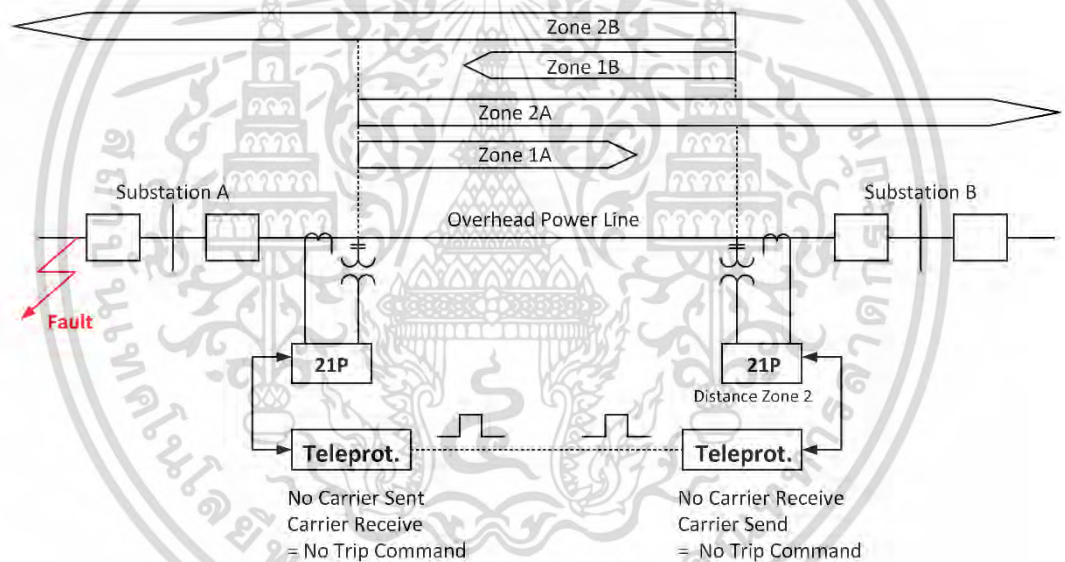
ในการใช้ POTT Scheme เราจะต้องให้รีเลย์ระยะทางทั้งสองด้านของวงจรสายส่งไฟฟ้าคอยตรวจสอบความผิดปกติที่เกิดขึ้นบนสายส่งไฟฟ้าและอีกส่วนหนึ่งของวงจรไฟฟ้าที่อยู่ถัดออกไป นั่นคือ Overreaching Zone 2 และจะให้สัญญาณ Trip ก็ต่อเมื่อได้รับ Permissive Signal รีเลย์ด้านตรงกันข้าม ถ้าระบบสื่อสารคือ Power Line Carrier และเกิดความผิดปกติบนเฟสที่เป็นสัญญาณ สัญญาณอาจจะทำให้การส่งสัญญาณล้มเหลวได้



รูปที่ 3.37 แสดงหลักการทำงานของ Permissive Overreaching Transfer Trip [8]



(ก) การทำงานของระบบป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติภายในเขตป้องกัน (Internal Fault)



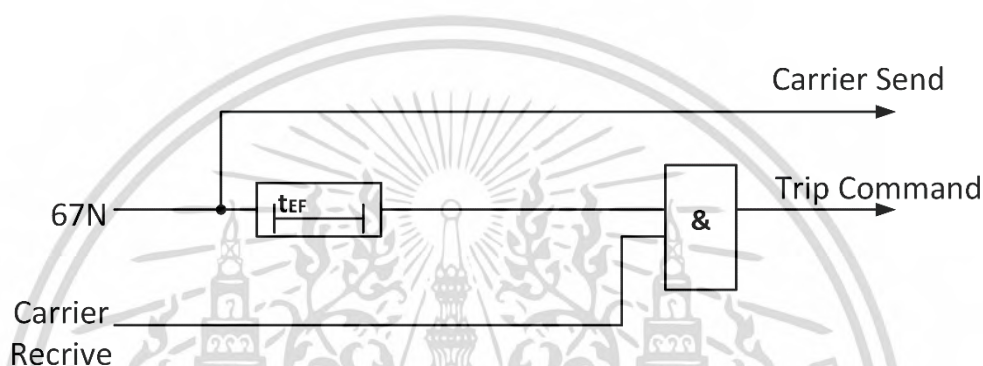
(ข) การทำงานของระบบป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติภายนอกเขตป้องกัน (External Fault)

รูปที่ 3.38 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Permissive Overreaching Transfer Trip [8]

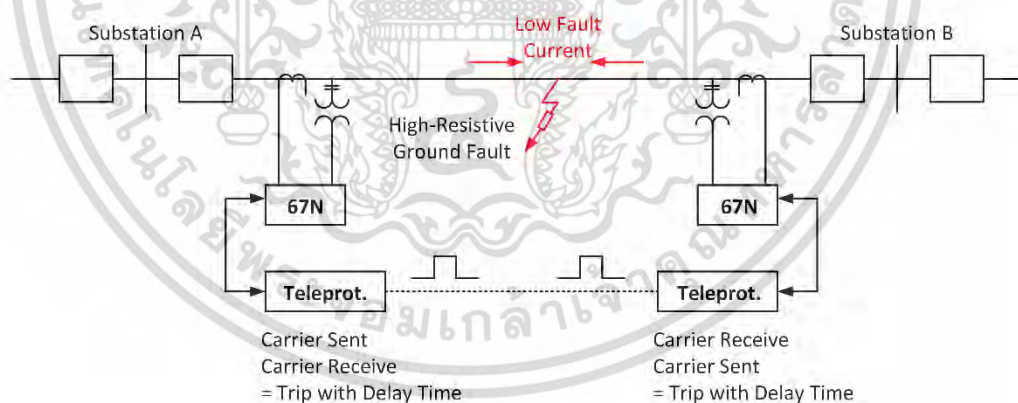
ในการจะใช้ POTT Scheme นั้น หากเกิดมีสัญญาณเทียม (Spurious Signal) เข้ามาในช่องสัญญาณสื่อสาร อาจจะทำให้รีเลย์ระยะทางเกิดการสั่ง Trip วงจรโดยผิดพลาดได้ หากมีความผิดปกติเกิดขึ้นที่วงจรสายส่งถัดไป แต่ถ้าสัญญาณ Permissive Trip เกิดสูญหายไปในระบบสื่อสาร ระบบป้องกันระยะไกลก็จะล้มเหลว เช่นเดียวกับกรณีของการใช้ PUTT Scheme โดยรีเลย์ระยะทางที่ด้าน Remote End อาจจะทำให้ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบหน่วงเวลา และการใช้ High-Speed Autoreclosing ก็จะไม่ประสบความสำเร็จ

3.3.2.6 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับกระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Earth Fault Transfer Trip)

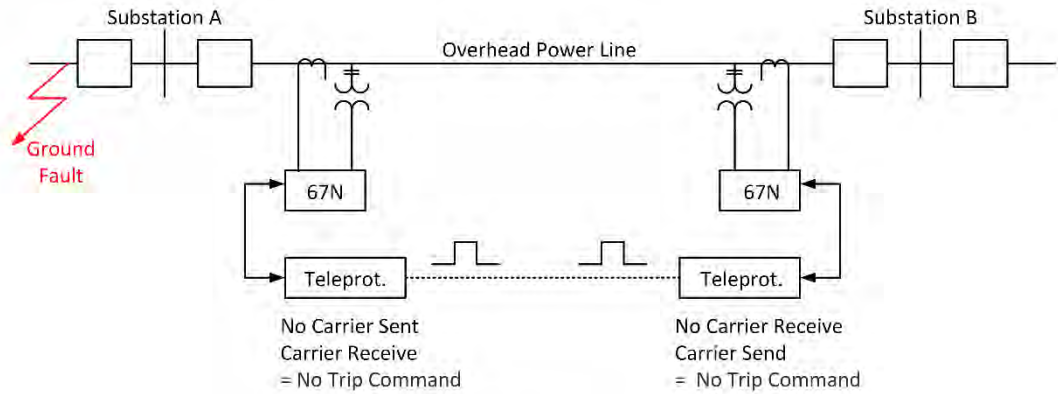
สำหรับฟังก์ชัน Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF) Scheme ทำงานด้วยรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางแบบลัดวงจรลงดิน (67N) โดยการตรวจวัด High-Resistance Ground Fault ในวงจรสายส่งไฟฟ้าที่อาจจะไม่สามารถถูกตรวจพบด้วยฟังก์ชันของ Ground Distance Relay (21N) โดยรีเลย์ 67N จะทำงานเป็นระบบป้องกันสำรอง (Backup Protection) [9] และจะให้สัญญาณ Trip แบบหน่วงเวลา โดยจะไม่ให้มีการสับต่อวงจรกลับแบบอัตโนมัติ ตามเงื่อนไขที่แสดงในรูปที่ 3.39 วิศวกรระบบป้องกันสามารถจะนำสถานะการทำงานของฟังก์ชันมาใช้ร่วมกับระบบสื่อสารระยะไกลได้ใน POTT Scheme ด้วยเช่นกัน ดังแสดงในรูปที่ 3.40



รูปที่ 3.39 แสดงเงื่อนไขการทำงานของ Directional Earth Fault Protection [8]



(ก) การทำงานของ Directional Earth Fault กรณีเกิดความผิดปกติภายในเขตป้องกัน



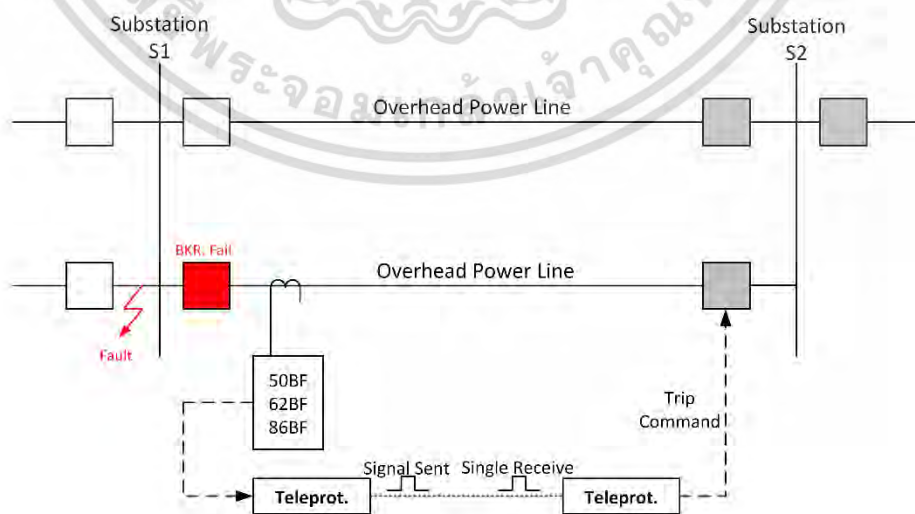
(ข) กรณีเกิดความผิดปกติพ่วงภายนอกเขตป้องกัน จะไม่เกิดการปลดวงจร

รูปที่ 3.40 แสดงตัวอย่างการทำงานของ Directional Earth Fault Protection [8]

3.3.2.7 การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Intertripping หรือ Direct Transfer Trip)

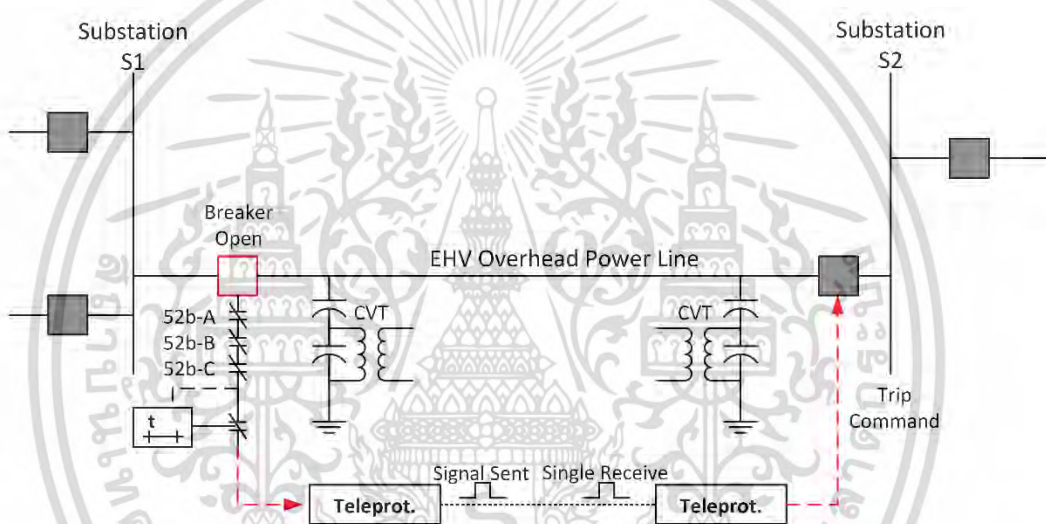
Intertripping หรือ Direct Transfer Trip (DTT) คือการใช้ระบบสื่อสารระยะไกลเพื่อช่วยให้สามารถให้สัญญาณเพื่อ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) ที่อยู่ห่างไกลกันได้ในเวลาพร้อมๆ กันอย่างรวดเร็ว เพื่อปลดวงจรส่วนที่เกิดความผิดปกติ (Fault) ออกจากเครือข่ายระบบไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ซึ่งตัวอย่างของสถานการณ์ที่ต้องการใช้ระบบป้องกันแบบ DTT คือ

1. กรณีที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) ที่อยู่ปลายสายส่งไฟฟ้าเกิดบกพร่องในการปลดวงจรเมื่อเกิดความผิดปกติ (Breaker Failure Condition) เราสามารถใช้สถานการณ์ทำงานของ Breaker Failure Lockout Relay (86BF) เป็นสัญญาณข้อมูลไปให้กับอุปกรณ์ Tele-protection ที่อยู่อีกปลายด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้า เพื่อให้เกิดสัญญาณ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ทันที จึงไม่จำเป็นต้องรอให้ Remote Backup Protection ทำงานซึ่งจะต้องมีการหน่วงเวลาด้วย ดังแสดงในรูปที่ 3.41



รูปที่ 3.41 การส่ง Direct Transfer Trip เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดความบกพร่องในการทำงาน [8]

2. สำหรับวงจรสายส่งไฟฟ้าแรงสูงพิเศษ ซึ่งมักจะเกิดปัญหาเรื่องแรงดันไฟฟ้าสูงเกิน เนื่องจากมี Distributed Capacitance อยู่มาก การเปิดวงจรสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเพียงด้านเดียวอาจจะส่งผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้ายกตัวสูงขึ้นที่ปลายวงจรสายส่งนั้น ซึ่งจะเป็นอันตรายกับอุปกรณ์ที่อ่อนไหวมาก ดังนั้น ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้าปลดวงจร ระบบป้องกันระยะไกลจะให้ส่งสัญญาณไปที่สถานีไฟฟ้าที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้าเพื่อ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ด้วย โดยการส่งสัญญาณดังกล่าวจะต้องหยุดไปก่อนที่ Auto-Recloser จะเริ่มให้สัญญาณเพื่อสับต่อวงจรสายส่งไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ซึ่งในการส่งสัญญาณจะต้องใช้สถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (52b) เพื่อส่งสัญญาณให้กับอุปกรณ์ Tele-protection ที่อยู่อีกปลายด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้าเพื่อให้ปลดวงจรสายส่งไฟฟ้าอีกปลายด้านหนึ่งออกด้วยในทันที ดังแสดงในรูปที่ 3.42

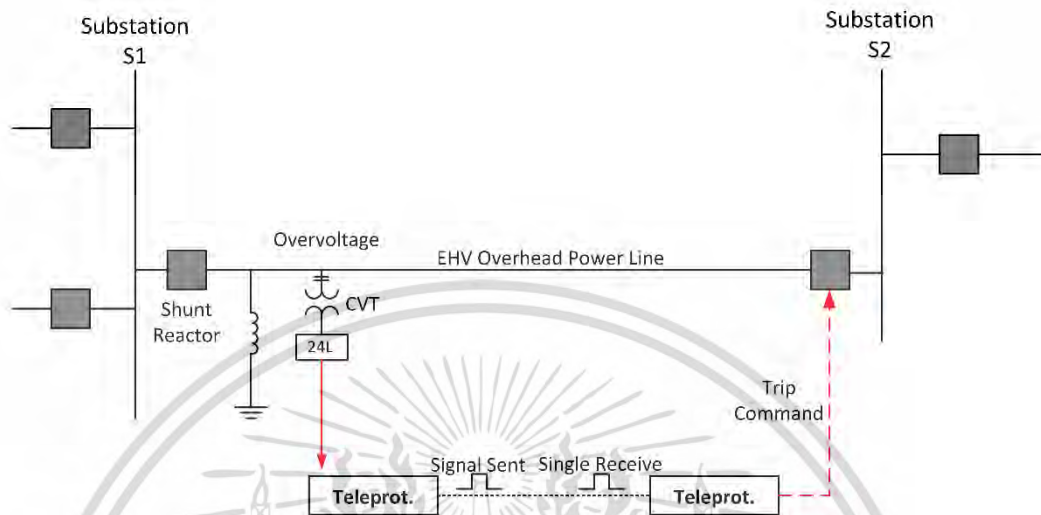


รูปที่ 3.42 การส่ง Direct Transfer Trip เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านหนึ่งเปิดวงจร [8]

3. สำหรับวงจรสายส่งไฟฟ้าแรงสูงพิเศษ จะมีการใช้รีเลย์ตรวจสอบฟลักซ์เกิน (Overfluxing Relay) หรือ Volt/Hz Relay (24L) คอยตรวจสอบการเกิดแรงดันไฟฟ้าเกิน หรือค่าสัดส่วนของแรงดันไฟฟ้ากับความถี่ไฟฟ้ามากเกินไป แสดงดังรูปที่ 3.43 และถ้าค่าแรงดันไฟฟ้าง่าสูงกว่าค่าที่ตั้งไว้ รีเลย์ 24L จะให้สัญญาณสถานการณ์ทำงานเพื่อเป็นสัญญาณข้อมูลไปให้กับอุปกรณ์ Tele-protection ที่อยู่อีกปลายด้านหนึ่งของวงจรสายส่งไฟฟ้า เพื่อให้ปลดวงจรสายส่งไฟฟ้าอีกปลายหนึ่งออกด้วยในทันที ทั้งนี้เพื่อป้องกันมิให้เกิดความร้อนสูงภายใน Shunt Reactor

การใช้ระบบป้องกันแบบ DTT นั้น จะต้องมั่นใจว่าระบบสื่อสารทางไกลทำงานได้ถูกต้อง เชื่อถือได้ และมีความปลอดภัยจากสัญญาณแทรกหรือสัญญาณสูญหายในระบบสื่อสาร หากเกิดมีสัญญาณแทรกจนทำให้เกิดสัญญาณข้อมูลเทียม (Spurious Signal) เข้ามา จะทำให้เกิดการ Trip วงจรโดยผิดพลาดได้ ซึ่งแนวทางในการป้องกันปัญหานี้ อาจจะทำให้ใช้ช่องทางการสื่อสาร 2 ช่อง โดยให้ส่งสัญญาณ DTT ไปพร้อมกันทั้งสองช่อง และกำหนดเงื่อนไขว่าจะต้องได้รับสัญญาณทั้งสองพร้อม

กัน จึงจะยอมให้ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ ทั้งนี้เราจะต้องเชื่อว่าไม่มีโอกาสที่จะเกิดสัญญาณแทรกเข้าไปทั้ง 2 ช่องพร้อมๆ กัน อย่างไรก็ตาม ถ้าสัญญาณในช่องใดเกิดสูญหายไป ระบบป้องกันระยะไกลก็จะไร้ผล แต่ก็ไม่เกิดความเสียหายมากนัก เพราะยังมีระบบป้องกันสำรองอยู่



รูปที่ 3.43 การส่ง Direct Transfer Trip เมื่อเกิดแรงดันเกินที่ปลายสายส่งไฟฟ้าแรงสูงพิเศษ [8]

บทที่ 4

การออกแบบระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิด โครงข่ายสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

ในบทนี้จะนำเสนอแนวคิดในการประยุกต์ใช้ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย โดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol ที่ใช้งานจริงในภาคตะวันออกของประเทศไทย รวมไปถึงการออกแบบ, เทคนิคการส่งสัญญาณผ่านโปรโตคอลสื่อสารชื่อ Mirrored Bit และอุปกรณ์ระบบป้องกันที่ใช้ในโครงข่ายนี้

4.1 การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่ทำการศึกษา

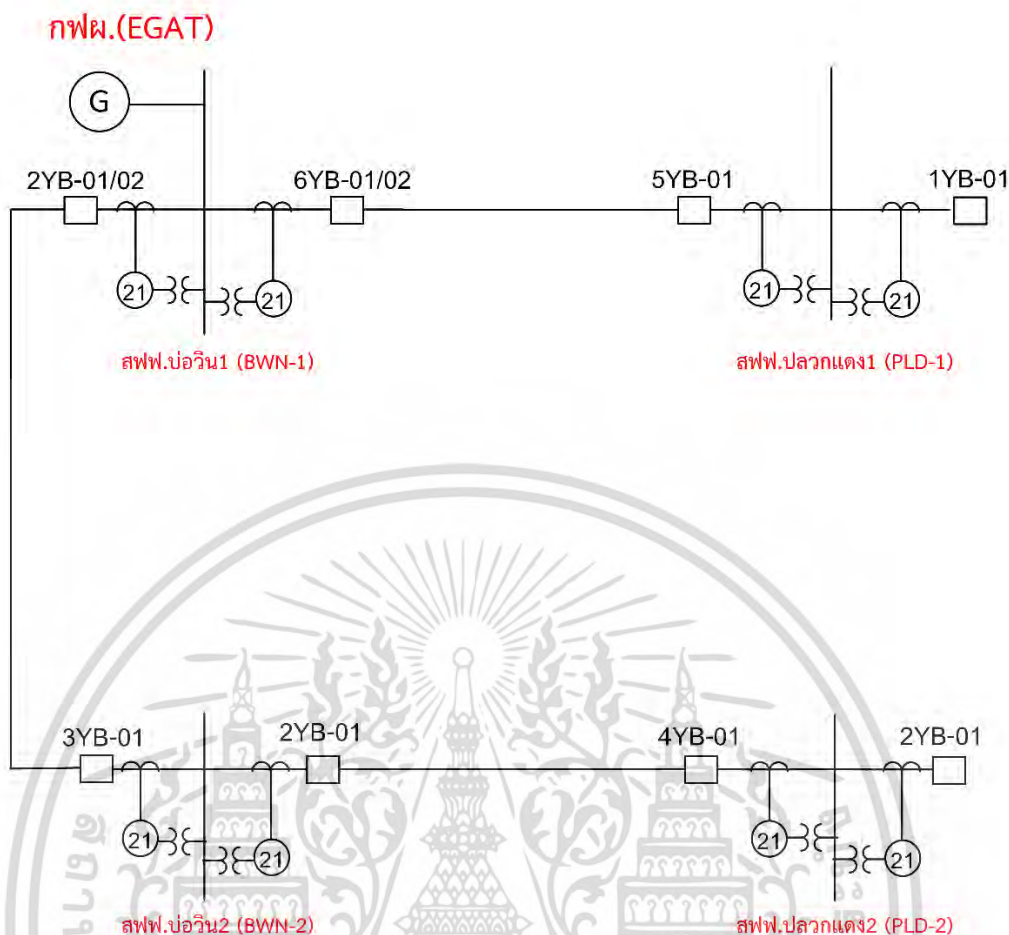
ในการวิจัยครั้งนี้ จะใช้ข้อมูลจริงของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดกลางซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) แห่งหนึ่ง ชื่อโรงไฟฟ้าไทยเนชั่นแนลพาวเวอร์ (Thai National Power : TNP) ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์นซีบอร์ด (Eastern Seaboard) จังหวัดระยอง ภาคตะวันออกของประเทศไทย ซึ่งมีความต้องการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยจะทำการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าให้เป็นแบบโครงข่ายผ่านสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ.

4.1.1 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าดั้งเดิมบริเวณโรงไฟฟ้า TNP

ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบดั้งเดิมบริเวณโรงไฟฟ้า TNP มีรูปแบบการเชื่อมต่อกันแบบแขนง โดยมีระบบการจ่ายพลังงานหลัก คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ผลิตและจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบผ่านสถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) แสดงดังรูปที่ 4.1

จากรูปที่ 4.1 แสดงลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกัน จำนวน 4 สถานีของการ กฟภ. ประกอบด้วย

1. สถานีสถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 (BWN-1) ตั้งอยู่ใน จ.ชลบุรี
2. สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 (BWN-2) ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมเหมราชชลบุรี (บ่อวิน) (Hemaraj Chonburi Industrial Estate) จ.ชลบุรี
3. สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 (PLD-1) ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมสยามอีสเทิร์นอินดัสเตรียลพาร์ค (Siam Eastern Industrial Park) จ.ระยอง
4. สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 (PLD-2) ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์นซีบอร์ด (Eastern Seaboard) จ.ระยอง

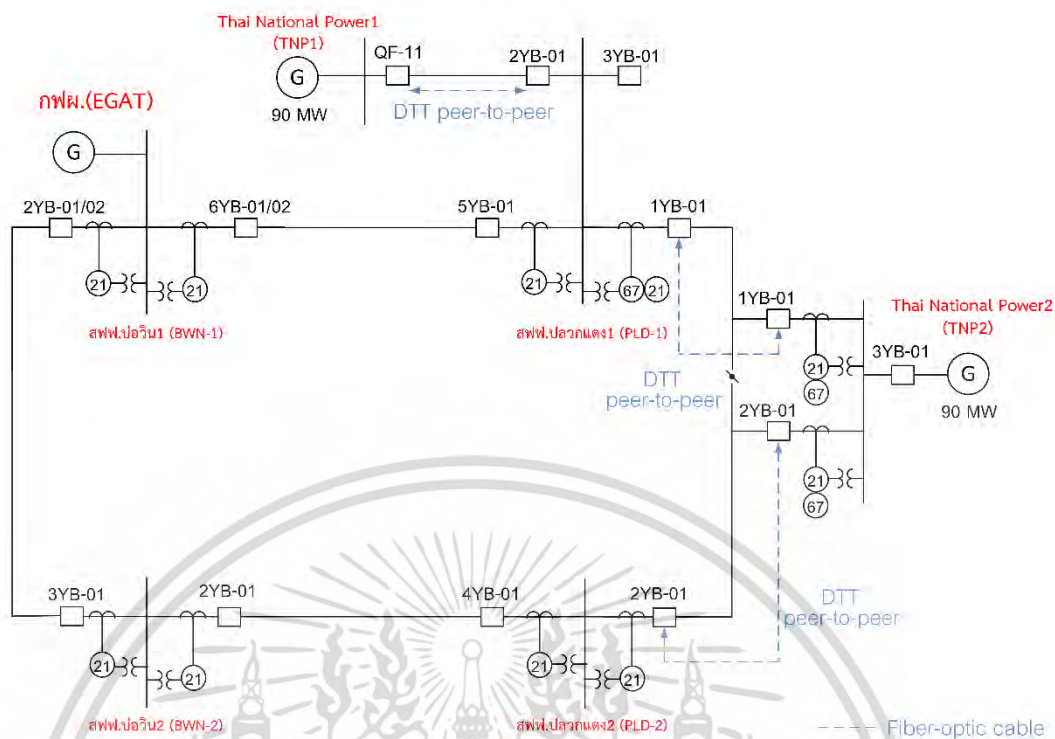


รูปที่ 4.1 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าดั้งเดิมบริเวณโรงไฟฟ้า Thai National Power (TNP)

4.1.2 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าและระบบป้องกันรูปแบบเดิมเมื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า TNP เข้ากับโครงข่าย

เมื่อโรงไฟฟ้า Thai National Power (TNP) ทำการเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. ทำให้รูปแบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงจากการเชื่อมต่อกันแบบแขนงเป็นการเชื่อมต่อแบบโครงข่ายแสดงดังรูปที่ 4.2 ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้า Thai National Power 1 (TNP1) เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 และโรงไฟฟ้า Thai National Power 2 (TNP2) เชื่อมต่อได้ทั้งสถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 และสถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 โดยโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่งมีกำลังการผลิตแห่งละ 90 MW.

ระบบป้องกันรูปแบบเดิมที่ใช้ป้องกันสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 คือใช้รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) ร่วมกับระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection) แบบ Direct Transfer Trip ที่สื่อสารกันระหว่างสองสถานีไฟฟ้าเท่านั้น (DTT peer-to-peer) แสดงดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 ลักษณะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าและระบบป้องกันรูปแบบเดิมเมื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า TNP เข้ากับโครงข่าย

4.1.3 ปัญหาของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแบบเดิม

ในการขนานพลังงานไฟฟ้าระหว่างระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (กฟผ., กฟภ. หรือ กฟน.) และ โรงไฟฟ้าเอกชน (IPP, SPP หรือ VSPP) จำเป็นต้องมีระบบป้องกันที่มีความน่าเชื่อถือ (Reliability) ในการทำงานได้จริง มีความสามารถในการแยกแยะได้อย่างถูกต้อง (Selectivity) โดยสามารถทำงานใน เฉพาะขอบเขตที่ออกแบบให้ทำงานเท่านั้น ไม่กำจัดความผิดพลาด (Fault) แบบผิดพลาด รวมไปถึง ความเร็วในการกำจัดความผิดพลาด (Fault) ที่จะต้องรวดเร็วพอที่จะทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไม่ เกิดความเสียหาย [7] โดยระบบป้องกันที่นิยมใช้ในอดีต คือ การใช้รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay) ร่วมกับรีเลย์ป้องกันแบบระยะทาง (Distance Relay) [3] โดย รีเลย์ป้องกันแบบระยะทางทำงานเป็นรีเลย์ป้องกันหลัก (Primary Relay) และรีเลย์กระแสเกินแบบมี ทิศทางทำงานเป็นรีเลย์ป้องกันสำรอง (Backup Relay) การป้องกันโดยใช้รีเลย์ดังกล่าวไม่สามารถ กำจัดความผิดพลาดได้ในเวลาทันทีทันใดในกรณีที่ความผิดพลาดเกิดขึ้นที่บริเวณปลายของสายส่ง ไฟฟ้า ดังที่กล่าวไปแล้วในบทที่ 3 ต่อมาได้มีการนำรูปแบบการป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Scheme) มาใช้ร่วมกับรีเลย์ป้องกันแบบระยะทาง (Distance Relay) [4] โดยรีเลย์ป้องกันแบบนำร่อง (Pilot Relay) หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection) [5] อาศัยช่องสัญญาณ สื่อสารที่มีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว ทำให้สามารถแก้ปัญหาเรื่องการกำจัดความผิดพลาด (Clear Fault) ได้อย่างถูกต้องและรวดเร็วแบบทันทีทันใด เมื่อเทียบกับการป้องกันแบบใช้รีเลย์ระยะทาง เพียงอย่างเดียว

ระบบป้องกันแบบ Tele-protection จะทำงานอย่างมีประสิทธิภาพกับระบบจ่ายพลังงานไฟฟ้า แบบแขนง (Radial) คือ สายส่งที่เชื่อมต่อกันระหว่างสองสถานีหรือแบบเปิด (Open-loop) เท่านั้น

แต่ระบบไฟฟ้าในปัจจุบันมีการเชื่อมต่อกันแบบโครงข่าย (Network) มากขึ้น เนื่องจากการขยายตัวทางอุตสาหกรรมที่ต้องการระบบไฟฟ้าที่มีความมั่นคง (Security) เพิ่มขึ้น โดยการเชื่อมต่อแบบโครงข่าย (Network) นั้นมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งแหล่ง หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าระบบโครงข่ายแบบปิด (Close-loop) โดยระบบป้องกันแบบ Tele-protection รูปแบบเดิม มีข้อเสียเมื่อถูกนำมาใช้กับระบบไฟฟ้าแบบโครงข่าย (Network) คือ

1. การไม่ปลดวงจรไฟฟ้าแบบทันทีทันใดเมื่อสูญเสียการขนานระบบไฟฟ้ากับระบบจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลัก (utility) โดยส่วนใหญ่กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนแต่ละแห่งมีกำลังการผลิตน้อยกว่าระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักอยู่มาก กรณีที่เกิดความผิดปกติในตำแหน่งที่ทำให้ระบบจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลัก (utility) ต้องถูกปลดออกจากโครงข่าย ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนทำงานในลักษณะ Island mode เป็นผลให้เกิดภาวะโหลดเกิน (Overload) รีเลย์ป้องกันสายส่งไฟฟ้าและระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection) ไม่สามารถตัดวงจรได้แบบทันทีทันใด เพราะไม่ถือว่าเป็นความผิดปกติแบบลัดวงจร ทำให้ต้องรอรระบบป้องกันสำรองทำงานตัดวงจรแทน ในที่นี้ อาจจะเป็น รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay), รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay) หรือ ระบบป้องกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Protection) ที่ติดตั้งอยู่ในโรงไฟฟ้าเอกชนนั้นๆ โดยการทำงานของรีเลย์ดังกล่าวจะมีการหน่วงเวลา ทำให้ความเร็วในการตัดวงจร (Speed) ลดลง นำมาซึ่งความเสียหายในหลายๆ ด้าน ทั้งส่วนของระบบจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลัก (utility) และโรงไฟฟ้าเอกชน เช่น ความเสียหายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้า เนื่องจากไม่มีระบบตรวจสอบได้ว่าแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลัก (utility) ยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบหรือไม่[6]
2. การปลดวงจรไฟฟ้าแบบทันทีทันใดโดยไม่จำเป็น แบบแผนการทำงานของระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection) บางรูปแบบใช้สถานะของเซอร์เบรกเกอร์เพียงอย่างเดียวในการส่งสัญญาณสั่งตัดวงจร เช่น การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจรโดยการตรวจจับสถานะเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Direct Transfer Trip) แต่ในกรณีที่ทำการบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจร (Bay) ที่ขนานไฟฟ้า จำเป็นต้องมีการย้ายวงจรการขนานไฟฟ้า (Switching) ถ้าระบบป้องกันไม่สามารถแยกแยะได้ว่าเป็นความผิดปกติจริง หรือเป็นการย้ายวงจร (Switching) หากแต่มองเป็นความผิดปกติ (Faults) แล้วทำงานทันที ผลที่เกิดขึ้น คือ กำลังการผลิตไฟฟ้าลดลงทันทีเนื่องจากโรงไฟฟ้าเอกชนถูกตัดออกจากโครงข่าย, การสูญเสียโอกาสในการขายพลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ทุกประการทำให้ความมั่นคง (Security) ของระบบไฟฟ้าลดลง[6]

4.1.4 การออกแบบเชิงแนวคิดของระบบป้องกันชนิดใหม่ที่น่าสนใจ

ระบบป้องกันที่ยืดถือปรัชญาที่ต้องการกำจัดความผิดปกติ (Clear Fault) ให้ถูกต้อง โดยให้ส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องกับความผิดปกติยังคงใช้งานได้อยู่ที่มีความสำคัญมาเป็นอันดับแรก การที่ต้องกำจัดความผิดปกติให้ได้โดยไม่สนใจว่าจะมีส่วนที่ต้องถูกดับไปด้วยนั้นเป็นความสำคัญรองลงมา[7] นั้นยังคงใช้ได้ดี จึงเป็นที่มาของปัญหาในระบบป้องกันระยะไกล (Tele-protection) แบบเดิมที่ใช้กับสายส่งแบบโครงข่าย เมื่อไม่สามารถกำจัดความผิดปกติได้อย่างรวดเร็วและถูกต้องสมบูรณ์ บางครั้งจึงต้องดับวงจรบางวงจรโดยไม่จำเป็นก็ตาม

ผู้ทำวิจัยได้สังเกตเห็นปัญหาดังกล่าว จึงได้นำเสนอแนวความคิดในการประยุกต์ใช้ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแบบโครงข่ายโดยใช้ระบบการสื่อสารสมัยใหม่ระหว่างโรงไฟฟ้าเอกชนและระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (utility) ชื่อว่า “ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย” โดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol เพื่อลดข้อเสียของระบบ Tele-protection เดิมเมื่อนำมาใช้กับระบบไฟฟ้าแบบโครงข่าย

4.2 การออกแบบระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายที่นำเสนอ

ในการออกแบบมีขั้นตอนและวิธีการที่ต้องกล่าวถึง ดังนี้

1. อุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ในโครงการนี้
2. เทคนิคการส่งสัญญาณสื่อสารทางโปรโตคอล Mirrored Bit
3. รูปแบบและการทำงานของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol

4.2.1 อุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ในโครงการนี้

ในหัวข้อที่ 4.1.3 ได้กล่าวถึงสาเหตุของการตัดวงจรไฟฟ้าแบบทันทีทันใดโดยไม่จำเป็น เกิดจากการไม่ทราบสถานะการจ่ายกำลังไฟฟ้า ณ เวลาปัจจุบันของระบบป้องกันในสถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกันในโครงข่ายนั้นๆ เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว ผู้ออกแบบจึงออกแบบ “ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย” ให้มีการตรวจสอบสถานะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (Private Sector) และระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (utility) ตลอดเวลาแบบ Real time โดยการเฝ้าดูสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) และสถานะสวิตช์ไบนีต (Disconnecting Switch) ของทุกสถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกันในโครงข่ายด้วยอุปกรณ์ที่เรียกว่า Logic Processor และอุปกรณ์ Remote Input/Output ในสถานีไฟฟ้าต่างๆ แทนระบบ Tele-protection แบบเดิม โดยมีการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าต่างๆ ผ่านสายใยแก้วนำแสงโดยตรง (Direct fiber-optic) เพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลสถานะและคำสั่งปลดวงจรในแต่ละสถานี โดยการประมวลผลถูกควบคุมด้วยอุปกรณ์ Logic Processor

4.2.1.1 อุปกรณ์ประมวลผลเชิงตรรกะ (Logic Processor)

Logic Processor เปรียบเสมือนสมองกลที่คอยทำการเฝ้าดูสถานะ (Monitoring), ประมวลผล และตัดสินใจในการปลด หรือไม่ปลดโรงไฟฟ้าเอกชนที่ทำการขนานร่วมจ่ายระบบไฟฟ้ากับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก (utility) โดยตัว Logic Processor จะถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนนั้นๆ ซึ่งคุณสมบัติที่ต้องมีคือ ความฉลาดในการประมวลผล ความรวดเร็วในการตัดสินใจ เพื่อป้องกันความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งกับโรงไฟฟ้าเอกชน และระบบไฟฟ้าในโครงข่าย ซึ่งงานวิจัยนี้ใช้ยี่ห้อ SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) รุ่น 2100 แสดงดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 อุปกรณ์ Logic Processor ยี่ห้อ SEL รุ่น 2100

Logic Processor มีพอร์ตสำหรับสื่อสารผ่านทางโปรโตคอล (Protocol) กับอุปกรณ์อื่นๆ จำนวน 16 พอร์ต สามารถรับ-ส่งข้อมูลได้ทั้งชนิดสายทองแดงและใยแก้วนำแสง สามารถเขียนสมการลอจิกส์ (Logic Equation) เพื่อใช้ในการสร้างเงื่อนไขต่างๆ[10] โดยในโครงการนี้ Logic Processor จะรับ-ส่งข้อมูลกับอุปกรณ์ Remote Input/Output ทางโปรโตคอลสื่อสารชื่อ Mirrored Bit ผ่านสายใยแก้วนำแสงโดยตรง[6]

4.2.1.2 อุปกรณ์รีโมทอินพุตเอาต์พุต (Remote Input/Output)

อุปกรณ์ Remote Input/Output คือ อุปกรณ์รวบรวมข้อมูลสถานะของอุปกรณ์ต่างๆ ในแต่ละสถานี เช่น สถานะเซอร์กิตเบรกเกอร์, สถานีสวิตช์ใบมีด รวมไปถึงสัญญาณแจ้งเตือนต่างๆ จากภายนอก และทำการส่งข้อมูลต่างๆ เหล่านี้ให้กับอุปกรณ์ Logic Processor โดยจะถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งในระบบโครงข่าย ซึ่งคุณสมบัติที่ต้องมี คือ ความรวดเร็ว (Speed) ในการรับ-ส่งข้อมูลต่างๆ และต้องมีความน่าเชื่อถือ (Reliability) ไม่อ่อนไหวต่อสัญญาณรบกวนต่างๆ ซึ่งจะมีผลให้การส่งข้อมูลผิดพลาดได้[11] ซึ่งงานวิจัยนี้ใช้ยี่ห้อ SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) รุ่น 2505 แสดงดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 อุปกรณ์ Remote Input/Output ยี่ห้อ SEL รุ่น 2505

อุปกรณ์ Remote Input/Output จะรับ-ส่งข้อมูลกับอุปกรณ์ Logic Processor ทางโปรโตคอลสื่อสารชื่อ Mirrored Bit ผ่านสายใยแก้วนำแสงโดยตรง (Direct Fiber-optic)[6]

4.2.1.3 อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor)

อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) คือ อุปกรณ์ขยายจำนวนอินพุตและเอาต์พุต (Input/Output) ให้กับอุปกรณ์อื่นๆ โดยทำการแปลงสัญญาณจากโปรโตคอลสื่อสาร เช่น โปรโตคอล Mirrored Bit, DNP3.0 หรือ IEC-61850 ออกเป็นเอาต์พุตแบบหน้าสัมผัส (Output Contact) [12] งานวิจัยนี้จะใช้อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณในการแปลงสัญญาณจากโปรโตคอล Mirrored Bit ที่ส่งมาจาก Logic Processor เป็นสัญญาณเอาต์พุตแบบหน้าสัมผัสเพื่อขยายจำนวนเอาต์พุต และอีกประการหนึ่ง คือ ใช้เป็นตัวส่งข้อมูลให้กับระบบตรวจสอบสถานะ (DCS) โดยการแปลงสัญญาณต่างๆ ให้อยู่ในรูปแบบของโปรโตคอล IEC-61850 ซึ่งงานวิจัยนี้ใช้ยี่ห้อ SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) รุ่น 2411 แสดงดังรูปที่ 4.5



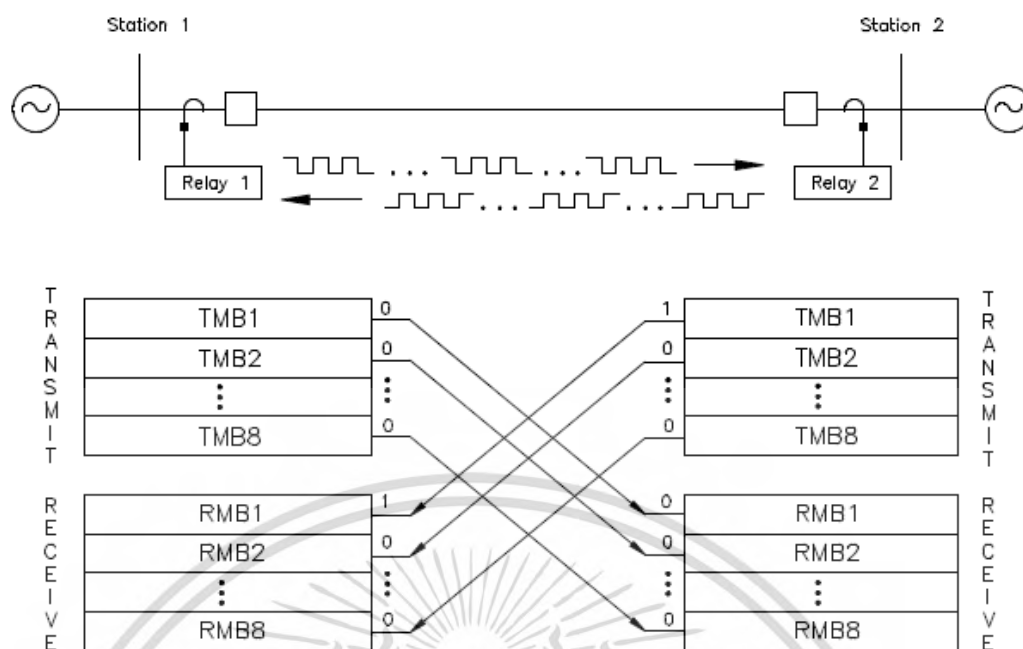
รูปที่ 4.5 อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) ยี่ห้อ SEL รุ่น 2411

4.2.2 เทคนิคการส่งสัญญาณสื่อสารทางโปรโตคอล Mirrored Bit

โปรโตคอล Mirrored Bit เป็นโปรโตคอลสื่อสารระหว่างอุปกรณ์กับอุปกรณ์โดยตรงช่วยให้ อุปกรณ์ IED (Intelligent Electronic Device) สามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลได้อย่างรวดเร็วปลอดภัย และมีค่าใช้จ่ายน้อยโดยอาศัยประโยชน์จากความสามารถในการสื่อสารภายในตัวอุปกรณ์ผ่านพอร์ตสื่อสาร

4.2.2.1 การรับ-ส่งสัญญาณของโปรโตคอล Mirrored Bit

เทคนิคการสื่อสารแบบลอจิกส์โดยการสร้างลอจิกส์เอาต์พุตเสมือน (Virtual output logic) จำนวน 8 รายการ รับ-ส่งผ่านทาง การสื่อสารไปยังลอจิกส์อินพุตเสมือน (Virtual input logic) ของ อุปกรณ์ปลายทาง ลอจิกส์อินพุตเสมือนประกอบด้วยลอจิกส์จำนวน 8 บิต ชื่อ RMB1 – RMB8 จะรับ ข้อมูลสะท้อนจากสถานะลอจิกส์เอาต์พุตเสมือนของอุปกรณ์ปลายทางจำนวน 8 บิตชื่อ TMB1 – TMB8 แสดงดังรูปที่ 4.6 โดยการส่งสัญญาณของแต่ละบิตเปรียบเสมือนการให้หน้าสัมผัสของ เอาต์พุตทำงานโดยสมการลอจิกส์ภายใน สัญญาณที่ถูกส่งเข้ามาแต่ละบิตนั้นนั้นถูกกำหนดโดยผู้ใช้ เช่น การส่งสัญญาณสั่งตัดวงจร (Permissive Trip), การส่งสัญญาณไม่ให้ตัดวงจร (Blocking) และการส่งสัญญาณสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (52a) เป็นต้น



รูปที่ 4.6 รูปแบบการรับ-ส่งสัญญาณแต่ละบิตของโปรโตคอล Mirrored Bit [13]

4.2.2.2 ความปลอดภัยในการสื่อสารแบบ Mirrored Bit

Mirrored Bit มีระบบตรวจสอบข้อผิดพลาดระหว่างการส่งข้อมูลตลอดเวลา เช่น การตรวจสอบสถานะการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ ซึ่งแตกต่างจากระบบการเดินสายไฟฟ้าแบบธรรมดา โดยหากเกิดการสูญหายของข้อมูล, การเสียหายหรือแม้กระทั่งมีสัญญาณรบกวนในระบบมากเกินไป จะแจ้งเตือนให้ทราบในทันที โดยข้อมูลที่ถูกรับส่งออกไปในแต่ละบิตจะถูกคัดลอกสำเนาจำนวน 3 ชุดเพื่อป้องกันการสูญหายของสัญญาณ นอกจากนี้ในแต่ละบิตข้อความจะถูกส่งสัญญาณบิตเฟรม (framing bits) และสัญญาณบิตตรวจสอบ (check bits) โดยแต่ละข้อความมีการเข้ารหัสอุปกรณ์

อุปกรณ์ที่ได้รับสัญญาณ Mirrored Bit จะตรวจสอบสัญญาณเริ่มต้น (start), สัญญาณสิ้นสุด (stop) และสัญญาณบิตตรวจสอบ นอกจากนี้ยังตรวจสอบสัญญาณบิต 3 ชุดที่ถูกรับส่งมาว่าตรงกันหรือไม่ รวมไปถึงการตรวจสอบการเข้ารหัสชื่ออุปกรณ์ เพื่อให้แน่ใจว่าสัญญาณจะไม่ถูกส่งไปยังอุปกรณ์ผิดตัวได้ ซึ่งการตรวจสอบความปลอดภัยดังกล่าวเป็นไปตามมาตรฐาน IEC-834 [10]

4.2.2.3 ความเร็วในการสื่อสารแบบ Mirrored Bit

การสื่อสารแบบ Mirrored Bit จะส่งสัญญาณทั้ง 8 บิตอย่างต่อเนื่องโดยการเข้ารหัสแบบบิต โดยอัตราการส่งข้อความขึ้นอยู่กับอุปกรณ์และอัตราการรับส่งข้อมูล (Baud rate) โดยอัตราการส่งข้อความที่วัดได้แสดงดังตารางที่ 4.1

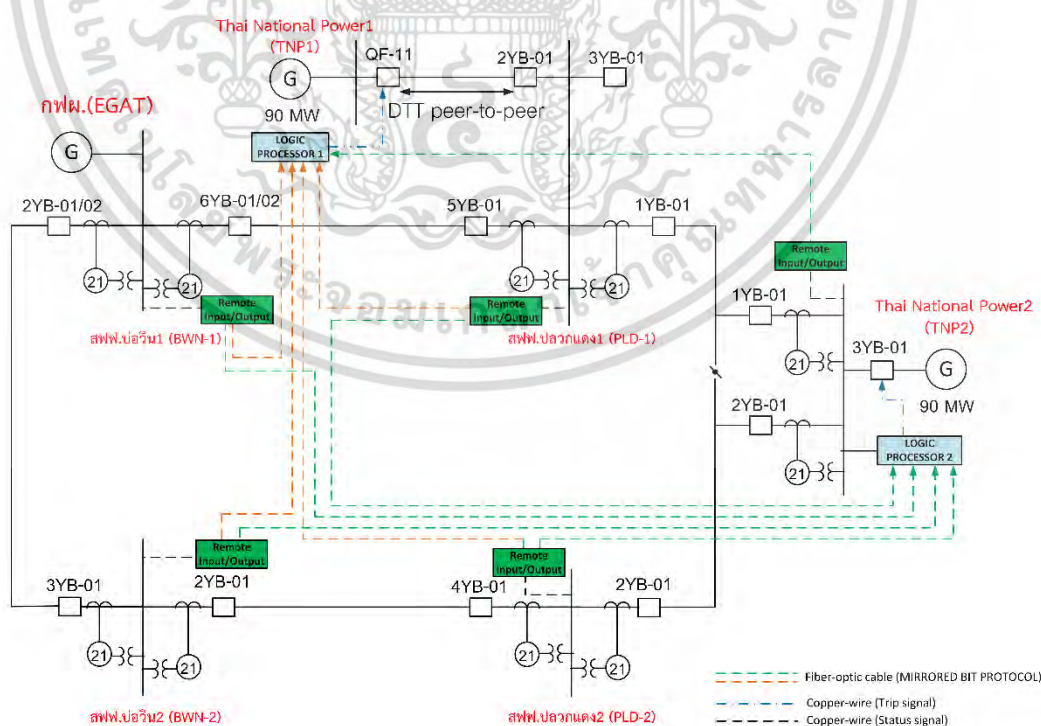
ตารางที่ 4.1 ความเร็วในการสื่อสารแบบ Mirrored Bit ของแต่ละอุปกรณ์

| อัตราการรับส่ง ข้อมูล(Baud rate) | ความเร็วในการทำงานของอุปกรณ์แต่ละรุ่น (ms.) | | | | |
|-------------------------------------|---|---------|---------|----------|----------|
| | SEL-321 | SEL-351 | SEL-311 | SEL-2100 | SEL-2505 |
| 600 | 68 | 68 | 68 | 64 | N/A |
| 1,200 | 34 | 34 | 34 | 32 | N/A |
| 2,400 | 17 | 17 | 17 | 16 | N/A |
| 4,800 | 8 | 8 | 8 | 8 | N/A |
| 9,600 | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 |
| 19,200 | 2 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| 38,400 | 2 | 4 | 4 | 4 | 2 |

4.2.3 รูปแบบและการทำงานของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย

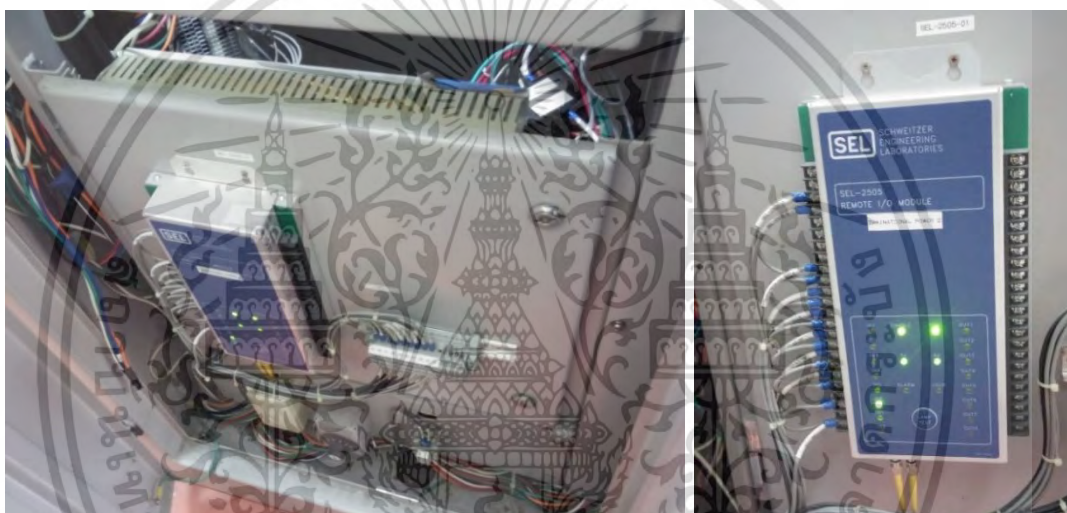
4.2.3.1 การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

รูปแบบของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย จะใช้เทคนิค Direct Transfer Trip ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol จะทำการติดตั้งอุปกรณ์ Remote Input/Output, อุปกรณ์ Logic Processor และอุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) ในแต่ละสถานีๆ ไฟฟ้าของโครงข่าย โดยอุปกรณ์ที่ถูกติดตั้งในโครงข่ายดังกล่าวทุกตัวสามารถรับ-ส่งข้อมูลระหว่างกันได้โดยใช้โปรโตคอล Mirrored Bit ซึ่งเชื่อมต่อกันผ่านสายใยแก้วนำแสงโดยรูปแบบของการเชื่อมต่ออุปกรณ์ดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol

จากรูปที่ 4.7 อุปกรณ์ Remote Input/Output จะถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าในโครงข่าย คือ สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1, สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2, สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1, สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 และ โรงไฟฟ้า Thai National Power 2 (TNP2) เพื่อรวบรวมรวบรวมข้อมูลสถานะของอุปกรณ์ต่างๆ ในแต่ละสถานี เช่น สถานะเซอร์กิตเบรกเกอร์, สถานีสวิตช์ใบมีดรวมไปถึงสัญญาณแจ้งเตือนต่างๆ เช่น สัญญาณระบบสื่อสารขัดข้อง (Communication Fail) เป็นต้น โดยอุปกรณ์ Remote Input/Output จะทำการตรวจสอบสัญญาณแสดงสถานะ-ปลดจ่ายของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์และ สวิตช์ใบมีด ของแต่ละสถานีไฟฟ้าผ่านสายไฟฟ้า โดยการวางเรียง (wiring) สายไฟฟ้าเข้าทางอินพุตของ อุปกรณ์ ในลักษณะสัญญาณแบบคู่ (Double Point Contact Signal) คือ จะใช้ข้อมูลของหน้าสัมผัส อุปกรณ์ทั้งตำแหน่งปกติเปิด (NO) และปกติปิด (NC) โดยอุปกรณ์ Remote Input/Output แต่ละ สถานีจะส่งข้อมูลต่างๆ เหล่านี้ให้กับอุปกรณ์ Logic Processor ทางโปรโตคอล Mirrored Bit แสดง ดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 อุปกรณ์ Remote Input/Output ที่ติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่ง

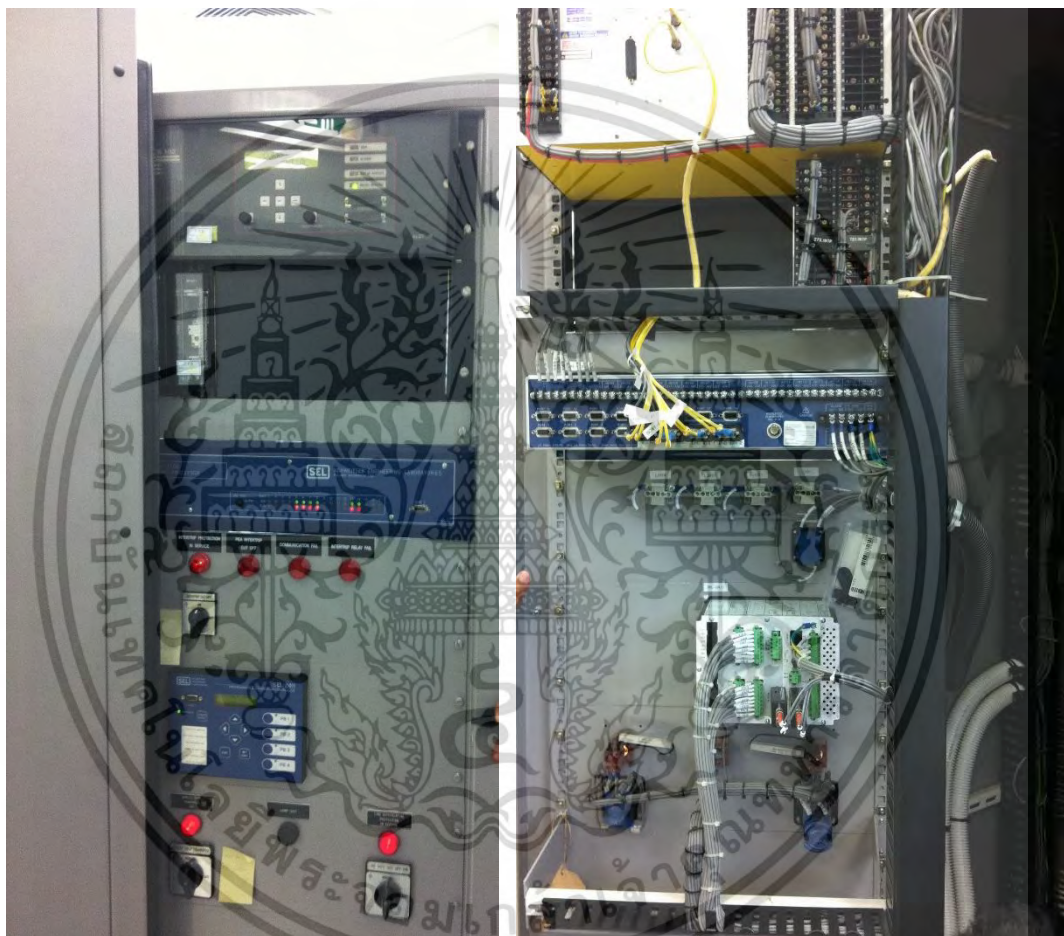
อุปกรณ์ Logic Processor ติดตั้งที่โรงไฟฟ้า Thai National Power 1 (TNP1) และ Thai National Power 2 (TNP2) เพื่อรับ-ส่งข้อมูลจากอุปกรณ์ Remote Input/Output โดยสื่อสารทาง โปรโตคอล Mirrored Bit ผ่านสายใยแก้วนำแสงโดยตรง (Direct fiber-optic) และประมวลผล ภายใต้เงื่อนไขสมการลอจิก (Logic Equation) ที่ถูกกำหนดโดยผู้ใช้งาน คือ คำสั่งปลดเซอร์กิตเบรก เกอร์ของโรงไฟฟ้า TNP1 หรือ TNP2 เพื่อป้องกันความเสียหายที่เกิดขึ้นเมื่อมีความผิดปกติเกิดขึ้นใน โครงข่าย

อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณติดตั้งที่โรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 เช่นเดียวกับ อุปกรณ์ Logic Processor โดยมีหน้าที่ขยายจำนวนอินพุตและเอาต์พุต (Input/Output) จาก สัญญาณที่ได้รับจากอุปกรณ์ Logic Processor และทำการแปลงสัญญาณจากโปรโตคอล Mirrored Bit ออกเป็นสองสัญญาณ คือ

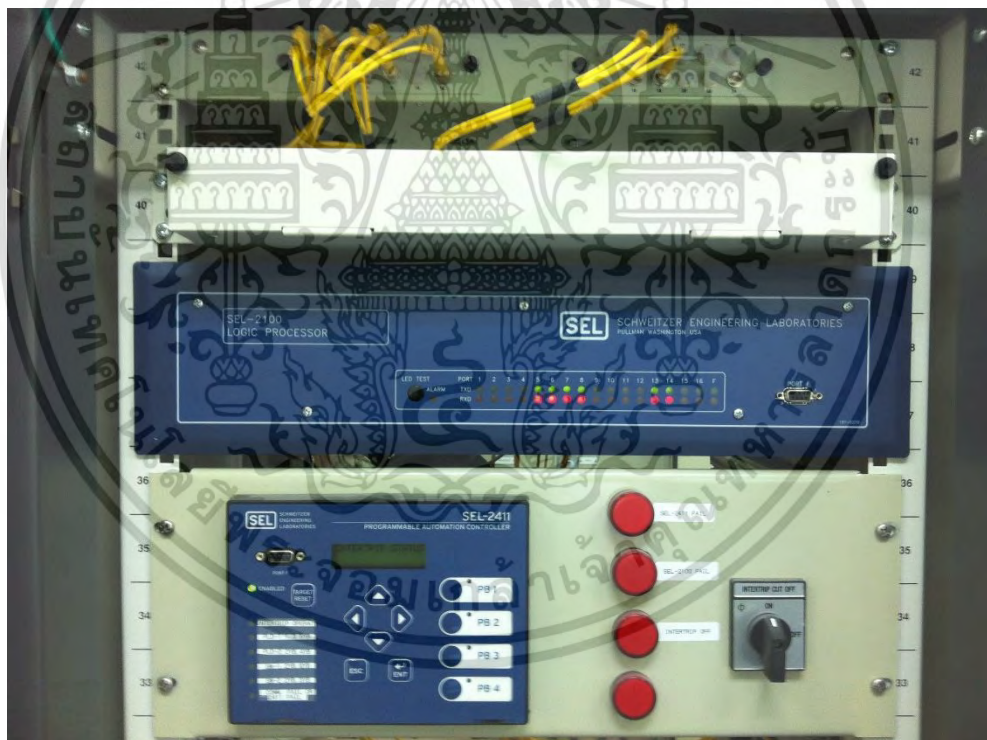
1. สัญญาณเอาต์พุตแบบหน้าสัมผัส (Output Contact) เพื่อเพิ่มจำนวนหน้าสัมผัสส่ง สัญญาณเพิ่มเติมให้กับอุปกรณ์แจ้งเตือน (Annunciator) ที่ต้องการเชื่อมต่อกับ สายไฟฟ้าโดยการวางเรียง (wiring) เช่น สัญญาณแจ้งเตือนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

- (DTT operated), สัญญาณอุปกรณ์ป้องกันขัดข้อง (DTT Relay Fail), สัญญาณระบบสื่อสารขัดข้อง (Communication Fail) เป็นต้น
2. สัญญาณในรูปแบบของโปรโตคอล IEC-61850 เพื่อส่งสัญญาณต่างๆ ให้กับระบบตรวจสอบสถานะ (DCS) ภายในโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่ง โดยรายละเอียดและรูปแบบของการเชื่อมต่อกับระบบ DCS จะถูกกล่าวในหัวข้อที่ 4.2.4.3

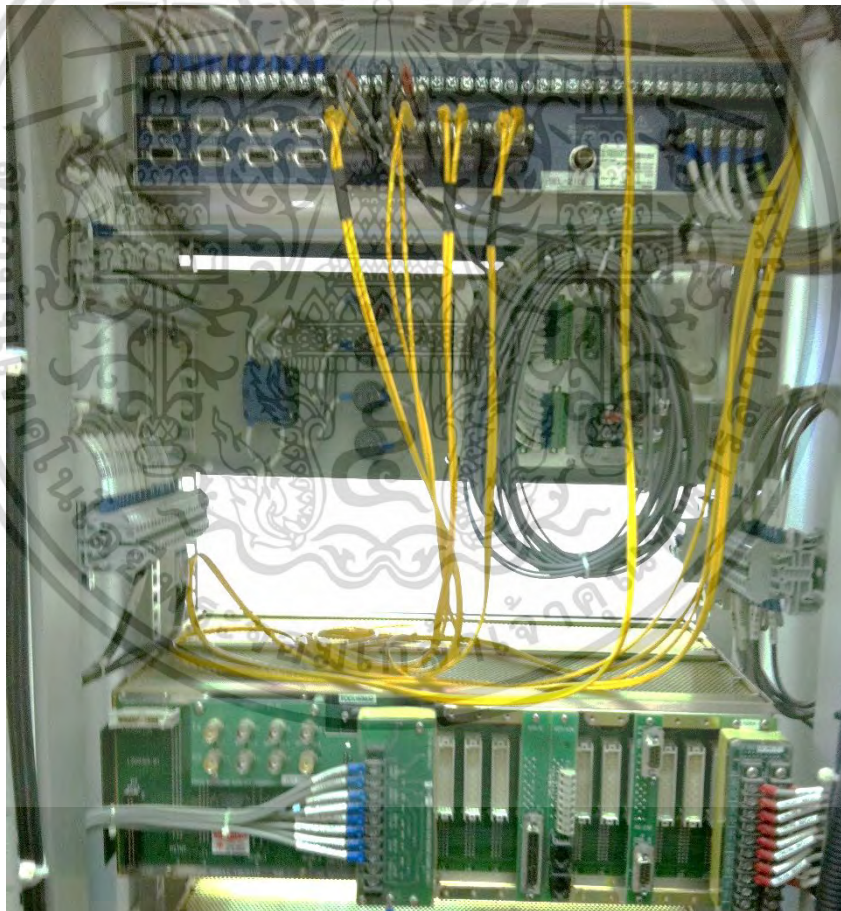
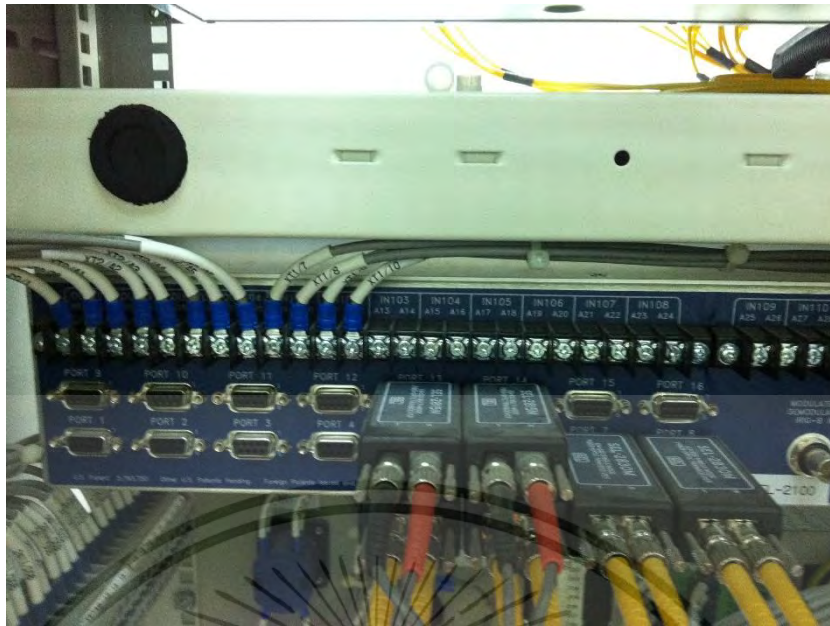
การติดตั้งอุปกรณ์ Logic Processor และอุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) ของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 แสดงดังรูปที่ 4.9 และ รูปที่ 4.10 ตามลำดับ



รูปที่ 4.9 อุปกรณ์ Logic Processor และอุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ ที่ติดตั้งภายในโรงไฟฟ้า TNP1



(ก) ด้านหน้าของตู้ Tele-protection หลังการติดตั้งอุปกรณ์

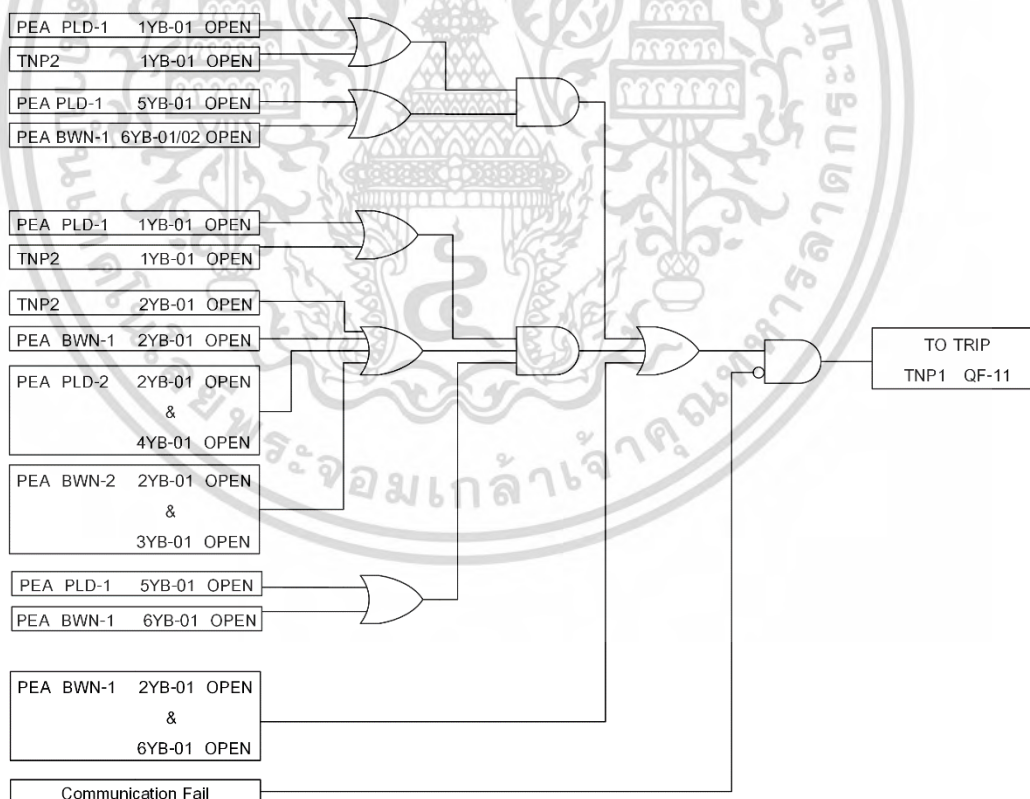


(ข) ด้านหลังของตู้ Tele-protection หลังการติดตั้งอุปกรณ์
 รูปที่ 4.10 อุปกรณ์ Logic Processor และอุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ ที่ติดตั้งภายใน
 โรงไฟฟ้า TNP2

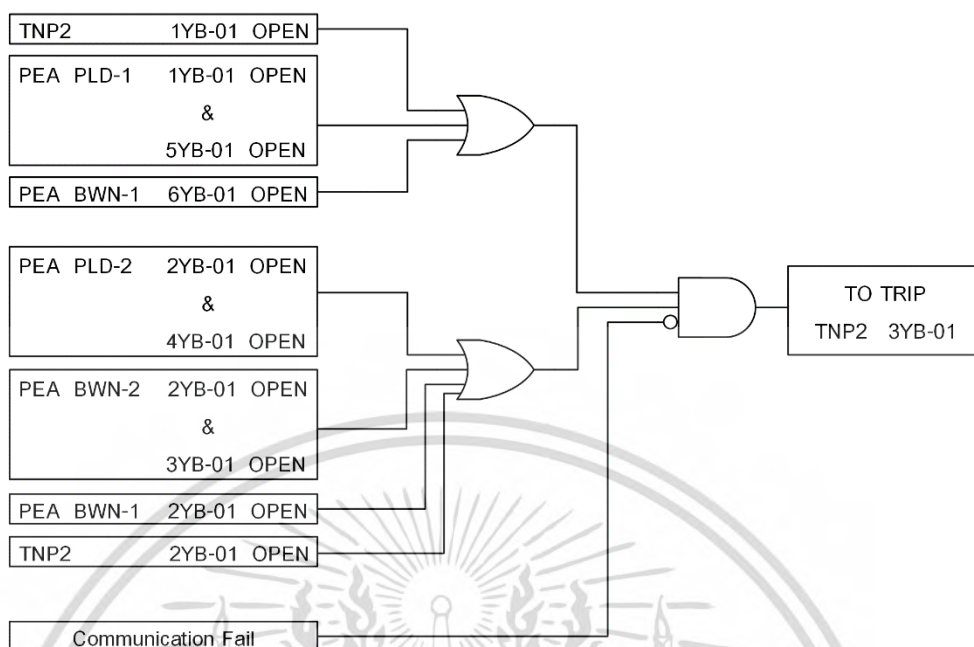
4.2.3.2 สมการลอจิก (Logic Equation) และการตัดสินใจของระบบป้องกันที่ติดตั้งภายในโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่ง

กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 น้อยกว่ากำลังการผลิตของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก ในที่นี้คือ กฟผ. อยู่มาก หากแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักถูกปลดออกจากโครงข่ายไม่ว่าด้วยสาเหตุใดก็ตาม (โรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 เข้าสู่ Island mode) ทำให้กำลังการผลิตที่มีอยู่ของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 ไม่เพียงพอกับโหลดทั้งหมด ส่งผลให้เกิดภาวะโหลดเกิน (Overload) ได้ Logic Processor ต้องสามารถจัดการกับภาวะดังกล่าวได้อย่างถูกต้องโดยต้องปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้าทั้งสองที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายออกเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นในโครงข่าย เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น

จุดประสงค์ของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol คือ การปลดโรงไฟฟ้า TNP ออกจากโครงข่ายเมื่อโรงไฟฟ้าเข้าสู่ Island mode เพื่อป้องกันความเสียหายกับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ที่เชื่อมต่อกันในโครงข่าย และอีกประการหนึ่งคือ ไม่ทำการปลดโรงไฟฟ้า TNP ออกจากโครงข่ายโดยไม่จำเป็น ถ้าโรงไฟฟ้าไม่ได้เข้าสู่ Island mode ดังนั้น สมการลอจิกจึงมีความสำคัญอย่างมากในการตัดสินใจเงื่อนไขดังกล่าว



รูปที่ 4.11 สมการลอจิกภายใน Logic Processor ที่ถูกติดตั้งที่โรงไฟฟ้า TNP1



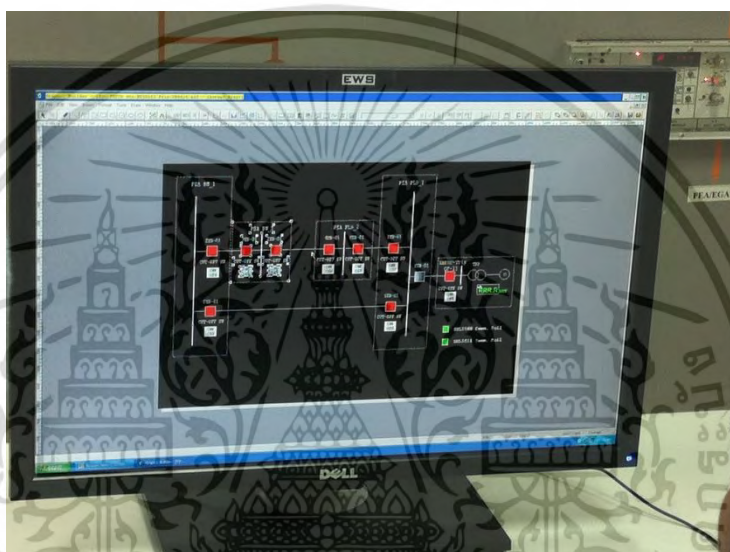
รูปที่ 4.12 สมการลอจิกภายใน Logic Processor ที่ถูกติดตั้งที่โรงไฟฟ้า TNP2

จากรูปที่ 4.11 และ รูปที่ 4.12 แสดงเงื่อนไขของสมการลอจิกของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP 2 ตามลำดับ โดยมีเงื่อนไขการทำงานดังนี้

1. กรณีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก กพผ. ถูกปลดออกจากโครงข่ายด้วยประการใดก็ตาม (โรงไฟฟ้าเข้าสู่ Island mode) Logic Processor ที่ติดตั้งอยู่ภายในโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง ต้องทำการปลดโรงไฟฟ้าของตนเองออกจากระบบ โดยการประมวลผลสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ของแต่ละสถานี
2. กรณีสถานีไฟฟ้าบางแห่งถูกปลดออกจากโครงข่าย แต่แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก กพผ. ยังคงเชื่อมต่อกับโครงข่ายได้ Logic Processor จะไม่ทำการปลดโรงไฟฟ้าของตนเองออกจากระบบ ทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือ
3. กรณีโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่งถูกปลดออกจากระบบ แต่แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก กพผ. และโรงไฟฟ้าอีกแห่งยังคงเชื่อมต่อกับโครงข่ายจะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าอีกแห่ง
4. กรณีการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ Logic Processor และอุปกรณ์ Remote Input/Output มีการขัดข้องไม่สามารถติดต่อสื่อสารระหว่างกันได้ (Communication Fail) จะไม่มีคำสั่งปลดดวงจรรอออกจาก Logic Processor ยกเว้นคำสั่งแจ้งเตือนสำหรับการสื่อสารขัดข้องเท่านั้น โดยคำสั่งแจ้งเตือนต่างๆ จะถูกส่งไปยังระบบตรวจสอบสถานะ (DCS) แบบ Real-time ภายในศูนย์ควบคุมโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2

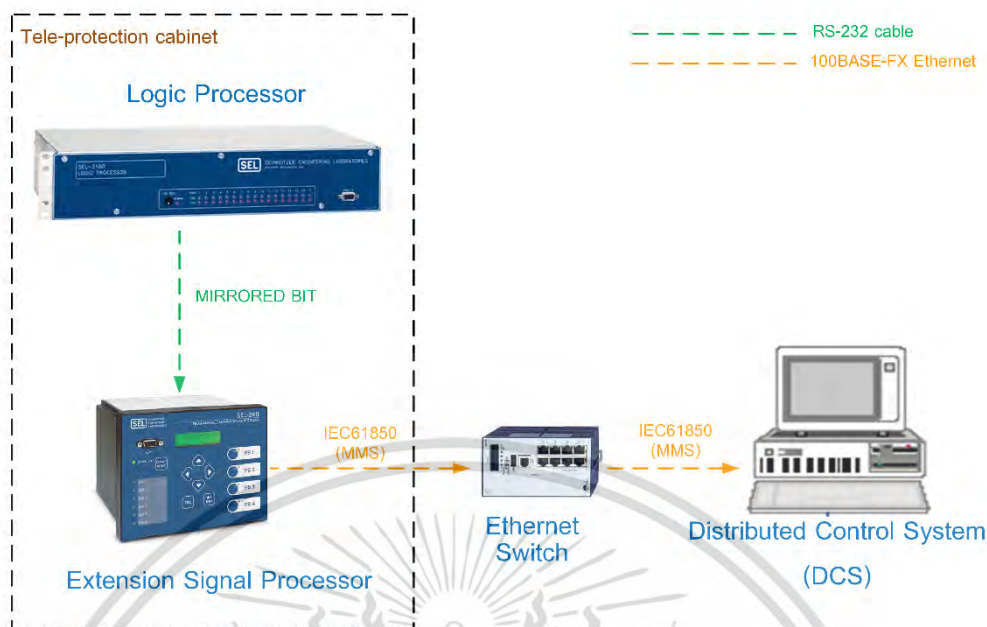
4.2.3.3 ระบบตรวจสอบสถานะ Distributed Control System (DCS) แบบเวลาจริง (Real-time) ภายในศูนย์ควบคุมโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2

ระบบตรวจสอบสถานะ Distributed Control System (DCS) เป็นระบบตรวจสอบสถานะและเหตุการณ์แจ้งเตือนต่างๆ โดยติดตั้งอยู่ภายในโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 จุดประสงค์เพื่อต้องการเฝ้าดู (Monitoring) เหตุการณ์ต่างๆ ที่เกิดขึ้นภายในโรงไฟฟ้าแบบเวลาจริง เช่น สถานการณ์จ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า, สัญญาณแจ้งเตือนต่างๆ รวมไปถึงค่าที่วัดได้จากเครื่องมือวัดต่างๆ เป็นต้น โดยจะแสดงผลอยู่ในรูปแบบของไดอะแกรมเส้นเดียว (Single Line Diagram) แต่กรณีมีสัญญาณแจ้งเตือนต่างๆ จะแสดงผลในรูปแบบของข้อความเรียกว่ารายงานแจ้งเตือน (Event Report) แสดงดังรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.13 ระบบตรวจสอบสถานะ Distributed Control System (DCS) ภายในศูนย์ควบคุมโรงไฟฟ้า TNP

ระบบ DCS ของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 จะทำการตรวจสอบสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์, สถานะของสวิตช์ไบเมต ของแต่ละสถานีไฟฟ้า รวมไปถึงสัญญาณแจ้งเตือนต่างๆ เช่น สัญญาณระบบสื่อสารขัดข้อง และสัญญาณส่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยจะรับสัญญาณดังกล่าวผ่านโปรโตคอล IEC-61850 ในรูปแบบของ MMS (Manufacturing Message Specification) เท่านั้น ซึ่งในงานวิจัยนี้จะใช้อุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) ทำการแปลงสัญญาณต่างๆ เป็นสัญญาณของโปรโตคอล IEC-61850 ส่งให้กับระบบ DCS แสดงดังรูปที่ 4.14



รูปที่ 4.14 Diagram การส่งข้อมูลของระบบตรวจสอบสถานะ Distributed Control System (DCS) ภายในศูนย์ควบคุมโรงไฟฟ้า Thai National Power

ตารางที่ 4.2 แสดงสัญญาณต่างๆ ที่ถูกส่งให้ระบบ DCS มีอยู่ 2 รูปแบบ คือ

1. สัญญาณแสดงสถานะ (Status) คือ สัญญาณแสดงสถานะปลด-จ่ายของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์และสวิตช์ไบเมทัลของแต่ละสถานีไฟฟ้า และสัญญาณแจ้งสถานะเปิด-ปิด ระบบป้องกัน (DTT Cut off Status) ในลักษณะสัญญาณแบบคู่ (Double Point Contact Signal) คือ จะใช้ข้อมูลของหน้าสัมผัสอุปกรณ์ทั้งตำแหน่งปกติเปิด (NO) และปกติปิด (NC) ถ้าสัญญาณใดหายไป ระบบจะแจ้งเตือนเป็น "Undefined" แต่ถ้าสัญญาณใดสัญญาณหนึ่งไม่เปลี่ยนสถานะ ทำให้ได้รับสัญญาณเหมือนกันทั้ง 2 สัญญาณ ระบบจะแจ้งเตือนว่า "Fault"
2. สัญญาณประเภทเหตุการณ์ (Event signal) คือ สัญญาณแจ้งเตือนเหตุการณ์ต่างๆ โดยการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ได้แก่ สัญญาณสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ (DTT intertrip operated) และสัญญาณระบบสื่อสารขัดข้อง (Communication Fail) สัญญาณดังกล่าวจัดอยู่ในประเภทสัญญาณแบบเดี่ยว (Single Point Contact Signal) คือ จะมีเพียงสภาวะปกติและสภาวะแจ้งเตือน (0 หรือ 1) เท่านั้น

ตารางที่ 4.2 แสดงสัญญาณต่างๆ ที่ส่งให้ระบบ DCS

| ที่ (No.) | ตำแหน่ง สถานี (Substation) | ชื่อสัญญาณ (Point Name) | สถานะ (State) | | | | หมายเหตุ (Remark) |
|--------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------|--------|------|-------|----------------------|
| | | | 0 | 1 | 2 | 3 | |
| 1 | PEA BWN-1 | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 2 | | 2YB-02 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | Tie CB. |
| 3 | | 6YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 4 | | 6YB-02 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | Tie CB. |
| 5 | PEA BWN-2 | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 6 | | 2YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 7 | | 3YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 8 | | 3YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 9 | PEA PLD-1 | 1YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | Line to TNP2 |
| 10 | | 1YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 11 | | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | Line to TNP1 |
| 12 | | 2YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 13 | | 5YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 14 | | 5YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 15 | PEA PLD-2 | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | Line to TNP2 |
| 16 | | 2YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 17 | | 4YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 18 | | 4YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 19 | TNP 1 | QF-11 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 20 | | DTT (Inter-Trip) Cut Off Status | Undefine | On | Off | Fault | |
| 21 | | DTT (Inter-Trip) Operated* | Normal | Trip | - | - | Trip QF-11 |
| 22 | | DTT Communication Fail* | Normal | Fail | - | - | |
| 23 | TNP 2 | 1YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 24 | | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 25 | | 3YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | |
| 26 | | DTT (Inter-Trip) Cut Off Status | Undefine | On | Off | Fault | |
| 27 | | DTT (Inter-Trip) Operated* | Normal | Trip | - | - | Trip 3YB-01 |
| 28 | | DTT Communication Fail* | Normal | Fail | - | - | |

หมายเหตุ *สัญญาณ Event signal

บทที่ 5

ผลการทดสอบและผลการเปรียบเทียบระบบป้องกันที่นำเสนอ

ในบทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนการทดสอบระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบบสมัยใหม่ชนิดโครงข่าย โดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol โดยจะทำการทดสอบระบบดังกล่าว ประกอบด้วย

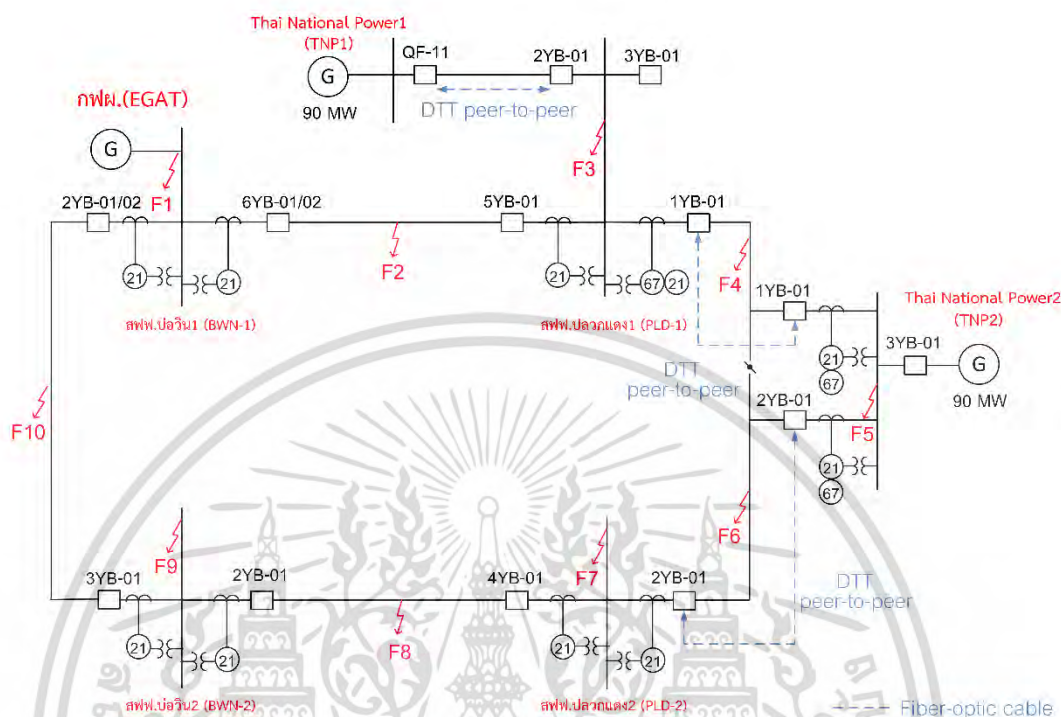
1. การจำลองตำแหน่งความผิดปกติ (Fault) ที่สามารถเกิดขึ้นได้ในโครงข่ายไฟฟ้า
2. การปลดวงจรของแต่ละสถานีไฟฟ้าตามชนิดการเกิดความผิดปกติ (Fault type)
3. การทดสอบการทำงานของระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol ในรูปแบบ Factory Acceptance Test (FAT)
4. ผลการทดสอบจริงก่อนนำเข้าใช้งานทั้งระบบ DTT และระบบแจ้งเตือน DCS

5.1 การจำลองตำแหน่งความผิดปกติ (Fault) ที่สามารถเกิดขึ้นได้ในโครงข่ายไฟฟ้า

ก่อนทำการทดสอบระบบ สิ่งที่ต้องทราบคือความเป็นไปได้ของตำแหน่งการเกิดความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้ในโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้เกิดการปลดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์บางวงจรที่เชื่อมต่อกันในโครงข่าย โดยการปลดวงจรดังกล่าวนั้นมาจากอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้านั้นๆ ในงานวิจัยนี้จะแบ่งประเภทของความผิดปกติออกเป็น 2 ประเภท ตามตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ คือ ความผิดปกติที่เกิดขึ้นที่บัสบาร์ (Bus Fault) และสายส่งไฟฟ้า (Line Fault) โดยผู้ทำการวิจัยได้จำลอง (Simulation) ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติที่เป็นไปได้ จำนวน 10 ตำแหน่ง แสดงดังรูปที่ 5.1 ประกอบด้วย

1. ตำแหน่ง F1 : เป็นความผิดปกติประเภท Bus Fault เกิดขึ้นที่ สฟฟ.บ่อวิน1 โดยมี กฟผ. (EGAT) ซึ่งเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักเชื่อมต่อโครงข่ายผ่านสถานีนี้
2. ตำแหน่ง F2 : เป็นความผิดปกติประเภท Line Fault เกิดขึ้นระหว่าง สฟฟ.บ่อวิน1 (BWN-1) และ สฟฟ.ปลวกแดง1 (PLD-1)
3. ตำแหน่ง F3 : เป็นความผิดปกติประเภท Bus Fault เกิดขึ้นที่ สฟฟ.ปลวกแดง1 (PLD-1) โดยมีโรงไฟฟ้า Thai National Power1 (TNP-1) เชื่อมต่อผ่านสถานีนี้
4. ตำแหน่ง F4 : เป็นความผิดปกติประเภท Line Fault เกิดขึ้นระหว่าง สฟฟ.ปลวกแดง1 (PLD-1) และ โรงไฟฟ้า Thai National Power2 (TNP-2)
5. ตำแหน่ง F5 : เป็นความผิดปกติประเภท Bus Fault เกิดขึ้นที่โรงไฟฟ้า Thai National Power2 (TNP-2)
6. ตำแหน่ง F6 : เป็นความผิดปกติประเภท Line Fault เกิดขึ้นระหว่าง สฟฟ.ปลวกแดง2 (PLD-2) และโรงไฟฟ้า Thai National Power2 (TNP-2)
7. ตำแหน่ง F7 : เป็นความผิดปกติประเภท Bus Fault เกิดขึ้นที่ สฟฟ.ปลวกแดง2 (PLD-2)
8. ตำแหน่ง F8 : เป็นความผิดปกติประเภท Line Fault เกิดขึ้นระหว่าง สฟฟ.ปลวกแดง2 (PLD-2) และ สฟฟ.บ่อวิน2 (BWN-2)
9. ตำแหน่ง F9 : เป็นความผิดปกติประเภท Bus Fault เกิดขึ้นที่ สฟฟ.บ่อวิน2 (BWN-2)

10. ตำแหน่ง F10 : เป็นความผิดปกติประเภท Line Fault เกิดขึ้นระหว่าง สฟฟ.บ่อวิน2 (BWN-2) และ สฟฟ.บ่อวิน1 (BWN-1)



รูปที่ 5.1 จำลองการเกิด Fault ตามตำแหน่งต่างๆ ที่เป็นไปได้ในโครงข่าย

5.2 การปลดวจรของแต่ละสถานีไฟฟ้าตามชนิดการเกิดความผิดปกติ (Fault type)

ในกรณีที่เกิดความผิดปกติขึ้น ณ ตำแหน่งใดๆ ในโครงข่ายนั้น จะทำให้ระบบป้องกันภายในสถานีที่เกิดความผิดปกติทำการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เกี่ยวข้อง โดยลักษณะการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ขึ้นอยู่กับประเภทของความผิดปกติประกอบด้วย

1. ความผิดปกติเกิดขึ้นที่บัสบาร์ (Bus Fault) กรณีที่ความผิดปกติเกิดขึ้นที่บัสบาร์ หรืออาจจะเกิดความผิดปกติ ณ จุดอื่นๆ ภายในสถานีไฟฟ้านั้นๆ แต่ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติได้อีกก่อนที่รีเลย์ป้องกันบัสบาร์ (Bus Differential Relay : 87B) จะทำงาน ส่งผลให้รีเลย์ 87B ทำการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกตัวที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์นั้นๆ
2. ความผิดปกติเกิดขึ้นที่สายส่งไฟฟ้า (Line Fault) กรณีที่ความผิดปกติเกิดขึ้นที่บริเวณสายส่งไฟฟ้า ไม่ว่าจะอยู่ใกล้หรือไกลสถานีไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อสายส่งทั้งหัวและท้ายจะโดนปลดออก โดยรีเลย์ระยะทาง (Distance Relay : 21/21N) หรือรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay : 67/67N) หรือระบบป้องกันระยะไกลแบบสองสถานี (DTT peer-to-peer)

เงื่อนไขการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละตัวที่เมื่อเกิดความผิดปกติสามารถสรุปได้ดังตารางที่

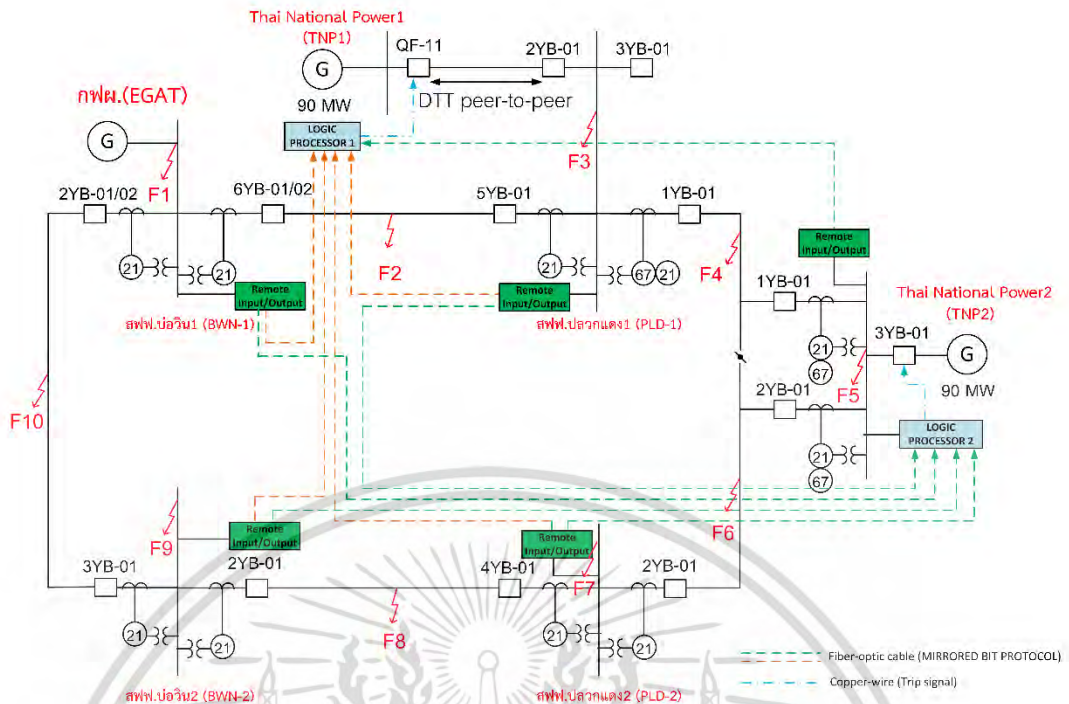
ตารางที่ 5.1 แสดงเงื่อนไขการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์เมื่อเกิด Fault ในตำแหน่งต่างๆ

| ตำแหน่งเกิด Fault (Fault Location) | ชนิดของ Fault (Fault type) | เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ถูกปลดเมื่อเกิด Fault | |
|---------------------------------------|-------------------------------|---|---------------------------|
| | | ตำแหน่งสถานีไฟฟ้า (Substation) | ชื่อวงจร (Bay Name) |
| F1 | Bus fault | สฟฟ.บ่อวิน 1 (BWN-1) | 2YB01/02 และ 6YB-01/02 |
| F2 | Line fault | สฟฟ.บ่อวิน 1 (BWN-1) | 6YB01/02 |
| | | สฟฟ.ปลวกแดง 1 (PLD-1) | 5YB01 |
| F3 | Bus fault | สฟฟ.ปลวกแดง 1 (PLD-1) | 5YB-01 และ 1YB-01 |
| F4 | Line fault | สฟฟ.ปลวกแดง 1 (PLD-1) | 1YB-01 |
| | | โรงไฟฟ้า TNP-2 | 1YB-01 |
| F5 | Bus fault | โรงไฟฟ้า TNP-2 | 1YB-01, 2YB-01 และ 3YB-01 |
| F6 | Line fault | โรงไฟฟ้า TNP-2 | 2YB-01 |
| | | สฟฟ.ปลวกแดง 2 (PLD-2) | 2YB-01 |
| F7 | Bus fault | สฟฟ.ปลวกแดง 2 (PLD-2) | 2YB-01 และ 4YB-01 |
| F8 | Line fault | สฟฟ.ปลวกแดง 2 (PLD-2) | 4YB-01 |
| | | สฟฟ.บ่อวิน 2 (BWN-2) | 2YB-01 |
| F9 | Bus fault | สฟฟ.บ่อวิน 2 (BWN-2) | 2YB-01 และ 3YB-01 |
| F10 | Line fault | สฟฟ.บ่อวิน 2 (BWN-2) | 3YB-01 |
| | | สฟฟ.บ่อวิน 1 (BWN-1) | 2YB-01/02 |

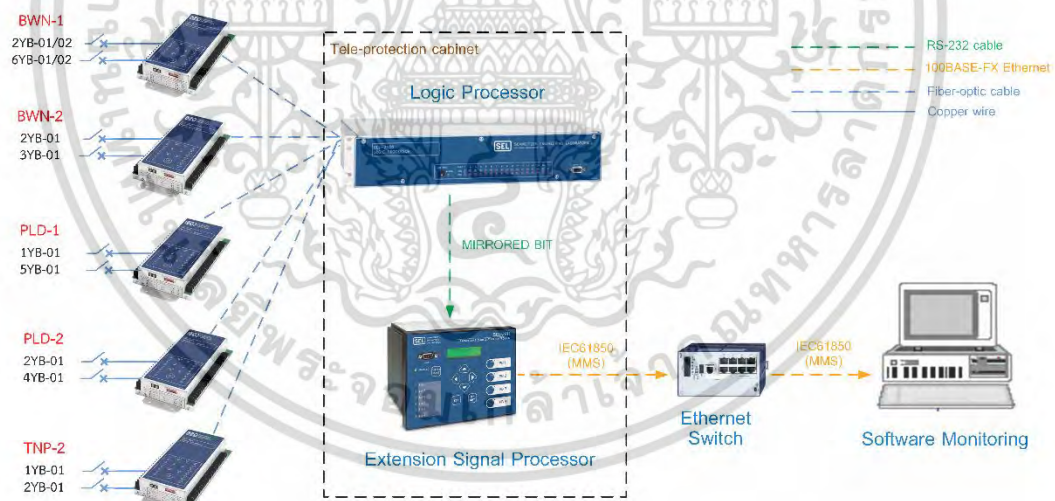
5.3 การทดสอบการทำงานของระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol ในรูปแบบ Factory Acceptance Test (FAT)

ในโครงการนี้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์และนำเข้าใช้งานของระบบป้องกันในสถานที่จริงนั้น จำเป็นต้องมีการทดสอบแบบตรวจรับเงื่อนไขจากโรงงาน (Factory Acceptance Test หรือ FAT) เพื่อทดสอบความถูกต้องในการทำงาน และลดความผิดพลาดต่างๆ ก่อนการติดตั้งใช้งานจริง โดยการจำลองความผิดปกติ (Simulation Fault) ในตำแหน่งต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ 5.2

ในการทดสอบแบบ Factory Acceptance Test (FAT) ต้องทำการเชื่อมต่ออุปกรณ์เหมือนกับการติดตั้งใช้งานจริงมากที่สุด โดยรูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์สำหรับทดสอบ FAT แสดงดังรูปที่ 5.3 การทดสอบทำได้โดยการจำลองการเกิดความผิดปกติ (Fault Simulation) ในตำแหน่งต่างๆ โดยทำให้เกิดการเปลี่ยนสถานะ (Status) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ให้เป็นไปตามเงื่อนไขการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามตารางที่ 5.1



รูปที่ 5.2 จำลองการเกิดความผิดปกติ (Fault Simulation) ตามตำแหน่งต่างๆ สำหรับการทดสอบ Factory Acceptance Test (FAT)



รูปที่ 5.3 การเชื่อมต่ออุปกรณ์สำหรับการทดสอบ Factory Acceptance Test (FAT)

การจำลองสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ให้กับอุปกรณ์ Remote Input/Output ที่จำลองว่าติดตั้งในสถานีไฟฟ้าต่างๆ ซึ่งถูกเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ Logic Processor ผ่านทางสายใยแก้วนำแสงทำได้โดยเชื่อมต่อสายไฟฟ้าเข้าทางอินพุตของอุปกรณ์ Remote Input/Output และสามารถกำหนดให้ใช้สถานะ 52b ของอุปกรณ์ในการส่งสัญญาณ คือ ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดวงจร (Breaker open) ให้ส่งสัญญาณดิจิทัล 1 เข้าอินพุตของอุปกรณ์ Remote Input/Output แต่ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจร (Breaker close) ให้ส่งสัญญาณดิจิทัล 0 แทน

หลังจากจำลองการเกิดความผิดปกติ (Fault Simulation) แล้วสามารถตรวจสอบการ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ได้จากการทำงานของอุปกรณ์ Logic Processor ส่วนสัญญาณแจ้งเตือนต่างๆ ที่ส่งออกมาจากอุปกรณ์โปรเซสเซอร์ขยายสัญญาณ (Extension Signal Processor) สามารถตรวจสอบได้จากการใช้โปรแกรมตรวจจับสัญญาณของโปรโตคอล IEC-61850

5.3.1 การทดสอบการทำงานของระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol เมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) 1 ตำแหน่ง

การทดสอบจะทำการจำลองการเกิดความผิดปกติ (Fault Simulation) ครั้งละ 1 ตำแหน่ง จำนวน 10 ตำแหน่ง คือ ตำแหน่ง F1 ถึง F10 ตามรูปที่ 5.2 หลังจากจำลองการเกิดความผิดปกติ (Fault Simulation) แล้วจะทำการตรวจสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบ โดยมุ่งผลการป้องกันเมื่อโรงไฟฟ้าเข้าสู่ Island mode ระบบป้องกันจะต้องปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้าออกจากโครงข่ายทันที โดยผลการทดสอบการ Trip ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เมื่อโรงไฟฟ้า Thai National Power1 (TNP1) และ Thai National Power2 (TNP2) เข้าสู่โหมด Island เทียบกับระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม แสดงดังตารางที่ 5.2 และ ตารางที่ 5.3 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.2 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) 1 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power1 (TNP1)

| ตำแหน่งเกิดความผิดปกติ (Fault Location) | สถานะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.(EGAT) (เชื่อมต่อโครงข่าย / ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย) | โหมดการทำงานของโรงไฟฟ้า TNP1 (ปกติ / Island mode) | ผลทดสอบการ Trip CB เมื่อโรงไฟฟ้า TNP1 เข้าสู่ โหมด Island (Trip / ไม่ Trip) | |
|---|---|---|---|--|
| | | | ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม | ระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol |
| F1 | ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F3 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |

ตารางที่ 5.3 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) 1 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power2 (TNP2)

| ตำแหน่งเกิดความผิดปกติ (Fault Location) | สถานะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.(EGAT) (เชื่อมต่อโครงข่าย / ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย) | โหมดการทำงานของโรงไฟฟ้า TNP2 (ปกติ / Island mode) | ผลทดสอบการ Trip CB เมื่อโรงไฟฟ้า TNP2 เข้าสู่ โหมด Island (Trip / ไม่ Trip) | |
|---|---|---|---|--|
| | | | ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม | ระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol |
| F1 | ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F3 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |

จากตารางที่ 5.2 และ ตารางที่ 5.3 พบว่ากรณีเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่ง F1 ซึ่งเป็นความผิดปกติประเภทบัสบาร์ (Bus Fault) ของสถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 (BWN-1) ทำให้ระบบป้องกันภายในสถานีไฟฟ้าปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกตัวที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ ในที่นี้ คือ เบรกเกอร์วงจร 2YB-01/02 และ 6YB-01/02 เป็นผลให้ กฟผ. (EGAT) ถูกตัดออกจากโครงข่าย โดยระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิมไม่สามารถตรวจสอบสถานะดังกล่าวได้ จึงไม่สั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 ในขณะที่ระบบป้องกัน Tele-protection สมัยใหม่ชนิดโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol สามารถสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้าได้ทั้ง 2 แห่งแบบทันทีทันใด

5.3.2 การทดสอบการทำงานของระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol เมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) 2 ตำแหน่ง

การทดสอบจะทำการจำลองการเกิดความผิดปกติ (Fault Simulation) ครั้งละ 2 ตำแหน่ง (Double Fault) จำนวน 36 ตำแหน่ง หลังจากจำลองการเกิดความผิดปกติแล้วจะทำการตรวจสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบ โดยมุ่งผลการป้องกันเมื่อโรงไฟฟ้าเข้าสู่ Island mode ระบบป้องกันจะต้องปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้าออกจากโครงข่ายทันที โดยผลการทดสอบการ Trip ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เมื่อเกิดความผิดปกติ 2 ตำแหน่ง (Double Fault) ในโครงข่ายของโรงไฟฟ้า Thai National Power1 (TNP1) และ Thai National Power2 (TNP2) เทียบกับระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม แสดงดังตารางที่ 5.4 และตารางที่ 5.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.4 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดปกติ 2 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power1 (TNP1)

| ตำแหน่งเกิดความผิดปกติ (Fault Location) | สถานะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.(EGAT) (เชื่อมต่อโครงข่าย / ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย) | โหมดการทำงานของโรงไฟฟ้า TNP1 (ปกติ / Island mode) | ผลทดสอบการ Trip CB เมื่อโรงไฟฟ้า TNP1 เข้าสู่โหมด Island (Trip / ไม่ Trip) | |
|--|--|--|--|---|
| | | | ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม | ระบบป้องกัน Tele-protection แบบ Network |
| F2 และ F3 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F2 และ F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F2 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F7 | และ | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F10 | ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F3 และ F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F3 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F4 และ F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F4 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F4 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F4 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F4 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F4 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F9 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |

ตารางที่ 5.5 ผลการทดสอบการทำงานของระบบป้องกันทั้งสองแบบเมื่อเกิดความผิดปกติ 2 ตำแหน่ง ของโรงไฟฟ้า Thai National Power2 (TNP2)

| ตำแหน่งเกิดความผิดปกติ (Fault Location) | สถานะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.(EGAT) (เชื่อมต่อโครงข่าย / ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย) | โหมดการทำงานของโรงไฟฟ้า TNP2 (ปกติ / Island mode) | ผลทดสอบการ Trip CB เมื่อโรงไฟฟ้า TNP2 เข้าสู่โหมด Island (Trip / ไม่ Trip) | |
|--|--|--|--|---|
| | | | ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม | ระบบป้องกัน Tele-protection แบบ Network |
| F2 และ F3 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F2 และ F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F2 และ F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F2 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F2 และ F10 | ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F3 และ F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F3 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F3 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F4 และ F5 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F4 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F4 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F4 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F4 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F4 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | ไม่ Trip | Trip |
| F5 และ F6 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F5 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F5 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F5 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F5 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F6 และ F7 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 และ F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F7 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 และ F9 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F9 และ F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |

จากตารางที่ 5.4 และตารางที่ 5.5 พบว่ากรณีเกิดความผิดปกติ 2 ครั้ง (Double Fault) ในตำแหน่งต่างๆ ที่ส่งผลให้โรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 เข้าสู่ Island mode และไม่มีเส้นทางเชื่อมต่อไปยังระบบผลิตกำลังไฟฟ้าหลัก กฟผ. (EGAT) ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิมจะ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์เฉพาะกรณีที่เกิดขึ้นที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าที่มีการปลดวงจรเท่านั้น เช่น ระบบป้องกันภายในโรงไฟฟ้า TNP1 จะ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์เฉพาะกรณีเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่ง F3 ของ สฟฟ.ปลวกแดง1 เท่านั้น ในขณะที่ระบบป้องกันภายในโรงไฟฟ้า TNP2 จะ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์เฉพาะกรณีเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่ง F5 ของโรงไฟฟ้า TNP2 เท่านั้น โดยไม่สามารถปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ในกรณีที่เกิดความผิดปกติตำแหน่งอื่นๆ แม้ว่าจะไม่มีเส้นทางเชื่อมต่อไปยังระบบผลิตกำลังไฟฟ้าหลัก กฟผ.(EGAT) แล้วก็ตาม

ระบบป้องกัน Tele-protection สมัยใหม่ชนิดโครงข่ายโดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol สามารถสั่ง Trip โรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 เมื่อโรงไฟฟ้าดังกล่าวเข้าสู่ Island mode เนื่องจากเส้นทางการเชื่อมต่อไปยังระบบผลิตกำลังไฟฟ้าหลัก กฟผ. (EGAT) ถูกตัดออกไปได้แบบทันทีทันใด

5.4 การทดสอบจริงก่อนนำเข้าใช้งาน (Commissioning Test) ทั้งระบบ DTT และระบบแจ้งเตือน DCS

การทดสอบจริงก่อนนำเข้าใช้งาน (Commissioning Test) หลังการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแล้วเสร็จ ทำได้โดยการจำลองการเกิดความผิดปกติด้วยการเปลี่ยนสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในแต่ละสถานีไฟฟ้าตามเงื่อนไขการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละตัวที่เมื่อเกิดความผิดปกติตามตารางที่ 5.1 โดย ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบป้องกันของโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 แสดงดังตารางที่ 5.6 และตารางที่ 5.7 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.6 ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบป้องกันของโรงไฟฟ้า TNP1

| ตำแหน่งเกิดความผิดปกติ (Fault Location) | สถานะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.(EGAT) (เชื่อมต่อโครงข่าย / ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย) | โหมดการทำงานของโรงไฟฟ้า TNP1 (ปกติ / Island mode) | ผลทดสอบระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol (Trip / ไม่ Trip) | |
|---|---|---|---|------------------------|
| | | | ผลที่ควรจะเป็น (Should be) | ผลทดสอบจริง (As found) |
| F1 | ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F2 & F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F2 & F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F3 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F4 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F5 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F6 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |

ตารางที่ 5.7 ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบป้องกันของโรงไฟฟ้า TNP2

| ตำแหน่งเกิดความผิดปกติ (Fault Location) | สถานะการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.(EGAT) (เชื่อมต่อโครงข่าย / ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย) | โหมดการทำงานของโรงไฟฟ้า TNP2 (ปกติ / Island mode) | ผลทดสอบระบบป้องกันแบบ DTT ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol (Trip / ไม่ Trip) | |
|---|---|---|---|------------------------|
| | | | ผลที่ควรจะเป็น (Should be) | ผลทดสอบจริง (As found) |
| F1 | ไม่เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F2 & F4 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F2 & F8 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F3 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F4 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F5 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | Island mode | Trip | Trip |
| F6 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |
| F8 & F10 | เชื่อมต่อโครงข่าย | ปกติ | ไม่ Trip | ไม่ Trip |

ในระหว่างที่ทำการทดสอบการทำงานจริงของระบบป้องกัน เราสามารถทดสอบระบบการทำงานจริงของระบบ DCS ได้โดยการตรวจสอบสัญญาณที่ได้รับทางระบบ DCS ที่ติดตั้งอยู่ภายในโรงไฟฟ้า TNP1 และ TNP2 นอกจากนี้ยังสามารถเพิ่มเติมการทดสอบในส่วนของการปลด-จ่ายสวิตช์ใบมีดของแต่ละสถานีไฟฟ้า, การเปิด-ปิดสวิตช์สัญญาณ (Cut-off Switch) ของระบบป้องกัน รวมไปถึงการทำให้เกิดสัญญาณแจ้งเตือนการสื่อสารขัดข้อง (Communication Fail) ได้ โดยผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบ DCS แสดงดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบ DCS

| ที่ (No.) | ตำแหน่งสถานี (Substation) | ชื่อสัญญาณ (Point Name) | สถานะ (State) | | | | DCS ได้รับสัญญาณถูกต้อง |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------------|--------|------|-------|-------------------------|
| | | | 0 | 1 | 2 | 3 | |
| 1 | PEA BWN-1 | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 2 | | 2YB-02 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 3 | | 6YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 4 | | 6YB-02 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 5 | PEA BWN-2 | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 6 | | 2YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 7 | | 3YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 8 | | 3YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 9 | PEA PLD-1 | 1YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 10 | | 1YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 11 | | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 12 | | 2YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 13 | | 5YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |
| 14 | | 5YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | ✓ |

ตารางที่ 5.8 (ต่อ) ผลการทดสอบการทำงานจริงของระบบ DCS

| ที่ (No.) | ตำแหน่ง สถานี (Substation) | ชื่อสัญญาณ (Point Name) | สถานะ (State) | | | | DCS ได้รับ สัญญาณ ถูกต้อง |
|--------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------|--------|------|-------|------------------------------------|
| | | | 0 | 1 | 2 | 3 | |
| 15 | PEA PLD-2 | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 16 | | 2YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 17 | | 4YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 18 | | 4YS-03 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 19 | TNP 1 | QF-11 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 20 | | DTT (Inter-Trip) Cut Off Status* | Undefine | On | Off | Fault | √ |
| 21 | | DTT (Inter-Trip) Operated* | Normal | Trip | - | - | √ |
| 22 | | DTT Communication Fail* | Normal | Fail | - | - | √ |
| 23 | TNP 2 | 1YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 24 | | 2YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 25 | | 3YB-01 Closed/Open Status | Undefine | Closed | Open | Fault | √ |
| 26 | | DTT (Inter-Trip) Cut Off Status* | Undefine | On | Off | Fault | √ |
| 27 | | DTT (Inter-Trip) Operated* | Normal | Trip | - | - | √ |
| 28 | | DTT Communication Fail* | Normal | Fail | - | - | √ |

หมายเหตุ *สัญญาณ Event signal



บทที่ 6

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

6.1 บทสรุป

ในระบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่มีการร่วมจ่ายพลังงานโดย VSPP, SPP และ IPP จะมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบโครงข่ายแบบปิด ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิมที่มีลักษณะการป้องกันเฉพาะสองสถานี (DTT peer-to-peer) นั้นไม่สามารถกำจัดความผิดพลาดได้ในแบบทันทีทันใด เมื่อเกิดสภาวะ Island mode ของโรงไฟฟ้าต่างๆ ส่งผลต่อความเสียหายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้านั้นๆ ดังนั้นแนวทางที่เลือกใช้ระบบป้องกันแบบ Tele-protection สมัยใหม่ชนิดโครงข่าย โดยใช้เทคนิค Direct Transfer Trip (DTT) ร่วมกับ Mirrored Bit Protocol สามารถป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเกิดสภาวะ Island mode ได้ โดยการเพิ่มอุปกรณ์ตรวจสอบสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์และสวิตช์ไบเมทัลติดตั้งในแต่ละสถานีไฟฟ้า ซึ่งจะทำการแปลงสัญญาณ Digital เป็นสัญญาณแสงและส่งข้อมูลผ่านสายใยแก้วนำแสงที่มีความรวดเร็วมาก เพื่อให้สามารถทราบสถานะการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าหลัก กฟผ. ตลอดเวลาแบบ Real-time เพื่อป้องกันโรงไฟฟ้าเข้าสู่สภาวะ Island mode โดยอุปกรณ์ลอจิสต์โปรเซสเซอร์จะทำการประมวลผลเพื่อสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่งตามสมการลอจิสต์ที่กำหนดไว้ ซึ่งระบบป้องกันแบบใหม่นี้มีข้อดีหลายประการเมื่อเทียบกับระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม ดังนี้

1. เมื่อเกิดความผิดพลาด ณ ตำแหน่งใดๆ ในโครงข่าย ทั้ง Single Fault หรือ Double Fault จนทำให้โรงไฟฟ้า TNP เข้าสู่สภาวะ Island mode ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิมไม่สามารถตรวจสอบสถานะดังกล่าวได้ จึงไม่สั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้า TNP ในขณะที่ระบบป้องกันสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายสามารถสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้าได้แบบทันทีทันใด
2. เมื่อเกิดความผิดพลาด ณ ตำแหน่งใดๆ ในโครงข่าย จนทำให้สถานีไฟฟ้าใดๆ ถูกปลดออกจากโครงข่าย เช่น เกิดความผิดพลาดในตำแหน่งสถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้านั้นๆ แต่แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก กฟผ. ยังคงเชื่อมต่ออยู่กับโครงข่าย ระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิมจะ Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ของโรงไฟฟ้าทำให้โรงไฟฟ้าสูญเสียโอกาสในขายพลังงานไฟฟ้า ในขณะที่ระบบป้องกันสมัยใหม่ชนิดโครงข่ายจะไม่ทำการปลดโรงไฟฟ้าของตนเองออกจากระบบ ทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือ (Reliability)
3. มีระบบ monitoring สถานการณ์จ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถตรวจสอบเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆ ที่เกิดขึ้นบนโครงข่ายได้แบบ Real-time ผ่านทางระบบ DCS ที่ติดตั้งภายในศูนย์ควบคุมโรงของโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่ง เช่น สัญญาณแจ้งเตือนการทำงานของระบบป้องกัน รวมไปถึงสัญญาณแจ้งเตือนระบบป้องกันขัดข้อง โดยรับ-ส่งข้อมูลผ่านทางโปรโตคอล IEC-61850 ซึ่งประหยัดค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและเดินสาย wiring เป็นอย่างมากเมื่อเทียบกับระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิม

6.2 จุดเด่นของงานวิจัย (Key Contribution)

งานวิจัยนี้ได้้นำข้อมูลจริงของการติดตั้งและใช้งานระบบป้องกันแบบ Tele-protection สมัยใหม่ที่ใช้ป้องกันโรงไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อในลักษณะโครงข่าย ซึ่งมีการกำจัดความผิดพลาดที่รวดเร็วกว่าระบบป้องกันแบบเดิม เนื่องจาก Mirrored Bit Protocol ใช้เวลาในการส่งข้อมูลเพียง 4 ms. อีกทั้งยังนำเสนอการพัฒนาของเทคโนโลยีในหลายๆ ด้าน เช่น ด้านรีเลย์ป้องกันสมัยใหม่, ด้านเทคโนโลยีของระบบสื่อสาร, ด้านการส่งสัญญาณต่างๆ ผ่านทางโปรโตคอล รวมไปถึง ด้านการประยุกต์นำเทคโนโลยีต่างๆ เหล่านี้มาใช้กับระบบป้องกัน ซึ่งมีการติดตั้งใช้งานจริงในประเทศไทย โดยผลลัพธ์ที่ได้จากงานวิจัยนี้ สามารถนำไปใช้กับระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าร่วมที่มีลักษณะการเชื่อมต่อแบบโครงข่ายที่คล้ายกัน และเป็นแนวทางในการพัฒนาระบบป้องกันที่มีความฉลาดมากขึ้นในอนาคต

6.3 ข้อเสนอแนะ

แม้ว่าระบบป้องกันแบบ Tele-protection สมัยใหม่จะมีข้อดีมากมายเมื่อเทียบกับระบบป้องกัน Tele-protection แบบเดิมแต่ก็ยังมีข้อจำกัดในการติดต่อสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ คือ การรับ-ส่งข้อมูลด้วยโปรโตคอล Mirrored Bit นั้นสามารถทำได้เฉพาะอุปกรณ์ที่รองรับโปรโตคอล Mirrored Bit เท่านั้น ซึ่งเป็นสิทธิบัตรของบริษัท Schweitzer Engineering Laboratories ประเทศสหรัฐอเมริกา หากอุปกรณ์ที่มีการติดตั้งเกิดชำรุดเสียหาย ไม่สามารถนำอุปกรณ์จากผลิตภัณฑ์อื่นที่มีเทคโนโลยีแตกต่างกันมาใช้แทนกันได้ ดังนั้นจึงควรคำนึงถึงระบบป้องกันสำรองที่เพียงพอ เพื่อกรณีที่ระบบป้องกันดังกล่าวไม่พร้อมใช้งานด้วยสาเหตุใดก็ตาม

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. **สารานุกรมพลังงานทดแทน Alternative Energy Encyclopedia**. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ : โรงพิมพ์ ตะวันออก, 2557.
- [2] Chai Chompoo-inwai, Chow Chompoo-inwai, M. Leelajindakraierk, S. Banjongjit and P. Fuangfoo, “Biomass power generation development in Thailand”, PES’09.IEEE power & energy society general meeting, 2009, pp. 1 – 4.
- [3] Husni Azam Yusof, Aminuddin Musa, Ahmad Qisti Ramli and Mohd Iqbal Ridwan, “Teleprotection simulation lab: Understanding the performance of telecommunication aided protection systems under impaired telecommunication network conditions”, PECon IEEE International Conference on power and energy, 2012, pp. 655 – 660.
- [4] Emil Bartosiewicz, Ryszard Kowalik and Marcin Januszewski, “Overview and test results of modern pilot schemes for coordination of line distance protection relays”, IEEEIC 12th International conference on environment and electrical engineering, 2013, pp. 191 – 196.
- [5] กิรติ ชยะกุลศิริ. **การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังและรีเลย์**. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพมหานคร : โรงพิมพ์มหาวิทยาลัยศรีปทุม. 2552.
- [6] Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejjakul and Monthon Leelajindakraierk, “A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip (DTT) technique and a mirrored bit protocol”, ICEE 20th International conference on electrical engineering, 2014, pp. 928 – 932.
- [7] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. **การป้องกันระบบไฟฟ้า**. พิมพ์ครั้งที่ 3. กรุงเทพมหานคร : จี.บี.พี เซ็นเตอร์. 2551.
- [8] สุชาติ ปรีชาธร. **วิศวกรรมกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง (เล่ม 2)**. กรุงเทพมหานคร : ซีเอ็ดยูเคชั่น. 2556.
- [9] Naradon Chotiwanaporn, Athiruk Aungkum and Chow Chompoo-inwai, “The Interoperability of the New Direct Transfer Trip (DTT) Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA System between two Utilities in Thailand”, ICEE 21th International conference on electrical engineering, 2015.
- [10] *SEL-2100 Logic Processor Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington, 2011.

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [11] *SEL- 2505 Remote I/O Module Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington, 2012.
- [12] *SEL- 2411 Programmable Automation Controller Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington, 2012.
- [13] *Relay-to-relay digital logic communication for line protection, monitoring, and control Application Guide*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington, 1998.

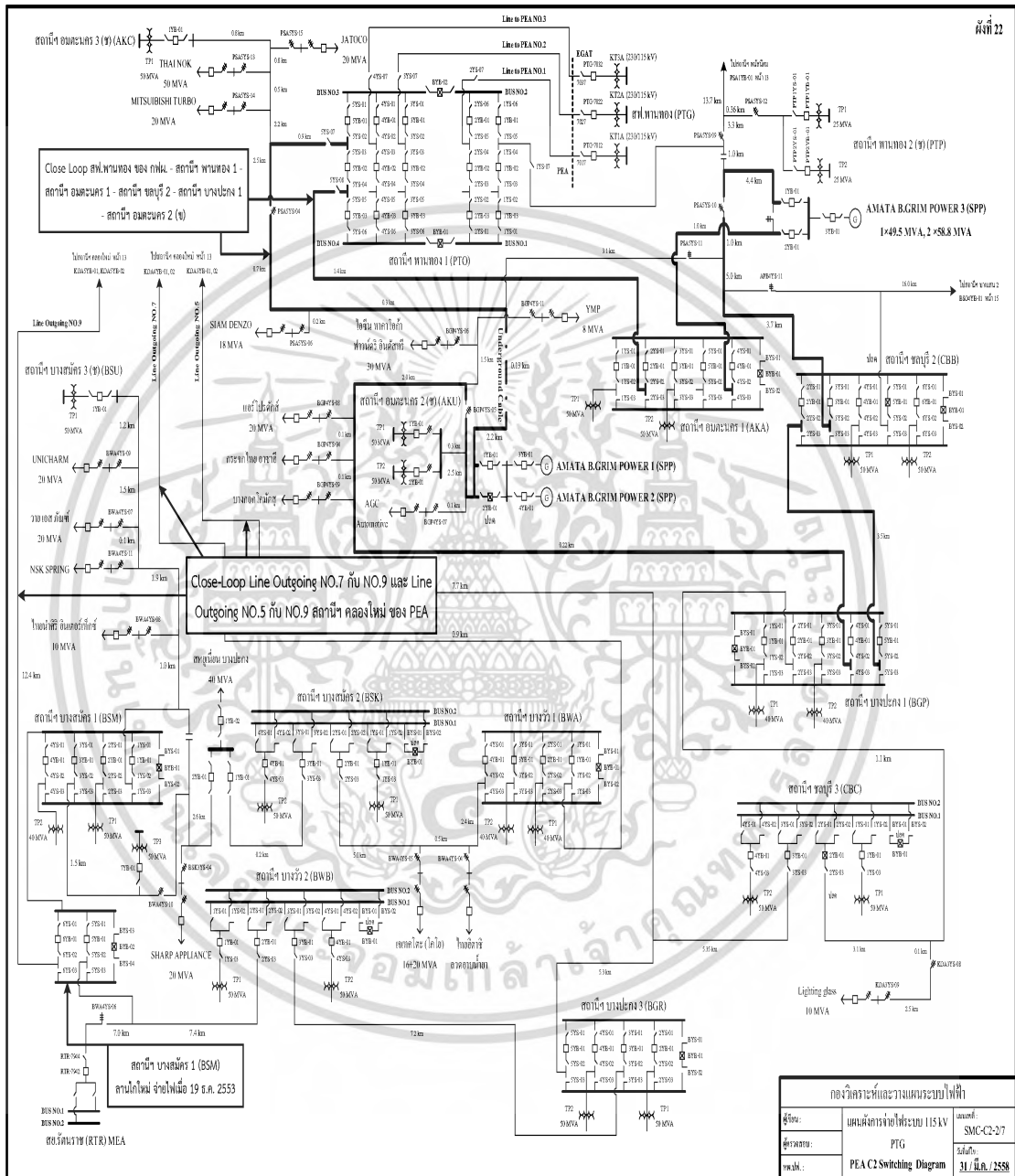


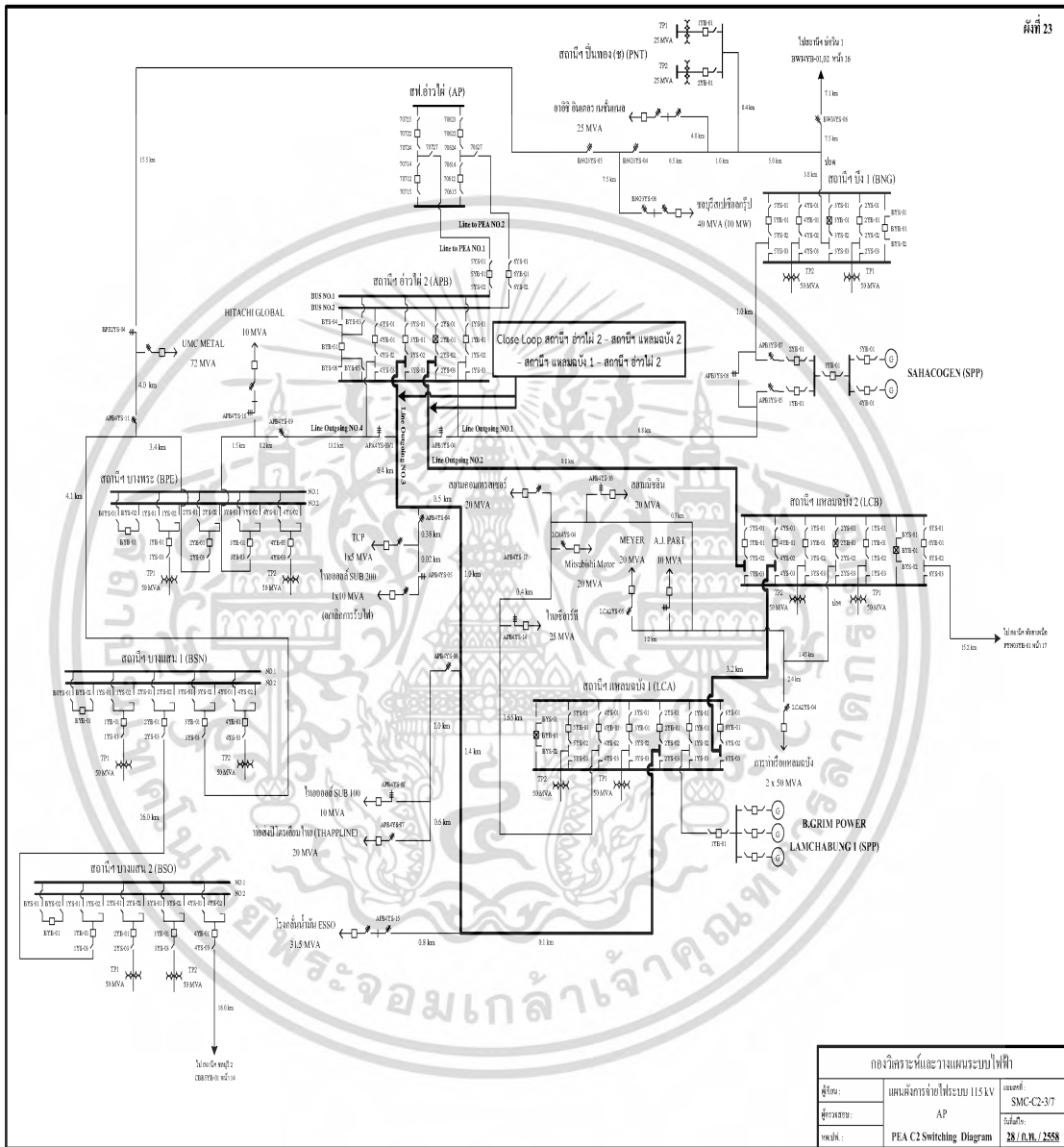


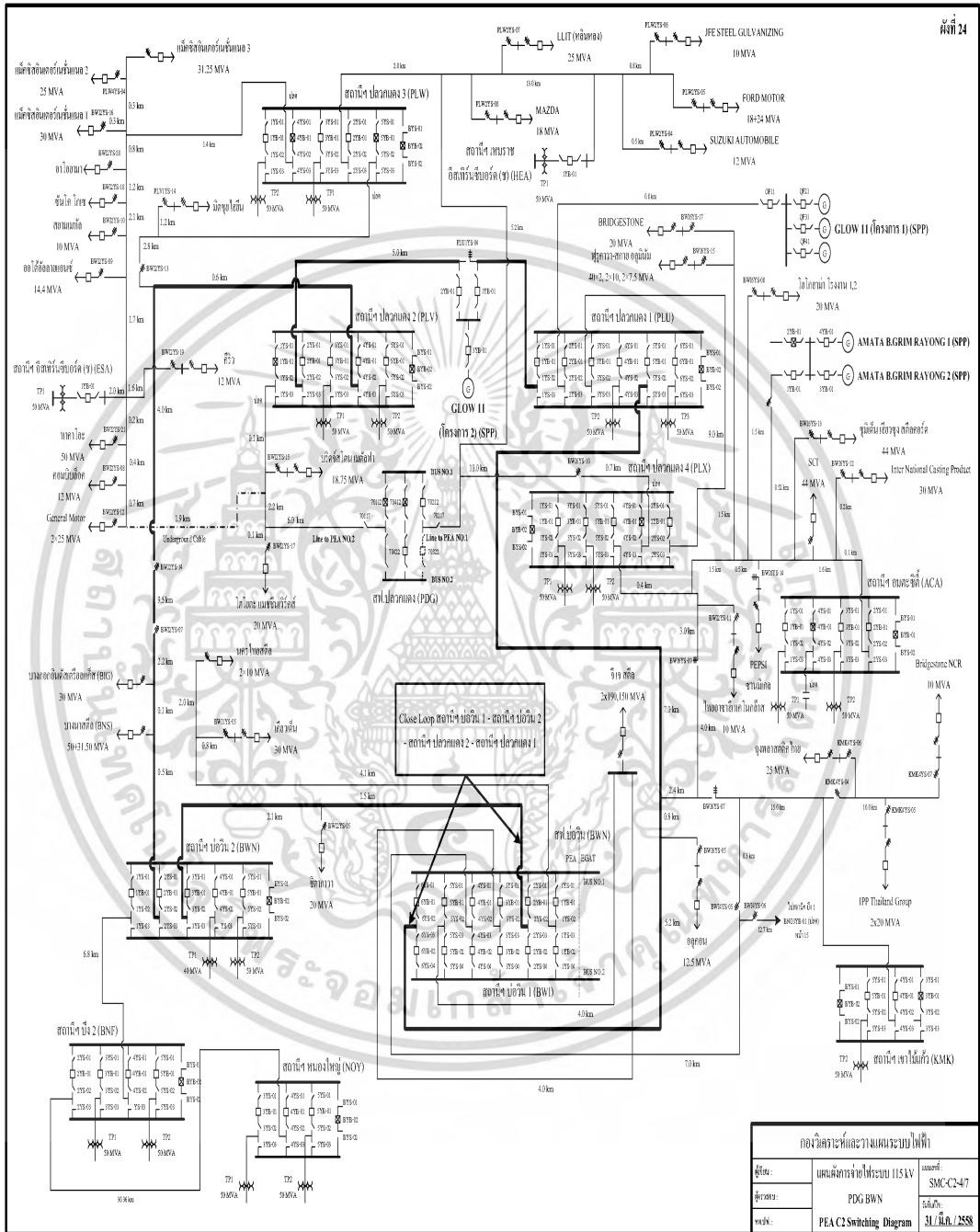
ภาคผนวก ก

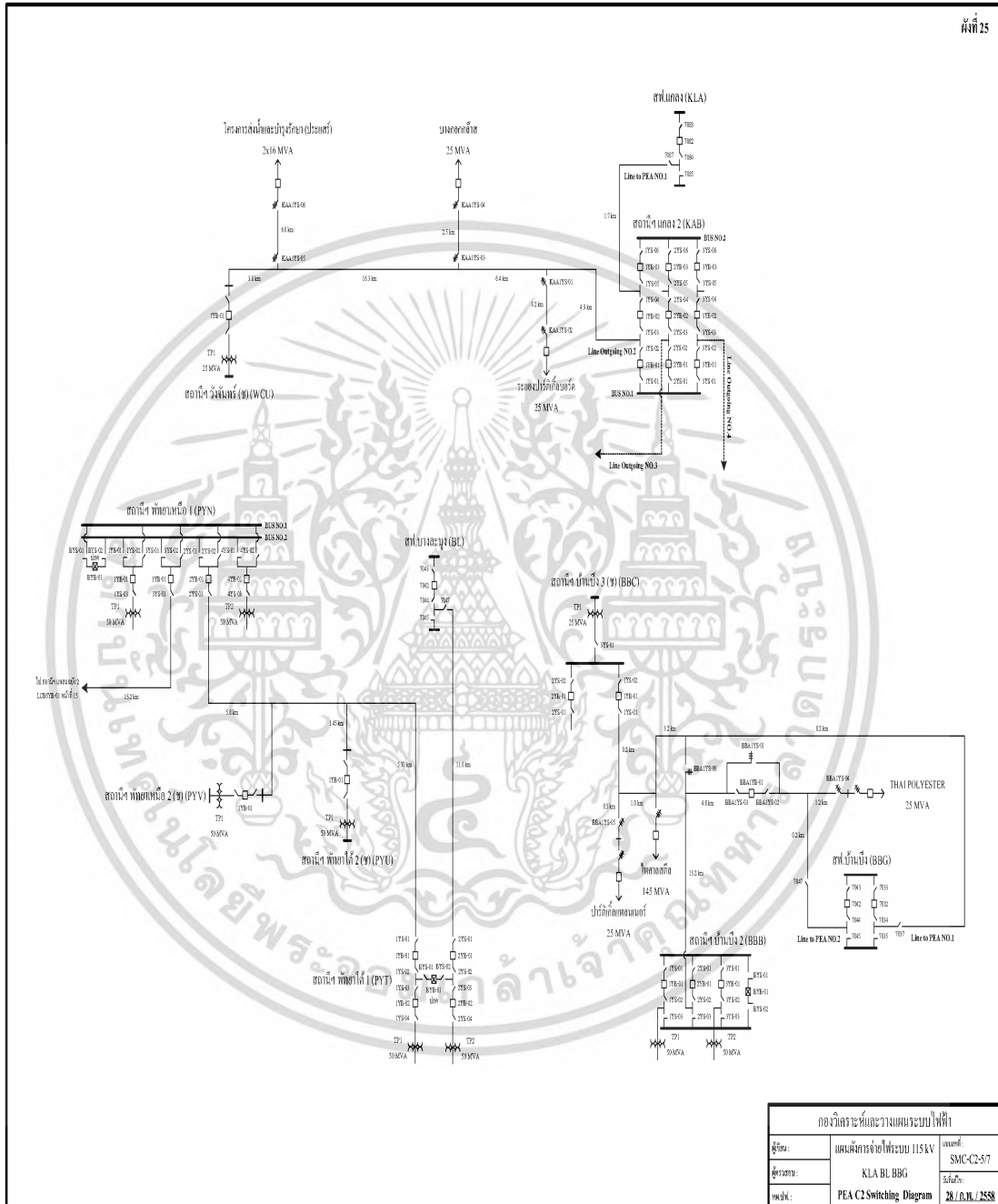
แผนผังการจ่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พื้นที่ ก2



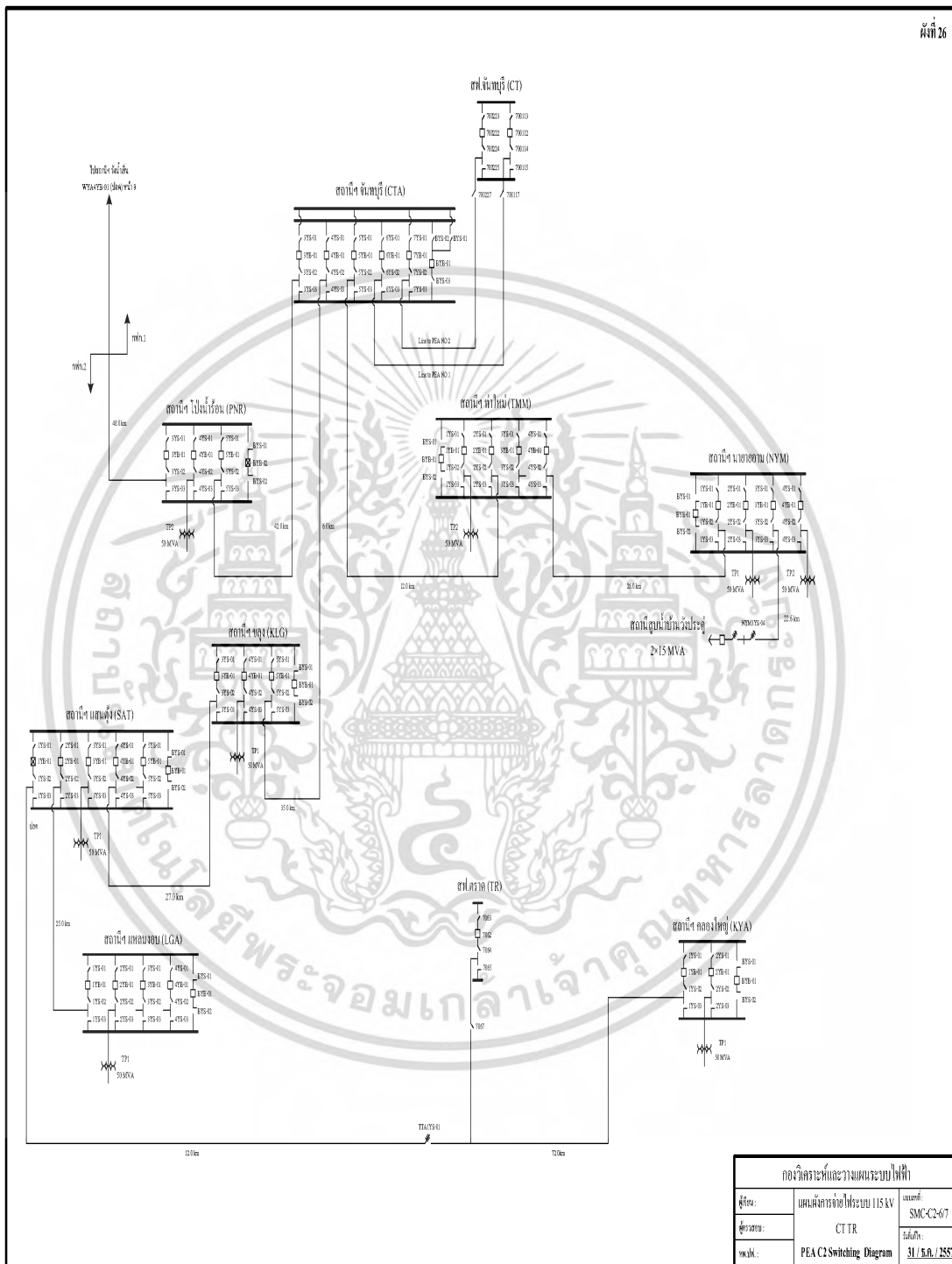




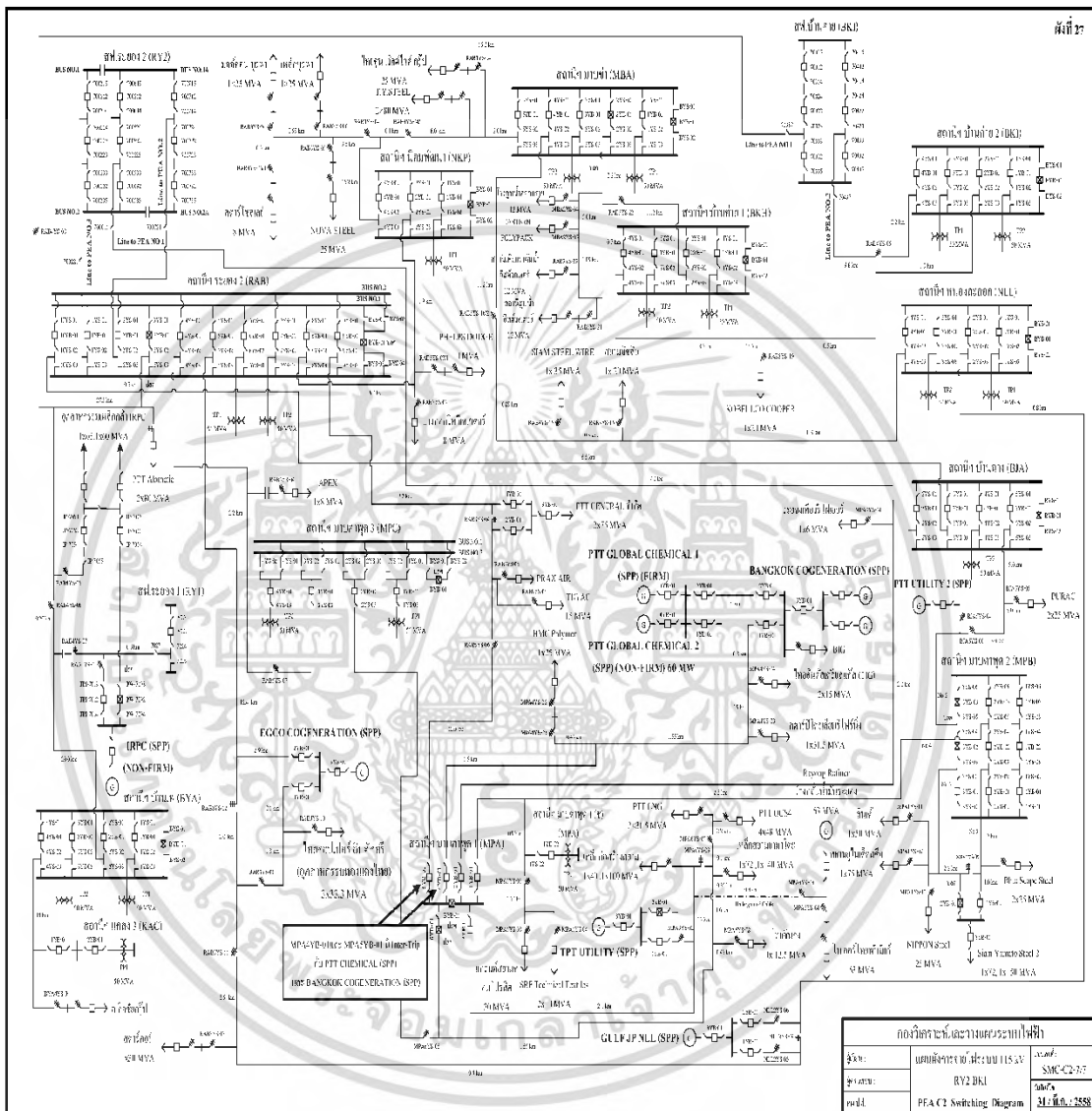




| องค์การระบบแรงดันระบบไฟฟ้า | | |
|--|---------------------------|--|
| ผู้รับ: แผนส่งกำลังไฟฟ้าระบบ 115 kV | เลขที่: SMC-C2-57 | |
| ผู้ควบคุม: KLA.BI.BBG | วันที่: 28.10.2558 | |
| ชนิด: PEA C2 Switching Diagram | | |

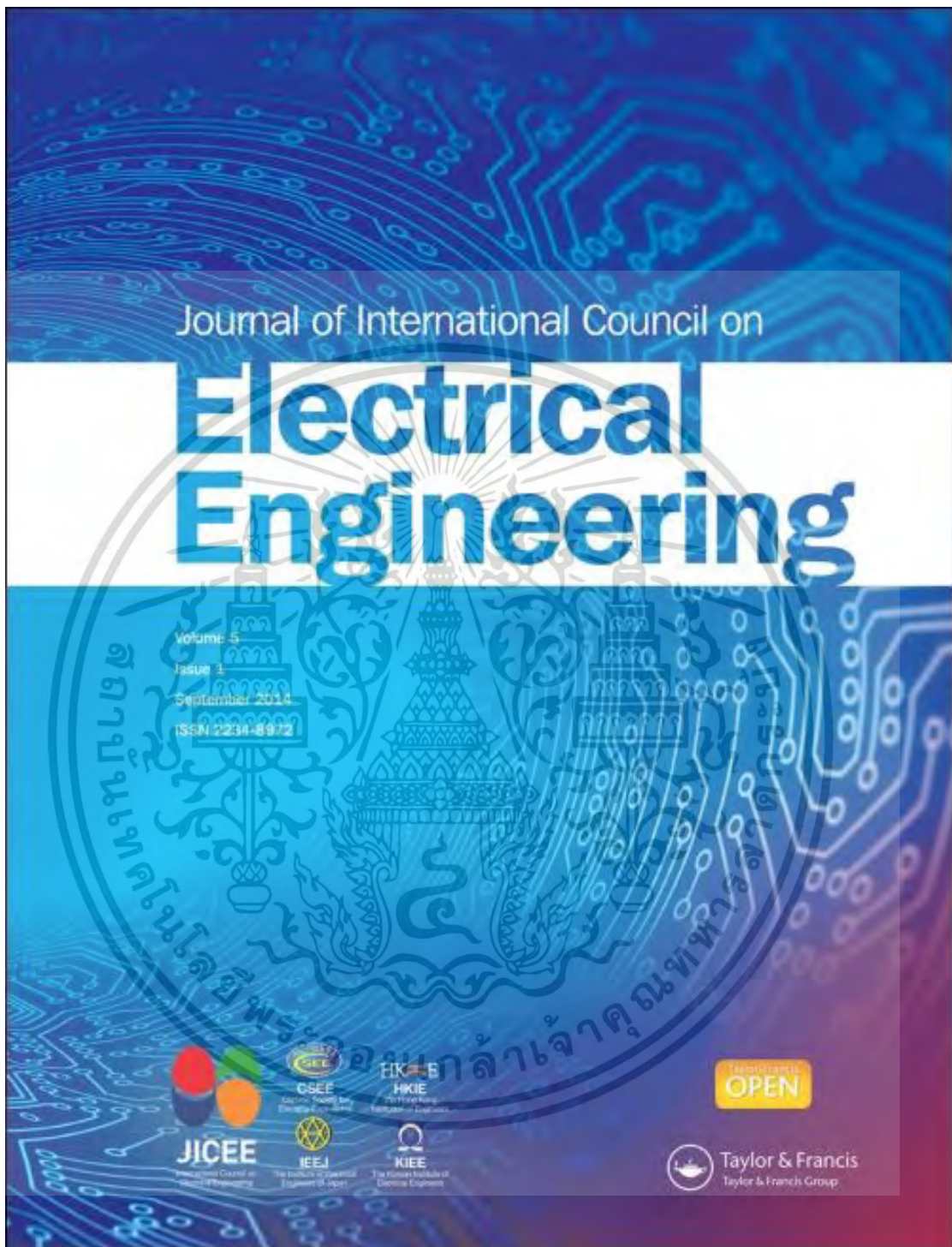


| | | |
|---------------------------------|-------------------------------|----------------------|
| โครงการพัฒนาระบบแรงดันระบบไฟฟ้า | | |
| ผู้จัดทำ: | แผนกจัดการข้อไฟฟ้าระบบ 115 kV | หมายเลข: SMC-C2-67 |
| ชื่อโครงการ: | CT TR | วันที่: 31/ค.บ./2557 |
| ชื่อเอกสาร: | PEA C2 Switching Diagram | |
| เลขที่: | | |





ภาคผนวก ข
บทความทางวิชาการ





Journal of International Council on Electrical Engineering

ISSN: (Print) 2234-8972 (Online) Journal homepage: <http://www.tandfonline.com/loi/tjee20>

A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol

Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejjakul & Monthon Leelajindakraierk

To cite this article: Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejjakul & Monthon Leelajindakraierk (2015) A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol, Journal of International Council on Electrical Engineering, 5:1, 34-41, DOI: 10.1080/22348972.2015.1011774

To link to this article: <http://dx.doi.org/10.1080/22348972.2015.1011774>

© 2015 The Author(s). Published by Taylor & Francis

Published online: 02 Jul 2015.

Submit your article to this journal

Article views: 327

View related articles

View Crossmark data

Full Terms & Conditions of access and use can be found at
<http://www.tandfonline.com/action/journalInformation?journalCode=tjee20>

Download by: [King Mongkut's Inst of Technology Ladkrabang]

Date: 15 May 2017, At: 10:20

A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol

Chow Chompoo-inwai^{a*}, Athiruk Aungkum^b, Naradon Chotiwanaporn^a, Siritwat Potivejjakul^a and Monthon Leelajindakrairek^a

^aEE Department, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand; ^bM.S. Student, EE Department, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMUTT), Bangkok, Thailand

At present, most of the utility electrical power systems in Thailand are connected as a network. It is essential to gather many separated electrical power sources (from EGAT, PEA, MEA and private sectors i.e. IPP, SPP and VSPP) together to enhance the stability and reliability of Thailand's power network. The appropriate protection scheme for a high voltage transmission system is indispensable. The current protection scheme that has long been used in most regions of Thailand's network is a peer-to-peer protection scheme. Such a scheme has a big disadvantage when there is a fault at any point from only one power source in the network due to the lack of islanding mode of operation. For example, if there is a short circuit fault occurring in the region taken power from two sources, the protection relay will send out a signal to disconnect/cease the power from both ends, regardless of the fault locations. These circumstances happening quite often in many of Thailand's networks and can cause a lot of damage from power outage, especially in industrial estate areas. Therefore, this research proposed a new technique for protection schemes to prevent the aforementioned circumstances called the direct transfer trip (DTT) protection scheme using the SEL Mirrored Bits[®] protocol. The principal idea is to have communication between the relay protection installed at any point of the network and the logic processor unit installed at the supplementary power source, such as IPP, SPP or VSPP, via a protocol called Mirrored Bits[®] through the fibre optic network. The key concept is that if there is a single fault occurring in any point of the network except from the main grid source, the generation systems of the supplementary power source must continue operating in order to avoid the power outage in the network. This paper elaborates the proposed protection scheme by examining and analysing the small power system network in the eastern region of Thailand. The single line diagram of such a network is presented here. The conceptual and detailed design of the proposed protection scheme is also elaborated. The design of such a logic processor unit is extensively explained. The simulation process was done using the computational simulation before the testing and commissioning process. The testing and commissioning results through the distributed control system (DCS) are satisfactory and are illustrated here.

Keywords: direct transfer trip; optical fibre; Mirrored Bits[®]; network protection; distributed control system

1. Introduction

Intertrip systems or direct transfer trip (DTT) have been used widely in line protection. These systems are used to transmit data over a communications system to relay protection of each side, i.e. through fibre optics with speed in milliseconds, which is very fast compared to copper wires. The aforementioned speeds make the system more reliable. But when the system has scheme connected are network. The appropriate protection scheme for a high voltage transmission system is indispensable. The current protection scheme that has long been used in most regions of Thailand's network is a peer-to-peer protection scheme. Such a scheme has a big disadvantage when a fault occurs at any point in the network. A peer-to-peer protection system will operate, just disconnecting the circuit breaker at the fault only, regardless of the fault locations and the main power system that continues to supply power to the system or not. Without checking the status of the circuit breaker, this can cause damage to the generator of IPP systems because the power is not enough to loads. Thus, it has led the DTT technique and

Mirrored Bits[®] protocol [1, 2] for use the network system appropriately. Which aforementioned systems are faster and smarter in the process and decided to disconnect generator of IPP with speed in milliseconds when the main power plant was disconnect earlier.

This paper will give examples of scheme DTT technique and Mirrored Bits Protocol installation and use in eastern of Thailand. The aforementioned scheme consists of an IPP system with a network connection to a power station of the PEA (Provincial Electricity Authority) to sell electricity to the power supply system of EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) shown in Figure 1.

Figure 1 shows the traditional connection, which consists substation of four PEA stations: Pluak Daeng substation 1 (PLD-1), Pluak Daeng substation 2 (PLD-2), Bho Win 1 (BWN-1), and Bho Win 2 (BWN-2). The main power plant system 1 unit is EGAT and the two IPP system units are Thai National Power 1 (TNP-1) and Thai National Power 2 (TNP-2). Each of the existing power stations use a distance relay for line protection.

*Corresponding author. Email: chompoo@gmail.com

© 2015 The Author(s). Published by Taylor & Francis.

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

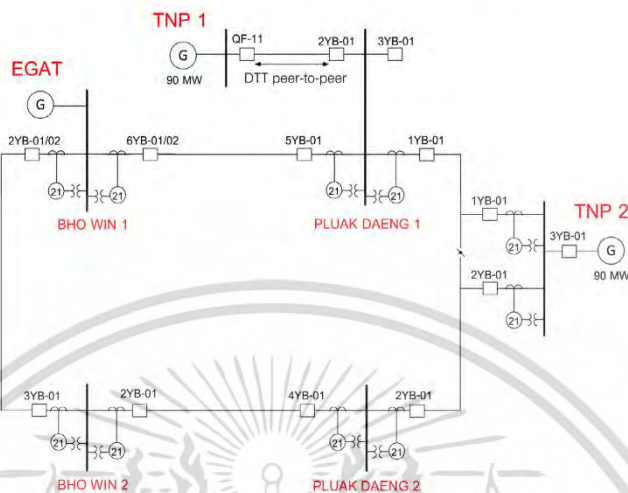


Figure 1. Network diagram of eastern Thailand.

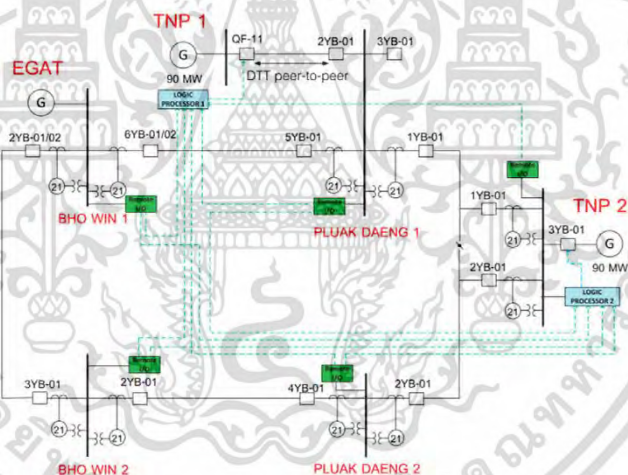


Figure 2. Single-line diagram direct transfer trip technique and Mirrored Bits[®] protocol.

II. Direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol

The DTT technique and a Mirrored Bits[®] protocol system must install a remote i/o unit (in this paper we used an SEL-2505 remote i/o unit) [3] to use in the transmission of data from various substations to the logic processor

(in this paper we used an SEL-2100 logic processor) [4], which was installed at the IPP, which is TNP1 and TNP2, through fibre optics using the Mirrored Bits[®] protocol, which provides data transmission speeds of 10–18 ms. Each station must transmit information such as the status of the circuit breaker, the status of the disconnecting

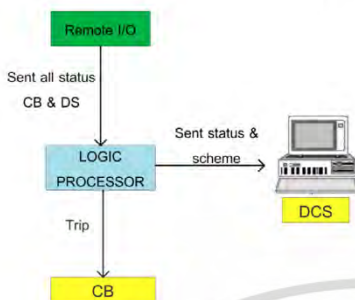


Figure 3. Scheme direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol.

switch are available in all the equipment to the logic processor. The logic processor is a processor under the terms of the generated logic, which is determined from the protection system of IPP. The primary goal is protection in

the event of main power plant (EGAT) being disconnected from the system (islanding mode). This will cause damage to the system and generator of IPP (TNP1 and TNP2) because the cause of the overload. The logic processor checks the status of the circuit breaker of all the substations to be analysed and sends a signal to disconnect the circuit breaker of IPP with speed in milliseconds. Reduced damage will occur to the system or generator of IPP. Figure 2 shows the single line diagram of the DTT technique and Mirrored Bits[®] protocol. Additionally, the status of breakers and disconnecting switches all are sent to the distributed control system (DCS) to monitor the status of a real time system as shown in Figure 3.

III. Logic and Logic Processor

Logic in the logic processor is determined by the condition which is determined from the protection system of IPP non-operating in island mode. Figure 2 if EGAT which is the main power plant was disconnected from the system. The IPP TNP1 and TNP2 cannot continue to generate power because of insufficient capacity per load. Therefore, the

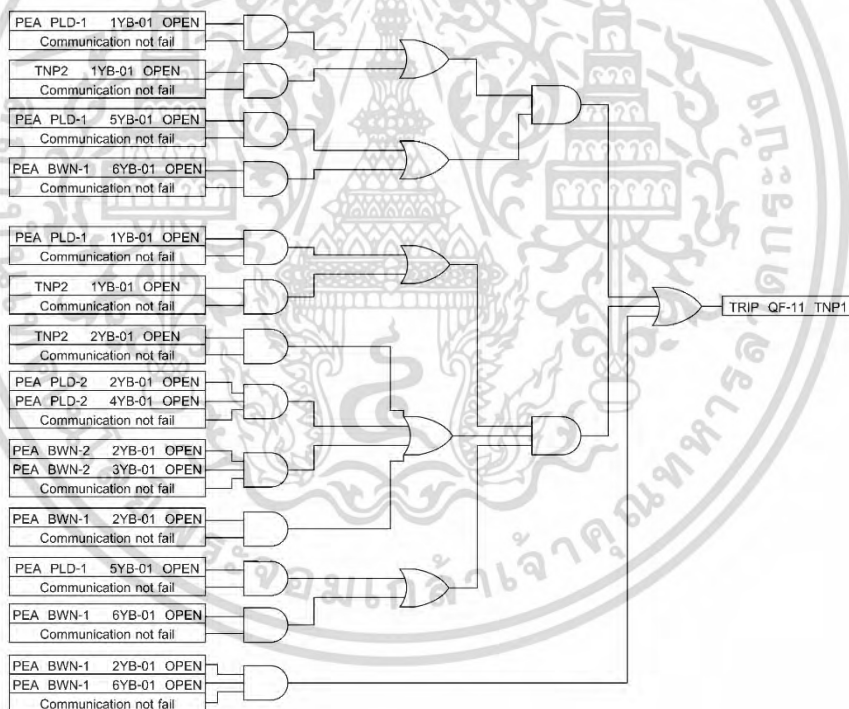


Figure 4. Logic for direct transfer trip of TNP1.

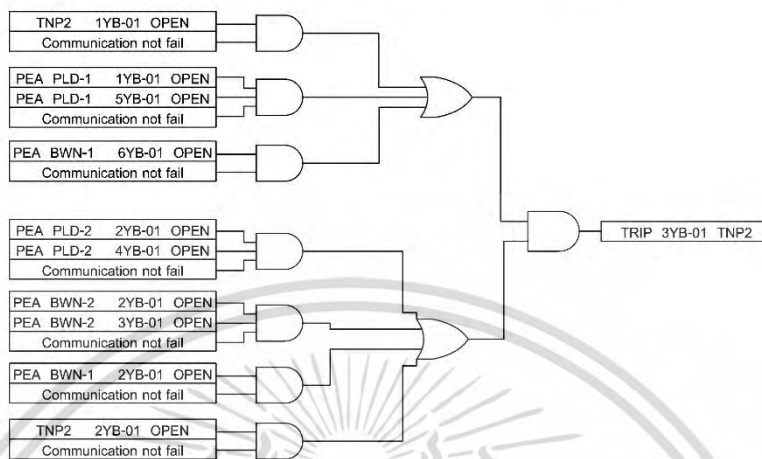


Figure 5. Logic for direct transfer trip of TNP2.

logic processor must disconnect IPP from both from the system by the gather status of the circuit breaker at the substation which is connected to the processor.

If IPP cannot afford the supplement power to EGAT, the logic processor must disconnect IPP from both of them immediately. On the other hand, if IPP can afford the supplement power to EGAT, although disconnect of circuit breaker in some substation. The logic processor is still not disconnect IPP from the system to maintain the stability and reliability of the system. And if any one of IPP was disconnect. There would be not impact generated by IPP other one. Figures 4 and 5 show the logic structure of logic processor TNP1 and TNP2, respectively.

Figures 4 and 5 show that the logic processor monitored status of CB at every substation in real-time. If a substation are disconnect any circuit breaker until IPP cannot afford the supplement power to EGAT. Logic processor of each plant will disengage itself from the system to prevent damage from the islanding mode. In addition the logic processor monitored status of communication between remote i/o of each substation. If a communication failure the logic processor will send signal alarm notify the user to know to find a solution.



Figure 6. Logic processor hardware in control room.



Figure 7. Logic processor hardware in control room.

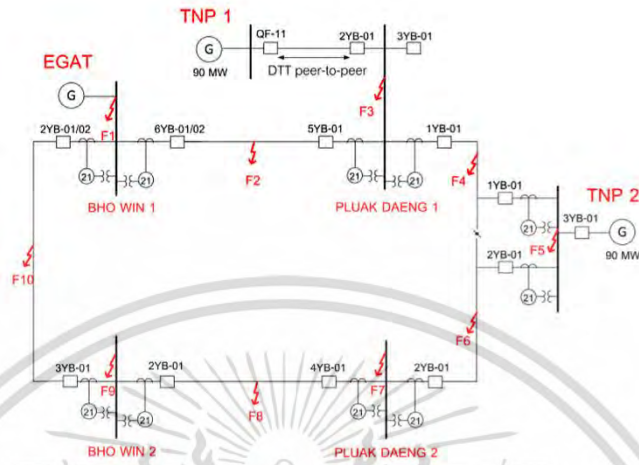


Figure 8. Simulation fault in peer-to-peer protection system.

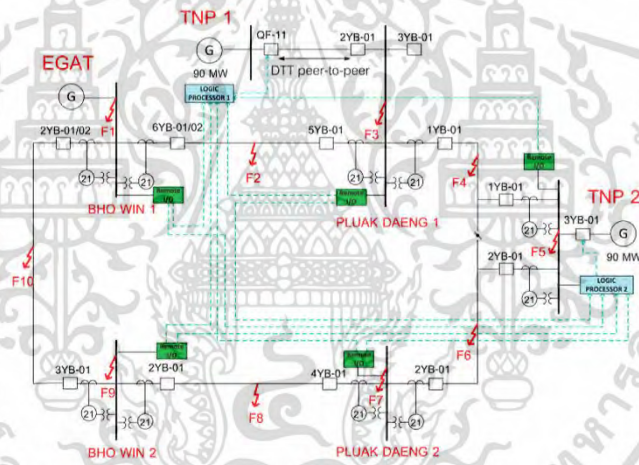


Figure 9. Simulation fault in DTT technique and Mirrored Bits Protocol.

When aforementioned systems were compared to systems with peer-to-peer it was found that the peer-to-peer systems have the disadvantage is not being able to recognize the status of the circuit breaker at the other substation. This is because the peer-to-peer system cannot check that the main power was disconnected from the system or not. Use of a logic processor installed within a control room is shown in Figures 6 and 7.

IV. Simulation Test

In the process of testing simulated the circuit breaker disconnect according any fault location. To compare the performance of a peer-to-peer systems and DTT technique and Mirrored Bits[®] protocol as shown in Figures 8 and 9, respectively. Which scheme fault simulation depends on the nature of the fault as possible consist fault at the bus and fault at the line as follows:

Table 1. Simulation results for different faults in DTT system.

| Fault | EGAT Status | Status Mode | | Peer-to-Peer | | DTT Mirrored Bits | |
|----------|----------------|-------------|--------|--------------|---------|-------------------|---------|
| | | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 |
| F1 | out of service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F3 | in service | Island | Normal | Trip | No trip | Trip | No trip |
| F4 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F5 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F6 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F2 & F3 | in service | Island | Normal | Trip | No trip | Trip | No trip |
| F2 & F4 | in service | Island | Normal | No trip | No trip | Trip | Normal |
| F2 & F5 | in service | Normal | Island | Trip | No trip | No trip | Trip |
| F2 & F6 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F7 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F8 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F9 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F10 | out of service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F4 | in service | Island | Normal | Trip | No trip | Trip | No trip |
| F3 & F5 | in service | Island | Island | Trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F6 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F7 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F8 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F9 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F10 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F4 & F5 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F4 & F6 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F7 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F8 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F9 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F5 & F6 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F7 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F8 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F9 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F6 & F7 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F6 & F8 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F6 & F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F6 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 & F8 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 & F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 & F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F9 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |

- F1 : fault at EGAT bus.
- F2 : fault at line between BWN-1 and PLD-1.
- F3 : fault at PLD-1 bus.
- F4 : fault at line between PLD-1 and TNP-2.
- F5 : fault at TNP-2 bus.
- F6 : fault at line between TNP-2 and PLD-2.
- F7 : fault at PLD-2 bus.
- F8 : fault at line between PLD-2 and BWN-2.
- F9 : fault at BWN-2 bus.
- F10 : fault at line between BWN-2 and BWN-1.

- In special case, possibility of double fault during location in the same time.

Figure 8 illustrates all fault locations in the previous system. Figure 9 also presents the fault location when increase DTT technique and Mirrored Bits[®] protocol. The test results of simulation and the scheme disconnect of circuit breaker are summarized in Tables 1 and 2, respectively.

Figures 8 and 9 show the simulation of the fault at various points and Table 1 shows that result of

Table 2. Scheme of circuit breaker trip when fault at any location.

| Fault Location | Type of Fault | Substation | Trip of Circuit Breaker |
|----------------|---------------|------------|--------------------------|
| F1 | Bus fault | BWN-1 | 2YB01/02 & 6YB-01/02 |
| F2 | Line fault | BWN-1 | 6YB01/02 |
| F3 | Bus fault | PLD-1 | 5YB01 |
| F4 | Line fault | PLD-1 | 5YB-01 & 1YB-01 |
| F5 | Bus fault | TNP-2 | 1YB-01 |
| F6 | Line fault | TNP-2 | 1YB-01 & 2YB-01 & 3YB-01 |
| F7 | Bus fault | PLD-2 | 2YB-01 |
| F8 | Line fault | PLD-2 | 2YB-01 & 4YB-01 |
| F9 | Bus fault | BWN-2 | 4YB-01 |
| F10 | Line fault | BWN-2 | 2YB-01 |
| | | BWN-1 | 2YB-01 & 3YB-01 |
| | | BWN-2 | 3YB-01 |
| | | BWN-1 | 2YB-01/02 |

Table 3. The actual tested results' fault in DTT system.

| Fault | EGATStatus | Status Mode | | Peer-to-Peer | | DTT Mirrored Bits | |
|----------|----------------|-------------|--------|--------------|---------|-------------------|---------|
| | | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 |
| F1 | out of service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F4 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F2 & F4 | in service | Island | Normal | No trip | No trip | Trip | Normal |
| F2 & F8 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F10 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F4 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F5 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F6 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |

simulation fault, for example when an F1 fault this is a fault on the bus. The protection relay must send the signal to disconnect the circuit breaker 2YB-01 and 6YB-01 of the BWN-1 substation. Because the main power is EGAT was disconnected from the system (out of service) and another case that EGAT was disconnect is the occurrence of fault 2 position in similar time. As a result, both IPP (TNP1 and TNP2) into island mode. The peer-to-peer system is not disconnecting IPP instantaneously. Must wait for the protection system of IPP itself done operate to disconnecting. Makes such slow disconnected may cause damage to the system and generator of IPP itself. While the DTT technique and Mirrored Bits Protocol system are disconnect instantaneously by the processing of the logic processor and send signal to disconnect circuit breaker with a sensitivity level of milliseconds. Reduces damage will occur to the system or generator of both IPP.

V. Actual test and commissioning

The process of testing the actual system has defined that circuit breaker trip of each the stations according to the scheme of the fault. Compare the results with the

simulation show that the system operate correctly as simulation. The actual test results are summarized in Table 3.

V. Conclusion

The experiment showed that when the fault that causes the main power is EGAT was disconnected from the system the IPP (TNP1 and TNP2) both into island mode. The peer-to-peer system is not disconnecting IPP both instantaneously. Makes such slow disconnected may cause damage to the system and generator of IPP itself. While the DTT technique and Mirrored Bits[®] protocol system are disconnect instantaneously. Reduces damage will occur to the system or generator of both IPP. Make the system more reliable. As a result of a communication signal with direct fibre optic via Mirrored Bits Protocol is the speed than compared to other communication protocols. [5] As well as intelligence processing of logic processor. In addition, aforementioned system can notification event such as send status alarm or various disorders of the system to the DCS to monitor the system in real-time.

Acknowledgements

The authors would like to thank the Energy System and Illumination Engineering Research Center (ESIRC) team members for all their support throughout this research. Also, the authors would like to thank Mr Amnuay Tempiyapol and Thai Power Center Co., Ltd. for providing the information and equipment used in this research.

ORCID

Chow Chompoo-inwai  <http://orcid.org/0000-0002-4411-2640>

Notes on contributors

Athiruk Aungkum, received his BEng in Electrical Engineering from Mahanakorn University of Technology (MUT), Bkk, Thailand, in 2009. Currently, he is pursuing his masters degree in Electrical Engineering in King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL). His research interests are the Power System Protection, Relays, High Voltage Engineering and other topics related to Power System Protections.



Naradon Chotiwanaporn, received his BEng in Electrical Engineering from Mahanakorn University of Technology (MUT), Bkk, Thailand, in 1995 and MEng in Electrical Engineering from King Mongkut Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bkk, Thailand, in 2001. Currently, he is pursuing his doctoral degree in Electrical Engineering in King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang

(KMITL). His research interests are the Power System Protection, Relays, High Voltage Engineering and other topics related to Power System Protections.



Chow Chompoo-inwai (IEEE Member since 1998) received his BEng (hons) and MEng degrees in Electrical Engineering from the King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bkk, Thailand. He got his PhD in Electrical and Computer engineering from Clarkson University, NY, USA, in 2008. He joined KMITL as a faculty member in 1998. He currently works as assistant professor in the Energy System and Illumination Research Center (ESIRC), EE. Department, Faculty of Engineering, KMITL, Bkk, Thailand. His research interests are on various fields in Power Engineering i.e. Renewable Energy Generation & Applications, High voltage Engineering & Modern diagnostic techniques, Power Systems, Energy Efficient Management, DSP applications in Power Engineering and Illumination Engineering.

References

- [1] Implementing Mirrored Bits technology over various communications media. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA; 2007.
- [2] Relay-to-relay digital logic communication for line protection, monitoring, and control. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA; 1998.
- [3] SEL-2505 Remote I/O module instruction manual. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA; 2012.
- [4] SEL-2100 Logic processor instruction manual. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA; 2011.
- [5] Comparison of Mirrored Bits® communications and ethernet IEC 61850 GOOSE for teleprotection using spread-spectrum radio. Schweitzer.



**The International Conference on
Electrical Engineering**
5 - 9 July 2015 Hong Kong

Sustainable Electrical Engineering to
Third Industrial Revolution



Organised by
HKIE HK E

Co-organised by
CSEE IEEJ KIEE



HKIE
HKIE

ORGANISED BY
The Hong Kong Institution of Engineers (HKIE)

CO-ORGANISED BY
The Chinese Society for Electrical Engineering (CSEE)
The Institute of Electrical Engineers of Japan (IEEJ)
The Korean Institute of Electrical Engineers (KIEE)

SPONSORED BY
CLP Power Hong Kong Limited
The Hongkong Electric Co Ltd
The MTR Corporation Limited



CLP 中電 港燈 HK Electric MTR

The Interoperability of the New Direct Transfer Trip (DTT) Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA System between two Utilities in Thailand

CHOTIWANAPORN Naradon, AUNGKUM Athiruk and CHOMPPOO-INWAI Chow

Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMUTL),
Ladkrabang, Bangkok, THAILAND 10520.
naradon_2002@hotmail.com, athiruk@gmail.com, chompoo@gmail.com

Abstract

This research paper presents the case study of the concept and implementation for special protection scheme called Direct Transfer Trip (DTT) technique with Carrier Signal Protection Scheme (Permissive Transfer Trip (PTT) and Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF)) to enhance the power system stability when connected the small power producer (SPP) to the system. The case study here will talk about the scenario in natural gas type SPP named ABCD. This SPP itself has a very unique manner that is ABCD usually earn its revenue from selling the electricity to Provincial Electricity Authority (PEA) via 115kV substation of Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Both EGAT and PEA play some part in controlling how ABCD will generate and transfer the electricity through their own properties. The recent status of the protection scheme in this SPP is that there are only distance and directional relays connected at both EGAT's bus and ABCD ends without any interconnection. The tripping commands on both ends rely on these two and the operator. In the meantime, ABCD would like to increase its generation capacity from 92 MW to 119 MW. It is then required to meet EGAT's new protection scheme requirement with DTT technique and carrier signal protection scheme (PTT and DEF). PEA also now asks to have access to monitor and control the status of such protection scheme via PEA's supervisory control and data acquisition (SCADA) system. This paper thoroughly elaborates the concept design and how to execute the implementation of the existing protection system and devices to meet both EGAT and PEA requirements. Two teleprotection cabinets were added at both ends (EGAT's bus and ABCD's bus) in order to complete the interconnection between the two via PEA's fiber optics network. These two teleprotection cabinets play a significant role to fulfill EGAT's DTT function with carrier signal protection scheme (PTT and DEF) requirement. The in depth details of how to reconfiguration the existing system with this newly design scheme will be explained. Another requirement to link up with PEA's SCADA system was done by adding another cabinet comprised of the gateway protocol converter (between PEA's DNP3 protocol and internal ABCD's IEC-61850 protocol), remote terminal unit (RTU) and Ethernet switch at the ABCD's end. The previously mentioned PEA's fiber optic network has been used here via multiplexer (MUX). In order to validate that the newly-

improved protection scheme is able to work properly, both factory acceptance test (FAT) and the commissioning test (after implementation) are mandatory. This paper also explains the steps and process on how to do FAT and commissioning test. The test results and analysis are also presented here in this paper. The concept design, the implementation results and the test results from this particular case study can be used as a very good example for the similar circumstance in Thailand.

Keywords

Direct Transfer Trip (DTT), Carrier Signal Protection, Permissive Transfer Trip (PTT), Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF), DNP3.0 protocol, IEC-61850 protocol.

1. INTRODUCTION

In Thailand, the electrical power system has been managed by three state utilities i.e., the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Metropolitan Electricity Authority (MEA), and the Provincial Electricity Authority (PEA). EGAT is responsible for operating the generation and the transmission systems, while MEA and PEA are responsible for distribution system in metropolitan and other local areas, respectively. According to the Power Development Plan (PDP 2012) during the year 2012-2025, Thailand government plans to purchase more electrical power from the private sector i.e., Independent Power Producer (IPP), Small Power Producer (SPP) and Very Small Power Producer (VSPP) to enhance the stability and reliability of Thailand's electrical power system [Chai Chompoo-inwai et al, 2009]. EGAT is responsible for purchasing electrical power from IPP and SPP, while PEA is responsible for purchasing electrical power from SPP and VSPP, whereas MEA is responsible for purchasing electrical power from SPP only. Each utility has its own requirements and regulations about the electricity purchasing policy. One of the key and common requirement is the teleprotection scheme of high voltage transmission line between the main power source (EGAT, MEA and PEA) and the private sector power plant when synchronizing. Almost all private sector in Thailand is able to connect to only

one Utility while the SPP power plant can connect and sell the electricity to both EGAT and PEA. Such an SPP must update its teleprotection scheme to comply with all connected grid network requirements and regulations.

Nowadays, PEA's regulation for interconnection to PEA grid has two main requirements which are (1) PEA requires the IPP/SPP contractor to install at least the simplest Direct Transfer Trip (DTT) teleprotection scheme for monitoring any of the circuit breaker status connected to PEA substation via PEA's fiber-optic cable [Chow Chompoo-inwai, et al., 2014] and (2) the SPP contractor must meet up with the requirement to link up with PEA's Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system. It should be noted here that PEA's SCADA system is now operating over DNP3 protocol.

EGAT, on the other hand, has set its own new regulation for interconnection to any of EGAT grid. The IPP/SPP contractors must install or update their teleprotection schemes according to EGAT's new regulation which requires at least the following capabilities:

- Direct Transfer Trip scheme (DTT)
- Permissive Transfer Trip scheme (PTT)
- Directional Earth Fault Transfer Trip scheme (DEF)

EGAT also require the IPP/SPP contractor to link up with EGAT's SCADA system for remote control and monitoring the main equipment status in IPP/SPP power plant over IEC-60870-5-103 protocol.

This paper mainly focuses on a very interesting case study here. The scenario is that there is one natural-gas type SPP power plant namely "ABCD". This SPP has a very unique and interesting manner. ABCD usually earns its revenue from selling the electricity to PEA via 115 kV EGAT's substation; however, this action has been done over PEA's transmission line. A very simple existing teleprotection scheme as shown in Fig.1 has been used for years, more details in the next section.

An issue now starts when ABCD want to increase its generation capacity from 92 MW to 119 MW. It is then a must to meet EGAT's new teleprotection scheme requirements for DTT with carrier signal protection scheme (PTT and DEF). PEA also now asks to have access to monitor and control the real-time status of such a protection scheme via PEA's SCADA system. As a result, this research paper presents the solution for this case study in terms of the design concept and implementation including the commissioning test results. This special protection scheme is then called Direct Transfer Trip (DTT) technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA system for monitoring & control (communicated by IEC61850 and DNP3 protocol) between "ABCD" and two utilities.

2. EXISTING CONNECTION AND TELEPROTECTION SCHEME BETWEEN ABCD POWER PLANT AND TWO UTILITIES

ABCD is the petrochemical industrial company located in the eastern part of Thailand. ABCD has been selling the electricity to PEA via EGAT substation since 2001. The existing connection scheme between ABCD power plant and two utilities is illustrated in Figure 1.

The overall system consists of seven units of natural gas type generators (G1-G7) which has a total generation capacity of 92MW. ABCD connects to EGAT's 115kV substation namely RAYONG1 (EGAT RY1) and then connects to PEA substation also namely RAYONG1 (PEA RY1) via PEA's transmission line. The currently used protection scheme for this scenario is that there are only two relays: distance relay (21) and directional relay (67) connected at EGAT's infinite bus and ABCD ends without any teleprotection scheme.

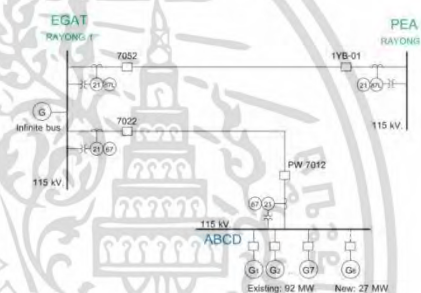


Fig. 1 Existing connection scheme between ABCD and two utilities

3. PROPOSED DIRECT TRANSFER TRIP (DTT) TECHNIQUE WITH CARRIER SIGNAL PROTECTION SCHEME (PTT AND DEF)

A DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) is sending/receiving signals of the teleprotection between EGAT substation and ABCD power plant, to disconnect a circuit breaker at both ends. Because faults occur in transmission lines between both substations, to clear fault instantaneous, regardless of the time delay from relay protection [Emil Bartosiewicz et al., 2013]. The scheme of teleprotection according to EGAT's requirement is illustrated in Figure 2.

The signaling scheme of DTT, PTT and DEF relies on digital teleprotection for sending/receiving signals via fiber-optic cables to Multiplexer (FOM). Then, FOM will convert signals from E1-G703 terminal to fiber-optic cables for interconnection of both substations.

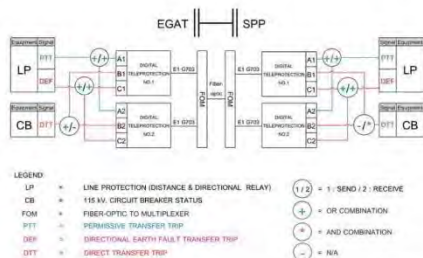


Fig. 2 Teleprotection scheme according to EGAT's requirement

DTT signaling scheme relies on the status “open” of a circuit breaker at EGAT RY1, to send DTT signal (Key) for disconnecting a circuit breaker at SPP instantaneous, to prevent SPP into islanding mode [Chow Chompoonwai et al., 2014]. The scheme of disconnect a circuit breaker at SPP must be depending on logic of EGAT's requirement. Therefore, two digital teleprotection units at SPP must receive exactly the same DTT signal (AND logic) to prevent the wrong trip from device's failure.

In general, PTT signaling scheme relies on pilot tripping scheme of the distance relay. In this case, the Permissive Over-Reaching Transfer Trip (POTT) is used. POTT reads either over-reaching zone 2 or initially-extended zone 1 to generate tripping signal (Key) for remote relay. Complete tripping signal will then be generated by distance relays after the fulfillment of two criteria:

- Local picking up either by over-reaching zone 2 or initially extended zone 1.
- Receiving remote tripping signal from another substation [Emil Bartosiewicz et al., 2013].

Both ends at EGAT and ABCD are able to send/receive the tripping signals mutually, which in fact, the digital teleprotection scheme needs only one PTT signal (OR signal logic).

DEF signaling scheme also applies similar methodology as PTT signaling scheme. The key difference is that DEF signaling scheme relies on pilot tripping scheme of the directional overcurrent relay (67) instead. And the picking up signal in directional earth fault overcurrent has been used to generate tripping signal (Key) to remote relay. Tripping signal will be generating after the fulfillment of two same criteria as of the PTT scheme. Both EGAT and SPP (ABCD) are also able to mutually send/receive the tripping signal as in PTT scheme.

The single line diagram of DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) is illustrated in Figure 3. In order to get such a protection scheme to work, two extra teleprotection cabinets must be installed

at both ends (EGAT substation and ABCD power plant). The communication between two ends has been done via PEA fiber optics network. Each of the teleprotection cabinet comprises of two key components:

- Two digital teleprotection units (redundancy) for sending/receiving the DTT, PTT and DEF signal between two substations. The command logic of signals can be configured as AND/OR as required (in this paper the ISKRA DZ-9 teleprotection application is used) [DZ9 Teleprotection Application Description]
- A Fiber-optic to Multiplexer (FOM) for converting signal from digital teleprotection (E1-G703 terminal) to fiber-optic cable between both substations (in this paper, HUAHUAN-H9MO fiber-optic transmission equipment is used) [H9MO-LMN4E1-SDH User's Manual for Fiber-Optic Transmission Equipment, 2007].

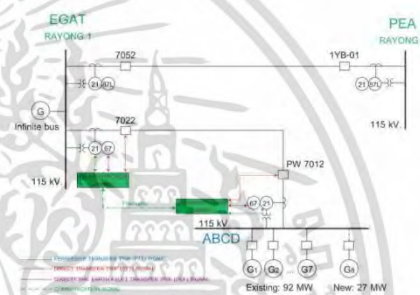


Fig. 3 Single line diagram of a DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF)

The digital teleprotection unit receives DTT signal from a circuit breaker; when circuit breaker 7022 at EGAT substation is in the “Open” status, the DTT signal from EGAT will be sent to the digital teleprotection at ABCD power plant via FOM. Two digital teleprotection units at ABCD power plant need to receive the same DTT signal before sending a trip signal to circuit breaker PW7012 at ABCD power plant. Keep in mind that ABCD will not send out DTT signal to trip the circuit breaker at EGAT substation.

In contrary, for the PTT and DEF teleprotection scheme, both EGAT and ABCD are able to sending/receiving the tripping signals between the two to trip the circuit breakers in both ends. The existing PTT signaling scheme is now using the POTT scheme, while the DEF is using the signal from directional earth fault overcurrent to generate the tripping signal to both ends of the teleprotection units. The MICOM-P437 distance protection device is currently used in EGAT substation now [MICOM-P437 Technical Manual, 2011]. ABB-REL670 transmission line distance protection device is

now utilized in ABCD power plant [Line distance protection, REL670, Reference Manual, 2010]. In addition to the tripping signals, all other alarming signals and communication statuses must be sent to both EGAT and ABCD Distributed Control System (DCS) in real-time mode. Such a scheme of teleprotection and communication between EGAT-RY1 and ABCD power plant is illustrated in Figure 4.

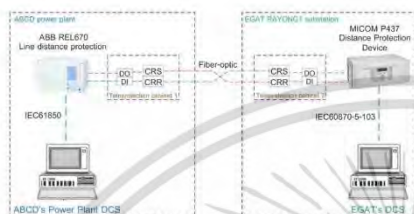


Fig. 4 Scheme of teleprotection & communication between EGAT-RY1 substation and ABCD power plant

4. SCADA SYSTEM FOR MONITORING AND CONTROL OF ABCD POWER PLANT USING IEC61850 PROTOCOL

As mentioned before, ABCD is selling the electricity via PEA's transmission line system. In order to complete the interconnection, ABCD must also comply with PEA's new SCADA regulations for interconnection to PEA grid so that PEA will be able to monitor and control real-time parameters i.e., power flow, energy relevant parameters and having access to other equipment in ABCD power plant. PEA also asks to have access to monitor real-time statuses of the teleprotection scheme between EGAT-RY1 substation and ABCD substation via PEA SCADA Control Center. PEA would allow all of the transmission parameters over any protocol but it must have some kind of gateways for converting those parameters into PEA DNP3 protocol. PEA parameters requirements are called Input/Output points list (I/O points list). The PEA I/O standard points list consists of at least: (1) Status Input 49 items, (2) Analog Input 16 items and (3) Control Output 4 items as shown in Table 1 to Table 3, respectively.

ABCD power plant is currently using IEC-61850 protocol to communicate between Intelligent Electronic Device (IED) i.e., relay protection, power meter and etc. [Christoph Brunner, 2008]. Therefore, the I/O points list will be sent out to Remote Terminal Unit (RTU) to link up with PEA's SCADA system over IEC-61850 protocol using copper wires.

Table 1 Status Input points list of PEA's requirement.

| ITEM | POINT NAME | STATE | | | Connection type at ABCD | | |
|------|---------------------------------|-----------|----------|--------|-------------------------|------------------|------|
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | Connection | Type |
| 1 | 01YB-01 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | IEC61850 | SOE |
| 2 | 01YS-01 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | IEC61850 | DI |
| 3 | 01YS-02 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | IEC61850 | DI |
| 4 | 01YS-03 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | No Equipment | - |
| 5 | 01YG-01 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | IEC61850 | DI |
| 6 | 01YB-01 Control Set on | Undefined | Local | Remote | Fault | Copper wires | DI |
| 7 | 01YS-01 Control Set on | Undefined | Local | Remote | Fault | Copper wires | DI |
| 8 | Sync. Switch Selection | Undefined | Auto | Manual | Fault | No Equipment | - |
| 9 | SO/B Relay Status | Undefined | On | Off | Fault | Not use function | - |
| 10 | 01YS-02 Control Set on | Undefined | Local | Remote | Fault | No Equipment | - |
| 11 | DTT Inter-Trip Cut Off Status | Undefined | On | Off | Fault | Copper wires | DI |
| 12 | Distance Relay Phase A | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 13 | Distance Relay Phase B | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 14 | Distance Relay Phase C | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 15 | Distance Relay Earth Fault | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 16 | Distance Relay Trip | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 17 | Distance Relay Zone 1 | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 18 | Distance Relay Zone 2 | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 19 | Distance Relay Zone 3 | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 20 | Distance Relay Switch on fault | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 21 | Distance Relay DC Supply | Normal | Fail | - | - | Copper wires | DI |
| 22 | Distance Relay MT Supply | Normal | Fail | - | - | IEC61850 | DI |
| 23 | Directional Overcurrent Phase A | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 24 | Directional Overcurrent Phase B | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 25 | Directional Overcurrent Phase C | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 26 | Directional Earth Fault | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 27 | Directional Relay DC Supply | Normal | Fail | - | - | Copper wires | DI |
| 28 | Time Delayed (CB Fail) | Normal | Tripp | - | - | Not use function | - |
| 29 | Teleprotection (DTT) | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 30 | Line Aided Trip (PTT) | Normal | Tripp | - | - | IEC61850 | SOE |
| 31 | Auto Reclosing Operated | Normal | Operated | - | - | Not use function | - |
| 32 | Auto Reclosing Lockout | Normal | Lockout | - | - | Not use function | - |
| 33 | DC Supply Control Circuit | Normal | Fail | - | - | Copper wires | DI |
| 34 | AC Supply Control Circuit | Normal | Fail | - | - | Copper wires | DI |
| 35 | Gas low pressure warning | Normal | Alarm | - | - | Not Support | - |
| 36 | Gas low pressure lockout | Normal | Lockout | - | - | Not Support | - |
| 37 | Tripp Cct Supervision 1 | Normal | Fail | - | - | Copper wires | DI |
| 38 | Tripp Cct Supervision 2 | Normal | Fail | - | - | No Equipment | - |
| 39 | Spring Charge | Normal | Fail | - | - | Not Support | - |
| 40 | Transformer Differential Relay | Normal | Operated | - | - | No Equipment | - |
| 41 | Synchronizing Check | Normal | Operated | - | - | No Equipment | - |
| 42 | Sync. Relay MCB Trip | Normal | Alarm | - | - | No Equipment | - |
| 43 | Under/Over Frequency Step1 | Normal | Alarm | - | - | Not use function | - |
| 44 | Under/Over Frequency Step2 | Normal | Alarm | - | - | Not use function | - |
| 45 | Under/Over Voltage Step1 | Normal | Alarm | - | - | Not use function | - |
| 46 | Under/Over Voltage Step2 | Normal | Alarm | - | - | Not use function | - |
| 47 | Under/Over Instance | Normal | Tripp | - | - | Not use function | - |
| 48 | Under/Over Frequency Relay | Undefined | On | Off | Fault | Not use function | - |
| 49 | Sync. Switch Selection | Normal | Off | - | - | No Equipment | - |

Table 2 Analog Input points list of PEA's requirement

| ITEM | POINT NAME | UNIT | SCALE | | Connection type at ABCD | |
|------|--------------------------------|------|-------------|----------|-------------------------|------|
| | | | ACTUAL DATA | RAW DATA | Connection | Type |
| 1 | Current Phase A | A | 0.1200 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 2 | Current Phase B | A | 0.1200 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 3 | Current Phase C | A | 0.1200 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 4 | Voltage Phase A-B | kV | 0.150 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 5 | Voltage Phase B-C | kV | 0.150 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 6 | Voltage Phase C-A | kV | 0.150 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 7 | Frequency | Hz | 0.60 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 8 | Active Power | MW | ±0.15588 | ±0.32767 | Copper wires | AI |
| 9 | Reactive Power | MVAR | ±0.15588 | ±0.32767 | Copper wires | AI |
| 10 | Power Factor | % | ±0.100 | ±0.32767 | Copper wires | AI |
| 11 | THD Current Harmonic Phase A | % | 0.100 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 12 | THD Current Harmonic Phase B | % | 0.100 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 13 | THD Current Harmonic Phase C | % | 0.100 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 14 | THD Voltage Harmonic Phase A-B | % | 0.100 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 15 | THD Voltage Harmonic Phase B-C | % | 0.100 | 0.32767 | Copper wires | AI |
| 16 | THD Voltage Harmonic Phase C-A | % | 0.100 | 0.32767 | Copper wires | AI |

Table 3 Control Output points list of PEA's requirement

| ITEM | POINT NAME | STATE | | Connection type at ABCD | |
|------|---------------------------------|-------|------|-------------------------|------|
| | | 0 | 1 | Connection | Type |
| 1 | 01YB-01 CB Close/Open Command | Close | Open | IEC61850 | SBO |
| 2 | 01YB-01 CB Bypass Sync. Command | Close | - | IEC61850 | SBO |
| 3 | 01YS-01 DS Close/Open Command | Close | Open | IEC61850 | SBO |
| 4 | 01YS-02 DS Close/Open Command | Close | Open | IEC61850 | SBO |

The single line diagram of ABCD SCADA system and PEA's SCADA Control Center is illustrated in Figure 5. To implement this SCADA scheme, the RTU cabinet

must be installed at ABCD power plant, to link up with PEA's SCADA Control Center via the existing PEA's fiber-optic network over Synchronous Digital Hierarchy (SDH) multiplexer (MUX) at PEA-RY1 substation. Each of the RTU cabinet consists of:

- An Ethernet switch to communicate between IED (REL670) and RTU (this paper uses HIRSCHMANN RSPL-20 Rail Switch Power Lite) [Reference Manual Rail Switch Power Lite (RSPL), 2008].
- A Remote Terminal Unit (RTU) for collecting parameters in ABCD power plant and sending out to gateway. A gateway protocol converter will do the conversion two different protocols between PEA DNP3 protocol and the internal ABCD IEC-61850.

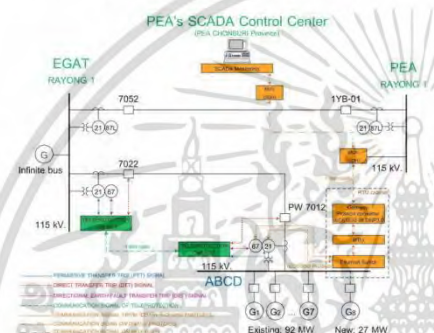


Fig. 5 Single line diagram of SCADA system between ABCD power plant & PEA's SCADA Control Center.

For the implementation of this scenario in this paper, the universal device which is able to work as either in RTU mode or Gateway protocol converter mode has been applied (REMSDAQ Callisto[™] Utility Controller), [CaSE NX User Manual, 2014].

5. FACTORY ACCEPTANCE TEST AND COMMISSIONING TEST

In order to validate that the newly-improved protection scheme is able to operate properly, both the factory acceptance test (FAT Test) and the commissioning test (after installation) are mandatory. The FAT test procedures utilize the hardware test tools and also the special simulation software. The commissioning test was done under the special condition that needs all three parties to operate the teleprotection scheme and SCADA system simultaneously. In fact, the teleprotection scheme is mainly tested by EGAT and the SCADA system is mainly tested by PEA.

Figure 6 illustrates system configuration for the FAT test of teleprotection cabinets. This was done by simulating

the connection between two teleprotection cabinets at both ends (EGAT and ABCD) then connecting with actual devices in the simulation. The PTT and DEF signals are simulated by relay protection of each side. The injected voltage and current to the relay was created by a test tool (OMICRON CMC-356 Universal Relay Test Set and Commissioning Tool is used for this purpose), [CMC-356 Reference Manual]. The DTT signal is simulated by copper wires via Digital Input/Output (DI/DO) of teleprotection cabinets. Finally, the operating time of all signals are measured by this test tool.

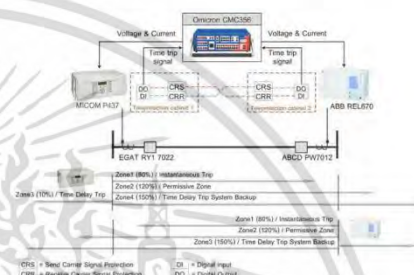


Fig. 6 System configuration of the teleprotection cabinets FAT test

The tested results for both FAT test and commissioning test of the teleprotection functions i.e., DTT, PTT and DEF comparing to the existing (traditional) protection scheme are shown in Table 4 to Table 6, respectively.

Table 4 illustrates the test results of the proposed DTT carrier signal protection scheme when a fault occurred and it caused EGAT circuit breaker 7022 to operate and in the "Open" status. It was found that the circuit breaker at ABCD (PW7012) tripped simultaneously right after the circuit breaker 7022 at EGAT opened. The existing line protection system, on the other hand, needs to wait for a time delay which depends on the protection function setting of ABCD.

Table 5 and Table 6 present the test results of the new teleprotection functions (PTT and DEF Carrier Signal Protection). It is clear to be seen that the new teleprotection schemes with PTT and DEF have a much shorter operating time than the currently-used protection. This is mainly because the existing protection system needs to wait for a time delay which depends on the parameters setting of a relay protection, while the new teleprotection functions can be operated instantaneously. It is very clear here that the DTT with PTT and DEF Carrier Signal Protection scheme gives the system more stable and reliable.

Table 4 Test results of a DTT carrier signal protection scheme

| Fault Function | Status of circuit breaker at ABCD (PW7012) (open/ not open) | |
|---|---|---|
| | Traditional Protection (line protection) | DTT Carrier Signal Protection |
| EGAT's circuit breaker (7022) "open", when a fault occur. | A circuit breaker is not trip (remain status) | A circuit breaker is trip (open status) |
| Remark | waiting time delay from protection function, | - |

Table 5 Test results of a PTT carrier signal protection scheme

| Sub-station | Fault Function | Operating time (ms) | | | |
|-------------|-----------------------|--|-------|---|-------|
| | | Traditional Protection (Distance Protection) | | PTT Carrier Signal Protection in POTT scheme (Distance & PTT carrier) | |
| | | Setting parameter | A/F | Setting parameter | A/F |
| ABCD | Distance relay zone 1 | <40.0 | 31.6 | <40.0 | 32.7 |
| | Distance relay zone 2 | 300.0 | 319.0 | <40.0 | 32.6 |
| | Distance relay zone 3 | 600.0 | 618.0 | 600.0 | 621.0 |
| | Distance relay zone 4 | - | - | - | - |
| EGAT | Distance relay zone 1 | <40.0 | 28.9 | <40.0 | 28.4 |
| | Distance relay zone 2 | 300.0 | 322.1 | <40.0 | 29.5 |
| | Distance relay zone 3 | 600.0 | 620.4 | 600.0 | 621.1 |
| | Distance relay zone 4 | 600.0 | 626.5 | 600.0 | 623.3 |

Table 6 Test results of a DEF carrier signal protection scheme

| Sub-station | Fault Function | Operating time (ms) | | | |
|-------------|-------------------------|---|-------|---|------|
| | | Traditional Protection (Directional Earth Fault Protection) | | DEF Carrier Signal Protection (Directional Earth Fault & DEF carrier) | |
| | | Setting parameter | A/F | Setting parameter | A/F |
| ABCD | Directional Earth Fault | 600.0 | 619.8 | <40 | 19.4 |
| EGAT | Directional Earth Fault | 600.0 | 620.4 | <40 | 20.1 |

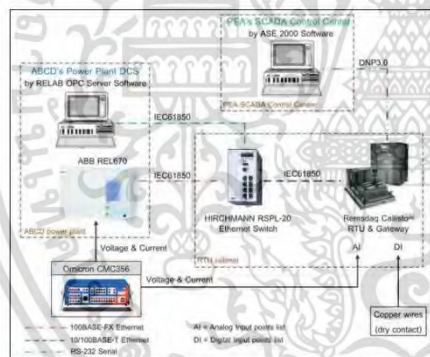


Fig. 7 System configuration of RTU cabinet for FAT test

Figure 7 illustrates system configuration of RTU cabinet FAT test. The FAT test of the RTU cabinet was done by simulating the connection between a RTU cabinet and two ends (ABCD plant and PEA's SCADA Control Center). Both are connected with real devices in the simulation process. All IEC-61850 point lists are simulated by relay protection at ABCD power plant, which inject voltage and current to the relay by a test tool (OMICRON CMC-356). All the analog point lists

(AI) are simulated by a test tool directly, while the Digital Input point lists (DI) are simulated by the copper wires (dry contact). In the FAT test, ABCD's DCS was simulated by "RELAB OPC SERVER" software, to monitor I/O point lists over IEC-61850 protocol, while PEA's SCADA Control Center was simulated by "ASE2000" software, to monitor I/O point lists via RTU and Gateway over PEA-DNP3 protocol. However, the commissioning test was done at the actual locations for both ABCD's DCS and PEA's SCADA Control Center.

The test results for both FAT test and commissioning test of the newly-installed SCADA system including Status Inputs, Control Outputs and Analog Inputs points list are shown in Table 7 to Table 9, respectively.

Table 7 Test results of the Status Input points of SCADA system.

| ITEM | POINT NAME | STATE | | | | Monitoring at location (Pass/Fail) | |
|------|---------------------------------|-----------|--------|--------|-------|------------------------------------|----------------------------|
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | ABCD's DCS Control Center | PEA'S SCADA Control Center |
| 1 | 01YB-01 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | Pass | Pass |
| 2 | 01YS-01 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | Pass | Pass |
| 3 | 01YS-02 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | Pass | Pass |
| 5 | 01YB-01 Closed/Open Status | Undefined | Closed | Open | Fault | Pass | Pass |
| 6 | 01YB-01 Control Set on | Undefined | Local | Remote | Fault | Pass | Pass |
| 7 | 01YS-01 Control Set on | Undefined | Local | Remote | Fault | Pass | Pass |
| 11 | DTT Inter-Trip Cut-off Status | Undefined | On | Off | Fault | Pass | Pass |
| 12 | Distance Relay Phase A | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 13 | Distance Relay Phase B | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 14 | Distance Relay Phase C | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 15 | Distance Relay Earth Fault | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 16 | Distance Relay Trip | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 17 | Distance Relay Zone 1 | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 18 | Distance Relay Zone 2 | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 19 | Distance Relay Zone 3 | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 20 | Distance Relay Switch-on-fault | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 21 | Distance Relay DC Supply | Normal | Fail | - | - | Pass | Pass |
| 22 | Distance Relay VT Supply | Normal | Fail | - | - | Pass | Pass |
| 23 | Directional Overcurrent Phase A | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 24 | Directional Overcurrent Phase B | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 25 | Directional Overcurrent Phase C | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 26 | Directional Earth Fault | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 27 | Directional Relay DC Supply | Normal | Fail | - | - | Pass | Pass |
| 29 | Trip protection (DTT) | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 30 | Line Asided Trip (PTT) | Normal | Tripp | - | - | Pass | Pass |
| 33 | DC Supply Control Circuit | Normal | Fail | - | - | Pass | Pass |
| 34 | AC Supply Locked Circuit | Normal | Off | - | - | Pass | Pass |
| 37 | Trip Ctd. Supervision I | Normal | Fail | - | - | Pass | Pass |

Table 8 Test results of the Control Output points of SCADA system.

| ITEM | POINT NAME | STATE | | Monitoring at location (Pass/Fail) | |
|------|------------------------------------|-------|------|------------------------------------|----------------------------|
| | | 0 | 1 | ABCD's DCS Control Center | PEA'S SCADA Control Center |
| 1 | 01YB-01 CB Close/Open Command | Close | Open | Pass | Pass |
| 2 | 01YB-01 Close Bypass Sync. Command | Close | - | Pass | Pass |
| 3 | 01YS-01 DS Close/Open Command | Close | Open | Pass | Pass |
| 4 | 01YS-02 DS Close/Open Command | Close | Open | Pass | Pass |

Table 9 Test results of the Analog Input points of SCADA system.

| ITEM | POINT NAME | UNIT | SCALE | | Monitoring at location (Pass/Fail) | |
|------|--------------------------------|------|-------------|------------|------------------------------------|----------------------------|
| | | | ACTUAL DATA | RAW DATA | ABCD's DCS Control Center | PEA'S SCADA Control Center |
| 1 | Current Phase A | A | 0.1200 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 2 | Current Phase B | A | 0.1200 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 3 | Current Phase C | A | 0.1200 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 4 | Voltage Phase A-B | kV | 0.150 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 5 | Voltage Phase B-C | kV | 0.150 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 6 | Voltage Phase C-A | kV | 0.150 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 7 | Frequency | Hz | 0.60 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 8 | Active Power | MW | -1.15588 | -0.32767 | Pass | Pass |
| 9 | Reactive Power | MVAR | -0.15588 | -0.32767 | Pass | Pass |
| 10 | Power Factor | % | 97.0-100 | 97.0-32767 | Pass | Pass |
| 11 | THD Current Harmonic Phase A | % | 0.100 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 12 | THD Current Harmonic Phase B | % | 0.100 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 13 | THD Current Harmonic Phase C | % | 0.100 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 14 | THD Voltage Harmonic Phase A-B | % | 0.100 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 15 | THD Voltage Harmonic Phase B-C | % | 0.100 | 0.32767 | Pass | Pass |
| 16 | THD Voltage Harmonic Phase C-A | % | 0.100 | 0.32767 | Pass | Pass |

Finally, Figure 8, 9 and 10 presents the actual work process for on-site implementation for the new teleprotection scheme and the SCADA system, including all the new extra RTU cabinets.



Fig. 8 (Left) FAT test of the Teleprotection cabinets and (Right) FAT test of an RTU cabinet



Fig. 9 (Left) Teleprotection cabinet installed at ABCD and (Right) Teleprotection cabinet installed at EGAT-RY1 substation



Fig. 10 RTU cabinet installed at ABCD Power Plant

6. CONCLUSIONS

The proposed DTT teleprotection scheme with carrier signals (PTT and DEF) has now been in operation in ABCD power plant for around six months already. The SCADA system of ABCD power plant is also in operation and already linked up with both EGAT's and PEA's SCADA system and it is now working properly and smoothly. The proposed system has been insured the stability and reliability throughout the process of

tentative FAT test and commissioning test. The proposed teleprotection scheme with SCADA system is able to resolve the aforementioned issue of a very unique manner interconnection problem. This particularly case study shall be used as a very good example for the future to come and similar circumstance in Thailand.

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to highly thank you my supervisor, Dr. Chow Chompoo-inwai, for the patient guidance and advice he has provided throughout my time as his student. I also would like to thank Mr.Kosol Vigayatipat and Mr.Srinon Chonganukulthanakorn from NYR Ltd., Part. accompanied by Mr.Amnuay Tempiyapol from Thai Power Center Co., Ltd. for providing the information and supplying the equipment undertaken this research.

REFERENCES

- Chai Chompoo-inwai, Chitra Yingvivanapong, Pradit Fuangfoo and Wei-Jen Lee, "Transmission Congestion Management During Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 43, no. 6, pp. 1483-1490, Nov/Dec. 2007.
- Chow Chompoo-inwai, M. Leelajindakrairerk, S. Banjongjit, P. Fuangfoo and Wei-Jen Lee, "Biomass Power Generation Development in Thailand," in *IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009*, Calgary, AB, 2009, pp. 1-4.
- Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejjakul and Monthon Leelajindakrairerk, "A New Distributed Generation Protection Scheme in Thailand Using Direct Transfer Trip (DTT) Technique and a Mirrored Bit Protocol," in *The 20th International Conference on Electrical Engineering*, Jeju, Korea, 2014, pp. 928-932.
- Emil Bartosiewicz et al., "Overview and Test Results of Modern Pilot Schemes for Coordination of Line Distance Protection Relays," in *12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (I2E2)*, 2013, Wroclaw, 2013, pp. 191-196.
- DZ9 Teleprotection Application Technical Description*, v 1.13, Iskra, d.d., Ljubljana.
- H9MO-LMN4E1 SDH Fiber-Optic Transmission Equipment User's Manual*, v 1.2, Beijing Huatuan Electronics Co., Beijing., 2007.
- MICOM P437 Distance Protection Device Technical Manual*, v 631, Schneider Electric., Rueil-Malmaison., 2011.
- Line distance protection REL670 Technical reference manual*, v 1.2, ABB AB., Västerås., 2010.
- Christoph Brunner, "IEC 61850 for Power System Communication," in *T&D/IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008*, Chicago, IL, 2008, pp. 1-6.
- R. E. Mackiewicz, "Overview of IEC 61850 and Benefits," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006*, Dallas, TX, 2006, pp. 376-383.
- Christoph Brunner, "The Impact of IEC 61850 on Protection," in *IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, 2008*, Glasgow, 2008, pp. 14-19.
- Reference Manual Rail Switch Power Lite (RSPL)*, v 2.0, Hirschmann Automation and Control., Neckartenzlingen., 2013.
- CaSE NX User Manual*, v 14, Remsdaq Limited., Flintshire., 2014.
- CMC356 Ref. Manual*, v AE.7, OMICRON electronics, Klaus., 2013.

www.icee2014.org

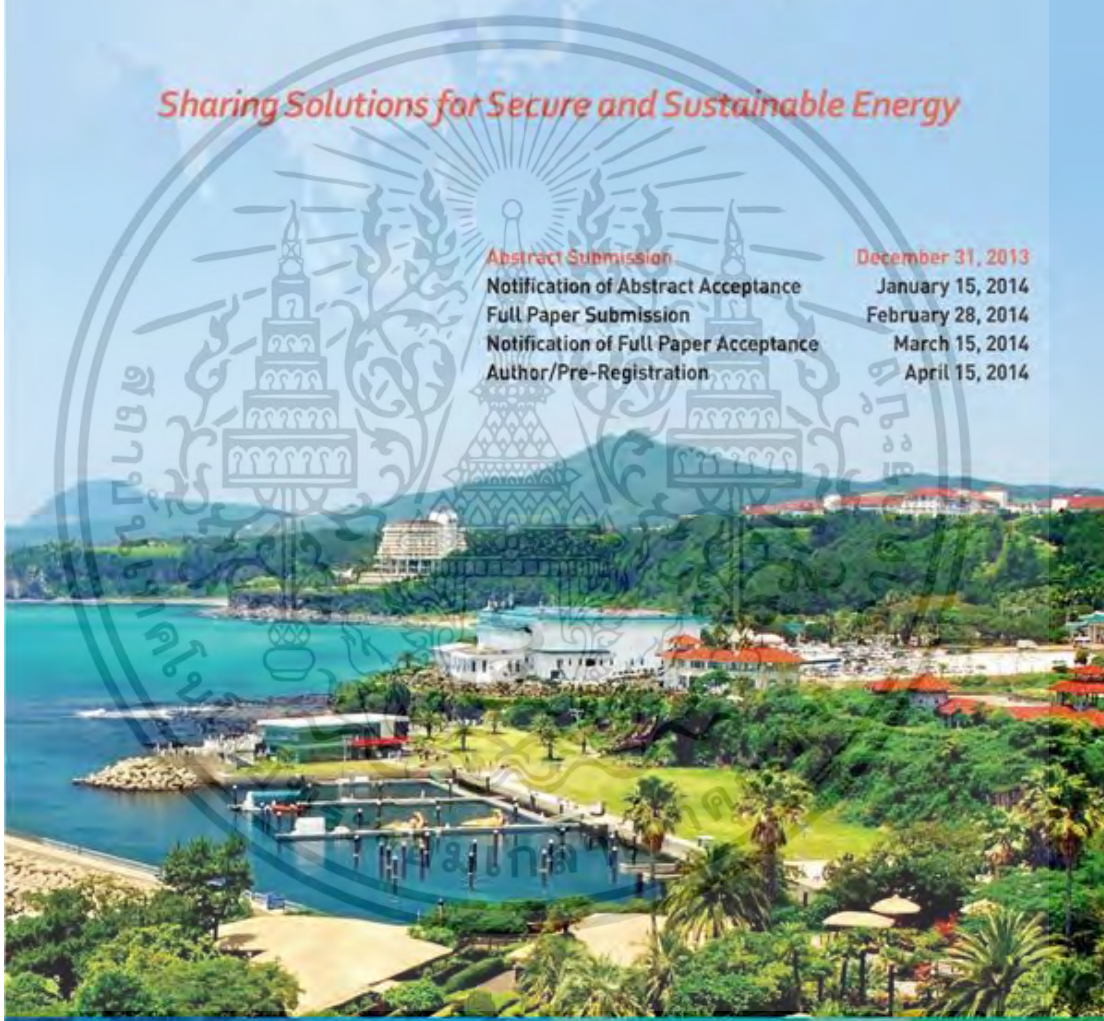
ICEE 2014


The International Conference on Electrical Engineering 2014




June 15-19, 2014 Ramada Plaza Jeju Hotel, Jeju, Korea

Sharing Solutions for Secure and Sustainable Energy

| | |
|---------------------------------------|-------------------|
| Abstract Submission | December 31, 2013 |
| Notification of Abstract Acceptance | January 15, 2014 |
| Full Paper Submission | February 28, 2014 |
| Notification of Full Paper Acceptance | March 15, 2014 |
| Author/Pre-Registration | April 15, 2014 |



Organized by  KIEE

Co-organized by  CSEE  HKIE  IEEJ

A New Distributed Generation Protection Scheme in Thailand Using Direct Transfer Trip (DTT) Technique and a Mirrored Bit Protocol

Chow Chompoo-inwai*, Athiruk Aungkum**, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejjakul and Monthon Leelajindakrairerk*

Abstract – At the present, most of the utility electrical power systems in Thailand are connected as a network. It is essential to gather many separated electrical power sources (from EGAT, PEA, MEA and private sectors i.e. IPP, SPP and VSPP) together to enhance the stability and reliability of Thailand's power network. The appropriate protection scheme for a high voltage transmission system is indispensable. The current protection scheme that has long been used in most regions of Thailand's network is a peer-to-peer protection scheme. Such a scheme has a big disadvantage when there is a fault occurred at any point from only one power source in the network due to the lack of islanding mode of operation. For example, if there is a short circuit fault occurred in the region taken power from two sources. The protection relay will send out a signal to disconnect/cease the power from both ends, regardless of the fault locations. This circumstance happened quite often in many Thailand's networks and can cause a lot of damage from power outage, especially in several industrial estate areas. Therefore, this research proposed the new technique for protection scheme to prevent the aforementioned circumstances called the Direct Transfer Trip (DTT) protection scheme using mirrored bit protocol. The principle idea is that to have a communication between the relay protection installed at any point of the network and the logic processor unit installed at the supplementary power source like IPP, SPP or VSPP via a protocol called mirrored bit protocol through fiber optic network. The key concept is that if there is a single fault occurred in any point of the network except from the main grid source, the generation systems of the supplementary power source must continue operating in order to avoid the power outage in the network. This paper elaborates the proposed protection scheme by examining and analyzing the small power system network in the eastern region of Thailand. The single line diagram of such a network is presented here. The conceptual and detailed design of the proposed protection scheme is also elaborated. The how-to of such a logic processor unit is extensively explained. The simulation process was done using the computational simulation before testing and commissioning process. The testing and commissioning results through the distributed control system (DCS) are very satisfactory and as well illustrated here in this paper.

Keywords: Direct transfer trip, Optical fiber, Mirrored bits, Network protection, DCS

I. INTRODUCTION

Intertrip system or direct transfer trip (DTT) has been used widely in the line protection. Because aforementioned systems are used to transmit data over a communications system to relay protection of each side i.e. through fiber-optic with speed in milliseconds, which is very fast compared to copper wires. With aforementioned speed make the system more reliable. But when the system has scheme connected are network. The appropriate protection scheme for a high voltage transmission system is indispensable. The current protection scheme that has long been used in most regions of Thailand's network is a peer-to-peer protection scheme. Such a scheme has a big

disadvantage when a fault occurred at any point in the network. A peer-to-peer protection system will operate just disconnect circuit breaker at the fault only, regardless of the fault locations and the main power system that continues to supply power to the system or not. Without checking the status of the circuit breaker, Cause damage to the generator of IPP systems because the power is not enough to loads. Thus, it has led the DTT technique and a Mirrored bit protocol [1-2] for use the network system appropriately. Which aforementioned systems are faster and smarter in the process and decided to disconnect generator of IPP with speed in milliseconds when the main power plant was disconnect earlier.

This paper will give examples of scheme DTT technique and a Mirrored bit protocol are installation and use in eastern of Thailand. Scheme aforementioned consists IPP system of IPP with a network connection to a power station

* EE. Dept., Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand, chompoooc@gmail.com

** M.S. Student, EE. Dept., Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMUTL), Bangkok, Thailand, athiruk@gmail.com

vicinity of the PEA (Provincial Electricity Authority) to sell electricity to the power supply system of EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) shown in figure 1.

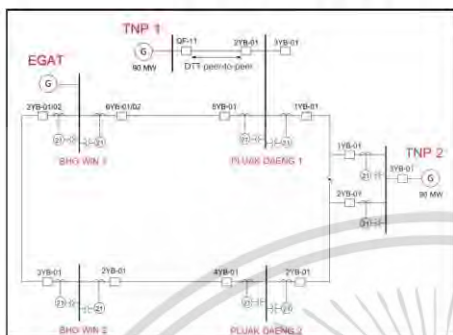


Fig. 1. Network diagram in eastern of THAILAND

Figure 1 shows the traditional connection consists substation of PEA 4 stations are pluaak daeng substation 1 (PLD-1), pluaak daeng substation 2 (PLD-2), bho win 1 (BWN-1), bho win 2 (BWN-2). The main power plant system 1 unit is EGAT and IPP system 2 unit are thai national power 1 (TNP-1) and Thai national power 2 (TNP-2). Each of the existing power station using distance relay for line protection.

II. DIRECT TRANSFER TRIP TECHNIQUE AND MIRRORED BITS PROTOCOL

DTT technique and a Mirrored bit protocol system must install remote i/o unit. (in this paper used SEL-2505 remote i/o unit) [3] to use in the transmission of data from various substations to the logic processor (in this paper used SEL-2100 logic processor) [4] was installed at the IPP is TNP1 and TNP2 through fiber-optic using Mirrored bit protocol which provides data transmission speeds of 10-18 ms. Each station must transmit information such as the status of the circuit breaker, the status of disconnecting switch are available in all the equipment to the logic processor. Logic processor is a processor under the terms of the generated logic which is determined from the protection system of IPP. The primary goal is protection in the event of main power plant (EGAT) was disconnect from the system (islanding mode). This will cause damage to the system and generator of IPP (TNP1 and TNP2) because of the overload. Logic processor checks the status of the circuit breaker of all the sub stations to be analyze and send signal to disconnect circuit breaker of IPP with speed in milliseconds. Reduces damage will occur to the system or generator of IPP. Figure 2 shows the single line diagram of DTT

technique and a Mirrored bit protocol. Additionally, the status of breakers and disconnecting switches all are sent to Distributed Control System (DCS) to monitor the status of a real time system as shown in figure 3.

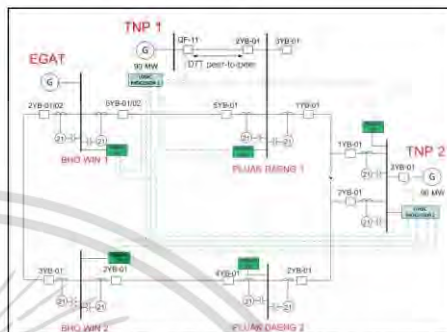


Fig. 2. Single-line diagram direct transfer trip technique and Mirrored bits protocol

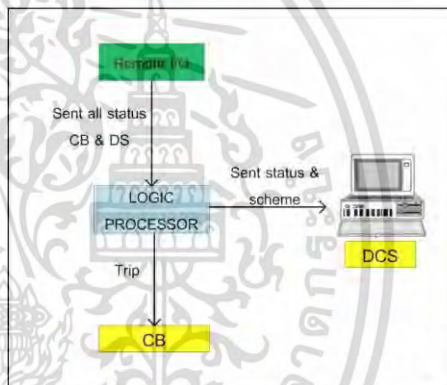


Fig. 3. Scheme direct transfer trip technique and Mirrored bits protocol

III. LOGIC AND LOGIC PROCESSOR

Logic in logic processor is determined by the condition which is determined from the protection system of IPP non operate in island mode. Figure 2 if EGAT which is the main power plant was disconnect from the system. The IPP TNP1 and TNP2 can't generate power continue because of insufficient capacity per load. Therefore, logic processor it must be disconnect IPP both from the system by the gather status of the circuit breaker at the substation which is connected to the processor.

If IPP can't afford the supplement power to EGAT logic processor must disconnect IPP both of them immediately. In

- F6 : fault at line between TNP-2 and PLD-2.
- F7 : fault at PLD-2 bus.
- F8 : fault at line between PLD-2 and BWN-2.
- F9 : fault at BWN-2 bus.
- F10 : fault at line between BWN-2 and BWN-1.
- In special case, Possibility of double fault during location in the same time.

Figure.9 illustrates all faults locations in the previous system. Figure 10 also presents the fault location when increase DTT technique and Mirrored bits protocol. The test results of simulation and the scheme disconnect of circuit breaker are summarized in table 1 and table 2 respectively.

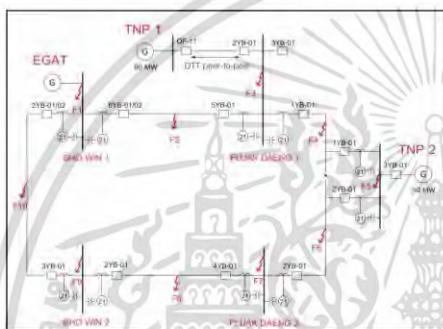


Fig. 9. Simulation fault in peer-to-peer protection system

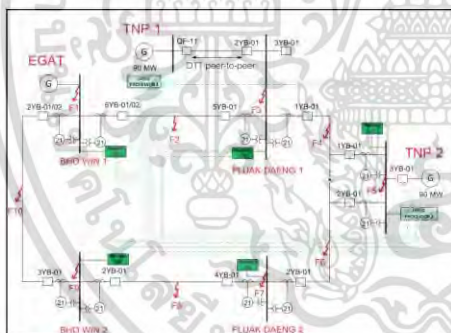


Fig. 10. Simulation fault in DTT technique and Mirrored bits protocol

Table 1. Simulation Results for different faults in DTT system

| Fault | EGAT status | Status mode | | Peer-to-peer | | DTT Mirrored bit | |
|-------|-------------|-------------|--------|--------------|---------|------------------|---------|
| | | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 |
| F1 | out service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F3 | in service | Island | Normal | Trip | No trip | Trip | No trip |
| F4 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F5 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |

| | | | | | | | |
|----------|-------------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|
| F6 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F2 & F3 | in service | Island | Normal | Trip | No trip | Trip | No trip |
| F2 & F4 | in service | Island | Normal | No trip | No trip | Trip | Normal |
| F2 & F5 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F2 & F6 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F7 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F8 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F9 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F2 & F10 | out service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F4 | in service | Island | Normal | Trip | No trip | Trip | No trip |
| F3 & F5 | in service | Island | Island | Trip | Trip | Trip | Trip |
| F3 & F6 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F7 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F8 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F9 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F10 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F4 & F5 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F4 & F6 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F7 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F8 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F9 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F4 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F5 & F6 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F7 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F8 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F9 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F5 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F6 & F7 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F6 & F8 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F6 & F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F6 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 & F8 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 & F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F7 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 & F9 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F9 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |

Table 2. Scheme of circuit breaker trip when fault at any location.

| Fault Location | Type of fault | Substation | Trip of circuit breaker |
|----------------|---------------|------------|--------------------------|
| F1 | Bus fault | BWN-1 | 2YB01/02 & 6YB-01/02 |
| F2 | Line fault | BWN-1 | 6YB01/02 |
| F3 | Bus fault | PLD-1 | 5YB-01 & 1YB-01 |
| F4 | Line fault | PLD-1 | 1YB-01 |
| F5 | Bus fault | TNP-2 | 1YB-01 & 2YB-01 & 3YB-01 |
| F6 | Line fault | TNP-2 | 2YB-01 |
| F7 | Bus fault | PLD-2 | 2YB-01 & 4YB-01 |
| F8 | Line fault | PLD-2 | 4YB-01 |
| F9 | Bus fault | BWN-2 | 2YB-01 & 3YB-01 |
| F10 | Line fault | BWN-2 | 3YB-01 |
| | | BWN-1 | 2YB-01/02 |

Figure 9 and 10 showed that the simulation of the fault at various points and table 1 showed that result of simulation fault, for example when an F1 fault this is a fault on the bus. The protection relay must send the signal to disconnect the circuit breaker 2YB-01 and 6YB-01 of the BWN-1 substation. Cause the main power is EGAT was disconnected from the system (out service) and another case that EGAT was disconnect is the occurrence of fault 2 position in similar time. As a result, both IPP (TNP1 and

TNP2) into island mode. The peer-to-peer system is not disconnecting IPP instantaneously. Must wait for the protection system of IPP itself done operate to disconnecting. Makes such slow disconnected may cause damage to the system and generator of IPP itself. While the DTT technique and a Mirrored bit protocol system are disconnect instantaneously by the processing of the logic processor and send signal to disconnect circuit breaker with a sensitivity level of milliseconds. Reduces damage will occur to the system or generator of both IPP.

V. ACTUAL TEST AND COMMISSIONING

The process of testing the actual system has defined that circuit breaker trip of each the stations according to the scheme of the fault. Compare the results with the simulation show that the system operate correctly as simulation. The actual test results are summarized in table 3.

Table 3. The actual tested results fault in DTT system

| Fault | EGAT status | Status mode | | Peer-to-peer | | DTT Mirrored bit | |
|----------|-------------|-------------|--------|--------------|---------|------------------|---------|
| | | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 | TNP1 | TNP2 |
| F1 | out service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F4 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F2 & F4 | in service | Island | Normal | No trip | No trip | Trip | Normal |
| F2 & F8 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F3 & F10 | in service | Island | Island | No trip | No trip | Trip | Trip |
| F4 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | No trip | No trip | Trip |
| F5 & F10 | in service | Normal | Island | No trip | Trip | No trip | Trip |
| F6 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |
| F8 & F10 | in service | Normal | Normal | No trip | No trip | No trip | No trip |

V. CONCLUSION

The experiment showed that when the fault that causes the main power is EGAT was disconnected from the system the IPP (TNP1 and TNP2) both into island mode. The peer-to-peer system is not disconnecting IPP both instantaneously. Makes such slow disconnected may cause damage to the system and generator of IPP itself. While the DTT technique and a Mirrored bit protocol system are disconnect instantaneously. Reduces damage will occur to the system or generator of both IPP. Make the system more reliable. As a result of a communication signal with direct fiber-optic via Mirrored bits protocol is the speed than compared to other communication protocols. [5] As well as intelligence processing of logic processor. In addition, aforementioned system can notification event such as send status alarm or various disorders of the system to the DCS to monitor the system in real-time.

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to many thank my supervisor, Asst. Prof. Chow Chompoo-inwai, for the patient guidance and advice he has provided throughout my time as his student. Finally,

I would like to thank Mr.Amnuay Tempiyapol and Thai Power Center Co.,Ltd. for providing the information and the supply equipment undertake this research.

REFERENCES

- [1] *Implementing MIRRORRED BITS Technology Over Various Communications Media*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2007.
- [2] *Relay-to-relay digital logic communication for line protection, monitoring, and control*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 1998.
- [3] *SEL-2505 Remote I/O Module Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2012.
- [4] *SEL-2100 Logic Processor Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2011.
- [5] *Comparison of MIRRORRED BITS® Communications and Ethernet IEC 61850 GOOSE for Teleprotection Using Spread-Spectrum Radio*, Schweitzer

ประวัติผู้เขียน

| | |
|------------------|--|
| ชื่อ-นามสกุล | นายอิทธิกร อังคำ |
| วัน เดือน ปีเกิด | 27 พฤศจิกายน 2531 ที่กรุงเทพมหานคร |
| ที่อยู่ | 1286 หมู่ 4 ถนนสุขุมวิท ตำบลสำโรงเหนือ อำเภอเมือง จังหวัดสมุทรปราการ 10270 โทร.0-2384-1901, 083-199-3179 |
| ประวัติการศึกษา | 2554 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง (เกียรตินิยม อันดับหนึ่ง) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร |

ความชำนาญเฉพาะด้าน

1. ออกแบบและปรับปรุงระบบป้องกันภายในสถานีไฟฟ้า 22 - 115 kV.
2. การทดสอบและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า 22 - 230 kV.
3. สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) ด้วยโปรโตคอล IEC61850, DNP3.0
4. ระบบ Remote Terminal Unit (RTU)

ประสบการณ์การทำงาน

- พ.ศ. 2555 – 2557 ผู้ช่วยผู้จัดการโครงการ แผนกไฟฟ้า ห้างหุ้นส่วนจำกัด เอ็น.วาย.อาร์
- พ.ศ. 2557 – 2560 ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการ แผนกวิศวกรรม บริษัท ไทยพาวเวอร์ เซ็นเตอร์
- พ.ศ. 2560 – ปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการ และหัวหน้าแผนกวิศวกรรม
บริษัท เอ็นเนอร์จี ออโทเมชัน จำกัด

ผลงานทางวิชาการ

1. C. Chompoo-inwai, A. Aungkum, N. Chotiwanaporn, S. Potivejjakula and M. Leelajindakraierk, “A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol”, *Journal of International Council on Electrical Engineering*, Vol. 5, No. 1, 2015, pp. 34 – 41.
2. N. Chotiwanaporn, A. Aungkum and C. Chompoo-inwai, “The Interoperability of the New Direct Transfer Trip (DTT) Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA System between two Utilities in Thailand”, *The International Conference on Electrical Engineering 2015 (ICEE2015)*, The University of Hong Kong, Pokfulam, Hong Kong, July 2015.
3. N. Chotiwanaporn, A. Aungkum, S. Potivejkul and C./C. Chompoo-inwai, “A Case Study of Relay Coordination Technique in Steel Plant Industries”, *The International Conference on Electrical Engineering 2014 (ICEE2014)*, Ramada Plaza Jeju Hotel, Jeju, Korea, June 2014, pp. 616 – 621.