

การปรับปรุงข้อมูลจากเครื่องบันทึกเหตุการณ์พร้อมและการศึกษาอิมพีแดนซ์ลัดวงจรในระบบส่ง

นายวาทิ เลาพะโรจนพันธ์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

DATA REFINEMENT OF FAULT RECORDERS AND EXAMINATION OF FAULT
IMPEDANCES IN A TRANSMISSION SYSTEM

Mr. Vatee Laoharajanaphand

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การปรับปรุงข้อมูลจากเครื่องบันทึกเหตุผิดพร้อมและ การศึกษาอิมพีแดนซ์ลวดวงจรในระบบส่ง
โดย	นายวาทิ เลาหะโรจนพันธ์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร. ชานูณวงศ์ บาลมงคล)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

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

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. ประดิษฐ์ เฟื่องฟู)

วาทิ เลาหะโรจนพันธ์ : การปรับปรุงข้อมูลจากเครื่องบันทึกเหตุผิดปกติพร้อมและการศึกษาอิมพีแดนซ์ลัดวงจรในระบบส่ง. (DATA REFINEMENT OF FAULT RECORDERS AND EXAMINATION OF FAULT IMPEDANCES IN A TRANSMISSION SYSTEM) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. แนนบุญ หุนเจริญ, 65 หน้า.

ขั้นตอนวิธีคำนวณตำแหน่งผิดปกติแบบปลายเดี่ยวและแบบสองปลายมาตรฐานต้องการการประมวลผลเบื้องต้นของข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล ดังนั้นคุณภาพของข้อมูลที่บันทึกได้ขึ้นอยู่กับความแม่นยำของหม้อแปลงเครื่องมือวัด จึงมีผลต่อประสิทธิภาพของการคำนวณตำแหน่งผิดปกติ โดยเฉพาะการคำนวณตำแหน่งผิดปกติโดยใช้ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดปกติหลายเครื่อง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอขั้นตอนวิธีการเปรียบเทียบข้อมูลขณะเกิดเหตุผิดปกติที่ถูกบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดปกติเพื่อเพิ่มความแม่นยำในการระบุตำแหน่งผิดปกติบนสายส่งไฟฟ้าในระบบส่ง ขั้นตอนวิธีที่นำเสนอได้ประยุกต์ใช้การประมาณสถานะเพื่อคำนวณตัวคูณเปรียบเทียบ โดยใช้ข้อมูลที่บันทึกได้ในช่วงก่อนเกิดความผิดปกติ แล้วจึงนำตัวคูณเปรียบเทียบคุณกับข้อมูลในช่วงขณะเกิดความผิดปกติ ขั้นตอนวิธีที่นำเสนอถูกทดสอบทั้งกับข้อมูลเหตุการณ์จำลองการลัดวงจรจากระบบทดสอบ IEEE 14 บัส และข้อมูลที่บันทึกได้จริงจากเหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่งไฟฟ้าของประเทศไทย จากผลการทดสอบพบว่าตำแหน่งผิดปกติที่คำนวณได้ด้วยขั้นตอนวิธีแบบสองปลายเมื่อใช้ข้อมูลเปรียบเทียบแล้วมีค่าแม่นยำมากกว่าตำแหน่งผิดปกติที่คำนวณได้เมื่อใช้ข้อมูลที่ไม่ได้เปรียบเทียบในเกือบทุกเหตุการณ์ จากนั้นนำผลของการวิเคราะห์ตำแหน่งผิดปกติด้วยขั้นตอนวิธีแบบสองปลายมาใช้สำหรับการศึกษาอิมพีแดนซ์ลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย จากเหตุการณ์ทั้งหมด 20 เหตุการณ์ พบว่าอิมพีแดนซ์ลัดวงจรไม่ได้มีค่าเฉพาะส่วนของความต้านทานลัดวงจร ซึ่งเป็นสมมติฐานที่ใช้ทั่วไปในงานวิจัยในอดีต

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อ.....

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....

ปีการศึกษา.....2554.....

5470369921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : LINE FAULT LOCATION / DATA REFINEMENT / STATE ESTIMATION / DIGITAL FAULT RECORDER / FAULT IMPEDANCE

VATEE LAOHAROJANAPHAND: DATA REFINEMENT OF FAULT RECORDERS AND EXAMINATION OF FAULT IMPEDANCES IN A TRANSMISSION SYSTEM. ADVISOR: ASST. PROF. NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 65 pp.

The standard one- and two-terminal fault location algorithms may require pre-processing of the sampled data from digital fault recorders (DFR). The quality of raw data which depends partly on the accuracy of the involved instrument transformers can therefore affect performance those algorithms, especially when employing data from a few associated measuring devices. This thesis presents a data refinement process for fault data recorded by a group of associated DFR for improving accuracy in line fault location in a transmission system. The refinement process employs weighted least square state estimation technique to compute calibration factors, using the measurements of pre-fault data of voltage and current from multiple correlated DFRs. The factors then are applied to correcting the corresponding during-fault data. To verify the effectiveness of the proposed refinement method, both simulated data from the IEEE 14 bus test system and field measured data from the Thailand's transmission system have been tested using the standard two-terminal fault location algorithm. Test results strongly confirm that the improved accuracy in locating fault on a transmission line can be obtained when compares to the respective unrefined cases. In turns, the results of the two-terminal fault location analysis are used to examine the characteristics of the fault impedances experiencing in the transmission network. Based upon the 20 case studies in this thesis, it finds out that the fault impedance can be quite different from a purely resistive model normally assumed in previous literatures.

Department : Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study : Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year : 2011.....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ต้องกราบขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ซึ่งได้กรุณาให้คำปรึกษา คำแนะนำและข้อคิดต่างๆ ทั้งในการทำวิจัยและการดำเนินชีวิต ขอกราบขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบไปด้วย อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์ และดร. ประดิษฐ์ เฟื่องฟู ที่ได้สละเวลาตรวจสอบและให้คำแนะนำในการแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขอขอบพระคุณพี่วุฒิกกรณ์ ตริวิทยานนท์และพี่สวินทร์ บุรีทาน สำหรับคำแนะนำในการแก้ไขปัญหาที่พบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบพระคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง สำหรับการเอื้อเฟื้อข้อมูลในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบคุณเพื่อนๆ พี่ๆและน้องๆ ในห้องปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลังทุกท่าน สำหรับความช่วยเหลือ คำปรึกษา และกำลังใจในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดาและครอบครัวของผู้ทำวิจัย สำหรับการสนับสนุนและกำลังใจในการทำวิจัยตลอดมา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง.....	ฌ
สารบัญภาพ.....	ญ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษา.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์	3
บทที่ 2 ระบบบันทึกความผิดพลาดในระบบส่งไฟฟ้า.....	5
2.1 เครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล.....	5
2.2 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่ถูบบันทึก.....	6
2.3 ระบบวิเคราะห์เหตุผิดพลาดแบบอัตโนมัติ	7
บทที่ 3 การวิเคราะห์ตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งไฟฟ้า.....	10
3.1 ขั้นตอนวิธีระบุตำแหน่งผิดพลาดแบบปลายเดียวมาตรฐาน.....	10
3.2 ขั้นตอนวิธีระบุตำแหน่งผิดพลาดแบบสองปลายมาตรฐาน	17
3.3 อิมพีแดนซ์ลัดวงจร	19
3.4 ความคลาดเคลื่อนของเครื่องมือวัด	22
บทที่ 4 การปรับปรุงข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล	23
4.1 หลักการประมาณสถานะ.....	23
4.2 การประมาณสถานะในระบบไฟฟ้ากำลัง	26
4.2.1 การประมาณสถานะโดยใช้สมการกำลัง.....	26
4.2.2 การประมาณสถานะโดยใช้สมการแรงดันและกระแส	30

4.3 การคำนวณตัวคูณปรับเทียบ.....	32
4.4 วิธีการปรับเทียบข้อมูลที่วัดได้โดยใช้ข้อมูลช่วงก่อนเกิดความผิดพลาด.....	33
บทที่ 5 การทดสอบและวิเคราะห์ผล.....	36
5.1 การทดสอบขั้นตอนวิธีปรับเทียบข้อมูลโดยใช้สมการกำลัง.....	36
5.1.1 การทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลอง.....	36
5.1.2 การทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จริง.....	44
5.2 การทดสอบขั้นตอนวิธีปรับเทียบข้อมูลโดยใช้สมการแรงดันและกระแส.....	49
5.3 ผลการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจร.....	54
บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	57
6.1 สรุปผลการวิจัย.....	57
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	58
รายการอ้างอิง.....	60
ภาคผนวก.....	63
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	65

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 3.1 สมการตำแหน่งผิดพร่อง.....	17
ตารางที่ 5.1 การเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยของตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้	38
ตารางที่ 5.2 ข้อมูลการวัดที่นำมาใช้ในการประมาณสถานะ	44
ตารางที่ 5.3 อัตราส่วนปรับแก้แรงดันบัลที่วัดได้	45
ตารางที่ 5.4 อัตราส่วนปรับแก้กระแสในสายส่งที่วัดได้.....	45
ตารางที่ 5.5 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ของวิธีที่ 1 เหตุการณ์จริงที่ 1	46
ตารางที่ 5.6 ข้อมูลการวัดที่นำมาใช้ในการประมาณสถานะ	47
ตารางที่ 5.7 อัตราส่วนปรับแก้แรงดันบัลที่วัดได้	48
ตารางที่ 5.8 อัตราส่วนปรับแก้กระแสในสายส่งที่วัดได้.....	48
ตารางที่ 5.9 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ของวิธีที่ 1 เหตุการณ์จริงที่ 2	49
ตารางที่ 5.10 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ของวิธีที่ 2.....	50
ตารางที่ 5.11 การทดสอบวิธีการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลอง	55
ตารางที่ 5.12 อิมพีแดนซ์ลัดวงจรที่คำนวณได้โดยใช้ข้อมูลจริงที่ปรับเทียบด้วยวิธีที่ 1	55
ตารางที่ 5.13 อิมพีแดนซ์ลัดวงจรที่คำนวณได้โดยใช้ข้อมูลจริงที่ปรับเทียบด้วยวิธีที่ 2	56

สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 ตัวอย่างการวัดแรงดันบัลและกระแสของเครื่องบันทึกความผิดปกติพร้อมแบบดิจิทัล	6
ภาพที่ 2.2 ตัวอย่างไฟล์ COMTRADE.....	6
ภาพที่ 2.3 กระแสในสายส่งขณะเกิดการลัดวงจร	7
ภาพที่ 2.4 แรงดันบัลขณะเกิดการลัดวงจร.....	7
ภาพที่ 2.5 หน้าเว็บไซต์แสดงผลของระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติ	8
ภาพที่ 2.6 หน้าเว็บไซต์แสดงผลการวิเคราะห์ของระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติ	9
ภาพที่ 3.1 วงจรสมมูลของการลัดวงจรบนสายส่งระหว่างบัล G กับ บัล H	10
ภาพที่ 3.2 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบเฟส A ลงดิน	12
ภาพที่ 3.3 วงจรสมมูลของการลัดวงจรระหว่างเฟส B กับ เฟส C	13
ภาพที่ 3.4 วงจรสมมูลของการลัดวงจรระหว่างเฟส B กับ เฟส C ลงดิน.....	15
ภาพที่ 3.5 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบสามเฟส.....	16
ภาพที่ 3.6 วงจรสมมูลอย่างง่ายของสายส่งขณะลัดวงจร	20
ภาพที่ 3.7 การวัดข้อมูลของเครื่องบันทึกความผิดปกติพร้อมแบบดิจิทัล	22
ภาพที่ 4.1 แผนผังแสดงขั้นตอนวิธีการประมาณสถานะโดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด.....	26
ภาพที่ 4.2 แบบจำลองของสายส่งความยาวปานกลาง.....	27
ภาพที่ 4.3 แบบจำลองของสายส่งความยาวปานกลาง.....	31
ภาพที่ 4.4 วงจรสมมูลอย่างง่ายช่วงก่อนเกิดเหตุผิดปกติ.....	33
ภาพที่ 4.5 วงจรสมมูลอย่างง่ายช่วงขณะเกิดเหตุผิดปกติ.....	35
ภาพที่ 5.1 ระบบทดสอบ IEEE แบบ 14 บัล	37
ภาพที่ 5.2 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.03, w_i=-0.02$	38
ภาพที่ 5.3 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.03, w_i=-0.04$	39
ภาพที่ 5.4 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.03, w_i=-0.06$	39
ภาพที่ 5.5 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.03, w_i=-0.08$	40
ภาพที่ 5.6 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.03, w_i=-0.10$	40
ภาพที่ 5.7 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.02$	41
ภาพที่ 5.8 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.04$	41
ภาพที่ 5.9 ตำแหน่งผิดปกติสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.06$	42

ภาพที่ 5.10 ตำแหน่งผิดพร่องสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.08$	42
ภาพที่ 5.11 ตำแหน่งผิดพร่องสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.10$	43
ภาพที่ 5.12 วงจรสมมูลอย่างง่ายของสายส่งขณะก่อนเกิดการลัดวงจร.....	44
ภาพที่ 5.13 วงจรสมมูลอย่างง่ายของสายส่งขณะเกิดการลัดวงจร	46
ภาพที่ 5.14 วงจรสมมูลอย่างง่ายของสายส่งขณะก่อนเกิดการลัดวงจร.....	46
ภาพที่ 5.15 การเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ด้วยวิธีที่ 2 ...	51
ภาพที่ 5.16 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ด้วยวิธีที่ 2	51
ภาพที่ 5.17 การเปรียบเทียบตัวคูณปรับเทียบที่คำนวณได้	52
ภาพที่ 5.18 การเปรียบเทียบกระแสที่คำนวณได้กับกระแสที่วัดได้จากปลายด้านบัส G	52
ภาพที่ 5.19 การเปรียบเทียบกระแสที่คำนวณได้กับกระแสที่วัดได้จากปลายด้านบัส H	53

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการศึกษา วิธีการดำเนินงานและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ระบบส่งไฟฟ้าเป็นหัวใจหลักที่จะส่งกำลังไฟฟ้าจากระบบกำเนิดไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นระบบส่งไฟฟ้าจึงควรจะมี ความมั่นคงและมีความน่าเชื่อถือสูง เมื่อเกิดความผิดปกติบนสายส่งแล้วจะทำให้สายส่งเส้นนั้นถูกตัดออกจากระบบและไม่สามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้ อาจก่อให้เกิดไฟดับในบางพื้นที่หรือก่อให้เกิดภาวะโหลดเกินในสายส่งเส้นอื่นได้ ดังนั้นความผิดปกติของแบบถาวรที่เกิดขึ้นต้องถูกแก้ไขเพื่อนำระบบกลับคืนสู่สภาวะปกติให้เร็วที่สุด ปัจจุบัน IEEE ได้กำหนดมาตรฐานในการระบุตำแหน่งผิดปกติบนสายส่งไฟฟ้าโดยใช้ขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวและแบบสองปลาย[1] โดยมีสมมติฐานว่าข้อมูลที่นำมาใช้คำนวณมีความถูกต้อง ขั้นตอนวิธีทั้งสองแบบมีความแม่นยำและความยุ่งยากในการคำนวณแตกต่างกัน ขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวจะมีความซับซ้อนในการคำนวณน้อยกว่าขั้นตอนวิธีแบบสองปลาย เนื่องจากต้องการเพียงข้อมูลจากปลายด้านเดียวของสายส่ง แต่ผลการคำนวณตำแหน่งผิดปกติจะมีความแม่นยำน้อยกว่าเนื่องจากได้มีการประมาณว่ากระแสที่จุดผิดปกติมีเฟสตรงกันกับกระแสที่วัดได้และได้ประมาณว่าอิมพีแดนซ์ลวดวงจรเป็นความต้านทานลวดวงจร นอกจากนี้พบว่าขนาดของความต้านทานลวดวงจรที่สูงขึ้นส่งผลทำให้ความแม่นยำของการระบุตำแหน่งผิดปกติด้วยขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวลดลง[2] ส่วนขั้นตอนวิธีแบบสองปลายจะมีความยุ่งยากในการคำนวณมากกว่า เนื่องจากต้องการข้อมูลกระแสและแรงดันจากปลายทั้งสองด้านของสายส่ง ซึ่งข้อมูลนั้นจำเป็นต้องถูกบันทึกที่เวลาเดียวกัน แต่ขั้นตอนวิธีแบบสองปลายนั้นจะให้คำตอบที่มีความแม่นยำสูงกว่า แต่ในทางปฏิบัติข้อมูลจากปลายทั้งสองปลายของสายส่งอาจมีความคลาดเคลื่อนทางเวลาเล็กน้อย งานวิจัยในอดีตได้นำเสนอการคำนวณแบบวนซ้ำเพื่อชดเชยผลของความคลาดเคลื่อนทางเวลาโดยใช้ข้อมูลจากปลายของสายส่งทั้งสองด้าน[3-6] มีงานวิจัยที่นำเสนอการปรับปรุงความแม่นยำของขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวโดยใช้วิธีกำจัดผลของกระแสโหลด[7-8] การคำนวณตำแหน่งผิดปกติด้วยขั้นตอนวิธีแบบต่างๆ มีสมมติฐานว่าข้อมูลที่ถูกบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดปกติทั้งหมดมีความถูกต้อง แต่ข้อมูลที่วัดได้ในทางปฏิบัติจะมีความ

คลาดเคลื่อนอันเนื่องมาจากความไม่เป็นอุดมคติของอุปกรณ์วัด[9] มีงานวิจัยในอดีตที่ได้นำเสนอหลักการในการใช้การประมาณสถานะเพื่อปรับเทียบค่ากระแสและแรงดันในสภาวะปกติที่เกิดความคลาดเคลื่อนเนื่องจากความไม่เป็นอุดมคติของเครื่องวัด[10-12] แต่เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นทำให้โครงสร้างของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนไป ดังนั้นจึงไม่สามารถที่จะทำการประมาณสถานะในช่วงที่เกิดความผิดพลาดโดยตรงได้ นอกจากนี้อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลังเช่น รีเลย์ระยะทาง ได้อาศัยหลักการเดียวกันกับขั้นตอนวิธีแบบปลายเดียวในการคำนวณจุดทำงาน ดังนั้นถ้าทราบแบบจำลองอิมพีแดนซ์ลัดวงจรที่ถูกต้องได้ก็จะสามารถปรับปรุงวิธีการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งด้วยขั้นตอนวิธีแบบปลายเดียวโดยพิจารณาผลของอิมพีแดนซ์ลัดวงจรเพื่อเพิ่มความแม่นยำในการระบุตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งได้ และทำให้สามารถปรับปรุงประสิทธิภาพในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้หลักการเดียวกันกับขั้นตอนวิธีแบบปลายเดียวได้

1.2 วัตถุประสงค์

1. พัฒนาขั้นตอนวิธีปรับเทียบข้อมูลกระแสและแรงดันที่ถูกบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล
2. ศึกษาอิมพีแดนซ์ลัดวงจรจากเหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. วิเคราะห์เฉพาะเหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่งไฟฟ้า
2. ปรับเทียบข้อมูลกระแสและแรงดันโดยใช้ข้อมูลช่วงก่อนเกิดการลัดวงจร
3. ทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์การลัดวงจรที่เกิดขึ้นจริงในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย
4. ไม่พิจารณาเหตุการณ์ที่เกิดการลัดวงจรมากกว่า 1 ตำแหน่งในเวลาเดียวกัน
5. ไม่พิจารณาเหตุการณ์ที่มีการเปลี่ยนประเภทของการลัดวงจร
6. ละเลยผลของความเหนี่ยวนำร่วมระหว่างวงจร

1.4 ขั้นตอนการศึกษา

1. ศึกษาเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัลและข้อมูลที่ถูกรับบันทึกไว้
2. สืบค้นงานวิจัยในอดีตรวมทั้งมาตรฐานในการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งไฟฟ้า

3. ศึกษาหลักการประมาณสถานะ (State Estimation)
4. สืบค้นงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการเปรียบเทียบข้อมูลโดยใช้ประมาณสถานะในระบบไฟฟ้ากำลัง
5. พัฒนาระบบขั้นตอนวิธีการเปรียบเทียบข้อมูลกระแสและแรงดันที่ถูกบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัลโดยใช้หลักการประมาณสถานะ
6. ทดสอบขั้นตอนวิธีการเปรียบเทียบข้อมูล
7. จัดทำเอกสารเพื่อนำเสนอขั้นตอนวิธีเปรียบเทียบข้อมูลในการประชุมวิชาการ
8. พัฒนาระบบขั้นตอนวิธีในการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจร
9. ทดสอบอิมพีแดนซ์ลัดวงจรที่คำนวณได้กับขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวที่มีการคิดผลของอิมพีแดนซ์ลัดวงจร
10. รวบรวมข้อมูลและจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ขั้นตอนวิธีที่สามารถเปรียบเทียบข้อมูลที่ถูกบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัลเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของข้อมูลและลดความคลาดเคลื่อนของผลการคำนวณอาศัยข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล
2. ทราบคุณลักษณะของอิมพีแดนซ์ลัดวงจรเพื่อที่ในอนาคตจะสามารถปรับปรุงขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวและสามารถระบุสาเหตุของการลัดวงจรบนสายส่งได้

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหา ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับและเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่จะกล่าวถึงในบทต่อไป

บทที่ 2 อธิบายถึงระบบบันทึกความผิดพลาดในระบบส่งไฟฟ้า หลักการทำงานของเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล และตัวอย่างข้อมูลที่ได้จากเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล รวมถึงระบบวิเคราะห์เหตุผิดพลาดแบบอัตโนมัติ

บทที่ 3 กล่าวถึงการวิเคราะห์ตำแหน่งติดตั้งบนสายส่งไฟฟ้า ประกอบไปด้วยการคำนวณตำแหน่งติดตั้งบนสายส่งไฟฟ้าด้วยขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวและขั้นตอนวิธีแบบสองปลาย อิมพีแดนซ์ลัดวงจร และความคลาดเคลื่อนของเครื่องมือวัด

บทที่ 4 การปรับปรุงข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล ในบทนี้จะอธิบายเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้การประมาณสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อคำนวณค่าตัวคูณปรับเทียบสำหรับข้อมูลช่วงขณะเกิดความผิดปกติ โดยในบทนี้จะนำเสนอ 2 ขั้นตอนวิธี

บทที่ 5 การทดสอบและวิเคราะห์ผล ในบทนี้จะอธิบายวิธีการทดสอบขั้นตอนวิธีที่นำเสนอในบทที่ 4 ทั้ง 2 วิธี สำหรับวิธีแรกจะประกอบไปด้วยการทดสอบกับข้อมูลที่ได้จากเหตุการณ์จำลองการลัดวงจรบนสายส่งในระบบทดสอบ IEEE แบบ 14 บัส จำนวน 90 เหตุการณ์และข้อมูลจากเหตุการณ์จริง 2 เหตุการณ์ ส่วนวิธีที่ 2 จะทดสอบกับเหตุการณ์จริง 20 เหตุการณ์ โดยการทดสอบของทั้ง 2 วิธีจะวัดประสิทธิภาพของขั้นตอนวิธีที่นำเสนอ โดยเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งติดตั้งที่คำนวณได้โดยใช้ข้อมูลดิบกับการใช้ข้อมูลที่ปรับเทียบแล้ว ผ่านทางขั้นตอนวิธีแบบสองปลาย และในบทนี้จะนำเสนอผลการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรโดยใช้ข้อมูลจากเหตุผิดปกติที่เกิดขึ้นจริงในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย

บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ ในบทนี้จะนำเสนอบทสรุปและข้อเสนอแนะของงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2

ระบบบันทึกความผิดปกติในระบบส่งไฟฟ้า

ในบทนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับระบบบันทึกความผิดปกติในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย อันประกอบด้วยเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล ตัวอย่างเหตุการณ์การเกิดความผิดปกติบนสายส่ง และระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติแบบอัตโนมัติ

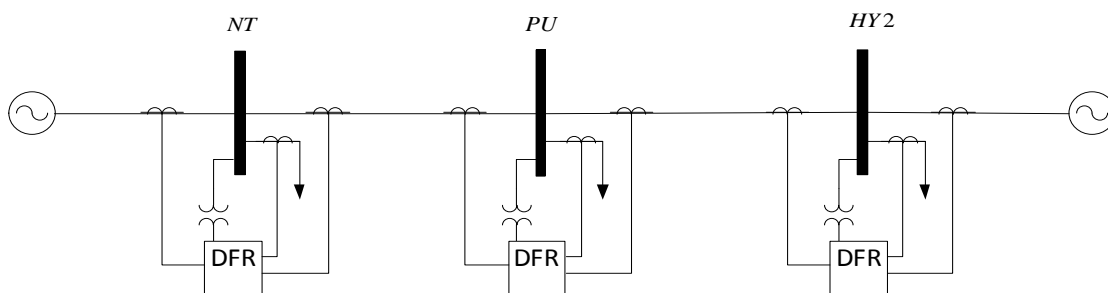
2.1 เครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล

เครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล[13] (Digital Fault Recorder :DFR) คืออุปกรณ์ที่ถูกติดตั้งไว้ที่สถานีไฟฟ้าต่างๆเพื่อทำหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติและทำการบันทึกข้อมูลสัญญาณของอุปกรณ์ต่างๆที่เชื่อมต่อกับเครื่องเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น เช่น แรงดันบัล กระแสในสายส่ง และสถานะของอุปกรณ์ป้องกัน เป็นต้น เครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัลจะเริ่มทำงานเมื่อมีสัญญาณใดสัญญาณหนึ่งที่เชื่อมต่อกับเครื่องบันทึกเป็นไปตามเงื่อนไขของการทำงานที่กำหนดไว้ โดยเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัลจะบันทึกค่าสัญญาณของทุกช่องสัญญาณที่ได้เชื่อมต่อกับเครื่องบันทึก เครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัลเก็บข้อมูลตามมาตรฐาน Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE IEEE C37.111-1999) [14] เงื่อนไขที่ทำให้เครื่องบันทึกความผิดปกติเริ่มบันทึกข้อมูลมีดังนี้

- ค่าของช่องสัญญาณแรงดันมีค่าต่ำกว่า 85% ของค่าแรงดันปกติ
- ค่าของช่องสัญญาณกระแสมีค่าสูงกว่า 120% ของค่าปกติวงจรมันๆ
- ช่องสัญญาณรีเลย์ หรืออุปกรณ์ตัดตอนมีการเปลี่ยนสถานะหน้าสัมผัส

เครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัลจะวัดข้อมูลกระแสผ่านทางหม้อแปลงกระแส และวัดแรงดันผ่านหม้อแปลงแรงดันดัง

ภาพที่ 2.1 ดังนั้นค่าที่วัดได้อาจเกิดความคลาดเคลื่อนขึ้นเนื่องจากความไม่เป็นอุดมคติของอุปกรณ์เหล่านี้ โดยที่หม้อแปลงกระแสมีความคลาดเคลื่อนสูงสุด 3% ที่กระแสปกติ(10P) และหม้อแปลงแรงดันมีความคลาดเคลื่อนสูงสุด 6% ของแรงดันปกติ(6P)



ภาพที่ 2.1 ตัวอย่างการวัดแรงดันบัสและกระแสของเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล

2.2 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่ถูกบันทึก

เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นโดยค่าแรงดันหรือกระแสมีค่าตรงตามเงื่อนไขที่ได้กล่าวไว้ก่อนหน้านี้แล้ว เครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัลจะเริ่มบันทึกรูปคลื่นของกระแสและแรงดันในทุกช่องสัญญาณที่ได้เชื่อมต่อกับเครื่อง โดยสัญญาณที่วัดได้ประกอบไปด้วย 3 ช่วงเวลา คือช่วงก่อนเกิดความผิดปกติ ช่วงขณะเกิดความผิดปกติ และช่วงหลังเกิดความผิดปกติ โดยตัวอย่างของช่องสัญญาณทั้งหมดที่บันทึกได้แสดงอยู่ในภาพที่ 2.2

```

MM3, 0, 1999
48, 16A, 32D
1,V80KG4A-C-----, .kV,0.023495419,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,2000,1,P
2,V80SPARE2-----, .V,0.011799498,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,1,1,P
3,V80SPARE3-----, .V,0.011756340,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,1,1,P
4,I80CR--1A-----, .kA,0.002191582,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
5,I80CR--1B-----, .kA,0.002186403,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
6,I80CR--1C-----, .kA,0.002184677,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
7,I80CM3--1A-----, .kA,0.002188993,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
8,I80CM3--1B-----, .kA,0.002195898,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
9,I80CM3--1C-----, .kA,0.002182087,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
10,I80KG4A-A-----, .kA,0.002195035,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
11,I80KG4A-B-----, .kA,0.002182950,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
12,I80KG4A-C-----, .kA,0.002188993,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,240,1,P
13,I80SPARE13-----, .A,0.009089153,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,1,1,P
14,I80SPARE14-----, .A,0.009106416,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,1,1,P
15,I80SPARE15-----, .A,0.009097785,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,1,1,P
16,I80SPARE16-----, .A,0.009149575,0.000000000,0.000000000,-16384,16383,1,1,P
1,D80CM3--1-94P1-..,0
2,D80132---79XP1-..,0
3,D80CM3--1-94P2-..,0
4,D80132---79XP2-..,0
5,D80CM3--1-86DTT-..,0
6,D80122---86BF-..,0
7,D80132---86BF-..,0
8,D80132---62PDX-..,0
9,D80CM3--1-RX21P1-..,0
10,D80CM3--1-TX21P1-..,0
11,D80CM3--1-RX21P2-..,0
12,D80CM3--1-TX21P2-..,0
13,D80CM3--1-RXDEF1-..,0
14,D80CM3--1-TXDEF1-..,0
15,D80CM3--1-RXDEF2-..,0
16,D80CM3--1-TXDEF2-..,0
17,D80CM3--1-RXDTT-..,0
18,D80CM3--1-TXDTT-..,0
19,D80122---52b-..,0
20,D80132---A52b-..,0
21,D80132---B52b-..,0
22,D80132---C52b-..,0
23,D80GEN4---CH1-..,0
24,D80GEN4---CH2-..,0
25,D80GEN4---86S-..,0
26,D80212---86BF-..,0
27,D80222---86BF-..,0
28,D80212---52b-..,0
29,D80222---52b-..,0
30,D90KT3&9A-94RLS-..,0
31,D80SPARE31-----,0
32,D80SPARE32-----,0
50
1
6400, 14108
13/05/2011,18:05:16.718346
13/05/2011,18:05:16.868971
ASCII
1

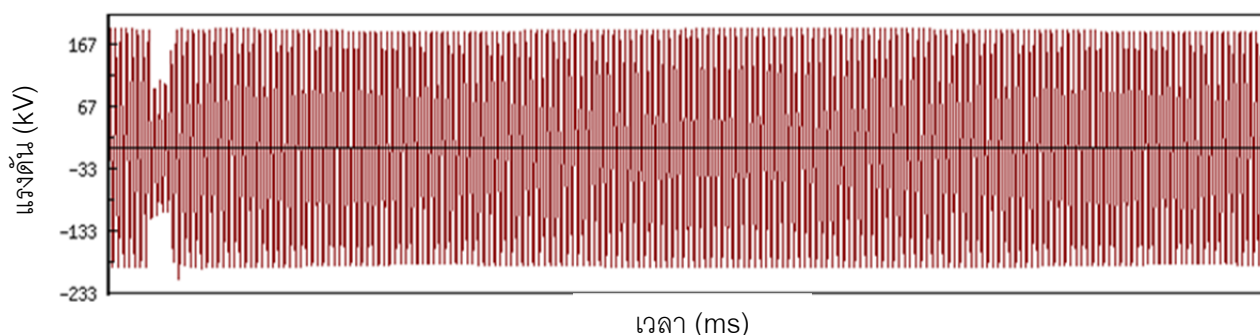
```

ภาพที่ 2.2 ตัวอย่างไฟล์ COMTRADE

ในภาพที่ 2.2 จะแสดงรายละเอียดเกี่ยวกับข้อมูลที่ถูกบันทึก ตัวอย่างเช่นไฟล์นี้มาจากเครื่องบันทึกความผิดปกติพร้อมแบบดิจิทัลที่ติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้า MM3 ข้อมูลในบรรทัดที่ 6 ระบุว่าช่องสัญญาณที่ 4 ได้บันทึกข้อมูลกระแสในสายส่ง MM3-CR ในระบบ 230 กิโลโวลต์ วงจรที่ 1 เฟส A เป็นต้น ตัวอย่างของรูปคลื่นแสดงที่ถูกบันทึกแสดงอยู่ในภาพที่ 2.3 และภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.3 กระแสในสายส่งขณะเกิดการลัดวงจร

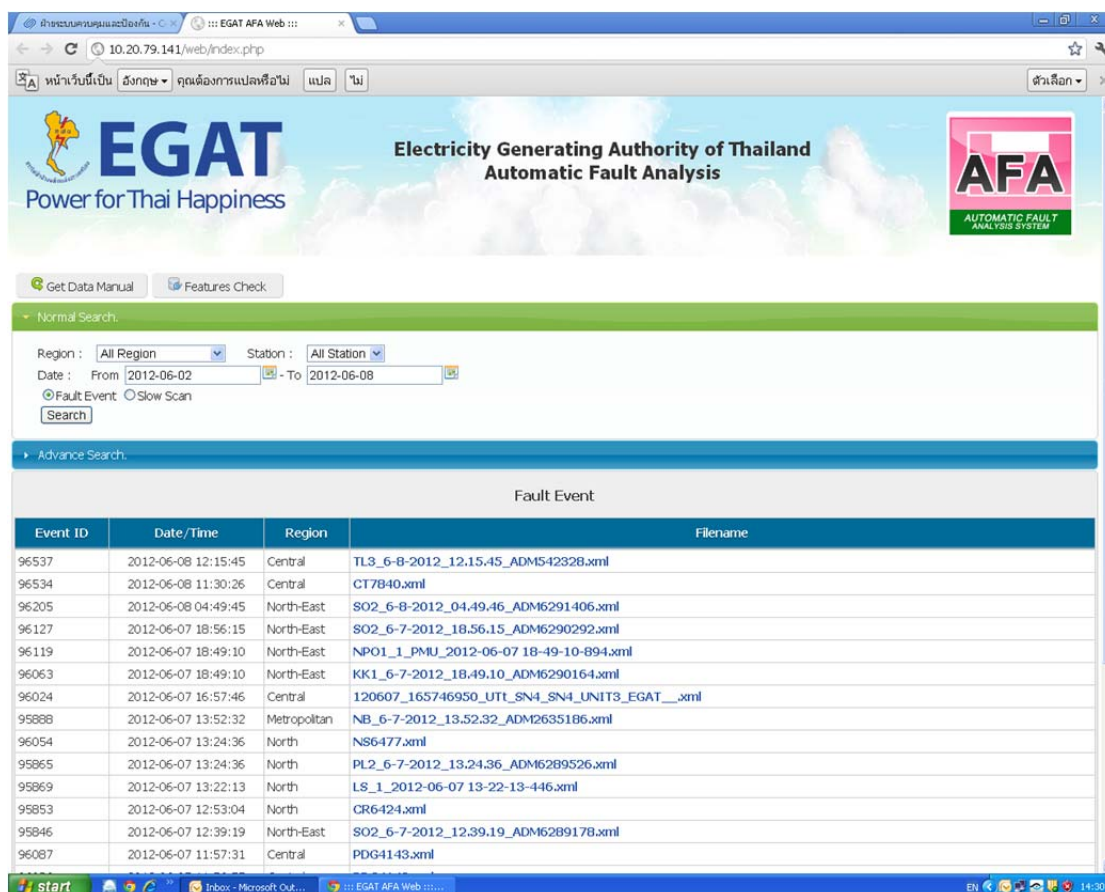


ภาพที่ 2.4 แรงดันบัสขณะเกิดการลัดวงจร

2.3 ระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติ

ระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติ (Automatic Fault Analysis System: AFA) คือระบบที่มีการรวบรวมข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดปกติที่ถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าทั่วประเทศเพื่อนำมาประมวลผลและคำนวณตำแหน่งผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติโดยแสดงผลหน้าเว็บไซต์ ระบบนี้ถูกพัฒนาขึ้นโดยความร่วมมือระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งแต่เดิมข้อมูลที่บันทึกเก็บไว้ในเครื่องจะถูกส่งผ่านไปยังการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยผ่านระบบ LAN ในลักษณะผู้ดูแลระบบเป็นผู้ส่งดาบ์โหลดข้อมูลในแต่ละเหตุการณ์ที่สนใจ แต่เนื่องจากระบบบันทึกเหตุขัดข้องประกอบไปด้วยเครื่องบันทึกจากหลายผู้ผลิตซึ่งมีมาตรฐานการจัดเก็บข้อมูลที่แตกต่างกัน ทำให้การรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์เหตุการณ์เป็นไปได้

อย่างไรก็ตามจำเป็นต้องอาศัยประสบการณ์ของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก หน้าเว็บไซต์แสดงผลของระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติในปัจจุบันแสดงดังภาพที่ 2.5



The screenshot shows the EGAT AFA Web interface. The header includes the EGAT logo and the text "Electricity Generating Authority of Thailand Automatic Fault Analysis". Below the header, there are search filters for Region (All Region), Station (All Station), and Date (From 2012-06-02 to 2012-06-08). The search results are displayed in a table titled "Fault Event".

Event ID	Date/Time	Region	Filename
96537	2012-06-08 12:15:45	Central	TL3_6-8-2012_12.15.45_ADM542328.xml
96534	2012-06-08 11:30:26	Central	CT7840.xml
96205	2012-06-08 04:49:45	North-East	SO2_6-8-2012_04.49.46_ADM6291406.xml
96127	2012-06-07 18:56:15	North-East	SO2_6-7-2012_18.56.15_ADM6290292.xml
96119	2012-06-07 18:49:10	North-East	NPO1_1_PMU_2012-06-07 18-49-10-894.xml
96063	2012-06-07 18:49:10	North-East	KK1_6-7-2012_18.49.10_ADM6290164.xml
96024	2012-06-07 16:57:46	Central	120607_165746950_UTT_SN4_SN4_UNIT3_EGAT_.xml
95888	2012-06-07 13:52:32	Metropolitan	NB_6-7-2012_13.52.32_ADM2635186.xml
96054	2012-06-07 13:24:36	North	NS6477.xml
95865	2012-06-07 13:24:36	North	PL2_6-7-2012_13.24.36_ADM6289526.xml
95869	2012-06-07 13:22:13	North	LS_1_2012-06-07 13-22-13-446.xml
95853	2012-06-07 12:53:04	North	CR6424.xml
95846	2012-06-07 12:39:19	North-East	SO2_6-7-2012_12.39.19_ADM6289178.xml
96087	2012-06-07 11:57:31	Central	PDG4143.xml

ภาพที่ 2.5 หน้าเว็บไซต์แสดงผลของระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติ

ระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพร้อมแบบอัตโนมัติในปัจจุบันสามารถวิเคราะห์ประเภทของความผิดปกติและตำแหน่งผิดปกติได้ ซึ่งการคำนวณตำแหน่งผิดปกติจะใช้ขั้นตอนวิธีแบบปลายเดียวเมื่อมีข้อมูลจากปลายด้านเดียวของสายส่ง และจะใช้ขั้นตอนวิธีแบบสองปลายเมื่อมีข้อมูลจากปลายทั้งสองด้าน ตัวอย่างผลการวิเคราะห์แสดงในภาพที่ 2.6

The screenshot displays the EGAT AFA Web interface. At the top, there is a header with the EGAT logo and the text "Electricity Generating Authority of Thailand Automatic Fault Analysis". Below the header, there are navigation buttons: "Show Details", "Show Graph", and "Show RMS". A dropdown menu shows "Select other faults : 52622 (Line Temporary)" with a "View" button.

The main content area is titled "Fault Analysis Report for Event ID 96537, Fault ID 52622 on 2012-06-08 12:15:45 Station TL3". It contains the following information:

- Fault ID :** 52622
- Date/Time :** 2012-06-08 12:15:45
- Station :** TL3
- File(s) :** Raw_96537_TL3_PTBLINE_1.xml, Result_96537_TL3_PTBLINE_1.xml
- Fault Clearing Time :** 60 ms

Below this information is a table with the following columns: Event ID, Status, Digital Channels, and V and I Channels.

Event ID	Status	Digital Channels	V and I Channels
96537	2	D70PTB----21X---	V70BUS1--A----- V70BUS1--B----- V70BUS1--C----- I70PTB--A----- I70PTB--B----- I70PTB--C-----

To the right of the report is a "Final Fault Location" table:

From	To	Fault type	Fault Location (1-T)	Fault Location (2-T)	Relation (Event ID)	Total Length
TL3	PTB	A-G	3.573	--	--	23.23

Below the "Final Fault Location" table is a "Remark" section with a text area and "Save" and "Cancel" buttons.

ภาพที่ 2.6 หน้าเว็บไซต์แสดงผลการวิเคราะห์ของระบบวิเคราะห์เหตุผิดปกติพ่วงแบบอัตโนมัติ

บทที่ 3

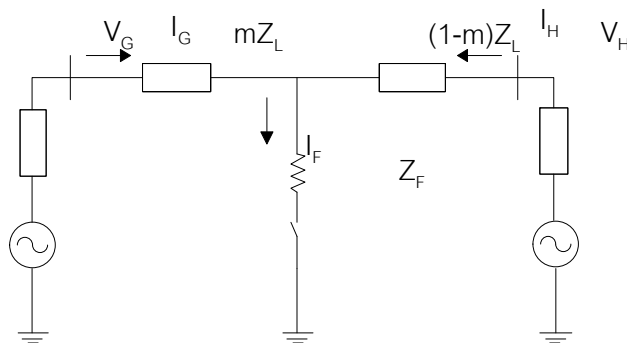
การวิเคราะห์ตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งไฟฟ้า

3.1 ขั้นตอนวิธีระบุตำแหน่งผิดพลาดแบบปลายเดี่ยวมาตรฐาน(Simple Reactance)

การคำนวณตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งด้วยขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยววิธีแยกแยะตัวอย่างง่ายตามมาตรฐาน IEEE C37.114-2004 [1] จะคำนวณจากอิมพีแดนซ์ปรากฏเมื่อพิจารณาจากปลายด้านหนึ่งเข้าไปยังสายส่ง แต่เนื่องจากขั้นตอนวิธีนี้เป็นการคำนวณโดยใช้ข้อมูลจากปลายของสายส่งเพียงด้านเดียวซึ่งไม่เพียงพอต่อการคำนวณ ดังนั้นจึงต้องตั้งสมมติฐานว่ากระแสที่จุดผิดพลาดมีเฟสตรงกันกับกระแสที่วัดได้และอิมพีแดนซ์ลัดวงจรเป็นความต้านทานลัดวงจร โดยข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณประกอบไปด้วย

1. ประเภทของความผิดพลาด
2. แรงดันบัลในแต่ละเฟส
3. กระแสในสายส่งของแต่ละเฟส
4. อิมพีแดนซ์ลำดับบวกของสายส่ง

ถ้าต้องการคำนวณตำแหน่งลัดวงจรของการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินจำเป็นต้องทราบค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของสายส่ง วิธีที่แยกแยะตัวอย่างง่ายนั้นเป็นวิธีการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดวิธีแรกๆที่ชัดเจนผลของความต้านทานลัดวงจร โดยคิดเฉพาะส่วนจินตภาพของอิมพีแดนซ์ปรากฏ



ภาพที่ 3.1 วงจรสมมูลของการลัดวงจรบนสายส่งระหว่างบัส G กับ บัส H

จากภาพที่ 3.1 พบว่าเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นบนสายส่งแล้ว สามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันที่บัส G กับกระแสที่บัส G และกระแสผิดปกติโดยใช้แบบจำลองของสายส่งระยะสั้นได้ดังนี้

$$V_G = mZ_L I_G + Z_F I_F \quad (3.1)$$

โดยที่ V_G คือ แรงดันที่บัส G (โวลต์)

I_G คือ กระแสในสายส่งที่วัดได้ ณ ปลายด้านบัส G (แอมแปร์)

m คือ ระยะทางต่อหน่วยจากปลายด้านบัส G ไปถึงจุดที่เกิดความผิดปกติ

Z_L คือ อิมพีแดนซ์ของสายส่งระหว่างบัส G กับบัส H (โอห์ม)

Z_F คือ อิมพีแดนซ์ลัดวงจร (โอห์ม)

I_F คือ กระแสลัดวงจร (แอมแปร์)

ถ้าประมาณให้กระแสลัดวงจรมีเฟสตรงกันกับกระแสที่วัดได้ ณ ปลายด้านบัส G และประมาณว่าอิมพีแดนซ์ลัดวงจรเป็นความต้านทานลัดวงจรสามารถเขียนสมการที่ (3.1)

$$V_G = mZ_L I_G + Z_F I_F \quad (3.1)$$

ใหม่ได้ดังนี้

$$\frac{V_G}{I_G} = mZ_L + \frac{Z_F I_F}{I_G} \quad (3.2)$$

จากสมการที่ (3.2) เมื่อจัดรูปสมการใหม่และคิดเฉพาะส่วนจินตภาพจะสามารถเขียนสมการใหม่ได้ดังนี้

$$m = \frac{\text{Im}(V_G / I_G)}{\text{Im}(Z_L)} \quad (3.3)$$

จากสมการที่ (3.3) ค่าของ V_G / I_G จะเปลี่ยนแปลงไปตามประเภทของการลัดวงจรโดยจะแสดงรายละเอียดในการคำนวณดังนี้

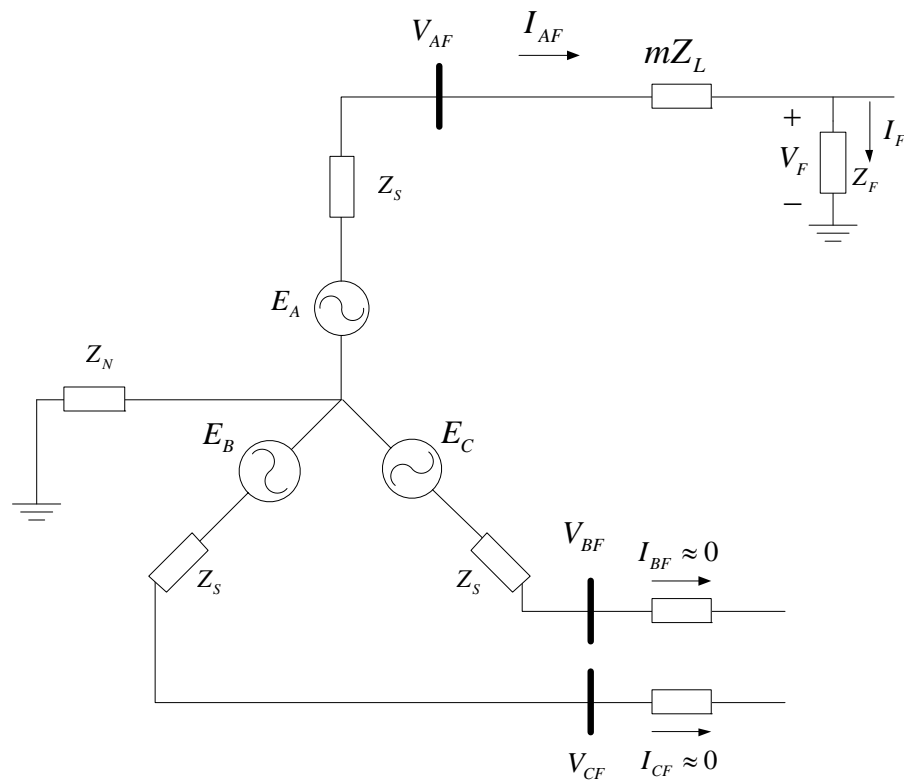
3.1.1 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

จากวงจรสมมูลในภาพที่ 3.1 สามารถเขียนสมการแรงดันที่บัส A ได้ดังนี้

$$V_{AF} = mZ_L I_{AF} + V_F \quad (3.4)$$

เขียนสมการที่ (3.4) ในรูปแบบลำดับส่วนได้ดังนี้

$$V_{AF} = m(Z_L^0 I_{AF}^0 + Z_L^1 I_{AF}^1 + Z_L^2 I_{AF}^2) + V_F \quad (3.5)$$



ภาพที่ 3.2 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบเฟส A ลงดิน

ถ้าประมาณว่าแรงดันที่จุดลัดวงจรมีค่าน้อยมากและ $Z_L^1 = Z_L^2$ สามารถจัดรูปสมการที่ (3.5) ได้ดังนี้

$$V_{AF} = mZ_L^0 I_{AF}^0 + mZ_L^1 I_{AF}^1 + mZ_L^1 I_{AF}^2 + mZ_L^1 I_{AF}^0 - mZ_L^1 I_{AF}^0 \quad (3.6)$$

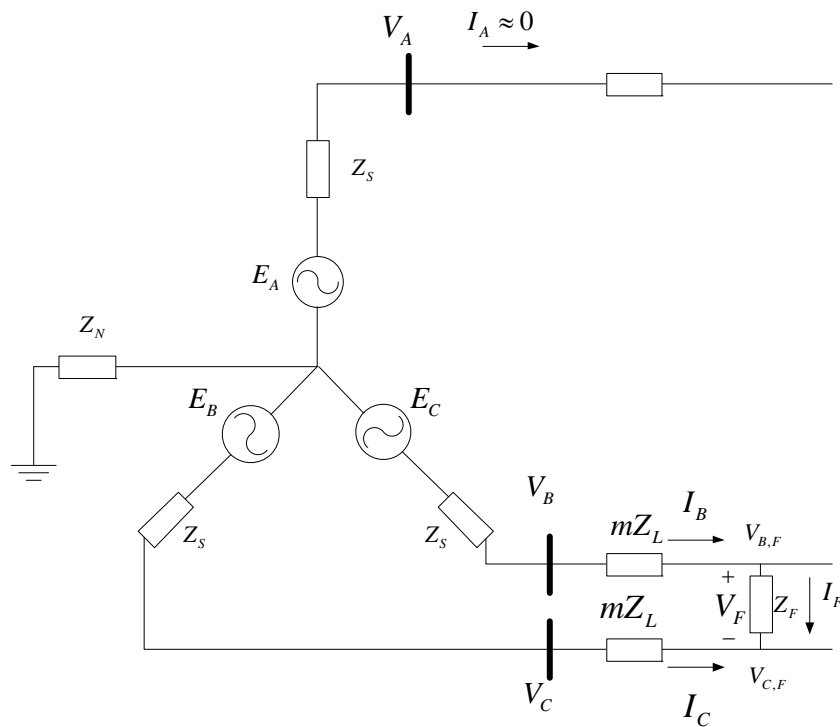
$$V_{AF} = mZ_L^1 I_{AF} + mI_{AF}^0 (Z_L^0 - Z_L^1) \quad (3.7)$$

$$mZ_L^1 = \frac{V_{AF}}{I_{AF} + I_{AF}^0 \frac{(Z_L^0 - Z_L^1)}{Z_L^1}} \tag{3.8}$$

$$mZ_L^1 = \frac{V_{AF}}{I_{AF} + kI_R} \tag{3.9}$$

โดยที่ $k = \frac{(Z_L^0 - Z_L^1)}{3Z_L^1}$ และ $I_R = 3I_{AF}^0$

3.1.2 การลัดวงจรแบบสองเฟส



ภาพที่ 3.3 วงจรสมมูลของการลัดวงจรระหว่างเฟส B กับ เฟส C

จากวงจรสมมูลการลัดวงจรแบบสองเฟสระหว่างเฟส B กับ เฟส C ในภาพที่ 3.3 สามารถเขียนสมการได้ดังนี้

$$V_F = V_{B,F} - V_{C,F} = I_F Z_F \tag{3.10}$$

$$I_F = I_{B,F} = -I_{C,F} \tag{3.11}$$

$$I_{A,F} \approx 0 \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} V_{A,F} \\ V_{B,F} \\ V_{C,F} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{A,F}^0 \\ V_{A,F}^1 \\ V_{A,F}^2 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

โดยที่ $a = 1 \angle 120^\circ$

แทนค่า $V_{B,F}$ และ $V_{C,F}$ จากสมการที่ (3.13) ลงในสมการที่ (3.10) จะได้

$$(a - a^2)(V_{A,F}^1 - V_{A,F}^2) = I_F Z_F \quad (3.14)$$

ถ้าประมาณให้ Z_F มีค่าน้อยมากและ $Z_L^2 = Z_L^1$ จะได้

$$(a - a^2)((V_A^1 - mZ_L^1 I_A^1) - (V_A^2 - mZ_L^2 I_A^2)) = 0 \quad (3.15)$$

$$V_A^1 - mZ_L^1 I_A^1 - V_{AF}^2 + mZ_L^1 I_A^2 = 0 \quad (3.16)$$

$$mZ_L^1 = \frac{V_A^1 - V_A^2}{I_A^1 - I_A^2} \quad (3.17)$$

$$\begin{bmatrix} W_A^0 \\ W_A^1 \\ W_A^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} W_A \\ W_B \\ W_C \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

โดยที่ $a = 1 \angle 120^\circ$ และ W คือ V หรือ I

ใช้สูตรการแปลงในสมการที่ (3.18) แทนค่าลงในสมการที่ (3.17) จะได้

$$mZ_L^1 = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} = \frac{V_{BC}}{I_{BC}} \quad (3.19)$$

3.1.3 การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดิน

การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดินระหว่างเฟส B กับ เฟส C ลงดิน สามารถเขียนจากวงจรสมมูลได้ดังนี้

$$V_{B,F} = V_{C,F} = Z_F (I_{B,F} + I_{C,F}) \tag{3.20}$$

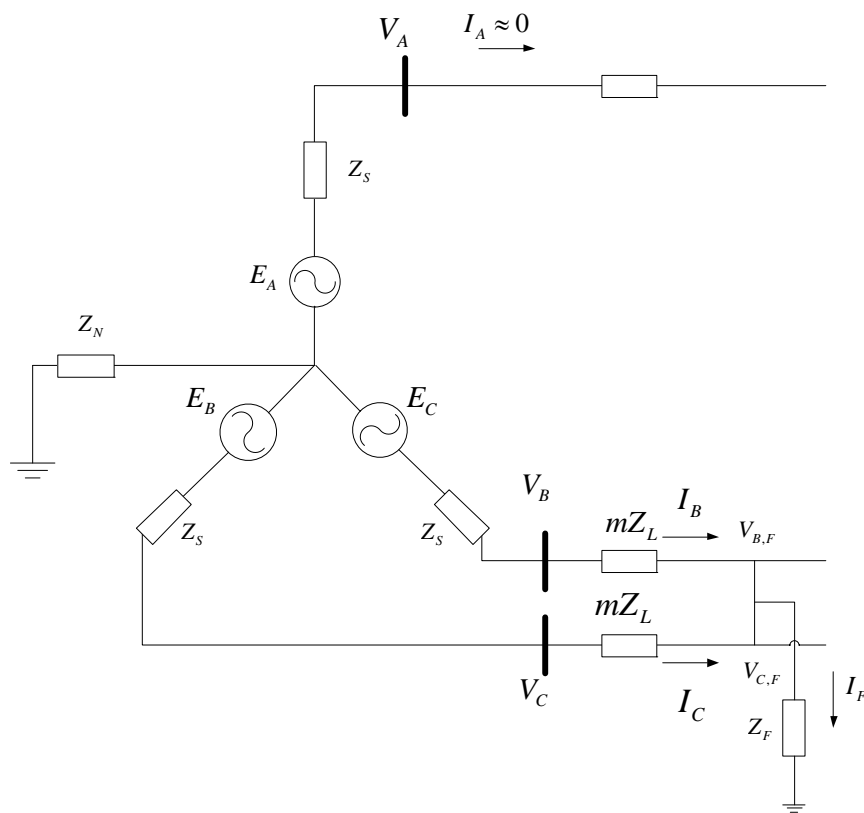
$$I_{A,F} \approx 0 \tag{3.21}$$

แทนค่า $V_{B,F}$ และ $V_{C,F}$ จากสมการที่ (3.13) ลงในด้านซ้ายสมการที่ (3.20) จะได้

$$V_{A,F}^0 + a^2 V_{A,F}^1 + a V_{A,F}^2 = V_{A,F}^0 + a V_{A,F}^1 + a^2 V_{A,F}^2 \tag{3.22}$$

$$V_{A,F}^1 = V_{A,F}^2 \tag{3.23}$$

$$V_A^1 - mZ_L^1 I_A^1 = V_A^2 - mZ_L^2 I_A^2 \tag{3.24}$$



ภาพที่ 3.4 วงจรสมมูลของการลัดวงจรระหว่างเฟส B กับ เฟส C ลงดิน

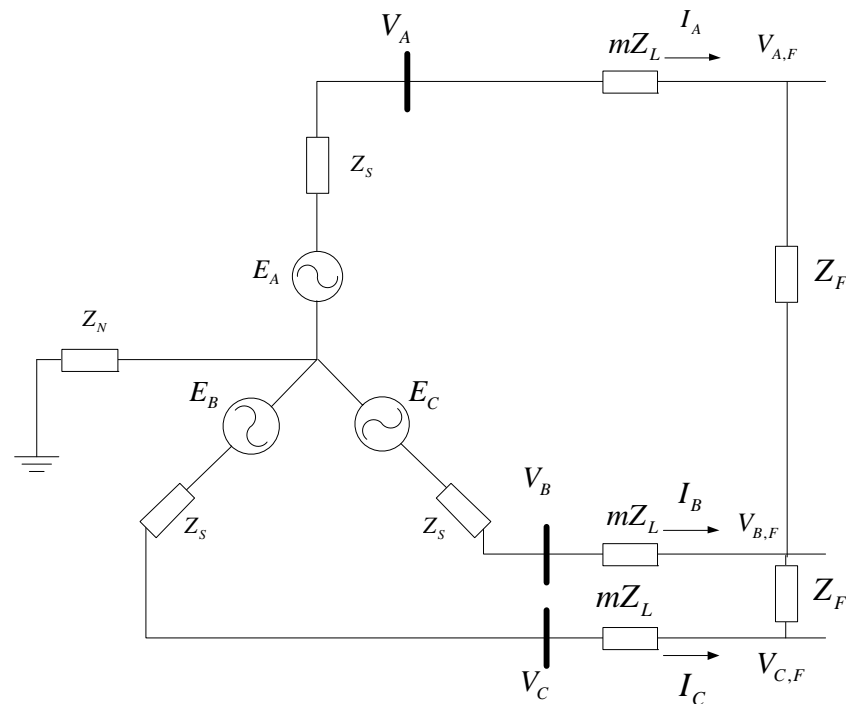
จากสมการที่ (3.24) ถ้าประมาณให้ $Z_L^2 = Z_L^1$ จะได้

$$mZ_L^1 = \frac{V_A^1 - V_A^2}{I_A^1 - I_A^2} \tag{3.25}$$

จะเห็นได้ว่าสมการที่ (3.25) เป็นสมการเดียวกันกับสมการที่ (3.17) ดังนั้น

$$mZ_L^1 = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} = \frac{V_{BC}}{I_{BC}} \quad (3.26)$$

3.1.4 การลัดวงจรแบบสามเฟส



ภาพที่ 3.5 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบสามเฟส

การลัดวงจรแบบสามเฟสจะให้หลักการเดียวกับการลัดวงจรแบบสองเฟส กล่าวคือ การคำนวณจะใช้กระแสและแรงดันระหว่างคู่เฟสใดก็ได้ ซึ่งจากการคำนวณตำแหน่งลัดวงจรตามประเภทของการลัดวงจรทั้ง 4 แบบ สามารถสรุปเป็นสมการคำนวณหาตำแหน่งลัดพ่วงได้ดังตารางที่ 3.1

ข้อดีของการระบุตำแหน่งลัดพ่วงบนสายส่งด้วยขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวคือ สามารถคำนวณได้ง่ายและรวดเร็ว เนื่องจากต้องการเพียงข้อมูลจากปลายด้านเดียวของสายส่ง แต่ความคลาดเคลื่อนของการคำนวณตำแหน่งลัดพ่วงอาจมีค่ามาก เนื่องจากมีการประมาณว่า กระแสที่จุดลัดพ่วงมีเฟสตรงกันกับกระแสที่วัดได้ และได้มีการตั้งสมมติฐานว่าอิมพีแดนซ์ลัดวงจร

เป็นความต้านทานลัดวงจร ซึ่งในทางปฏิบัติแล้วค่าอิมพีแดนซ์ลัดวงจรอาจจะมีค่าทั้งส่วนจริงและส่วนจินตภาพ และกระแสลัดวงจรอาจมีเฟสไม่ตรงกันกับกระแสที่วัดได้

ตารางที่ 3.1 สมการตำแหน่งผิดพ่วง [1]

ประเภทของความผิดพ่วง	อิมพีแดนซ์ปรากฏ $mZ_L^1 =$
A-G	$\frac{V_A}{I_A + kI_R}$
B-G	$\frac{V_B}{I_B + kI_R}$
C-G	$\frac{V_C}{I_C + kI_R}$
A-B หรือ A-B-G	$\frac{V_{AB}}{I_{AB}}$
B-C หรือ B-C-G	$\frac{V_{BC}}{I_{BC}}$
C-A หรือ C-A-G	$\frac{V_{CA}}{I_{CA}}$
A-B-C	$\frac{V_{AB}}{I_{AB}}$ หรือ $\frac{V_{BC}}{I_{BC}}$ หรือ $\frac{V_{CA}}{I_{CA}}$

โดยที่ $k = \frac{(Z_L^0 - Z_L^1)}{3Z_L^1}$

$$I_R = 3I_A^0$$

Z_L^0 คือ ความต้านทานลำดับศูนย์ของสายส่ง (โอห์ม)

Z_L^1 คือ ความต้านทานลำดับบวกของสายส่ง (โอห์ม)

m คือ ระยะทางต่อหน่วยเมื่อวัดจากปลายด้านหนึ่งไปถึงจุดที่เกิดความผิดพ่วง

I_A^0 คือ กระแสลำดับศูนย์ของเฟส A (แอมแปร์)

3.2 ขั้นตอนวิธีระบุตำแหน่งผิดพ่วงแบบสองปลายมาตรฐาน

การคำนวณหาตำแหน่งของการลัดวงจรบนสายส่งเมื่อมีข้อมูลจากปลายทั้งสองด้าน จะไม่คำนึงถึงชนิดของการลัดวงจรที่เกิดขึ้น[1] เนื่องจากในสูตรการคำนวณได้มีการคิดผลของแรงดัน

ณ จุดเกิดที่เกิดความผิดปกติพร้อมแล้ว ทำให้สมมติแดนซ์ลัดวงจรไม่มีผลต่อความคลาดเคลื่อนในการคำนวณด้วยวิธีนี้ แต่เนื่องจากสมการที่สนใจมี 3 สมการ (สมการในรูปเชิงเฟส A B และ C หรือสมการลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์) ในขณะที่คำตอบที่สนใจมีเพียงตำแหน่งของการลัดวงจร ดังนั้นมาตรฐาน[1]จึงเสนอการใช้การประมาณกำลังสองน้อยสุดในการหาคำตอบของตำแหน่งลัดวงจร จากภาพที่ 3.1 สามารถเขียนสมการคำนวณตำแหน่งผิดปกติโดยใช้ข้อมูลจากปลายทั้งสองด้านได้ดังนี้

$$V_G^{ABC} = mZ_L^{ABC} I_G^{ABC} + V_F \quad (3.27)$$

$$V_H^{ABC} = (1-m)Z_L^{ABC} I_H^{ABC} + V_F \quad (3.28)$$

นำสมการที่ (3.28) ลบออกจากสมการที่ (3.27) เพื่อกำจัดพจน์ V_F ที่ไม่ทราบค่าจะได้

$$V_G^{ABC} - V_H^{ABC} = mZ_L^{ABC} I_G^{ABC} - (1-m)Z_L^{ABC} I_H^{ABC} \quad (3.29)$$

จากสมการในรูปแบบเฟสสามารถเขียนในรูปแบบส่วนประกอบลำดับส่วนได้ดังนี้

$$V_G^{ABC} = AV_G^{012} \quad (3.30)$$

$$V_H^{ABC} = AV_H^{012} \quad (3.31)$$

$$I_G^{ABC} = AI_G^{012} \quad (3.32)$$

$$I_H^{ABC} = AI_H^{012} \quad (3.33)$$

โดยที่
$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \text{ และ } a = 1 \angle 120^\circ$$

ดังนั้นสมการที่ (3.29) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$AV_G^{012} - AV_H^{012} = mZ_L^{ABC} AI_G^{012} - (1-m)Z_L^{ABC} AI_H^{012} \quad (3.34)$$

$$V_G^{012} - V_H^{012} = \mathbf{m} \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_L^{ABC} \mathbf{A} \mathbf{I}_G^{012} - (1-\mathbf{m}) \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_L^{ABC} \mathbf{A} \mathbf{I}_H^{012} \quad (3.35)$$

$$V_G^{012} - V_H^{012} = \mathbf{m} \mathbf{Z}_L^{012} \mathbf{I}_G^{012} - (1-\mathbf{m}) \mathbf{Z}_L^{012} \mathbf{I}_H^{012} \quad (3.36)$$

$$(\mathbf{V}_G^{012} - \mathbf{V}_H^{012}) + \mathbf{Z}_L^{012} \mathbf{I}_H^{012} = \mathbf{m} \mathbf{Z}_L^{012} (\mathbf{I}_G^{012} + \mathbf{I}_H^{012}) \quad (3.37)$$

$$\begin{bmatrix} Y^0 \\ Y^1 \\ Y^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M^0 \\ M^1 \\ M^2 \end{bmatrix} m = \bar{Y} = \bar{M} m \quad (3.38)$$

$$\begin{aligned} \text{โดยที่ } \bar{Y} &= (\mathbf{V}_G^{012} - \mathbf{V}_H^{012}) + \mathbf{Z}_L^{012} \mathbf{I}_H^{012} \\ \bar{M} &= \mathbf{Z}_L^{012} (\mathbf{I}_G^{012} + \mathbf{I}_H^{012}) \end{aligned}$$

จากสมการที่ (3.38) สามารถคำนวณตำแหน่งผิดพลาดโดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Least square) ได้โดย

$$\mathbf{m} = (\bar{\mathbf{M}}^T \bar{\mathbf{M}})^{-1} \bar{\mathbf{M}}^T \bar{\mathbf{Y}} \quad (3.39)$$

โดยที่ $\bar{\mathbf{M}}^T$ คือ Conjugate transpose ของ $\bar{\mathbf{M}}$

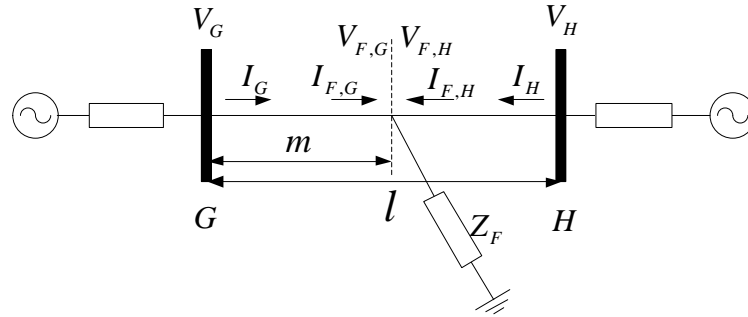
ในทางปฏิบัติแล้วข้อมูลจากทั้งสองปลายอาจมีความคลาดเคลื่อนทางเวลา ดังนั้น [3] จึงนำเสนอการใช้วิธีการคำนวณแบบวนซ้ำ (Iterative Method) ในการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดแทน เพราะมีความจำเป็นต้องคำนวณมุมชดเชยทางเวลาด้วย

3.3 อิมพีแดนซ์ลัดวงจร

ตามมาตรฐาน IEEE C37.114 [1] การคำนวณตำแหน่งผิดพลาดด้วยขั้นตอนวิธีแบบปลายเดียวจะตั้งสมมติฐานว่าส่วนจินตภาพของอิมพีแดนซ์ลัดวงจรมีค่าเป็น 0 หรือเป็นเพียงความต้านทานลัดวงจร ซึ่งปัจจุบันยังไม่มีการวิจัยใดที่สรุปแน่ชัดว่าค่าอิมพีแดนซ์ลัดวงจรที่แท้จริงควรจะเป็นอย่างไร

งานวิจัยในอดีตได้นำเสนอการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรด้วยวิธีต่างๆ เช่น การคำนวณโดยใช้ข้อมูลกระแสและแรงดันในรูปแบบลำดับส่วนจากปลายทั้งสองด้านที่มีความคลาดเคลื่อนทางเวลา กัน ร่วมกับอิมพีแดนซ์ลักษณะเฉพาะของสายส่ง [3] หรือการประยุกต์ใช้โครงข่ายประสาท

เทียบเพื่อระบุตำแหน่งผิดพ้องและความต้านทานลัดวงจร[15] แต่ในที่นี้จะสนใจเฉพาะการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรเมื่อมีข้อมูลจากสองปลายที่มีความคลาดเคลื่อนทางเวลา[16]



ภาพที่ 3.6 วงจรสมมูลอย่างง่ายของสายส่งขณะลัดวงจร

จากภาพที่ 3.6 สามารถเขียนสมการลำดับบวกสำหรับการลัดวงจรแบบสามเฟสบนสายส่งที่ระยะ m จากปลายด้านบัส G โดยใช้แบบจำลองของสายส่งระยะยาวโดยใช้เงื่อนไขขอบเขต [17] ได้ดังนี้

$$V_{F,G}^1(m) = A_{1,G} \exp(\gamma ml) + A_{2,G} \exp(-\gamma ml) \quad (3.40)$$

$$I_{F,G}^1(m) = \frac{A_{1,G} \exp(\gamma ml) - A_{2,G} \exp(-\gamma ml)}{Z_C} \quad (3.41)$$

โดยที่

$$A_{1,G} = \frac{V_G^1 + Z_C I_G^1}{2}$$

$$A_{2,G} = \frac{V_G^1 - Z_C I_G^1}{2}$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}}$$

คือ อิมพีแดนซ์ลักษณะเฉพาะของสายส่ง

$$\bar{z} = R + j\omega L$$

คือ อิมพีแดนซ์อนุกรมของสายส่ง Ω/m

$$\bar{y} = j\omega C$$

คือ แอดมิตแตนซ์ขนานของสายส่ง S/m

ในกรณีเดียวกันสำหรับแรงดันและกระแสที่จุดลัดวงจรที่คำนวณจากปลายด้านบัส H

$$V_{F,H}^1(m) = A_{1,H} \exp(\gamma(1-m)l) + A_{2,H} \exp(-\gamma(1-m)l) \quad (3.42)$$

$$I_{F,H}^1(m) = \frac{A_{1,H} \exp(\gamma ml) - A_{2,H} \exp(-\gamma ml)}{Z_C} \quad (3.43)$$

กำหนดให้ $V_{F,G}^1(m)$ และ $V_{F,H}^1(m)$ มีค่าไม่เท่ากันเนื่องจากเกิดความคลาดเคลื่อนทางเวลาดังนั้นสามารถเขียนสมการ (3.42) และ (3.43) ใหม่ได้ดังนี้

$$V_{F,H}^1(m) = V_{F,H}^1{}'(m) \exp(j\delta) \quad (3.44)$$

$$I_{F,H}^1(m) = I_{F,H}^1{}'(m) \exp(j\delta) \quad (3.45)$$

โดยที่ δ คือ มุมคลาดเคลื่อนทางเวลา

$V_{F,H}^1{}'(m)$ คือ แรงดันที่บัส H โดยที่ไม่มี ความคลาดเคลื่อนทางเวลา

$I_{F,H}^1{}'(m)$ คือ กระแสในสายส่งที่วัดได้จากบัส H โดยที่ไม่มี ความคลาดเคลื่อนทางเวลา

ดังนั้น

$$V_{F,G}^1(m) = V_{F,H}^1{}'(m) \quad (3.46)$$

จากภาพที่ 3.6 สามารถคำนวณแอดมิตแตนซ์ลัดวงจรได้ดังนี้

$$Y_F = \frac{I_{F,G}^1(m) + I_{F,H}^1{}'(m)}{V_{F,G}^1(m)} \quad (3.47)$$

แทนค่าสมการที่ (3.46) ลงในสมการที่ (3.47)

$$Y_F = \frac{I_{F,G}^1(m)}{V_{F,G}^1(m)} + \frac{I_{F,H}^1{}'(m)}{V_{F,H}^1{}'(m)} \quad (3.48)$$

$$Y_F = \frac{I_{F,G}^1(m)}{V_{F,G}^1(m)} + \frac{I_{F,H}^1(m) \exp(j\delta)}{V_{F,H}^1(m) \exp(j\delta)} \quad (3.49)$$

$$Y_F = \frac{I_{F,G}^1(m)}{V_{F,G}^1(m)} + \frac{I_{F,H}^1(m)}{V_{F,H}^1(m)} \quad (3.50)$$

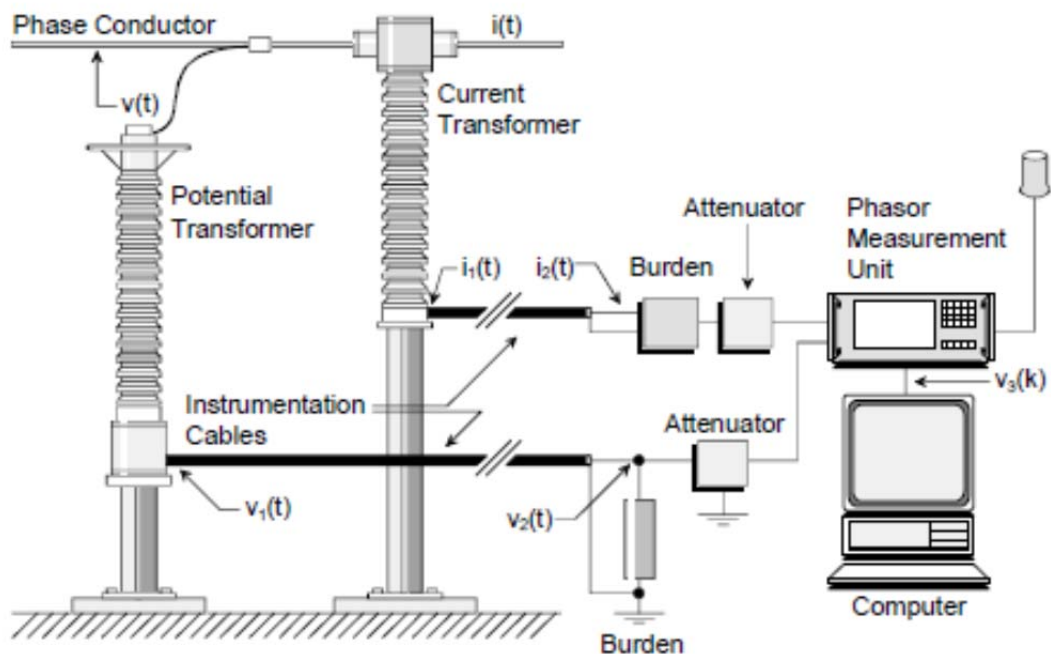
เพราะฉะนั้น

$$Z_F = \frac{1}{Y_F} \quad (3.51)$$

จากสมการที่ (3.51) พบว่า มุมคลาดเคลื่อนทางเวลาได้ถูกกำจัดออกจากสมการแล้ว ดังนั้น ความคลาดเคลื่อนทางเวลาจึงไม่มีผลต่อการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรด้วยวิธีนี้[16]

3.4 ความคลาดเคลื่อนของเครื่องมือวัด

งานวิจัยในอดีต [9] ได้นำเสนอเกี่ยวกับความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ถูกบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล โดยความคลาดเคลื่อนเกิดจากความไม่เป็นอุดมคติของเครื่องมือวัด ซึ่งเกิดจากการลดทอนขนาดของสัญญาณที่วัดผ่านทางหม้อแปลงกระแสและแรงดัน การเชื่อมต่อกับตัวลดทอน(Attenuator) และการแปลงจากสัญญาณแอนะล็อกเป็นสัญญาณดิจิทัล (Analog-to-Digital converter) โดยที่ความคลาดเคลื่อนในเชิงมุมเฟสจะมีค่าน้อย เมื่อระบบมีค่าตัวประกอบกำลังมากกว่า 0.7 และมีงานวิจัย[10-12,18-19]ได้นำเสนอวิธีการปรับเทียบข้อมูลโดยใช้การประมาณสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อกำจัดความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่วัดได้ในช่วงเวลาปกติของระบบ โดย[10-11]นำเสนอเป็นการปรับเทียบข้อมูลจากเครื่องต่างๆ โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากเครื่องมือวัดที่มีความแม่นยำสูงเช่น Phasor measurement unit เป็นค่าอ้างอิง ตัวอย่างของการวัดข้อมูลสามารถแสดงดังภาพที่ 3.7



ภาพที่ 3.7 การวัดข้อมูลของเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล[9]

บทที่ 4

การปรับปรุงข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล

สำหรับการประมาณสถานะ(State estimation) โดยทั่วไปจะใช้เพื่อประมาณค่าของตัวแปรสถานะ(State variable) ของระบบจากตัวแปรที่วัดได้(Observed variable) แต่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประยุกต์โดยใช้การประมาณสถานะเพื่อคำนวณค่าของกระแสและแรงดันขณะก่อนเกิดความผิดพลาดซึ่งเป็นค่าที่วัดได้โดยตรงด้วย เพราะมีสมมติฐานว่าค่าที่วัดได้มีความคลาดเคลื่อนเนื่องจากความไม่เป็นอุดมคติของอุปกรณ์วัด แล้วจึงนำค่าที่ประมาณได้กับค่าที่วัดได้มาคำนวณตัวคูณปรับเทียบเพื่อนำไปใช้ปรับเทียบข้อมูลช่วงขณะเกิดความผิดพลาดต่อไป

4.1 หลักการประมาณสถานะ

ในการวัดข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังเช่น กำลังจริง กำลังรีแอกทีฟ แรงดันบัสดและกระแสในสายส่งจะใช้วัดต์มิเตอร์ วาร์มิเตอร์ โวลท์มิเตอร์และแอมป์มิเตอร์เป็นเครื่องมือวัด อุปกรณ์เหล่านี้จะทำการวัดข้อมูลผ่านทางหม้อแปลงกำลังและหม้อแปลงกระแสที่ติดตั้งอยู่ที่สายส่ง หม้อแปลงหรือบัสดังนั้นค่าที่อ่านได้จะเกิดความคลาดเคลื่อนเนื่องจากความไม่เป็นอุดมคติของหม้อแปลงและอุปกรณ์วัด แต่เนื่องจากไม่มีทางที่จะทราบค่าที่แท้จริงได้ ดังนั้นจึงต้องอาศัยหลักการการประมาณสถานะ (State Estimation) เพื่อประมาณค่าของตัวแปรที่ไม่ทราบค่า ในที่นี้จะใช้การประมาณสถานะด้วยวิธีกำลังสองน้อยที่สุด[20]

กำหนดให้ค่าที่วัดได้คือ z มีสมการดังนี้

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (4.1)$$

โดยที่ $h_i(x)$ คือฟังก์ชันไม่เชิงเส้นที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าที่วัดได้ค่าที่ i กับตัวแปร x

$x^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ คือตัวแปร state ของระบบ

$e^T = [e_1, e_2, \dots, e_n]$ คือความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่วัดได้

สมมติฐานของคุณสมบัติในเชิงสถิติของความคลาดเคลื่อนจากการวัดมีดังนี้

1. $E(e_i) = 0, i = 1, \dots, m$
2. ความคลาดเคลื่อนของแต่ละข้อมูลเป็นอิสระต่อกัน ดังนั้น $E[e_i e_j] = 0$
 เพราะฉะนั้น $Cov(e) = E[e \cdot e^T] = R = \text{diag} \{ \sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2 \}$

ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน σ_i ของแต่ละค่าที่วัดได้จะคำนวณจากความแม่นยำของเครื่องวัดที่ใช้วัดค่านั้น

การประมาณสถานะด้วยวิธีกำลังสองน้อยที่สุดจะ minimize ฟังก์ชันเป้าหมายต่อไปนี้

$$J(x) = \sum_{i=1}^m (z_i - h_i(x))^2 / R_{ii} \quad (4.2)$$

$$J(x) = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (4.3)$$

โดยที่จุดต่ำสุดจะต้องเป็นไปตามเงื่อนไขอันดับหนึ่ง (First-order optimality condition) กล่าวคือ

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x) R^{-1} [z - h(x)] = 0 \quad (4.4)$$

โดยที่

$$H(x) = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right] \quad (4.5)$$

เมื่อกระจาย $g(x)$ ด้วยอนุกรมเทเลอร์รอบจุด x^k จะได้

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (4.6)$$

เมื่อละเลยพจน์ที่อันดับสูงจะได้

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} g(x^k) \quad (4.7)$$

โดยที่ k คือ รอบของการวนซ้ำ
 x^k คือ ค่าตอบในรอบการวนซ้ำที่ k
 $G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) R^{-1} H(x^k)$

$$g(x^k) = \frac{\partial J(x^k)}{\partial x} = -H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)]$$

ดังนั้นสมการที่ใช้ในการวนซ้ำคือ

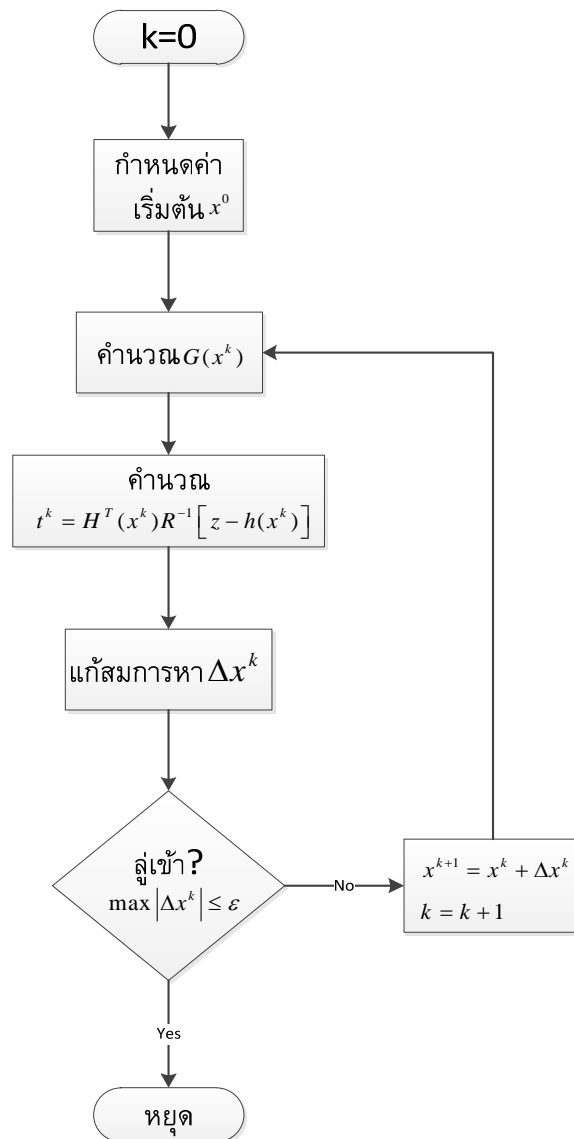
$$[G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)] \quad (4.8)$$

โดยที่ $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$

สรุปขั้นตอนวิธีของการประมาณสถานะโดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุดมีดังนี้

1. เริ่มขั้นตอนการวนซ้ำ กำหนดค่า $k = 0$
2. กำหนดค่าเริ่มต้นให้กับตัวแปร state x^k
3. คำนวณ Gain matrix $G(x^k)$
4. คำนวณฝั่งขวาของสมการ (4.8), $t^k = H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)]$
5. แก้สมการหา Δx^k
6. เช็คการลู่เข้าสู่คำตอบ, $\max|\Delta x^k| \leq \varepsilon$?
7. ถ้ายังไม่ลู่เข้า, $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$, $k = k + 1$ แล้วย้อนกลับไปข้อ 3

ขั้นตอนวิธีดังที่กล่าวมาข้างต้นสามารถแสดงเป็นแผนผังได้ดังรูป



ภาพที่ 4.1 แผนผังแสดงขั้นตอนวิธีการประมาณสถานะโดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด

4.2 การประมาณสถานะในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนวิธีการประมาณสถานะ 2 วิธี ได้แก่ การประมาณสถานะโดยใช้ค่ากำลังที่วัดได้ และการประมาณสถานะโดยใช้กระแสที่วัดได้

4.2.1 การประมาณสถานะโดยใช้สมการกำลัง[20]

ในวิธีที่ 1 จะใช้กำลังที่วัดได้ในการคำนวณ ข้อมูลที่นำมาใช้ประกอบไปด้วยไฟล์ COMTRADE จากสถานีไฟฟ้า 3 สถานี โดยไฟล์ทั้งหมดนั้นจะต้องมีข้อมูลครบถ้วนทุก

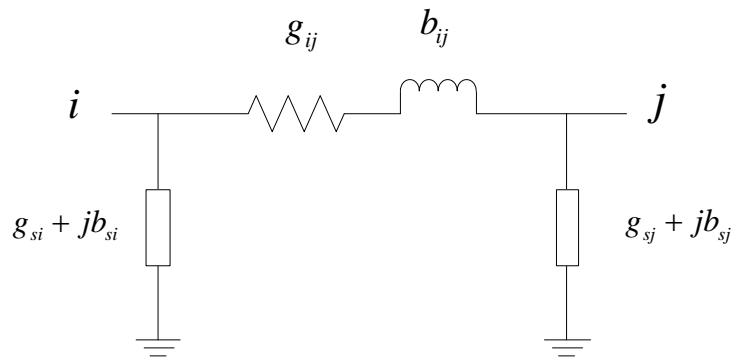
ช่องสัญญาณ ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกมองเป็นวงจรสมมูลที่มี 3 บัส และมีตัวแปรสถานะ(State variable) ทั้งหมด 5 ตัวแปร โดยแบ่งเป็นขนาดของแรงดันบัส 3 ค่าและ มุมเฟส 2 ค่า โดยที่มุมเฟสของบัสอ้างอิงจะถูกกำหนดให้เป็น 0

กำหนดให้มีเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัลทั้งสิ้น n_D ตัวถูกติดตั้งอยู่ในระบบส่งไฟฟ้าที่มีจำนวนบัส $n \geq n_D$ บัส และกำหนดให้ N_D คือเซตของบัสที่ติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล ดังนั้นตัวแปร z , x และ e ในกรณีนี้สามารถแสดงได้ดังนี้

$$z^T = \left[V_{ref} \mid P_i^{inj} \quad Q_i^{inj} \quad P_{ij}^{flow} \quad Q_{ij}^{flow} \right], \forall i, j \in N_D \quad (4.9)$$

$$x^T = \left[V_1 = V_{ref}, \theta_1 = 0, V_2, \theta_2, \dots, V_{n_D}, \theta_{n_D} \right] \quad (4.10)$$

$$e^T = \left[e_1, e_2, \dots, e_m \right] \quad (4.11)$$



ภาพที่ 4.2 แบบจำลองของสายส่งความยาวปานกลาง

เมื่อใช้แบบจำลองของสายส่งความยาวปานกลางดังภาพที่ 4.2 จะสามารถเขียนสมการของค่าที่วัดได้ค่าต่างๆได้ดังนี้

- กำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่ฉีดเข้าบัส i

$$P_i^{inj} = V_i \sum_{j \neq i, j \in N_D} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}), \forall i \in N_D \quad (4.12)$$

$$Q_i^{inj} = V_i \sum_{j \neq i, j \in N_D} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}), \forall i \in N_D \quad (4.13)$$

- กำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟไหลจากบัส i ไปยังบัส j

$$P_{ij}^{flow} = V_i^2(g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}), \forall i, j \in N_D \quad (4.14)$$

$$Q_{ij}^{flow} = -V_i^2(b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}), \forall i, j \in N_D \quad (4.15)$$

- กระแสที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{V_i} \quad (4.16)$$

ถ้าละเลยแอดมิตแตนซ์ที่ขนานอยู่ ($g_{si} + jb_{si}$) จะได้

$$I_{ij} = \sqrt{(g_{ij}^2 + b_{ij}^2)(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij})} \quad (4.17)$$

โดยที่ V_i, θ_i คือ ขนาดของแรงดันบัสและมุมเฟสที่บัส i

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

$G_{ij} + jB_{ij}$ คือ ส่วนประกอบที่ ij ของเมตริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์

$g_{ij} + jb_{ij}$ คือ แอดมิตแตนซ์อนุกรมของกิ่งที่เชื่อมต่อกันระหว่างบัส i กับบัส j

$g_{si} + jb_{si}$ คือ แอดมิตแตนซ์ขนานของกิ่งที่ติดอยู่กับบัส i

N_i คือ เซตของบัสที่เชื่อมต่อโดยตรงกับบัส i

เมตริกซ์จาโคเบียนของการวัดค่า H สามารถแสดงได้ดังนี้

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{mag}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{mag}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V_{mag}}{\partial V} \end{bmatrix}$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการวัดกำลังจริงที่ถูกฉีดเข้าบัสมีดังนี้

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i^2 B_{ii} \quad (4.18)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i G_{ii} \quad (4.20)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (4.21)$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการวัดกำลังรีแอกทีฟที่ถูกฉีดเข้าบัสมีดังนี้

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - V_i^2 G_{ii} \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i B_{ii} \quad (4.24)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.25)$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการวัดกำลังจริงที่ไหลระหว่างบัสมีดังนี้

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.26)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = -V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.27)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) + 2(g_{ij} + g_{si}) V_i \quad (4.28)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (4.29)$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการวัดกำลังรีแอกทีฟที่ไหลระหว่างบัสมีดังนี้

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = -V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.30)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (4.31)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) - 2(b_{ij} + b_{si}) V_i \quad (4.32)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.33)$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการวัดขนาดของแรงดันบัสมี่ดังนี้

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1, \frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_i} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_j} = 0 \quad (4.34)$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการวัดขนาดของกระแส(ละเลยแอดมิตแตนซ์ขนาน)มีดังนี้

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \quad (4.35)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_j} = -\frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \quad (4.36)$$

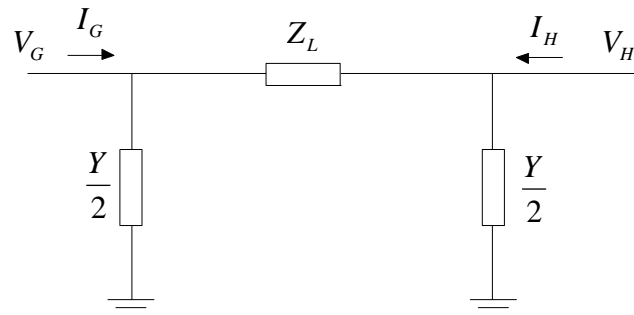
$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij}) \quad (4.37)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_j - V_i \cos \theta_{ij}) \quad (4.38)$$

4.2.2 การประมาณสถานะโดยใช้สมการแรงดันและกระแส

เนื่องจากวิธีที่ 1 ต้องการไฟล์ COMTRADE ที่มีข้อมูลของกระแสในกิ่งทุกกิ่งที่เชื่อมต่ออยู่กับสถานีนั้นซึ่งในทางปฏิบัติแล้ว บางสถานีไฟฟ้ามีจำนวนของช่องสัญญาณไม่เพียงพอที่จะบันทึกกระแสในทุกสายส่ง และในบางสถานีไฟฟ้าไม่ได้มีการติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล ดังนั้นในวิทยานิพนธ์เล่มนี้จึงได้มีการพัฒนาขั้นตอนวิธีที่ 2 ขึ้น โดยในวิธีที่ 2 จะใช้กระแสในสายส่งที่วัดได้ในการคำนวณ ข้อมูลที่นำมาใช้ประกอบไปด้วยไฟล์ COMTRADE จากสถานีไฟฟ้าเพียง 2 สถานี โดยไฟล์ทั้งหมดนั้นไม่จำเป็นต้องมีข้อมูลครบถ้วนทุกช่องสัญญาณ แต่ต้องมีช่องสัญญาณของสายส่งที่เกิดการลัดวงจร ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกมองเป็นวงจรสมมูลที่มี 2 บัส

และมีตัวแปรสถานะ(State variable) ทั้งสิ้น 4 ตัวแปรโดยแบ่งเป็นขนาดของกระแส 2 ค่าและ มุมเฟส 2 ค่า



ภาพที่ 4.3 แบบจำลองของสายส่งความยาวปานกลาง

จากภาพที่ 4.3 แบบจำลองของสายส่งความยาวปานกลางสามารถเขียนสมการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับกระแสได้ดังนี้

$$V_G = AI_G + BI_H \quad (4.39)$$

$$V_H = AI_H + BI_G \quad (4.40)$$

$$A = \frac{(1 + \frac{Z_L Y}{2})}{(Y + \frac{Z_L Y^2}{4})} \quad (4.41)$$

$$B = \frac{1}{(Y + \frac{Z_L Y^2}{4})} \quad (4.42)$$

สมการ (4.39) และ (4.40) ประกอบไปด้วยส่วนจริงและส่วนจินตภาพ ดังนั้นสามารถแยกสมการ (4.39) และ (4.40) ออกเป็น 2 ส่วนได้ดังนี้

$$V_G = A(I_G \cos \theta_G + jI_G \sin \theta_G) + B(I_H \cos \theta_H + jI_H \sin \theta_H) \quad (4.43)$$

$$V_H = A(I_H \cos \theta_H + jI_H \sin \theta_H) + B(I_G \cos \theta_G + jI_G \sin \theta_G) \quad (4.44)$$

เมตริกซ์จาโคเบียนของการวัดค่า H ในกรณีที่มี 2 สามารถแสดงได้ดังนี้

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial V}{\partial \theta_G} & \frac{\partial V}{\partial \theta_H} \\ \frac{\partial V}{\partial I_G} & \frac{\partial V}{\partial I_H} \end{bmatrix}$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับแรงดันที่บัส G มีดังนี้

$$\frac{\partial V_G}{\partial \theta_G} = -AI_G \sin \theta_G + jAI_G \cos \theta_G \quad (4.45)$$

$$\frac{\partial V_G}{\partial I_G} = A \cos \theta_G + jA \sin \theta_G \quad (4.46)$$

$$\frac{\partial V_G}{\partial \theta_H} = -BI_H \sin \theta_H + jBI_H \cos \theta_H \quad (4.47)$$

$$\frac{\partial V_G}{\partial I_H} = B \cos \theta_H + jB \sin \theta_H \quad (4.48)$$

- องค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับแรงดันที่บัส H มีดังนี้

$$\frac{\partial V_G}{\partial \theta_G} = -AI_G \sin \theta_G + jAI_G \cos \theta_G \quad (4.49)$$

$$\frac{\partial V_G}{\partial I_G} = A \cos \theta_G + jA \sin \theta_G \quad (4.50)$$

$$\frac{\partial V_G}{\partial \theta_H} = -BI_H \sin \theta_H + jBI_H \cos \theta_H \quad (4.51)$$

$$\frac{\partial V_G}{\partial I_H} = B \cos \theta_H + jB \sin \theta_H \quad (4.52)$$

4.3 การคำนวณตัวคูณปรับเทียบ

[10-11] นำเสนอการใช้หลักการประมาณสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อปรับเทียบข้อมูลที่วัดได้ โดยได้มีการตรวจจับข้อมูลที่ไม่น่าเชื่อถือเพื่อที่จะเพิ่มความแม่นยำของขั้นตอนวิธีที่นำเสนอ โดย [10-11] นั้นได้นำเสนอการปรับเทียบข้อมูลขณะระบบอยู่ในสภาวะปกติ ซึ่งเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นทำให้โครงสร้างของระบบเปลี่ยนไปจึงไม่สามารถประมาณสถานะได้โดยตรง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการปรับเทียบข้อมูลช่วงขณะเกิดความผิดปกติโดยใช้ตัวคูณปรับเทียบ สำหรับวิธีที่ 1 ผลลัพธ์ที่ได้จากการประมาณสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังคือแรงดันบัสที่

แท้จริง และสามารถคำนวณกระแสที่ไหลระหว่างบัสจากแรงดันบัสที่แท้จริงได้ ส่วนผลลัพธ์ของวิธีที่ 2 คือกระแสที่ไหลในสายส่งเพียงอย่างเดียว

กำหนดให้ $v_{mea}(t), i_{mea}(t)$ คือแรงดันและกระแสที่วัดได้จากระบบไฟฟ้ากำลัง และ $v_{cal}(t), i_{cal}(t)$ คือแรงดันและกระแสที่แท้จริง ตัวคูณปรับเทียบเพื่อลดความคลาดเคลื่อนโดยรวมที่เกิดขึ้นจากเครื่องมือวัดสามารถแสดงอยู่ในรูปแบบของอัตราขยายได้ดังนี้

$$k_v = \frac{v_{cal}(t)}{v_{mea}(t)} \quad (4.53)$$

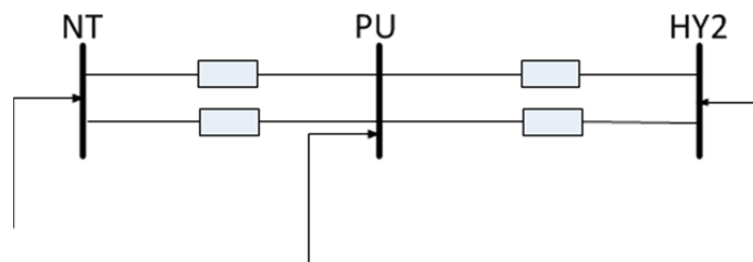
$$k_i = \frac{i_{cal}(t)}{i_{mea}(t)} \quad (4.54)$$

โดยที่ k_v คือ ตัวคูณปรับเทียบของแรงดัน
 k_i คือ ตัวคูณปรับเทียบของกระแส

4.4 วิธีการปรับเทียบข้อมูลที่วัดได้โดยใช้ข้อมูลช่วงก่อนเกิดความผิดปกติ

ขั้นตอนวิธีปรับเทียบข้อมูลที่วัดได้โดยใช้ข้อมูลช่วงก่อนเกิดความผิดปกติแสดงได้ดังนี้

1. ทำการประมาณสถานะโดยใช้ข้อมูลที่วัดได้ในช่วงก่อนเกิดการลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้า 3 สถานีรอบจุดที่เกิดเหตุผิดปกติสำหรับวิธีที่ 1 และข้อมูลจาก 2 สถานีสำหรับวิธีที่ 2



ภาพที่ 4.4 วงจรสมมูลอย่างง่ายช่วงก่อนเกิดเหตุผิดปกติ

2. เมื่อเสร็จสิ้นการประมาณสถานะจะได้ค่าของตัวแปรสถานะที่คำนวณได้สำหรับวิธีที่ 1 จะได้

$$x_{cal} = [|V_1^{cal}| \quad |V_2^{cal}| \quad |\theta_2^{cal}| \quad |V_3^{cal}| \quad |\theta_3^{cal}|]^T \quad (4.55)$$

$$x_{mea} = \left[\left| V_1^{mea} \right| \quad \left| V_2^{mea} \right| \quad \left| \theta_2^{mea} \right| \quad \left| V_3^{mea} \right| \quad \left| \theta_3^{mea} \right| \right]^T \quad (4.56)$$

โดยที่ V_i^{cal} คือ ขนาดของแรงดันบัล i ที่คำนวณได้

θ_i^{cal} คือ มุมของแรงดันบัล i ที่คำนวณได้

V_i^{mea} คือ ขนาดของแรงดันบัล i ที่วัดได้

θ_i^{mea} คือ มุมของแรงดันบัล i ที่วัดได้

สำหรับวิธีที่ 2 จะได้

$$x_{cal} = \left[\left| I_G^{cal} \right| \quad \left| \theta_G^{cal} \right| \quad \left| I_H^{cal} \right| \quad \left| \theta_H^{cal} \right| \right]^T \quad (4.57)$$

$$x_{mea} = \left[\left| I_G^{mea} \right| \quad \left| \theta_G^{mea} \right| \quad \left| I_H^{mea} \right| \quad \left| \theta_H^{mea} \right| \right]^T \quad (4.58)$$

โดยที่ I_G^{cal} คือ ขนาดของกระแสในสายส่งที่บัล G ที่คำนวณได้

θ_G^{cal} คือ มุมของกระแสในสายส่งที่บัล G ที่คำนวณได้

I_G^{mea} คือ ขนาดของกระแสในสายส่งที่บัล G ที่วัดได้

θ_G^{mea} คือ มุมของกระแสในสายส่งที่บัล G ที่วัดได้

3. คำนวณอัตราขยายที่ใช้ในการปรับเทียบข้อมูลได้จากสูตร

$$k = \frac{x_{cal}}{x_{mea}} \quad (4.59)$$

4. นำอัตราขยายที่คำนวณได้ไปใช้ในการปรับเทียบข้อมูลที่วัดได้ขณะเกิดเหตุผิดปกติ

สำหรับวิธีที่ 1 จะได้

$$V_1^{New} = k_{v1} V_1^{Mea} \quad (4.60)$$

$$V_2^{New} = k_{v2} V_2^{Mea} \quad (4.61)$$

$$I_1^{New} = k_{i1} I_1^{Mea} \quad (4.62)$$

$$I_2^{New} = k_{i2} I_2^{Mea} \quad (4.63)$$

โดยที่ V_i^{Mea} คือ ขนาดของแรงดันบัส i ที่วัดได้ขณะเกิดเหตุผิดปกติ

V_i^{New} คือ ขนาดของแรงดันบัส i ที่ปรับเทียบแล้ว

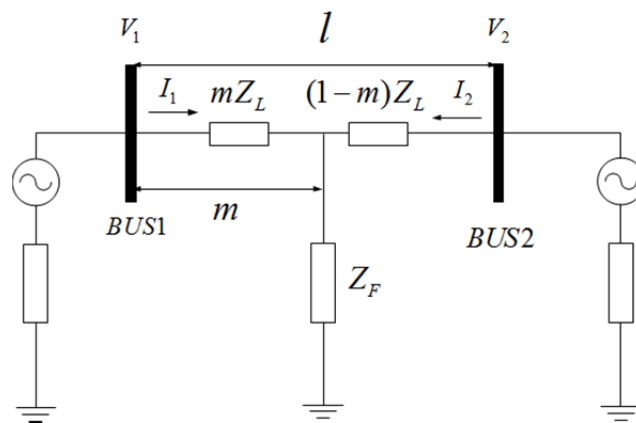
สำหรับวิธีที่ 2 จะได้

$$I_G^{New} = k_G I_G^{Mea} \quad (4.64)$$

$$I_H^{New} = k_H I_H^{Mea} \quad (4.65)$$

โดยที่ I_G^{Mea} คือ ขนาดของกระแสในสายส่งที่วัดได้ที่บัส G ขณะเกิดเหตุผิดปกติ

I_G^{New} คือ ขนาดของกระแสในสายส่งที่วัดได้ที่บัส G ที่ปรับเทียบแล้ว



ภาพที่ 4.5 วงจรสมมูลอย่างง่ายช่วงขณะเกิดเหตุผิดปกติ

บทที่ 5

การทดสอบและวิเคราะห์ผล

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการทดสอบขั้นตอนวิธีที่ได้นำเสนอไปในบทที่ 4 โดยการทดสอบขั้นตอนวิธีที่ 1 แบ่งออกเป็น การทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลองการลัดวงจรบนสายส่ง และการทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จริง ส่วนการทดสอบขั้นตอนวิธีที่ 2 จะทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จริงเพียงอย่างเดียว และในหัวข้อที่ 3 จะนำเสนอผลการทดสอบอิมพีแดนซ์ลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย

5.1 การทดสอบขั้นตอนวิธีเปรียบเทียบข้อมูลโดยใช้สมการกำลัง

สำหรับการทดสอบขั้นตอนวิธีที่ 1 จะทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลองและข้อมูลจากเหตุการณ์จริงเนื่องจากขั้นตอนวิธีนี้มีข้อมูลจากเหตุการณ์จริงที่มีข้อมูลครบถ้วนเพียง 2 เหตุการณ์

5.1.1 การทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลอง

เหตุการณ์จำลองการลัดวงจรบนสายส่งในหัวข้อนี้มาจากระบบทดสอบแบบ 14 บัสของ IEEE โดยจำลองเหตุการณ์การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสกับดินบนสายส่งระหว่างบัส 13 และ 14 ข้อมูลกระแสและแรงดันที่วัดได้ที่บัส 14 จะถูกเพิ่มค่าความคลาดเคลื่อน โดยที่ค่าความคลาดเคลื่อนของกระแส(w_i)มีค่าตั้งแต่ -0.01 ถึง -0.05 ต่อหน่วย ส่วนค่าความคลาดเคลื่อนของแรงดัน(w_v)มีค่าเท่ากับ -0.03 และ -0.05 ต่อหน่วย หลังจากนั้นจะทำการประมาณสถานะค่าแรงดันและกระแสขณะก่อนเกิดการลัดวงจร และคำนวณค่าตัวคูณปรับเทียบสำหรับกระแสและแรงดันที่วัดได้ขณะเกิดการลัดวงจร สำหรับเหตุการณ์จำลองในแต่ละกรณีจะถูกเปลี่ยนตำแหน่งลัดวงจรตั้งแต่ 0.1 ถึง 0.9 ต่อหน่วย และความต้านทานลัดวงจรมีค่าคงที่เท่ากับ 3 โอห์มในทุกกรณี หลังจากนั้นค่าตัวคูณปรับเทียบจะถูกนำไปคูณกับค่ากระแสและแรงดันขณะเกิดการลัดวงจรและนำไปคำนวณตำแหน่งผิดพลาดด้วยขั้นตอนวิธีแบบสองปลาย และเปรียบเทียบกับการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดโดยใช้ข้อมูลที่ไม่ได้มีการปรับเทียบ ขั้นตอนวิธีแบบสองปลายสำหรับข้อมูลที่มีการปรับเทียบแล้วสามารถแสดงได้ดังสมการ (5.3)

$$V_1^{New} = mZ_L^{New} I_1^{New} + V_F \quad (5.1)$$

$$V_2^{New} = (1-m)Z_L I_2^{New} + V_F \quad (5.2)$$

$$m = (\overline{M}^T \overline{M})^{-1} \overline{M}^T \overline{Y} \quad (5.3)$$

โดยที่

$$\overline{Y} = (V_1^{New} - V_2^{New}) + Z_L I_2^{New}$$

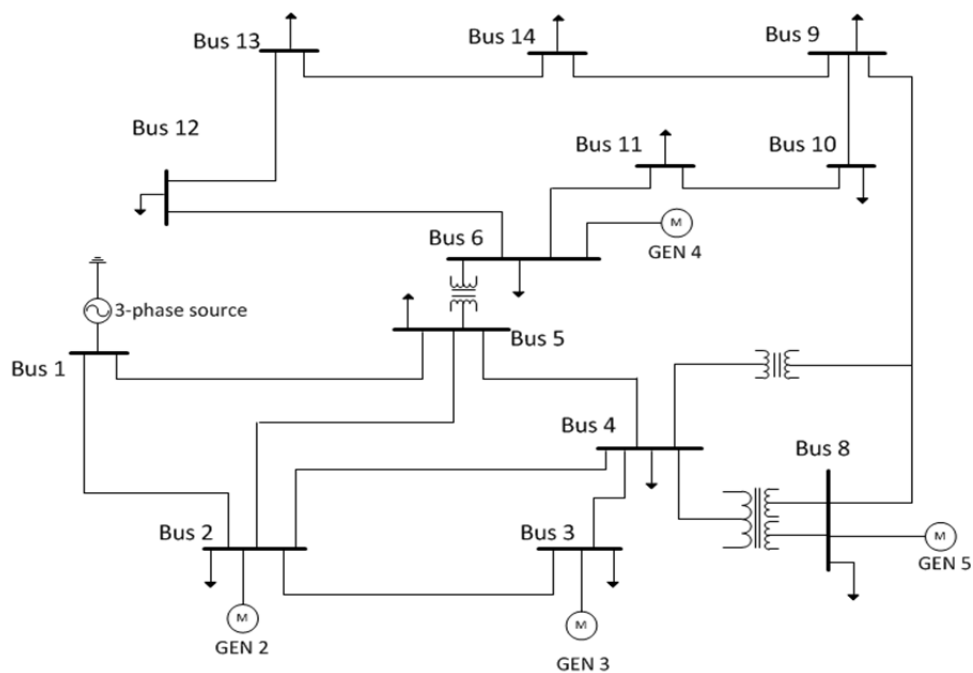
$$\overline{M} = Z_L (I_1^{New} + I_2^{New})$$

\overline{M}^T คือ Conjugate transpose ของ \overline{M}

ความคลาดเคลื่อนของทั้งสองวิธีสามารถคำนวณได้ตามสมการ (5.4) ระบบทดสอบ IEEE แบบ 14 บัสแสดงดังภาพที่ 5.1

$$Error = \frac{|m_{act} - m_{cal}|}{l} \times 100 \quad (5.4)$$

โดยที่ m_{act} คือ ตำแหน่งผิดพลาดตามรายงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
 m_{cal} คือ ตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้
 l คือ ความยาวของสายส่ง

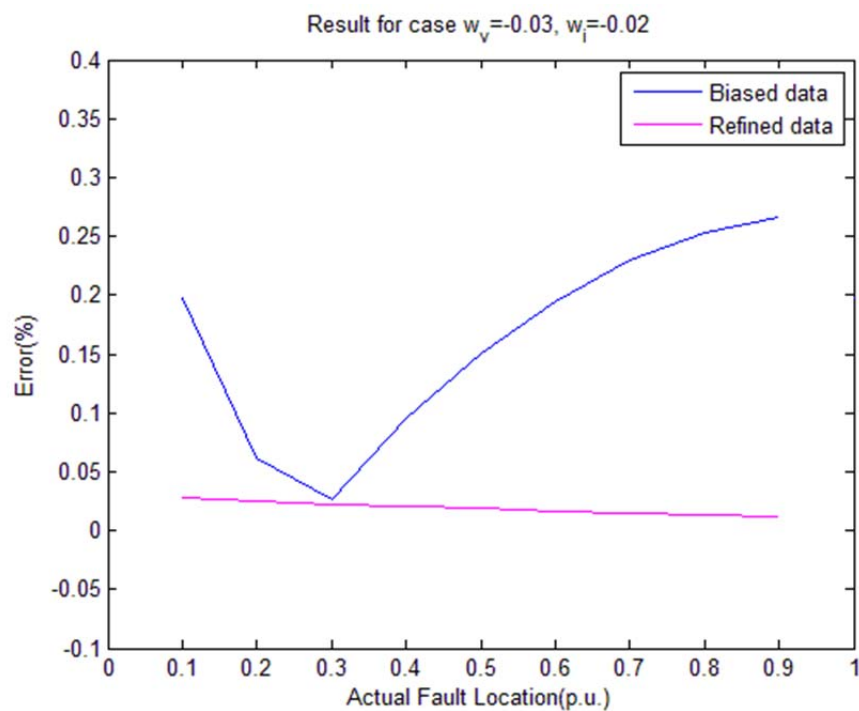


ภาพที่ 5.1 ระบบทดสอบ IEEE แบบ 14 บัส

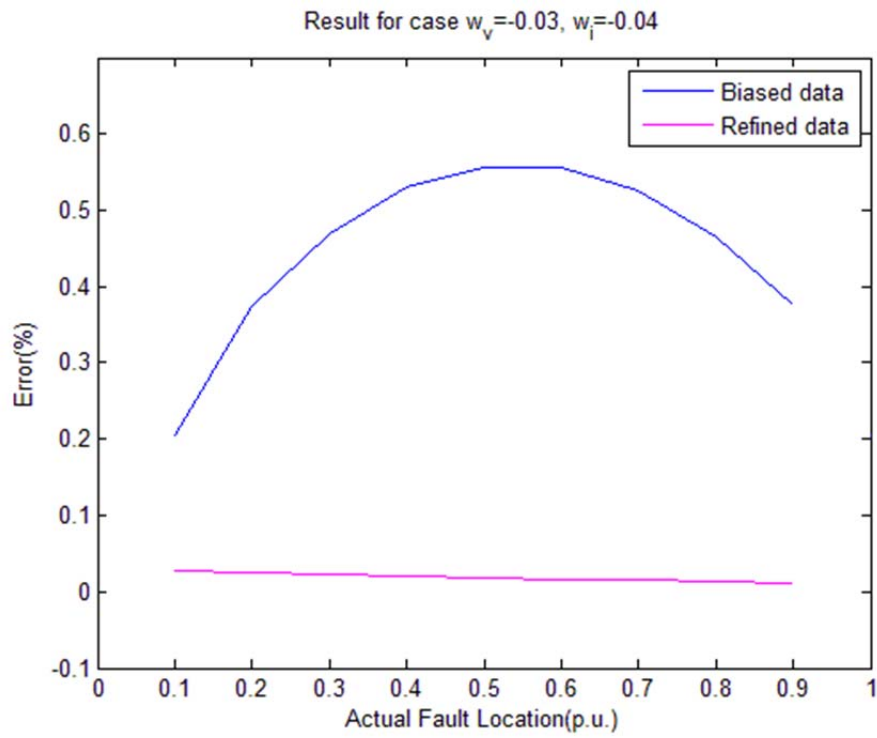
ผลการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดเฉลี่ยจากกรณีทดสอบต่างๆแสดงดังตารางที่ 5.1 ส่วนผลการคำนวณในแต่ละกรณีแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 5.2 ถึงภาพที่ 5.11

ตารางที่ 5.1 การเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยของตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้

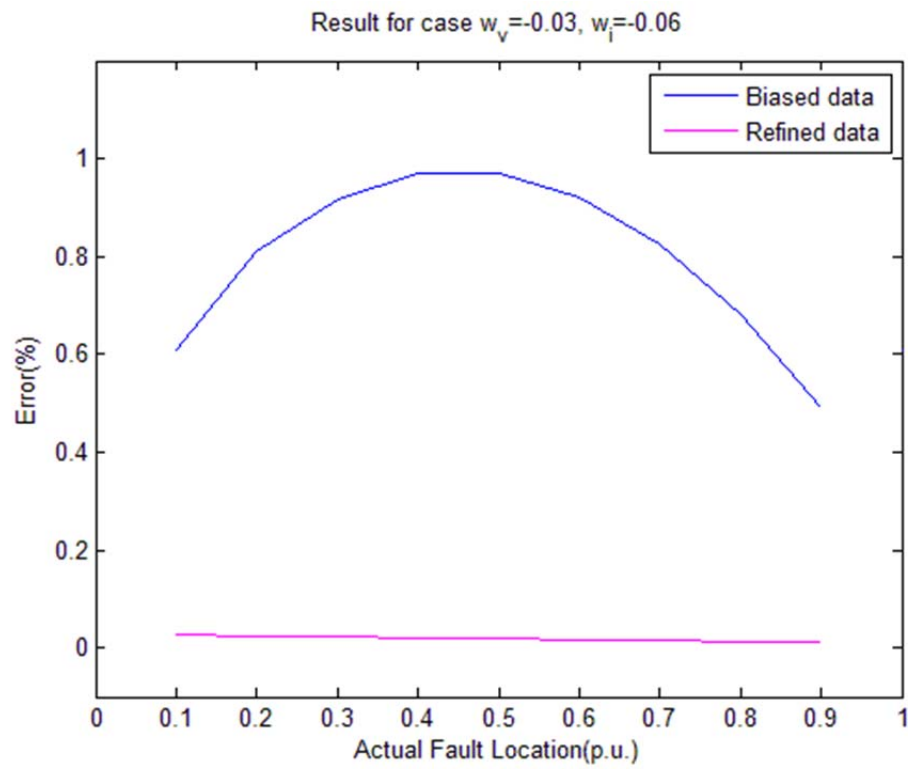
ตำแหน่งผิดพลาด (p.u.)									
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
ความคลาดเคลื่อน (%)									
ไม่ใช้ตัวคูณปรับเทียบ	0.58	0.71	0.80	0.86	0.87	0.84	0.78	0.67	0.52
ใช้ตัวคูณปรับเทียบ	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01



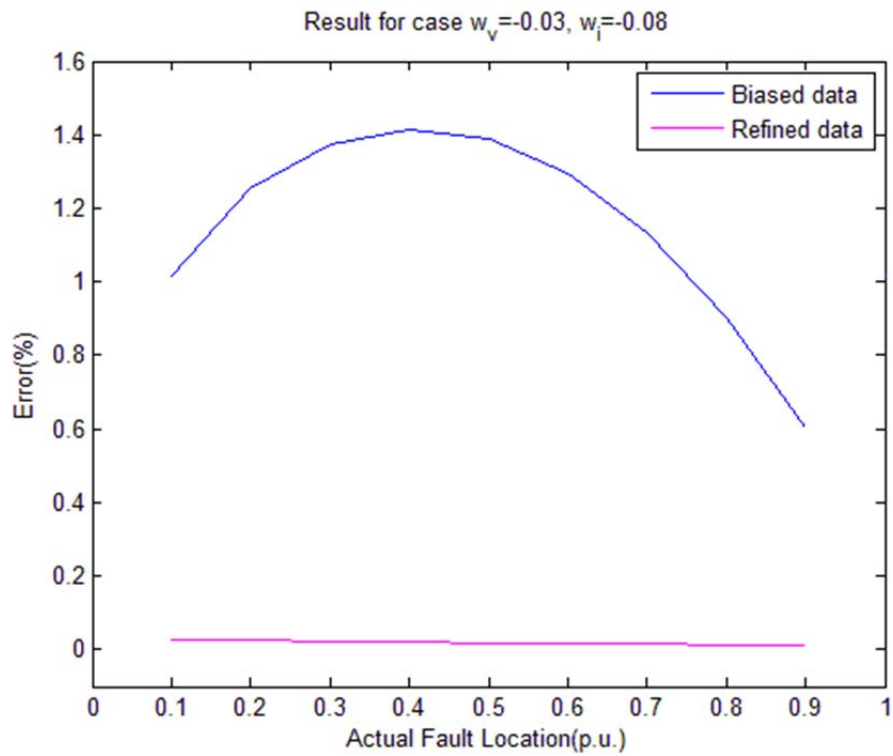
ภาพที่ 5.2 ตำแหน่งผิดพลาดสำหรับกรณี $w_v = -0.03, w_l = -0.02$



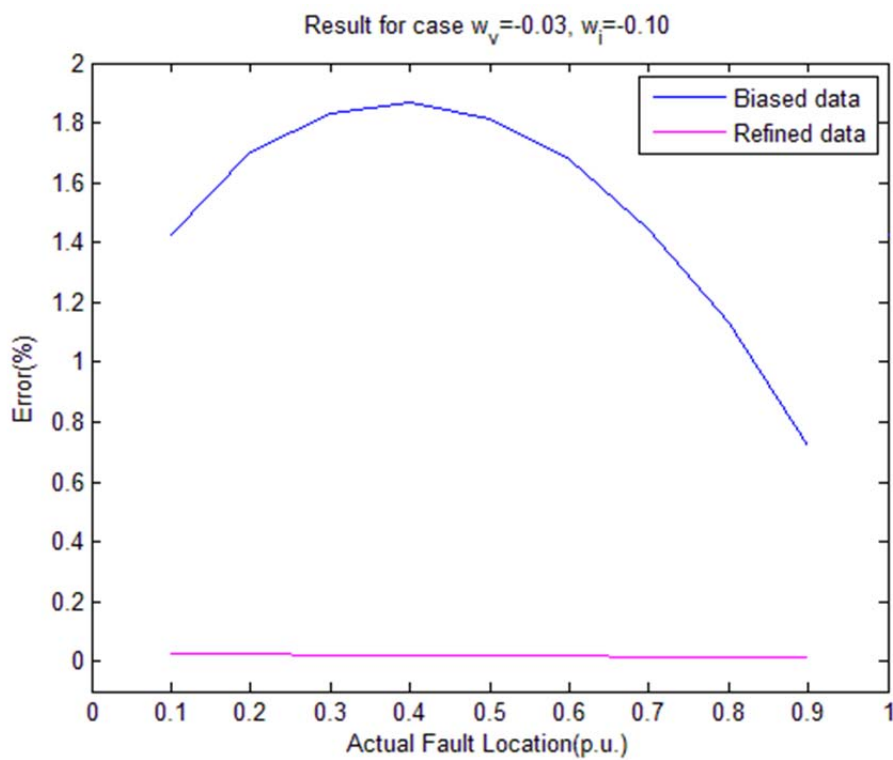
ภาพที่ 5.3 ตำแหน่งผิดพ้องสำหรับกรณี $w_v=-0.03, w_i=-0.04$



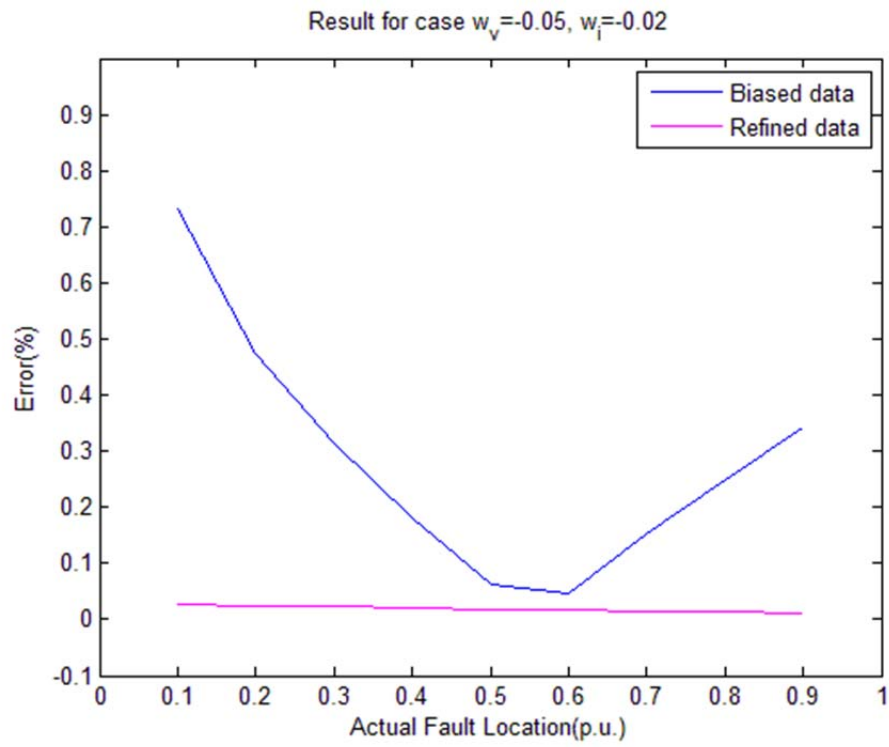
ภาพที่ 5.4 ตำแหน่งผิดพ้องสำหรับกรณี $w_v=-0.03, w_i=-0.06$



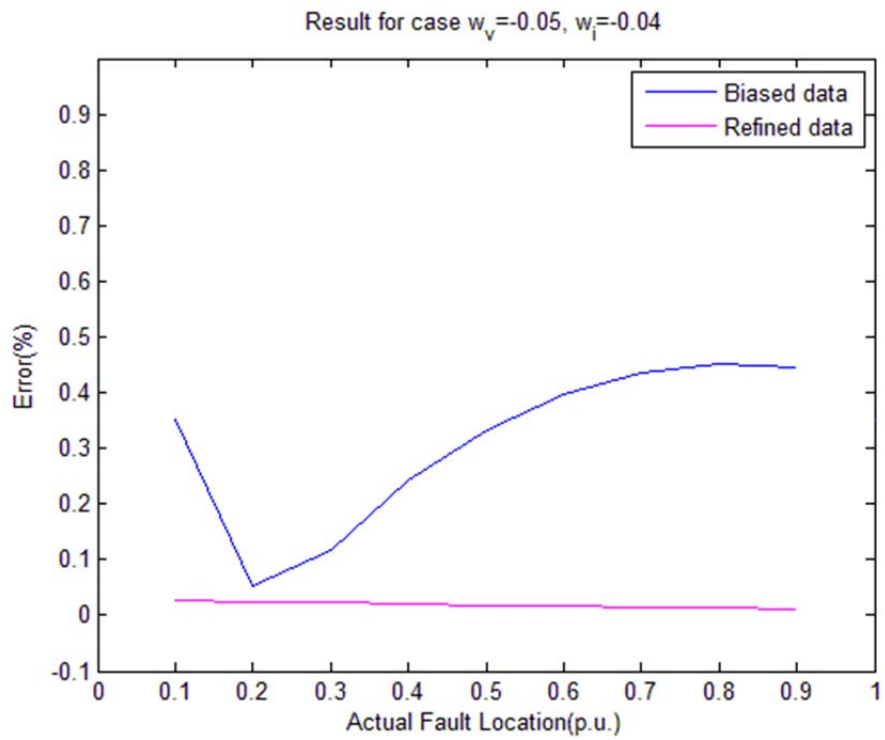
ภาพที่ 5.5 ตำแหน่งผิดพ้องสำหรับกรณี $w_v = -0.03, w_i = -0.08$



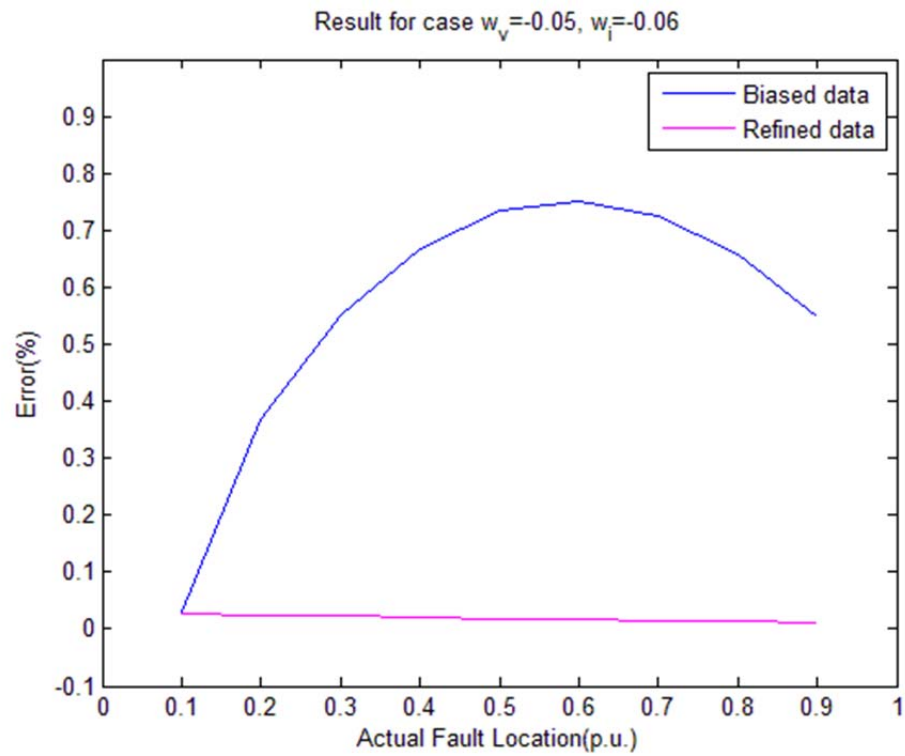
ภาพที่ 5.6 ตำแหน่งผิดพ้องสำหรับกรณี $w_v = -0.03, w_i = -0.10$



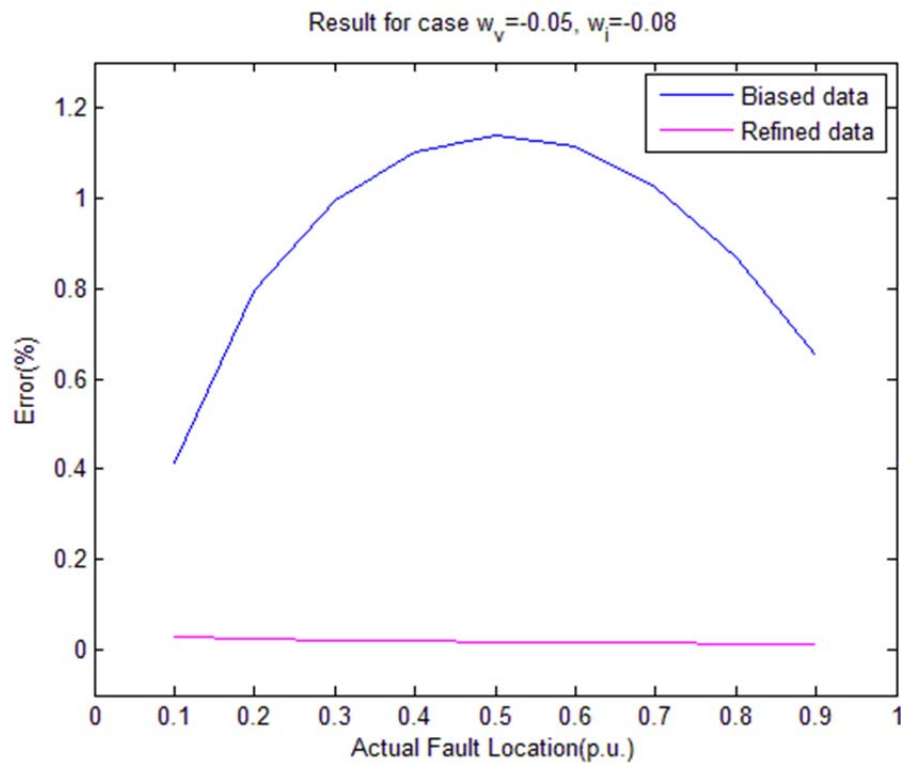
ภาพที่ 5.7 ตำแหน่งผิดพลาดสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.02$



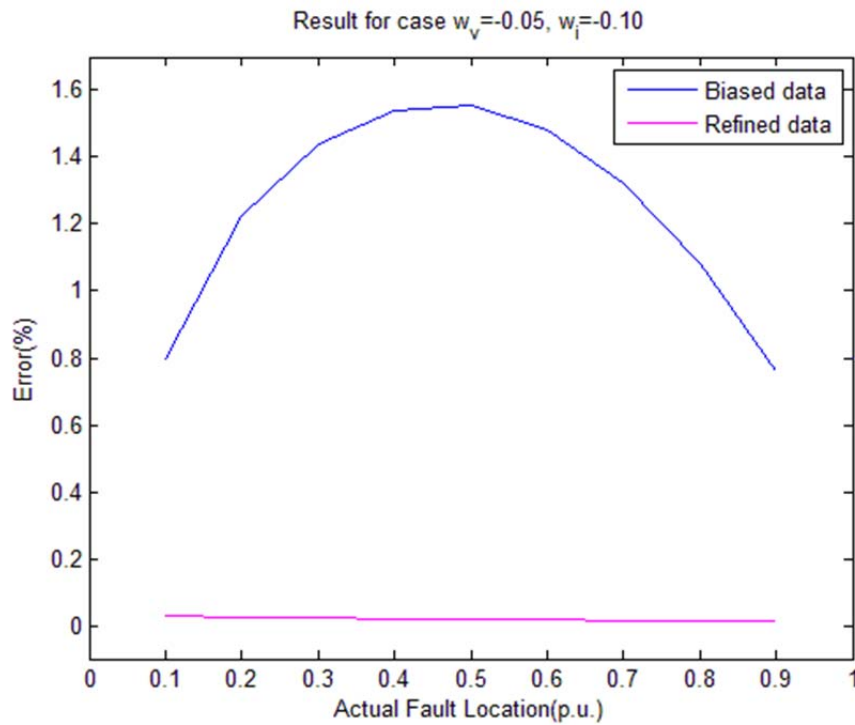
ภาพที่ 5.8 ตำแหน่งผิดพลาดสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.04$



ภาพที่ 5.9 ตำแหน่งผิดพลาดสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.06$



ภาพที่ 5.10 ตำแหน่งผิดพลาดสำหรับกรณี $w_v=-0.05, w_i=-0.08$



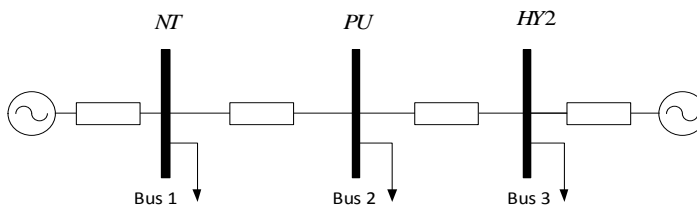
ภาพที่ 5.11 ตำแหน่งผิดพลาดสำหรับกรณี $w_v = -0.05, w_i = -0.10$

จากการทดสอบขั้นตอนวิธีที่ 1 กับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลองพบว่าขั้นตอนวิธีที่นำเสนอสามารถลดความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่วัดได้ในทุกๆเหตุการณ์ ดังกราฟในภาพที่ 5.2 ถึงภาพที่ 5.11 และดังตารางที่ 5.1 สำหรับการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดโดยใช้ข้อมูลที่มีการปรับเทียบแล้วพบว่าความคลาดเคลื่อนสูงสุดจะอยู่ที่ 0.03% ซึ่งมีความน้อยกว่าคำนวณตำแหน่งผิดพลาดโดยใช้ข้อมูลที่ไม่ได้มีการปรับเทียบที่มีความคลาดเคลื่อนสูงสุดที่ 0.87%

ข้อสังเกตจากระบบทดสอบนี้คือ เมื่อเพิ่มค่าความคลาดเคลื่อนให้กับข้อมูลที่วัดได้มากๆ จะพบว่าการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดสำหรับเหตุการณ์ที่มีจุดผิดพลาดที่อยู่กลางสายส่งจะเกิดความคลาดเคลื่อนมากกว่ากรณีที่อยู่ใกล้ปลายด้านใดด้านหนึ่งของสายส่ง ซึ่งเป็นผลมาจากค่าแรงดันและกระแสที่ผิดเพี้ยนมากส่งผลให้ตำแหน่งที่คำนวณได้มีค่าห่างไกลกับตำแหน่งจริง ส่วนกรณีที่เพิ่มค่าความคลาดเคลื่อนให้กับข้อมูลน้อย การผิดเพี้ยนของกระแสและแรงดันมีค่าไม่มาก ดังนั้นความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งที่คำนวณได้จึงมีค่าน้อยกว่า

5.1.2 การทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์จริง

5.1.2.1 เหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่ง NT-PU



ภาพที่ 5.12 วงจรสมมูลอย่างง่ายของสายส่งขณะก่อนเกิดการลัดวงจร

สำหรับการทดสอบขั้นตอนวิธีที่นำเสนอเกี่ยวกับเหตุการณ์ที่ 1 ข้อมูลที่นำมาใช้ในการปรับเทียบจะมาจากสถานีไฟฟ้าทั้ง 3 สถานีดังรูป คือสถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราช(NT) พัทลุง(PU)และหาดใหญ่ 2(HY2) โดยจะพิจารณาระบบส่วนอื่น ๆ ที่ไม่เกี่ยวข้องเป็นกำลังไหลเข้าบัสหรือกำลังที่ไหลออกจากบัสที่สนใจ ข้อมูลที่นำมาใช้ในการประมาณสถานะแสดงในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 ข้อมูลการวัดที่นำมาใช้ในการประมาณสถานะ

	ค่าที่วัด	ขนาด(p.u.)	ความแปรปรวน(σ^2)
1	V3	1.0263	2.00E-06
2	P1	-0.6703	1.00E-04
3	P2	-0.6636	1.00E-04
4	P3	3.0087	1.00E-04
5	Q1	-0.2484	1.00E-04
6	Q2	-0.0624	1.00E-04
7	Q3	-0.1107	1.00E-04
8	P12	-0.6685	6.40E-05
9	P32	1.3459	6.40E-05
10	P21	0.6593	6.40E-05
11	P23	-1.3261	6.40E-05
12	Q12	-0.2402	6.40E-05
13	Q32	-0.2179	6.40E-05
14	Q21	-0.0920	6.40E-05
15	Q23	0.0150	6.40E-05

โดยที่ V_i คือ แรงดันที่บัส i
 P_i คือ กำลังจริงที่ถูกฉีดเข้าบัส i
 Q_i คือ กำลังรีแอกทีฟที่ถูกฉีดเข้าบัส i
 P_{ij} คือ กำลังจริงที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j
 Q_{ij} คือ กำลังรีแอกทีฟที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j

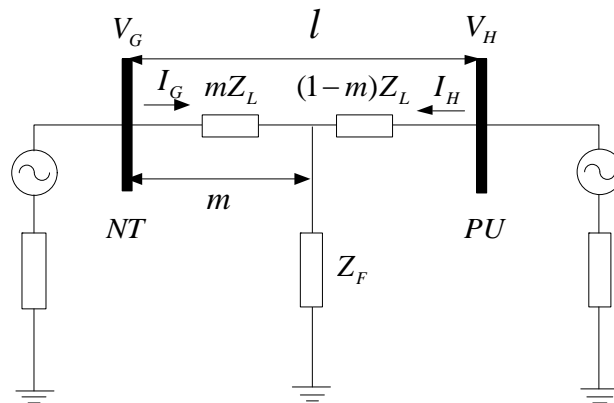
ตารางที่ 5.3 อัตราส่วนปรับแก้แรงดันบัสที่วัดได้

บัส	แรงดันที่วัดได้ (p.u.)	แรงดันที่คำนวณ ได้(p.u.)	อัตราส่วน
1	1.0222	1.0138	0.9918
2	1.0218	1.0243	1.0025

ตารางที่ 5.4 อัตราส่วนปรับแก้กระแสในสายส่งที่วัดได้

บัส	กระแสที่วัดได้ (p.u.)	กระแสที่คำนวณ ได้(p.u.)	อัตราส่วน
1	0.6949	0.6601	0.9498
2	0.6515	0.6453	0.9906

ตารางที่ 5.3 แสดงค่าแรงดันบัสที่วัดได้ ค่าแรงดันบัสที่ได้จากการประมาณสถานะและอัตราส่วนที่ใช้ในการปรับเทียบแรงดัน ตารางที่ 5.4 แสดงค่ากระแสที่วัดได้ ค่ากระแสที่ได้จากการประมาณสถานะและอัตราส่วนที่ใช้ในการปรับเทียบกระแส โดยมีค่าแรงดันฐานเป็น 230 กิโลโวลต์ และกำลังฐานเป็น 100 MVA ข้อมูลที่นำมาใช้ประมาณสถานะจะเป็นข้อมูลขณะก่อนเกิดเหตุการณ์การลัดวงจร เมื่อทราบอัตราส่วนที่ใช้ในการปรับเทียบแล้วก็จะนำไปทดสอบโดยทำการคูณอัตราส่วนกับค่ากระแสและแรงดันที่วัดได้ขณะเกิดการลัดวงจรเพื่อเป็นการปรับเทียบข้อมูลก่อนนำไปคำนวณตำแหน่งผิดพลาดด้วยขั้นตอนวิธีแบบสองปลายมาตรฐาน โดยเปรียบเทียบระหว่างตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้โดยใช้อัตราส่วนเพื่อปรับเทียบข้อมูลกับตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณโดยไม่ปรับเทียบข้อมูล เหตุการณ์ที่ใช้ทดสอบคือเหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราช (NT) และพัทลุง (PU) ซึ่งมีความยาว 91.13 กิโลเมตร วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแสดงดังภาพที่ 5.13



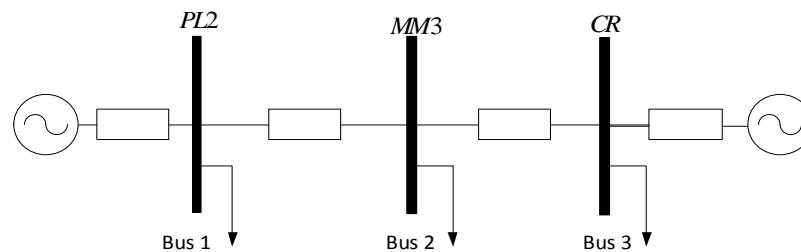
ภาพที่ 5.13 วงจรสมมุติอย่างง่ายของสายส่งขณะเกิดการลัดวงจร

การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้ระหว่างข้อมูลที่ได้จากการปรับเทียบกับข้อมูลที่ไม่ได้ปรับเทียบและความคลาดเคลื่อนของทั้งสองกรณีแสดงดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้ของวิธีที่ 1 เหตุการณ์จริงที่ 1

	ตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้ (กม.)	ตำแหน่งผิดพลาดตามรายงาน (กม.)	ผลต่าง(กม.)	ความคลาดเคลื่อน(%)
ไม่ใช้ตัวคูณปรับเทียบ	18.521	19.998	1.477	1.62
ใช้ตัวคูณปรับเทียบ	19.510	19.998	0.488	0.54

5.1.2.2 เหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่ง PL2-MM3



ภาพที่ 5.14 วงจรสมมุติอย่างง่ายของสายส่งขณะก่อนเกิดการลัดวงจร

สำหรับการทดสอบเบื้องต้นในเหตุการณ์ที่ 2 ข้อมูลที่นำไปใช้ในการปรับเทียบจะมาจากสถานีไฟฟ้า 3 สถานีดังรูปที่ 18 คือสถานีไฟฟ้าพิษณุโลก2(PL2) แม่เมาะ3(MM3)และเขียงราย(CR) โดย

จะพิจารณาระบบส่วนอื่นๆที่ไม่เกี่ยวข้องเป็นกำลังไหลเข้าบัสหรือกำลังที่ไหลออกจากบัสที่สนใจ ข้อมูลที่นำมาใช้ในการประมาณสถานะของเหตุการณ์นี้สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 ข้อมูลการวัดที่นำมาใช้ในการประมาณสถานะ

	ค่าที่วัด	ขนาด (p.u.)	ความแปรปรวน (σ^2)
1	V3	1.0410	2.00E-06
2	P1	-2.2184	1.00E-04
3	P2	-3.1037	1.00E-04
4	P3	1.5803	1.00E-04
5	Q1	-0.2094	1.00E-04
6	Q2	1.4106	1.00E-04
7	Q3	0.3396	1.00E-04
8	P12	-2.2375	6.40E-05
9	P32	-0.9311	6.40E-05
10	P21	0.0216	6.40E-05
11	P23	0.6850	6.40E-05
12	Q12	-0.2291	6.40E-05
13	Q32	0.3441	6.40E-05
14	Q21	0.1091	6.40E-05
15	Q23	-0.3202	6.40E-05

โดยที่

V_i คือ แรงดันที่บัส i

P_i คือ กำลังจริงที่ถูกฉีดเข้าบัส i

Q_i คือ กำลังรีแอกทีฟที่ถูกฉีดเข้าบัส i

P_{ij} คือ กำลังจริงที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j

Q_{ij} คือ กำลังรีแอกทีฟที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j

ตารางที่ 5.7 อัตราส่วนปรับแก้แรงดันบัลที่วัดได้

บัล	แรงดันที่วัดได้ (p.u.)	แรงดันที่คำนวณ ได้(p.u.)	อัตราส่วน
1	1.0410	0.9887	0.9498
2	1.0605	1.0251	0.9666

ตารางที่ 5.8 อัตราส่วนปรับแก้กระแสในสายส่งที่วัดได้

บัล	กระแสที่วัดได้ (p.u.)	กระแสที่คำนวณ ได้(p.u.)	อัตราส่วน
1	0.9360	0.8576	0.9162
2	1.1607	0.8881	0.7651

ตารางที่ 5.7 แสดงค่าแรงดันบัลที่วัดได้ ค่าแรงดันบัลที่ได้จากการประมาณสถานะและอัตราส่วนที่ใช้ในการปรับเทียบแรงดัน ในตารางที่ 5.8 แสดงค่ากระแสที่วัดได้ ค่ากระแสที่ได้จากการประมาณสถานะและอัตราส่วนที่ใช้ในการปรับเทียบกระแส โดยมีค่าแรงดันฐานเป็น 230 กิโลโวลต์ และกำลังฐานเป็น 100 MVA ข้อมูลที่นำมาใช้ประมาณสถานะจะเป็นข้อมูลขณะก่อนเกิดเหตุการณ์การลัดวงจร เมื่อทราบอัตราส่วนที่ใช้ในการปรับเทียบแล้วก็จะนำไปทดสอบโดยทำการคูณอัตราส่วนกับค่ากระแสและแรงดันที่วัดได้ขณะเกิดการลัดวงจรเพื่อเป็นการปรับเทียบข้อมูลก่อนนำไปคำนวณตำแหน่งผิดพลาดด้วยขั้นตอนวิธีแบบสองปลายมาตรฐาน โดยเปรียบเทียบระหว่างตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้โดยใช้อัตราส่วนเพื่อปรับเทียบข้อมูลกับตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณโดยไม่ปรับเทียบข้อมูล เหตุการณ์ที่ใช้ทดสอบคือเหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าพิษณุโลก 2 (PL2) และแม่เมาะ 3 (MM3) ซึ่งมีความยาว 162.73 กิโลเมตร วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแสดงดังภาพที่ 5.13 ความคลาดเคลื่อนของทั้งสองวิธีสามารถคำนวณได้ตามสมการ (5.4) การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้ระหว่างข้อมูลที่ผ่านการปรับเทียบกับข้อมูลที่ไม่ได้ปรับเทียบและความคลาดเคลื่อนของทั้งสองกรณีแสดงดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิพร่องที่คำนวณได้ของวิธีที่ 1 เหตุการณ์จริงที่ 2

	ตำแหน่งผิพร่องที่ คำนวณได้ (กม.)	ตำแหน่งผิพร่อง ตามรายงาน (กม.)	ผลต่าง(กม.)	ความคลาด เคลื่อน(%)
ไม่ใช้ตัวคูณ ปรับเทียบ	151.31	130.03	21.28	13.08
ใช้ตัวคูณ ปรับเทียบ	138.30	130.03	8.27	5.08

จากการทดสอบขั้นตอนวิธีที่ 1 กับข้อมูลจากเหตุการณ์จริง 2 เหตุการณ์พบว่าขั้นตอนวิธีที่นำเสนอสมาารถลดความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่วัดได้ในทั้ง 2 เหตุการณ์ ดังตารางที่ 5.5 และตารางที่ 5.9 สำหรับการคำนวณตำแหน่งผิพร่องโดยใช้ข้อมูลที่มีการปรับเทียบแล้วพบว่า ในเหตุการณ์ที่ 1 ความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งที่คำนวณได้คือ 0.54% ซึ่งลดลงการคำนวณตำแหน่งผิพร่องโดยใช้ข้อมูลที่ไม่ได้มีการปรับเทียบที่มีค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ที่ 1.62% ส่วนในเหตุการณ์ที่ 2 ความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งที่คำนวณได้คือ 5.08% ซึ่งลดลงการคำนวณตำแหน่งผิพร่องโดยใช้ข้อมูลที่ไม่ได้มีการปรับเทียบที่มีค่าความคลาดเคลื่อนเท่ากับ 13.08%

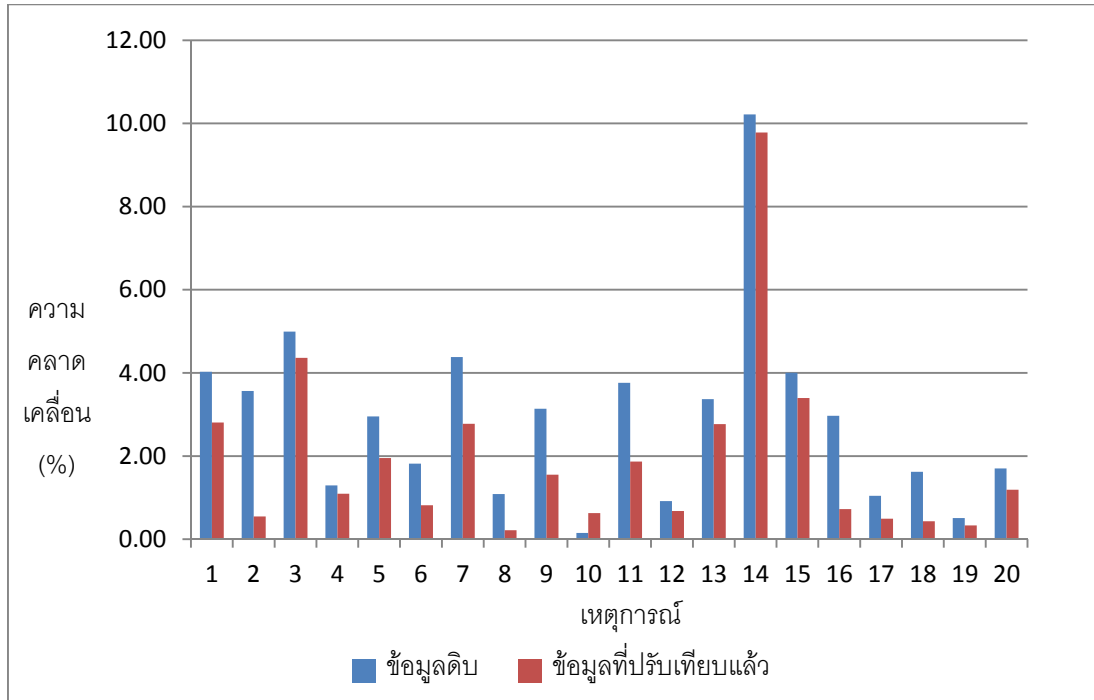
5.2 การทดสอบขั้นตอนวิธีปรับเทียบข้อมูลโดยใช้สมการแรงดันและกระแส

ในหัวข้อการทดสอบขั้นตอนวิธีที่ 2 นี้จะเป็นการทดสอบกับข้อมูลจากเหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่งที่เกิดขึ้นจริงจำนวน 20 เหตุการณ์ โดยจะคำนวณตำแหน่งผิพร่องด้วยข้อมูลที่ปรับเทียบแล้วขั้นตอนวิธีแบบสองปลายมาตรฐานตามสมการ(5.3) และเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งผิพร่องที่คำนวณได้กับข้อมูลที่ไม่ได้ปรับเทียบโดยใช้สมการ(5.4) ผลการทดสอบของขั้นตอนวิธีที่ 2 แสดงดังตารางที่ 5.10

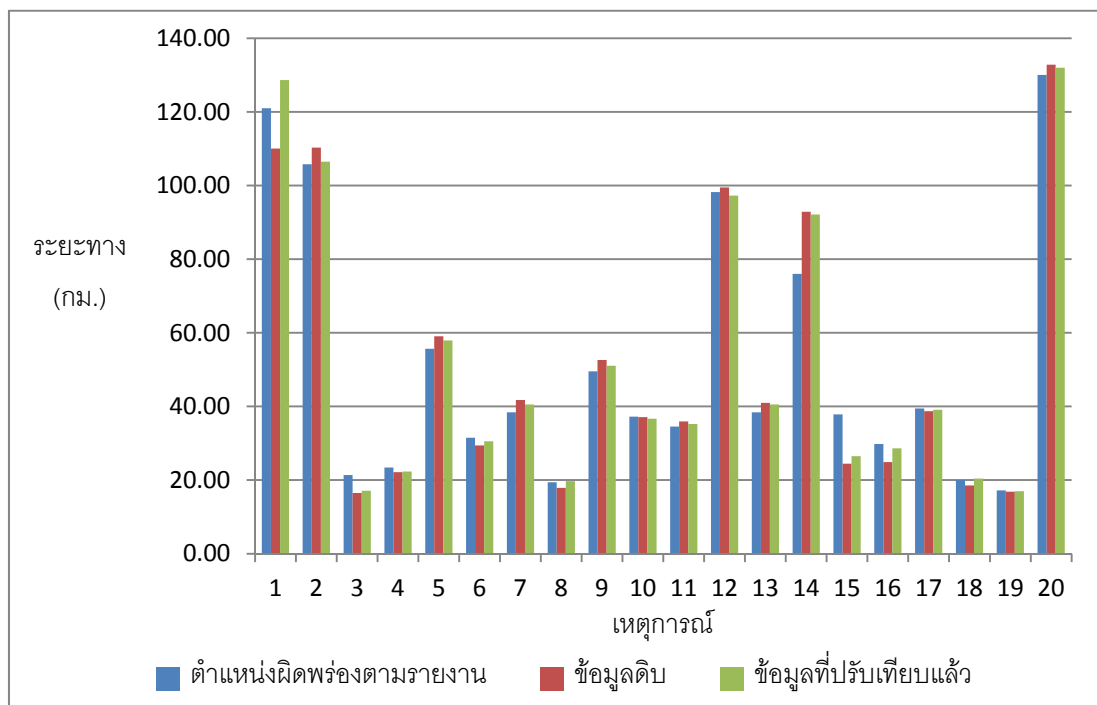
ตารางที่ 5.10 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ของวิธีที่ 2

เหตุการณ์ ที่	ตำแหน่งผิด พร่องตาม รายงาน (กม.)	ข้อมูลที่ไม่ได้เปรียบเทียบ		ข้อมูลที่เปรียบเทียบแล้ว		ตัวคูณเปรียบเทียบ	
		ตำแหน่ง ผิดพร่อง (กม.)	ความคลาด เคลื่อน(%)	ตำแหน่งผิด พร่อง(กม.)	ความคลาด เคลื่อน(%)	กระแส ฝั่งบัส G (k_{IG})	กระแส ฝั่งบัส H (k_{IH})
1	121.00	110.06	4.03	128.63	2.81	1.03	1.04
2	105.80	110.32	3.56	106.49	0.55	1.56	1.43
3	21.36	16.49	4.99	17.11	4.36	1.37	1.38
4	23.39	22.13	1.29	22.32	1.09	1.46	1.46
5	55.65	59.07	2.95	57.91	1.95	1.29	1.19
6	31.50	29.39	1.82	30.55	0.82	1.06	1.07
7	38.39	41.75	4.38	40.52	2.78	1.26	1.23
8	19.40	17.89	1.09	19.70	0.22	1.24	1.25
9	49.55	52.62	3.14	51.07	1.55	1.17	1.16
10	37.22	37.09	0.15	36.66	0.63	1.07	1.05
11	34.52	35.93	3.76	35.22	1.87	1.10	1.10
12	98.21	99.49	0.92	97.26	0.68	1.27	1.23
13	38.39	40.97	3.37	40.51	2.77	1.25	1.26
14	76.00	92.86	10.22	92.14	9.78	0.94	0.94
15	37.85	24.44	4.00	26.48	3.39	1.15	1.17
16	29.80	24.90	2.97	28.60	0.73	1.08	1.26
17	39.46	38.72	1.05	39.11	0.49	1.12	1.12
18	20.00	18.52	1.62	20.39	0.43	1.41	1.46
19	17.20	16.84	0.51	16.97	0.33	1.00	1.01
20	130.03	132.80	1.70	131.97	1.19	1.60	1.54
		ค่าเฉลี่ย	2.88	ค่าเฉลี่ย	1.92	1.22	1.22
		ค่าสูงที่สุด	10.22	ค่าสูงที่สุด	9.78	1.6	1.54
		ค่าต่ำที่สุด	0.15	ค่าต่ำที่สุด	0.22	0.94	0.94

จากข้อมูลในตารางที่ 5.10 สามารถเขียนเป็นกราฟได้ดังภาพที่ 6.15 และ 6.16

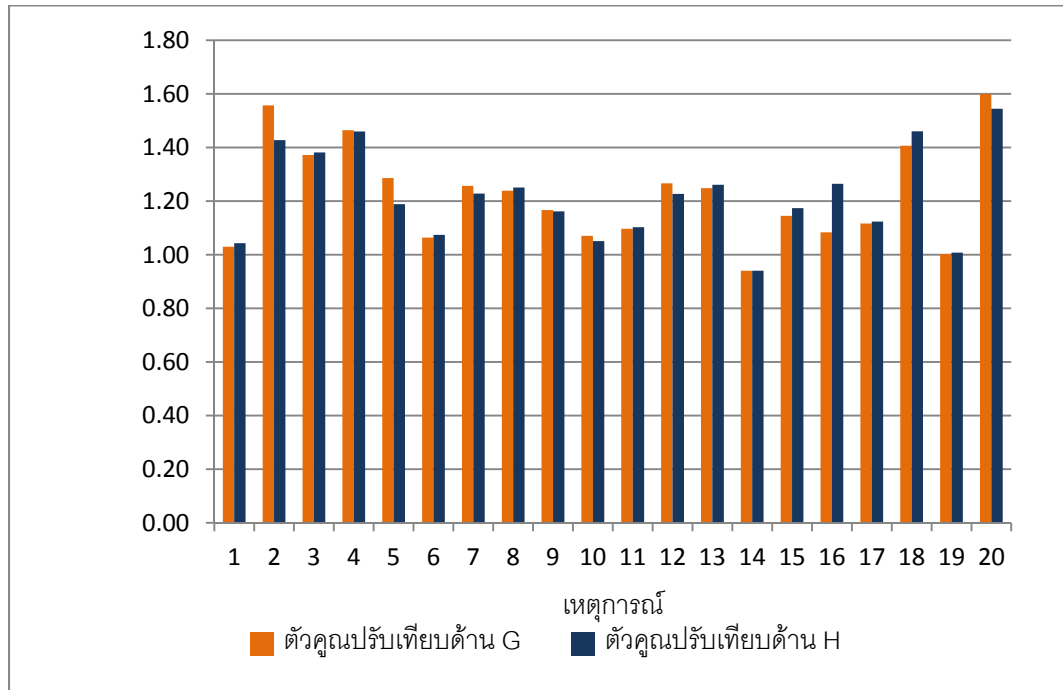


ภาพที่ 5.15 การเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ด้วยวิธีที่ 2

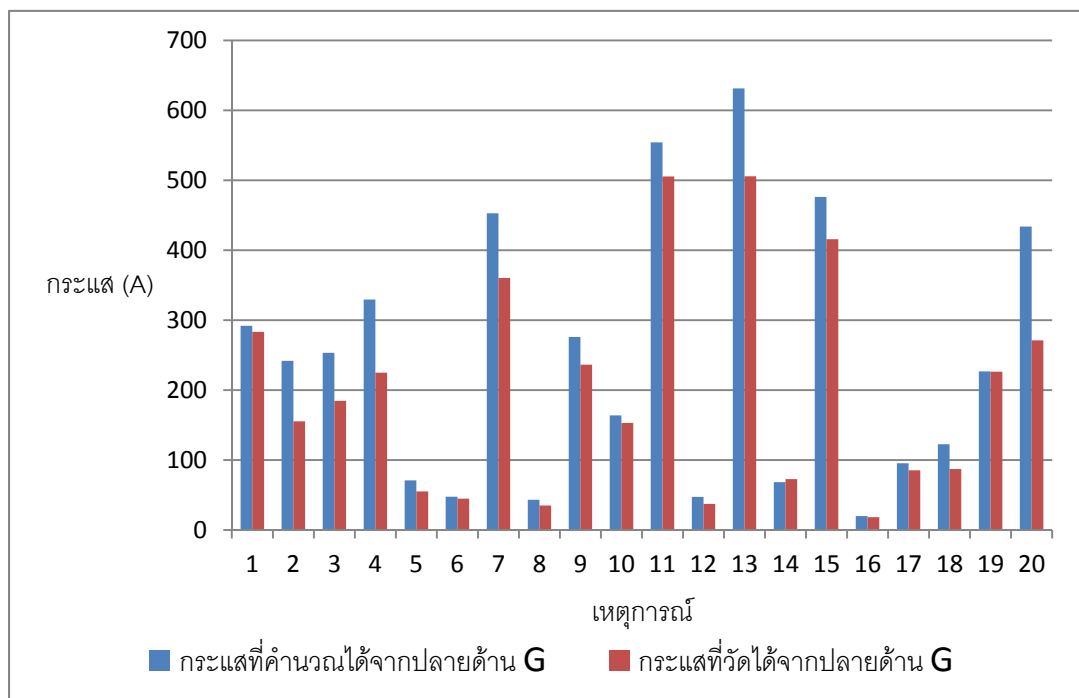


ภาพที่ 5.16 การเปรียบเทียบตำแหน่งผิดพร่องที่คำนวณได้ด้วยวิธีที่ 2

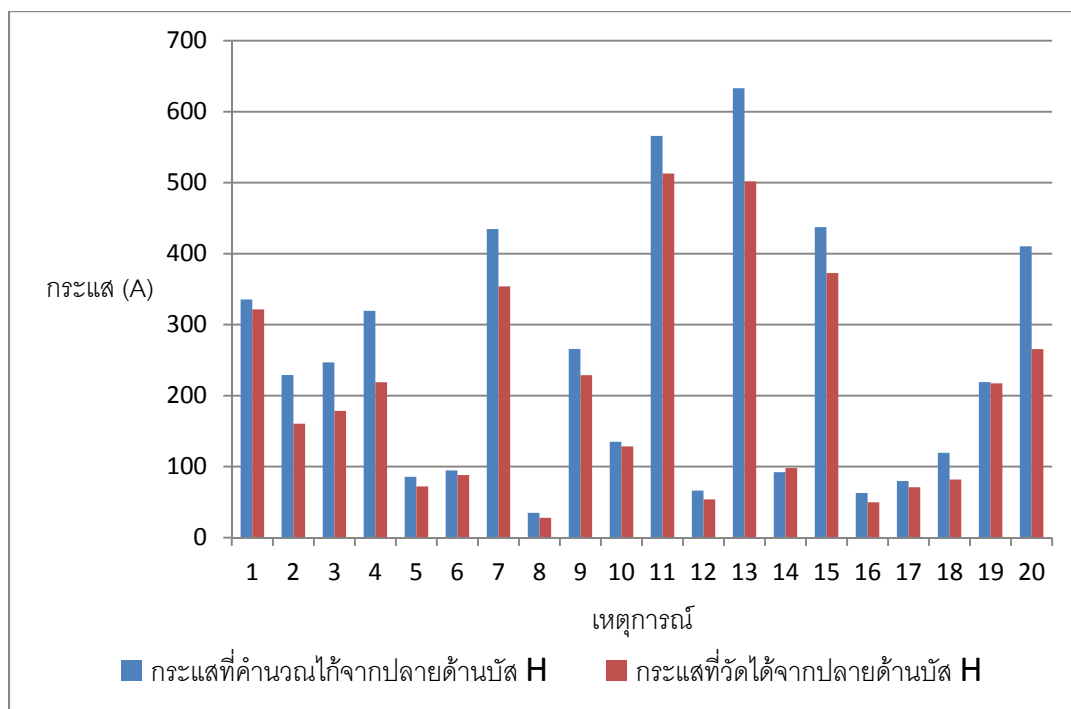
สำหรับตัวคูณปรับเทียบที่คำนวณได้สำหรับค่ากระแสที่วัดได้ที่ปลายแต่ละด้านของสายส่ง แสดงดังภาพที่ 6.17



ภาพที่ 5.17 การเปรียบเทียบตัวคูณปรับเทียบที่คำนวณได้



ภาพที่ 5.18 การเปรียบเทียบกระแสที่คำนวณได้กับกระแสที่วัดได้จากปลายด้านบัส G



ภาพที่ 5.19 การเปรียบเทียบกระแสที่คำนวณได้กับกระแสที่วัดได้จากปลายด้านบัส H

ในภาพที่ 5.18 และ ภาพที่ 5.19 แสดงการเปรียบเทียบระหว่างกระแสที่วัดได้โดยเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัลกับกระแสที่ปรับเทียบแล้วของปลายด้านบัส G และ H ตามลำดับ จากผลการทดสอบของวิธีปรับเทียบข้อมูลวิธีที่ 2 พบว่าการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดโดยใช้ข้อมูลที่ผ่านการปรับเทียบแล้วสามารถลดความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้เมื่อเทียบกับการใช้ข้อมูลดิบในเหตุการณ์ส่วนใหญ่ 19 เหตุการณ์ ยกเว้นเหตุการณ์ที่ 10 คือการเกิดความผิดพลาดบนสายส่ง WN-SNO เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2552 เพียงเหตุการณ์เดียว สาเหตุเกิดมาจากกระแสในช่วงที่เกิดความผิดพลาดที่วัดได้จากสถานีไฟฟ้า WNO มีค่าเท่ากับ $43.4794 \angle 133.99^\circ$ ต่อหน่วย สูงกว่ากระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพลาดที่มีค่าเท่ากับ $0.8036 \angle -97.77^\circ$ ต่อหน่วยมาก และกระแสในช่วงที่เกิดความผิดพลาดที่วัดได้จากสถานีไฟฟ้า SNO มีค่าเท่ากับ $30.6012 \angle 135.60^\circ$ ต่อหน่วย สูงกว่ากระแสช่วงก่อนเกิดความผิดพลาดที่มีค่าเท่ากับ $0.6531 \angle 25.52^\circ$ ต่อหน่วยมาก ดังนั้นเมื่อนำค่าตัวคูณปรับเทียบไปคูณกับค่ากระแสที่วัดได้ในช่วงขณะเกิดความผิดพลาดขึ้นจะทำให้ค่ากระแสสูงกว่าความเป็นจริง ทำให้ตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้เมื่อใช้ข้อมูลที่ปรับเทียบแล้วมีความคลาดเคลื่อนสูงกว่า

5.3 ผลการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจร

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับผลการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยด้วยขั้นตอนวิธีในบทที่ 5 โดยใช้ข้อมูลจากเหตุการณ์การเกิดความผิดปกติจริงที่ถูกรับบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัลที่ผ่านการปรับเทียบด้วยวิธีที่ 2 ดังที่ได้นำเสนอไว้แล้วในบทที่ 4 ตารางที่ 5.11 แสดงผลการทดสอบขั้นตอนวิธีคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลองที่ได้จากระบบทดสอบ IEEE แบบ 14 บัสในหัวข้อ 5.1.1 โดยใช้ข้อมูลที่ปรับเทียบแล้วจำนวน 18 เหตุการณ์ (เหตุการณ์ $w_1 = -0.02$, $w_2 = -0.03$ จำนวน 9 เหตุการณ์ และ $w_3 = -0.02$, $w_4 = -0.05$ จำนวน 9 เหตุการณ์) ตารางที่ 5.12 แสดงผลการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรโดยใช้ข้อมูลจริงที่ถูกรับเทียบโดยขั้นตอนวิธีที่ 1 จำนวน 2 เหตุการณ์

จากผลการทดสอบขั้นตอนวิธีคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลองพบว่าขั้นตอนวิธีที่นำมาใช้คำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรมีความถูกต้อง สืบเนื่องจากความคลาดเคลื่อนของอิมพีแดนซ์ที่คำนวณได้มีค่าสูงสุดที่ 1.01% จากผลการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรในตารางที่ 5.13 พบว่าค่ามุมของอิมพีแดนซ์ในทุกเหตุการณ์มีค่าไม่เท่ากับ 0 กล่าวคืออิมพีแดนซ์ลัดวงจรในทุกๆ เหตุการณ์ประกอบไปด้วยทั้งส่วนจริงและส่วนจินตภาพ ดังนั้นการคำนวณตำแหน่งผิดปกติด้วยขั้นตอนวิธีแบบปลายเดี่ยวส่วนใหญ่จึงมีค่าความคลาดเคลื่อนสูง ข้อสังเกตคือขนาดของอิมพีแดนซ์ต่ำสุดที่คำนวณได้คือ 2.67 โอห์ม ส่วนมุมของอิมพีแดนซ์ต่ำสุดที่คำนวณได้มีค่าเท่ากับ 17.85 องศา และมุมของอิมพีแดนซ์ส่วนใหญ่จะอยู่ในช่วง 60 ถึง 70 องศา

ตารางที่ 5.11 การทดสอบวิธีการคำนวณอิมพีแดนซ์ลัดวงจรกับข้อมูลจากเหตุการณ์จำลอง

เหตุการณ์	ขนาด(โหม้ม)	มุม(องศา)	ความคลาดเคลื่อน(%)
1	2.9981	0.0179	0.06
2	2.9958	0.0008	0.14
3	2.9931	-0.0446	0.23
4	2.9901	-0.1170	0.33
5	2.9867	-0.2154	0.44
6	2.9830	-0.3386	0.57
7	2.9790	-0.4853	0.70
8	2.9745	-0.6544	0.85
9	2.9697	-0.8448	1.01
10	2.9981	0.0179	0.06
11	2.9958	0.0008	0.14
12	2.9931	-0.0446	0.23
13	2.9901	-0.1170	0.33
14	2.9867	-0.2154	0.44
15	2.9830	-0.3386	0.57
16	2.9790	-0.4853	0.70
17	2.9745	-0.6544	0.85
18	2.9697	-0.8448	1.01

ตารางที่ 5.12 อิมพีแดนซ์ลัดวงจรที่คำนวณได้โดยใช้ข้อมูลจริงที่ปรับเทียบด้วยวิธีที่ 1

เหตุการณ์	ขนาด(โหม้ม)	มุม(องศา)	สาเหตุ	$ V_F^G - V_F^H $ (p.u.)
1	4.2000	54.22	สายส่งขาด	0.0486
2	2.4179	21.93	Flash Over	0.1124

ตารางที่ 5.13 อิมพีแดนซ์ลัดวงจรที่คำนวณได้โดยใช้ข้อมูลจริงที่ปรับเทียบด้วยวิธีที่ 2

เหตุการณ์	ขนาด(โหม้ม)	มุม(องศา)	สาเหตุ	$ V_F^G - V_F^H $ (p.u.)
1	13.9168	60.86	Flash Over	0.0816
2	5.6346	64.99	Flash Over	0.0715
3	11.2326	17.85	Dump Truck	0.0264
4	5.2843	37.36	Flash Over	0.0503
5	8.1317	67.15	Flash Over	0.0082
6	5.8867	63.86	Flash Over	0.0652
7	7.0703	63.38	Flash Over	0.0511
8	4.7345	62.66	Flash Over	0.0711
9	16.5923	56.84	Flash Over	0.0681
10	3.5098	67.92	Flash Over	0.0081
11	2.6812	65.19	Flash Over	0.1243
12	7.8777	63.73	Flash Over	0.0561
13	6.6143	65.17	Flash Over	0.0511
14	9.5118	69.08	Flash Over	0.0716
15	3.0245	40.83	Flash Over	0.0816
16	8.3655	72.94	Flash Over	0.0097
17	3.2852	58.92	Flash Over	0.0240
18	4.4807	54.27	สายส่งขาด	0.0479
19	2.6681	68.27	Flash Over	0.0774
20	7.2411	64.55	Flash Over	0.0054

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอขั้นตอนวิธีเปรียบเทียบข้อมูลกระแสและแรงดันขณะเกิดความผิดปกติที่ถูกบันทึกโดยเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล โดยประยุกต์ใช้การประมาณสถานะเพื่อคำนวณตัวคูณเปรียบเทียบ และทดสอบผลการเปรียบเทียบด้วยการคำนวณตำแหน่งผิดปกติโดยใช้ขั้นตอนวิธีแบบสองปลายมาตรฐาน โดยใช้ข้อมูลจำลองและข้อมูลจากเหตุการณ์การลัดวงจรบนสายส่งไฟฟ้าของประเทศไทย และเปรียบเทียบผลกับการคำนวณตำแหน่งผิดปกติโดยใช้ข้อมูลที่วัดได้โดยตรง นอกจากนี้วิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้ศึกษาอิมพีแดนซ์ลัดวงจรของเหตุผิดปกติที่เกิดขึ้นจริงในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดยใช้ข้อมูลที่ผ่านการเปรียบเทียบแล้วจากปลายทั้งสองด้านของสายส่งจำนวน 20 เหตุการณ์

ขั้นตอนวิธีแรกที่น่าเสนอคือการคำนวณตัวคูณเปรียบเทียบโดยใช้การประมาณสถานะที่ใช้ข้อมูลของกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่ไหลเข้าบัสและไหลในสายส่ง ขั้นตอนวิธีนี้จะประมาณสถานะของกระแสและแรงดันโดยใช้ข้อมูลช่วงก่อนเกิดความผิดปกติจากสถานีไฟฟ้ารอบจุดที่เกิดความผิดปกติจำนวน 3 สถานี โดยที่ต้องมีข้อมูลของกระแสในสายส่งทุกเส้น เพื่อประมาณค่าของแรงดันบัสและกระแสในสายส่งในช่วงก่อนเกิดความผิดปกติ แล้วนำค่าที่ประมาณได้ไปคำนวณตัวคูณเปรียบเทียบ หลังจากนั้นจึงนำตัวคูณเปรียบเทียบไปคูณกับแรงดันบัสและกระแสในสายส่งในช่วงขณะเกิดความผิดปกติ แต่เนื่องจากขั้นตอนวิธีแรกต้องการข้อมูลจากสถานีไฟฟ้า 3 สถานี โดยที่ต้องมีข้อมูลของกระแสในสายส่งทุกเส้น ซึ่งในทางปฏิบัติ บางสถานีไฟฟ้าไม่ได้ติดตั้งเครื่องบันทึกความผิดปกติแบบดิจิทัล และบางสถานีไฟฟ้ามีจำนวนช่องสัญญาณของเครื่องน้อยกว่าจำนวนสายส่ง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงได้พัฒนาขั้นตอนวิธีที่ 2 คือการคำนวณตัวคูณเปรียบเทียบโดยใช้การประมาณสถานะที่ใช้เฉพาะข้อมูลของกระแสในสายส่งและแรงดันบัสที่เกี่ยวข้องจากสถานีไฟฟ้า 2 สถานี ซึ่งขั้นตอนวิธีนี้จะประมาณสถานะของกระแสโดยใช้ข้อมูลช่วงก่อนเกิดความผิดปกติที่บันทึกได้ เพื่อประมาณค่าของกระแสในสายส่งในช่วงก่อนเกิดความผิดปกติ แล้วนำค่าที่ประมาณได้ไปคำนวณตัวคูณเปรียบเทียบ หลังจากนั้นจึงนำตัวคูณเปรียบเทียบคูณกับกระแสในสายส่งในช่วงขณะเกิดความผิดปกติ เมื่อเปรียบเทียบข้อมูลแล้วจึงนำข้อมูลไปทดสอบกับขั้นตอน

วิธีระบุตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งแบบสองปลายมาตรฐาน และเปรียบเทียบความแม่นยำกับการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดโดยใช้ข้อมูลที่ไม่ได้มีการเปรียบเทียบ

จากผลการทดสอบในบทที่ 5 พบว่าการเปรียบเทียบข้อมูลที่วัดได้โดยใช้การประมาณสถานะด้วยขั้นตอนวิธีที่ 1 สามารถลดความคลาดเคลื่อนของข้อมูลได้ในทุกๆเหตุการณ์ สังเกตได้จากผลการคำนวณตำแหน่งผิดพลาดที่มีความแม่นยำมากขึ้นในทุกเหตุการณ์ ในหัวข้อที่ 5.1.2 สำหรับเหตุการณ์แรกเมื่อใช้ตัวคูณเพื่อเปรียบเทียบแล้วพบว่าความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้มีค่าลดลง 1.08% และในเหตุการณ์ที่สองพบว่าความคลาดเคลื่อนของตำแหน่งผิดพลาดที่คำนวณได้มีค่าลดลง 8% ส่วนผลการทดสอบเปรียบเทียบข้อมูลด้วยขั้นตอนวิธีที่ 2 ในหัวข้อที่ 5.2 พบว่า ขั้นตอนวิธีที่ 2 สามารถลดความคลาดเคลื่อนของข้อมูลได้ 19 เหตุการณ์ จากเหตุการณ์ทดสอบทั้งหมด 20 เหตุการณ์ โดยใน 19 เหตุการณ์สามารถลดความคลาดเคลื่อนลงต่ำสุดได้ที่ 0.18 % และลดลงสูงสุดที่ 3.02 %

สำหรับการศึกษาอิมพีแดนซ์ลวดวงจรในระบบส่งนั้นจะใช้ข้อมูลกระแสและแรงดันที่ผ่านการเปรียบเทียบแล้วด้วยขั้นตอนวิธีที่ 2 แล้วจึงคำนวณโดยใช้ขั้นตอนวิธีในหัวข้อที่ 3.3 ซึ่งจากการศึกษาพบว่ามุมของอิมพีแดนซ์ที่คำนวณได้จาก 20 เหตุการณ์มีค่าไม่เท่ากับ 0 กล่าวคืออิมพีแดนซ์ลวดวงจรประกอบไปด้วยส่วนจริงและส่วนจินตภาพ โดยค่ามุมต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 17.85 องศา และมุมของอิมพีแดนซ์ส่วนใหญ่จะอยู่ในช่วง 60 ถึง 70 องศา

6.2 ข้อเสนอแนะ

1. การเปรียบเทียบข้อมูลโดยใช้ค่าแรงดันที่วัดได้จะได้ตัวคูณเปรียบเทียบสำหรับกระแสเพียงอย่างเดียว ดังนั้นถ้ามีการพัฒนาขั้นตอนวิธีประมาณสถานะโดยใช้ค่าอื่นๆที่วัดได้แทนแรงดันโดยใช้ข้อมูลอื่นๆจาก 2 สถานีไฟฟ้าร่วมด้วย และคำนวณตัวคูณเปรียบเทียบสำหรับทั้งกระแสและแรงดันโดยใช้ข้อมูลจากเพียง 2 สถานีไฟฟ้า ก็จะสามารถลดความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ถูกรับบันทึกได้

2. การคำนวณอิมพีแดนซ์ลวดวงจรจาก 20 เหตุการณ์ยังไม่เพียงพอที่จะสร้างแบบจำลองของอิมพีแดนซ์ลวดวงจร ดังนั้นควรจะมีการรวบรวมเหตุการณ์การเกิดความผิดพลาดบนสายส่งเพิ่มเติมให้มีความเหมาะสมสำหรับสร้างแบบจำลองของอิมพีแดนซ์ลวดวงจรได้

3. ควรมีการพัฒนาขั้นตอนวิธีระบุตำแหน่งผิดพลาดบนสายส่งแบบปลายเดียวที่มีการคิดผลของอิมพีแดนซ์ลัดวงจร เมื่อทราบแบบจำลองของอิมพีแดนซ์ลัดวงจร เพื่อเพิ่มความแม่นยำของขั้นตอนวิธีแบบปลายเดียวได้

4. ควรพัฒนาการเปรียบเทียบข้อมูลที่บันทึกได้จากเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัล ร่วมกับการชดเชยความคลาดเคลื่อนของมูมเฟสอันเนื่องมาจากการไม่ประสานกันทางเวลา ระหว่างเครื่องบันทึกความผิดพลาดแบบดิจิทัลที่ติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ เพื่อลดความคลาดเคลื่อนเชิงเวลาของข้อมูล

รายการอ้างอิง

- [1] Zimmerman, K., et al. IEEE Std C37.114TM-2004(R2009) IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. New York : IEEE, June 2005.
- [2] W. Threevithayanon and N. Hoonchareon. Effect of Rf and Data Sampling Rate on Performance of One-terminal and Two-terminal Fault Location Algorithms. Proceeding in 2009 the 32nd Electrical Engineering Conference Vol. 1, pp. 335-338. 28-30 October 2009.
- [3] ยสวินท์ บุรีทาน. การเพิ่มความแม่นยำในการระบุประเภทและตำแหน่งของการลัดวงจรบนสายส่ง โดยใช้ข้อมูลจากเครื่องบันทึกความผิดปกติทั้งสองปลาย. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.
- [4] Izykowski, J., Molag, R., Rosolowski, E., and Saha, M.M. Accurate Location of Faults on Power Transmission Lines With Use of Two-End Unsynchronized Measurements. IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 21 (April 2006) : 627-633.
- [5] Liao, Y., and Kezunovic, M. Optimal Estimate of Transmission Line Fault Location Considering Measurement Errors. IEEE Transaction On Power Delivery Vol. 22 (July 2007) : 1335-1341.
- [6] Novosel, D., Hart, D.G., Udren, E., and Garitty, J. Unsynchronized two-terminal fault location estimation. IEEE Transaction on Power Delivery Vol.11 (January 1996) : 130-138.
- [7] Takagi, T., et al. Development of A New Fault Locator Using The One-terminal Voltage and Current Data. IEEE Transaction on Power Apparatus and System Vol. PAS-101 (August 1982) : 2892-2898.

- [8] Eriksson, L., Saha, M., and Rockfeller, G.D. An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in The Fault Resistance Resulting from Remote-end Infeed. IEEE Transaction on Power Apparatus and System Vol. PAS-104 (February 1985) : 424–436.
- [9] Meliopoulos, A.P.S. and Cokkinides, G.J. Visualization and Animation of Instrumentation Channel Effects on DFR Data Accuracy. Proceedings of the 2002 Georgia Tech Fault and Disturbance Analysis Conference, Atlanta, Georgia, pp. 1-7. 29-30 April 2002.
- [10] Meliopoulos, A.P.S., Cokkinides, G.J., Hedrington, C. and Conrad T.L. The SuperCalibrator – A Fully Distributed State Estimator. IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-8. 25-29 June 2010: 1-8.
- [11] Meliopoulos, A. P. S., Cokkinides, G. J., Galvan, F., Fardanesh, B. and Mydra P., Advances in the SuperCalibrator concept – Practical Implementations. Hawaii International Conference on System Sciences, pp.1-7. 3-6 January 2007.
- [12] Zhao, L. and Abur, A., Multiarea State Estimation Using Synchronized Phasor Measurements. IEEE Transactions on Power Systems Vol. 20 (May 2005) : 611-617.
- [13] จิรายุทธ์ กิตติจันทร์รัตนานา, การวิเคราะห์อุปกรณ์ผลิตพร้อมบนเครือข่ายระบบส่งไฟฟ้าโดยใช้ระบบผู้เชี่ยวชาญ, วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.
- [14] Phadke, A.G., et al. IEEE Std C37.111TM-1999 IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. New York : IEEE, March 1999.
- [15] Gracia, J. Mazon, A.J. and Zamora, I. Best ANN Structures for Fault Location in Single- and Double-Circuit Transmission Lines. IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 20 (Oct. 2005) : 2389-2395.

- [16] Yu C. S., Chang L. R. and Cho J. R. New Fault Impedance Computations for Unsynchronized Two-Terminal Fault-Location Computations. IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 26 (October 2011): 2789-2881.
- [17] Gross, C. A. Power System Analysis. New York : Wiley, 1986.
- [18] Ebrahimian, R. and Baldick, R. State Estimation Distributed Processing. IEEE Transactions on Power Systems Vol. 15 (November 2000) : 1240-1246.
- [19] Zhong, S. and Abur, A. Combined state estimation and measurement calibration. IEEE Transactions on Power Systems Vol. 20 (February 2005) : 458-465.
- [20] Abur, A. and Exposito, A.G. Power System State Estimation: Theory and Implementation. New York : Marcel Dekker, 2004.

ภาคผนวก

บทความที่ได้รับการตีพิมพ์

V. Laoharojanaphand and N. Hoonchareon, "Digital Fault Recorder Data Refinement for Accurate Fault Location in a Transmission System," in *Proceeding in 2012 Power Engineering and Automation Conference (PEAM 2012)*, Wuhan, China, Sep 14-16, 2012

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายวาที เลาะห์โรจนพันธ์ เกิดวันที่ 25 มีนาคม พ.ศ. 2532 ที่รัฐมิสซูรี ประเทศสหรัฐอเมริกา เข้าศึกษาในหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2550 และสำเร็จการศึกษาในปีการศึกษา 2553 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2554