

การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

นางสาวเจนจิรา บุญนามล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2556

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.

VOLTAGE SAG ANALYSIS IN POWER SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATORS

Miss Jenjira Boonnamol

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 2013

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่อง
กำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

โดย

นางสาวเจนจิรา บุญนามล

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชะสอนันต์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชะสอนันต์)

.....กรรมการ
(อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศน์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.จักรเพชร มัทราช)

เจนจิรา บุญนามล : การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย. (VOLTAGE SAG ANALYSIS IN POWER SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATORS) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ.ดร.ธวัชชัย เตชสุนันต์, 134 หน้า.

แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag หรือ Voltage dip) เป็นหนึ่งในปัญหาคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality, PQ) ซึ่งสาเหตุหลักเกิดจากความผิดปกติ (Faults) ในระบบไฟฟ้า ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า อาคารสำนักงาน และโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้อุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะ (Sensitive Equipment, SE) พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation, DG) เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า DG จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อ จึงเป็นการลดระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ แต่หากประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ DG ตำแหน่งติดตั้ง รวมทั้งขนาดหรือสัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG เมื่อเทียบกับโหลดของระบบ (DG penetration) ไม่เหมาะสม อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า เช่น ระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อและบริเวณใกล้เคียงมีค่าเกินขีดจำกัดของแรงดันที่กำหนดไว้ หรือค่าความสูญเสียทางไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเนื่องจากทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่เหมาะสม เป็นต้น

ดังนั้นในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ ในระบบไฟฟ้าที่มี DG จึงจำเป็นต้องหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้านั้นๆ เพื่อช่วยลดผลจากแรงดันตกชั่วขณะ และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 ประเภท ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ โดยกำหนดรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG เพื่อใช้ในการหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) ทั้งนี้การวิเคราะห์หาค่าแรงดันตกชั่วขณะเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมแล้ว จะพิจารณาจาก พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (Area Of Vulnerability, AOV) ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag Frequency, VSF) และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (System Average RMS Variation Frequency Index, SARFI) ผลจากการทดสอบ พบว่าการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าภายใต้รูปแบบที่ถูกกำหนดไว้ จะช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ โดยที่ค่าของ AOV VSF และ SARFI ที่ได้มีค่าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ยกเว้นกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ที่มีค่า SARFI ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อนิสิต.....
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....
 ปีการศึกษา.....2556.....

5470150721 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : DISTRIBUTED GENERATION (DG) / AREA OF VULNERABILITY (AOV) / VOLTAGE SAG FREQUENCY (VSF) / SYSTEM AVERAGE RMS VARIATION FREQUENCY INDEX (SARFI)

JENJIRA BOONNAMOL: VOLTAGE SAG ANALYSIS IN POWER SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATORS. ADVISOR: ASST. PROF. THAVATCHAI TAYJASANANT, Ph.D., 134 pp.

Voltage sag, or voltage dip, is one of power quality problems in a power system. Faults are the major cause of voltage sag. Voltage sag has widespread effects on sensitive equipment of end users, commercial offices and industrial plants. Considering a distribution system with distributed generation (DG), DG helps to maintain voltage level at a connected bus during a fault. Therefore, DG can lower the severity of voltage sag. However, installing distributed generators in a power system will result in both advantages and disadvantages depending on technologies, types, DG penetration and location of DG installation. For examples, an improper size and location of DG may result in voltage at a connected bus exceeding voltage constraints or higher system losses in a power system. Hence, an optimal size and location of distributed generators must be achieved in order to decrease voltage sag severity and system losses.

This thesis proposes voltage sag analysis in power systems with distributed generators, which are synchronous-based DG, induction-based DG, and inverter-based DG. Particle Swarm Optimization is used to find an optimal size and location of distributed generators with certain DG transformer connections and DG power factors. Voltage sag analysis is then assessed through area of vulnerability (AOV), number of sags frequency (NSF) and voltage sag index (System Average RMS Variation Frequency Index, SARFI). Results show that the distribution system with DG installed improves voltage sag performance compared with the system without DG installed, except for an inverter-based DG with a SLG fault case.

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

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

Academic Year:2013.....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดีจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดร.ธวัชชัย เตชสุนันต์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ และ ดร. จักรเพชร มัทราช ที่ได้เสียเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณผู้ มีอุปการคุณทุกท่านที่ได้ช่วยตรวจทานแก้ไขข้อผิดพลาดในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ผู้วิจัยขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าคณะวิศวกรรมศาสตร์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้อนุเคราะห์ทุนโครงการศิษย์กัณภูเป็นทุนการศึกษาในการเรียนระดับปริญญาโท

สุดท้ายนี้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจตลอดมา ตลอดจน พี่ น้อง และเพื่อนๆทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญภาพ.....	ฉ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	3
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง.....	4
1.6.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบ จำหน่ายไฟฟ้าที่มี DG.....	4
1.6.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เข้าสู่ระบบไฟฟ้า.....	5
1.6.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาขนาดและตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าแบบกระจาย.....	5
บทที่ 2 แรงดันตกชั่วขณะ.....	7
2.1 นิยามของแรงดันตกชั่วขณะ.....	7
2.1.1 ลักษณะของแรงดันตกชั่วขณะ.....	8
2.1.1.1 ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ.....	8
2.1.1.2 ระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะ.....	8
2.2 สาเหตุของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	9
2.2.1 การสตาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่.....	9
2.2.2 ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า.....	9
2.2.3 การจ่ายพลังงานให้กับหม้อแปลงไฟฟ้า.....	9
2.3 ผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า.....	9
2.3.1 มอเตอร์ไฟฟ้า.....	10
2.3.2 อุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์.....	11
2.3.3 ระบบที่ควบคุมด้วยไมโครโปรเซสเซอร์.....	11
2.4 การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ.....	11

2.4.1	ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า.....	11
2.4.1.1	การเกิดความผิดปกติที่บัส	11
2.4.1.2	การเกิดความผิดปกติบนสาย	12
2.4.2	ประเภทของความผิดปกติ.....	13
2.4.2.1	ความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน	13
2.4.2.2	ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส.....	15
2.4.2.3	ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน.....	16
2.4.2.4	ความผิดปกติแบบสามเฟส.....	17
2.5	การประเมินแรงดันตกชั่วขณะ.....	23
2.5.1	พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ	23
2.5.2	ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ	23
2.5.3	ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ.....	24
บทที่ 3	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	26
3.1	ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	26
3.1.1	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส.....	26
3.1.2	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ	27
3.1.3	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์	27
3.2	ผลกระทบของ DG ต่อระบบไฟฟ้า	27
3.2.1	ผลกระทบต่อระบบป้องกัน.....	27
3.2.1.1	การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	28
3.2.1.2	ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน	29
3.2.1.3	ระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ	30
3.2.2	ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า.....	31
3.2.2.1	แรงดันกระเพื่อมและไฟกระพริบ	31
3.2.2.2	ฮาร์มอนิก	31
3.2.2.3	แรงดันตกชั่วขณะ	32
บทที่ 4	การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย	33
4.1	การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะแบ่งตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	33
4.1.1	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส.....	33
4.1.1.1	แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	33
4.1.1.2	วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดปกติของเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าซิงโครนัส.....	39
4.1.2	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ	40

4.1.2.1	แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ.....	40
4.1.2.2	วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ.....	47
4.1.3	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์.....	47
4.1.3.1	วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์.....	48
4.2	รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	56
บทที่ 5	การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค.....	61
5.1	หลักการพื้นฐานของ PSO.....	61
5.2	ขั้นตอนของอัลกอริทึม PSO.....	62
บทที่ 6	วิธีการทดสอบ.....	66
6.1	พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ.....	66
6.2	ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ.....	70
6.3	ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	72
บทที่ 7	การทดสอบ.....	79
7.1	ระบบทดสอบ.....	79
7.2	ขั้นตอนการทดสอบ.....	80
7.3	รูปแบบการวิเคราะห์.....	83
7.4	ผลการทดสอบ.....	84
7.4.1	การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	84
7.4.2	พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ.....	87
7.4.2.1	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน.....	88
7.4.2.2	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส.....	90
7.4.2.3	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน.....	93
7.4.2.4	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส.....	95
7.4.2.5	แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ.....	98
7.4.2.6	วิเคราะห์ผลการทดสอบพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ.....	100
7.4.3	ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ.....	103
7.4.3.1	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน.....	105
7.4.3.2	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส.....	107
7.4.3.3	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน.....	109
7.4.3.4	ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส.....	111

7.4.3.5	วิเคราะห์ผลการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ	113
7.5.1	การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ..	116
7.5.2	พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ	117
บทที่ 8	สรุป	124
8.1	สรุปผลการวิจัย	124
	รายการอ้างอิง	126
	ภาคผนวก.....	130
	ภาคผนวก ก	131
	ภาคผนวก ข	133
	ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	134

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1	8
ตารางที่ 2.2	10
ตารางที่ 2.3	21
ตารางที่ 3.1	28
ตารางที่ 4.1	53
ตารางที่ 4.2	54
ตารางที่ 4.3	57
ตารางที่ 4.4	59
ตารางที่ 7.1	80
ตารางที่ 7.2	84
ตารางที่ 7.3	85
ตารางที่ 7.4	86
ตารางที่ 7.5	86
ตารางที่ 7.6	88
ตารางที่ 7.7	90
ตารางที่ 7.8	93
ตารางที่ 7.9	95
ตารางที่ 7.10	105
ตารางที่ 7.11	107
ตารางที่ 7.12	109
ตารางที่ 7.13	111
ตารางที่ 7.14	119
ตารางที่ 7.15	121
ตารางที่ ก.1	132
ตารางที่ ก.2	132
ตารางที่ ก.3	132
ตารางที่ ข.1	133

สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 นิยามของ Voltage dip 80% หรือ Voltage sag 20%.....	7
ภาพที่ 2.2 การเกิดความผิดปกติที่บัส.....	12
ภาพที่ 2.3 การเกิดความผิดปกติบนสายจำหน่ายไฟฟ้า.....	12
ภาพที่ 2.4 ความผิดปกติที่เกิดบนสายระหว่างบัส k และ j ที่ตำแหน่ง f	13
ภาพที่ 2.5 ความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน.....	14
ภาพที่ 2.6 ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส.....	15
ภาพที่ 2.7 ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน.....	16
ภาพที่ 2.8 ความผิดปกติแบบสามเฟส.....	17
ภาพที่ 2.9 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะที่แรงดันวิกฤตต่างๆ.....	23
ภาพที่ 3.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	29
ภาพที่ 3.2 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	29
ภาพที่ 3.3 กระแสความผิดปกติที่ไหลผ่านฟิวส์เมื่อมี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	30
ภาพที่ 3.4 ตัวอย่างการเกิด Islanding.....	30
ภาพที่ 3.5 กระแสฮาร์โมนิก.....	32
ภาพที่ 4.1 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัส.....	38
ภาพที่ 4.2 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัสขณะเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า.....	39
ภาพที่ 4.3 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำอ้างอิงด้านสเตเตอร์.....	40
ภาพที่ 4.4 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ.....	46
ภาพที่ 4.5 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำขณะเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า.....	47
ภาพที่ 4.6 กระแสความผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ (I_{inv}) ที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า.....	49
ภาพที่ 4.7 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ลำดับบวก.....	50
ภาพที่ 4.8 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ลำดับบวก.....	50
ภาพที่ 4.9 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ลำดับลบและลำดับศูนย์.....	53
ภาพที่ 4.10 ขั้นตอนในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะลำดับบวกในระบบไฟฟ้า.....	55
ภาพที่ 4.11 รูปแบบการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบต่างๆ.....	57
ภาพที่ 5.1 การเคลื่อนที่ของอนุภาคเข้าหาค่าตอบ.....	62
ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการทำงานพื้นฐานของ PSO.....	64
ภาพที่ 6.1 ตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติบนจำหน่าย i	66
ภาพที่ 6.2 ขั้นตอนการหาค่า AOV.....	67
ภาพที่ 6.3 ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติบนบัสและสายจำหน่าย ระหว่างบัส $k - j$	70

ภาพที่ 6.4 ขั้นตอนการหาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI _x).....	71
ภาพที่ 6.5 ขั้นตอนการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG ด้วยวิธี PSO	76
ภาพที่ 7.1 ระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus 2.....	79
ภาพที่ 7.2 ขั้นตอนการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย	82
ภาพที่ 7.3 รูปแบบการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบบกระจาย	83
ภาพที่ 7.4 AOV กรณีความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน	89
ภาพที่ 7.5 VSF กรณีความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน	89
ภาพที่ 7.6 AOV กรณีความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส.....	91
ภาพที่ 7.7 VSF กรณีความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส.....	92
ภาพที่ 7.8 AOV กรณีความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน.....	94
ภาพที่ 7.9 VSF กรณีความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน.....	94
ภาพที่ 7.10 AOV กรณีความผิดพลาดแบบสามเฟส	96
ภาพที่ 7.11 VSF กรณีความผิดพลาดแบบสามเฟส.....	97
ภาพที่ 7.12 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ SG ที่มีรูปแบบหม้อแปลง D – yn.....	98
ภาพที่ 7.13 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ SG ที่มีรูปแบบหม้อแปลง YN – d.....	99
ภาพที่ 7.14 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ IG ที่มีรูปแบบหม้อแปลง D – yn.....	99
ภาพที่ 7.15 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ INV ที่มีรูปแบบหม้อแปลง D – yn.....	100
ภาพที่ 7.16 เปรียบเทียบ AOV ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส.....	101
ภาพที่ 7.17 เปรียบเทียบ AOV ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ.....	102
ภาพที่ 7.18 เปรียบเทียบ AOV ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์.....	103
ภาพที่ 7.19 ค่า SARFI ₇₀ ก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า	104
ภาพที่ 7.20 ค่า SARFI ₇₀ หลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส.....	104
ภาพที่ 7.21 เปรียบเทียบค่า SARFI ₆₀ SARFI ₇₀ และ SARFI ₈₀	106
ภาพที่ 7.22 เปรียบเทียบค่า SARFI ₆₀ SARFI ₇₀ และ SARFI ₈₀	108
ภาพที่ 7.23 เปรียบเทียบค่า SARFI ₆₀ SARFI ₇₀ และ SARFI ₈₀	110
ภาพที่ 7.24 เปรียบเทียบค่า SARFI ₆₀ SARFI ₇₀ และ SARFI ₈₀	112
ภาพที่ 7.25 เปรียบเทียบค่า SARFI ₇₀ ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส.....	113
ภาพที่ 7.26 เปรียบเทียบค่า SARFI ₇₀ ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ	114
ภาพที่ 7.27 เปรียบเทียบค่า SARFI ₇₀ ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์.....	115
ภาพที่ ก.1 ระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus2.....	131

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ประกอบไปด้วยที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษา ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์และงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่สูงขึ้นจึงจำเป็นต้องมีการผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการของผู้ใช้ไฟ โดยปกติการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ต้องใช้เชื้อเพลิงต่างๆ ยกตัวอย่างเช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน เป็นต้น ซึ่งเชื้อเพลิงที่กล่าวมาข้างต้นนั้นเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วหมดไป ดังนั้นแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation, DG) จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจึงเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพื่อช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้า เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานที่ได้จากธรรมชาติสามารถสร้างทดแทนได้ในเวลาสั้นๆอีกทั้งยังเป็นพลังงานสะอาด ไม่ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ตัวอย่างของพลังงาน ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานคลื่นในทะเล พลังงานน้ำขึ้นน้ำลง พลังงานชีวมวล พลังงานความร้อนใต้พิภพ และพลังงานไฮโดรเจน เป็นต้น ซึ่งพลังงานที่กล่าวมาข้างต้นจะเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในรูปแบบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทต่างๆ ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการผลิตพลังงานเหล่านั้น

แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว (DG) เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กโดยทั่วไปผลิตกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ การเชื่อมต่อ DG ขนานเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในหลายด้าน ยกตัวอย่างเช่น

1) การเปลี่ยนแปลงระดับแรงดัน เนื่องจาก DG ช่วยจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริงให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้ระดับแรงดันบริเวณที่เชื่อมต่อ DG และบริเวณใกล้เคียงมีค่าสูงขึ้น

2) การเปลี่ยนแปลงของค่าความสูญเสียทางไฟฟ้า เนื่องจาก DG ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงช่วยให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยลดลง ในทางตรงกันข้ามหากตำแหน่งของ DG อยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าย่อย DG จะจ่ายกำลังไฟฟ้าย้อนกลับเข้าไปในระบบส่ง ทำให้ค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงขึ้น แต่ค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าของระบบส่งจะมีค่าลดลง

3) การเปลี่ยนแปลงของกระแสความผิดพลาด เนื่องจากเมื่อมี DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะทำให้กระแสความผิดพลาดมีค่าสูงกว่าปกติ ทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือแรงดันตกชั่วขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงไป เป็นต้น

จากผลของการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่กล่าวมาข้างต้น ทำให้สามารถกล่าวได้ว่าการเชื่อมต่อ DG ถือเป็นหนึ่งในวิธีการการแก้ปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag หรือ

Voltage dip) ซึ่งเป็นปัญหาคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality, PQ) โดยมีสาเหตุหลักเกิดจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้า (Faults) ส่งผลให้เกิดความเสียหายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า อาคารสำนักงาน และโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้อุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะ (Sensitive Equipment, SE) เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า DG จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อ จึงเป็นการลดระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ แต่หากประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ DG ตำแหน่งติดตั้ง รวมทั้งขนาดหรือสัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG เมื่อเทียบกับโหลดของระบบ (DG penetration) มีค่าที่ไม่เหมาะสม อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น ระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อและบริเวณใกล้เคียงมีค่าเกินขีดจำกัดของแรงดันที่กำหนดไว้ หรือค่าความสูญเสียทางไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเนื่องจากทิศทางกระแสของกำลังไฟฟ้าไม่เหมาะสม เป็นต้น

ดังนั้นในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ ในระบบไฟฟ้าที่มี DG จึงจำเป็นต้องหาดำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้านั้นๆ เพื่อช่วยลดผลจากแรงดันตกชั่วขณะ และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ โดยกำหนดรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG เพื่อใช้ในการหาดำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) ทั้งนี้การวิเคราะห์หาค่าแรงดันตกชั่วขณะเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมแล้ว จะพิจารณาจาก พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (Area Of Vulnerability, AOV) ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag Frequency, VSF) และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (System Average RMS Variation Frequency Index, SARFI)

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) หาดำแหน่งและขนาดติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดัดแปลง RBTS bus2 โดยใช้วิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า
- 2) คำนวณพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (Area of Vulnerability, AOV) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag frequency, VSF) ณ ตำแหน่งที่สนใจ เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะก่อนและหลังการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าดัดแปลง RBTS bus2
- 3) คำนวณดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (System Average RMS Variation Frequency Index, SARFI) เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะก่อนและหลังการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าดัดแปลง RBTS bus2

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าดัดแปลง RBTS bus2 โดยพิจารณาโหลดเป็นแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ (Constant power load) และพิจารณาว่าระบบอยู่ในสภาวะอยู่ตัว (Steady state)
- 2) พิจารณาแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 3) พิจารณาเฉพาะขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ (Magnitude of voltage sag) เท่านั้น
- 4) พิจารณาความผิดปกติที่เกิดขึ้นที่บัส และบนสายจำหน่ายไฟฟ้า
- 5) พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators) 3 ประเภท คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous generator - based DG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (Induction generator - based DG) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ (Inverter - based DG) โดยที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ละตัวและที่ละประเภท
- 6) พิจารณาค่าอิมพีแดนซ์ของความผิดปกติ (Fault impedance, $\Delta \Delta$) มีค่าเท่ากับ 0
- 7) ไม่พิจารณาความผิดปกติที่เกิดขึ้นซ้ำซ้อนในเวลาเดียวกัน (Simultaneous faults)
- 8) ไม่พิจารณาอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน (Voltage regulator) และตัวเก็บประจุชนิดต่อเข้าระบบเอง (Switched capacitor bank)

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการ หนังสือ ที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์
 - 1.1) บทความที่เกี่ยวกับผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ต่อคุณภาพไฟฟ้ารวมทั้งผลกระทบในด้านอื่นๆต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.2) บทความที่เกี่ยวกับผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ต่อค่าแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.3) บทความที่เกี่ยวกับการจ่ายกระแสความผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators) ประเภทซิงโครนัส ประเภทเหนี่ยวนำ และประเภทอินเวอร์เตอร์
 - 1.4) บทความที่เกี่ยวข้องกับการหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators) โดยพิจารณาค่ากำลังสูญเสียจริงในระบบไฟฟ้า และค่าของความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ
 - 1.5) บทความเกี่ยวกับการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะทำการศึกษา
- 3) กำหนดขอบเขตของวิทยานิพนธ์ รวมถึงรายละเอียดต่างๆของข้อมูลที่จะใช้ทำการวิเคราะห์
- 4) ทำการพัฒนาโปรแกรมคำนวณแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) ค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) โดยใช้โปรแกรม MATLAB

- 5) ทดสอบโปรแกรมดังกล่าวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าดัดแปลง RBTS bus2
- 6) เปรียบเทียบผลที่ได้ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าต่อ พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI)
- 7) วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- เป็นแนวทางเพื่อใช้ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มี DG

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

1.6.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มี DG

งานวิจัยที่ [1] ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายประเภทซิงโครนัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้วิธีความผิดพลาด (Method of fault positions) วิเคราะห์หาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) ผลการศึกษาพบว่าการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ รวมทั้ง AOV VSF และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) มีค่าที่ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

งานวิจัย [2 - 4] ศึกษาคุณภาพไฟฟ้า (Power quality) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ต่อขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ โดยพิจารณาผลของแรงดันตกชั่วขณะโดยเปรียบเทียบระหว่างก่อนและหลังจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยใช้ MATLAB/SIMULINK ANAFAS Software และ PSCAD/EMTDC ตามลำดับ ผลการศึกษาคือ การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้านั้นจะช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะทั้งนี้จะขึ้นอยู่กับประเภทของความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

งานวิจัย [5] ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายประเภทซิงโครนัสและอินเวอร์เตอร์ต่อขนาดแรงดันตกชั่วขณะ โดยจำลองผ่านโปรแกรม PSCAD และพิจารณาถึงประเภทของความผิดพลาด ผลการศึกษาคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะมากกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ในกรณีที่มีโหมดการทำงานแบบควบคุมแรงดัน แต่ในขณะที่มีโหมดการทำงานแบบควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จะได้รับผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะมากกว่ากรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จะมีการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่คงที่ในช่วง

ระยะเวลาสั้นๆต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสที่การจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนจะมีการแกว่งในช่วงระยะเวลาเดียวกัน

งานวิจัย [6 - 8] ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ต่อค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ผลการศึกษาพบว่าเมื่อมีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดเครื่องไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ

1.6.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

งานวิจัย [9 - 11] ศึกษาผลกระทบเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อมี DG ประเภทอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ โดยพิจารณาค่ากระแสของความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้วิธีการคำนวณความผิดปกติแบบพื้นฐาน ร่วมกับการใช้เทคนิคการวนซ้ำ (Iterative technique) ผลจากการคำนวณหาค่ากระแสความผิดปกติมีค่าใกล้เคียงกับผลการจำลองแบบด้วยโปรแกรม PSCAD และ MATLAB/SIMULINK

งานวิจัยที่ [12 - 13] ศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (Power flow) ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาว่าค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำมีค่าแปรผันตามขนาดของแรงดันในลักษณะที่ไม่เป็นเชิงเส้น โดยที่ใช้วิธีโหลดโฟลว์ (Load flow algorithm) ในการคำนวณหาค่าแรงดันแต่ละบัส ผลการศึกษาคือ แรงดันที่บัสเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำมีแรงดันที่ลดลง เนื่องมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากระบบไฟฟ้า

1.6.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาขนาดและตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

งานวิจัย [14] หาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จะติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) โดยพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนรวมถึงผลรวมของค่าความเบี่ยงเบนของแรงดัน (The Cumulative Voltage Deviation, CVD) ที่จะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าให้มีค่าน้อยที่สุด

งานวิจัย [15] ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยการหาค่าของขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสม ที่จะเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มนอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) โดยพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ให้มีค่าน้อยที่สุด

งานวิจัย [16] หาตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จะติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพื่อให้ได้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (System Average RMS Variation Frequency Index, SARFI) ในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด โดยใช้ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) ผลจาก

การหาตำแหน่งพบว่าเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมทำให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) มีค่าน้อยลง

จากการศึกษางานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องข้างต้นพบว่า การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า โดยที่พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าร่วมกันทั้ง 3 ประเภท ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ยังมีปริมาณงานที่ไม่มากนัก อีกทั้งหากทำการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย อาจจะไม่มีการพิจารณาการหาตำแหน่งและขนาดติดตั้งที่เหมาะสมในระบบไฟฟ้า จากการศึกษาที่กล่าวมาข้างต้นจึงเป็นสาเหตุที่ทำให้ต้องมีการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยพิจารณาตำแหน่งและขนาดติดตั้งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมทั้งพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภทดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

บทที่ 2 แรงดันตกชั่วขณะ

เนื้อหาในบทนี้ประกอบไปด้วย นิยามของแรงดันตกชั่วขณะ สาเหตุของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะ การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ และการประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า

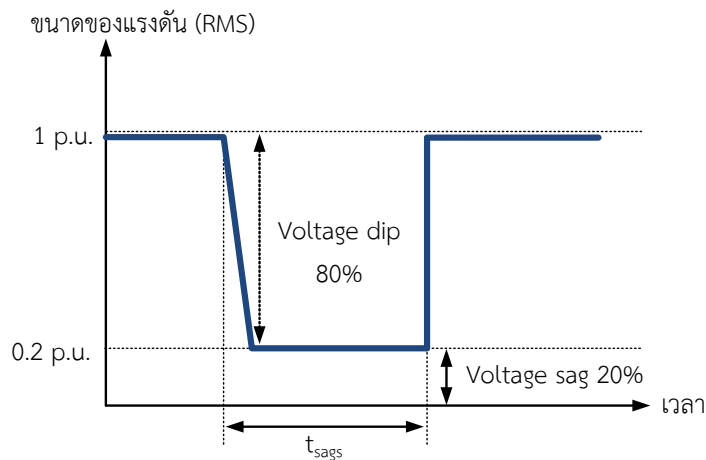
2.1 นิยามของแรงดันตกชั่วขณะ

โดยทั่วไปแล้วการให้นิยามหรือคำจำกัดความของแรงดันตกชั่วขณะยังคงมีความไม่ชัดเจนอันเนื่องมาจากการพิจารณาขนาดและระยะเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะของแต่ละมาตรฐานมีความแตกต่างกันออกไป ดังนั้นจึงอ้างอิงคำจำกัดความตามมาตรฐานของ IEC และมาตรฐานของ IEEE

มาตรฐาน IEC 61000 - 4 - 30 (2003) กล่าวว่า แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage dip) คือ ปรากฏการณ์ที่แรงดันลดลงจากระดับปกติอย่างทันทีทันใด และคืนกลับสู่สภาวะปกติภายในระยะเวลา 0.5 ไมโครวินาที ถึงประมาณ 2 - 3 วินาที โดยที่ระดับแรงดันที่ลดลงจะแสดงเป็นร้อยละเปรียบเทียบกับระดับแรงดันปกติ [17]

มาตรฐาน IEEE 1159 - 1995 กล่าวว่า แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag) คือ ระดับแรงดันที่ลดลงระหว่าง 0.1 ถึง 0.9 p.u. จากระดับแรงดัน RMS (Root Mean Square) ภายในระยะเวลา 0.5 ไมโครวินาที ถึง 1 นาที [18]

ตัวอย่างเช่น **Voltage dip 80%** หรือ **Voltage sag 20%** หมายถึงแรงดันลดลงจากค่าที่ระบุคิดเป็นร้อยละ 80 ไปอยู่ที่ระดับร้อยละ 20 ของค่าที่ระบุดังภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 นิยามของ Voltage dip 80% หรือ Voltage sag 20%

เมื่อทำการเปรียบเทียบมาตรฐานระหว่าง IEC 61000 – 4 - 30 (2003) และ IEEE 1159 - 1995 จะเป็นไปตามตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 นิยามแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน IEC และ IEEE

ตัวแปร	มาตรฐาน	
	IEC 61000 – 4 - 30 (2003)	IEEE 1159 - 1995
ชื่อ	Voltage Dips	Voltage Sags
ขนาด (p.u.)	0.0 – 0.9	0.1 – 0.9
ระยะเวลา	½ โสเคลิล – 2 ถึง 3 วินาที	½ โสเคลิล – 1 นาที

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนิยามแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน IEEE 1159 - 1995 โดยที่ระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับขนาด (Magnitude) และระยะเวลา (Duration) ของแต่ละเหตุการณ์

2.1.1 ลักษณะของแรงดันตกชั่วขณะ

ลักษณะของแรงดันตกชั่วขณะ ประกอบด้วย ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ และ ระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะ ซึ่งลักษณะทั้งสองของแรงดันตกชั่วขณะ จะเป็นตัวชี้วัดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละเหตุการณ์

2.1.1.1 ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ (Magnitude of voltage sag)

ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ คือ ขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ (Remaining voltage) เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยที่การคำนวณหาขนาดของแรงดันตกชั่วขณะนั้นโดยทั่วไปใช้การคำนวณความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยที่ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติ ตำแหน่งของความผิดปกติ ประเภทของความผิดปกติ เป็นต้น [19]

2.1.1.2 ระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะ (Duration of voltage sag)

ระยะเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ คือ ช่วงเวลาที่ขนาดของแรงดันเริ่มลดลงจนกระทั่งกลับเข้าสู่ภาวะปกติ โดยที่ช่วงเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะมีค่าเท่าใดนั้นขึ้นอยู่กับค่ากระแสความผิดปกติ รวมทั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน โดยอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวจะมีช่วงเวลาในการทำงานที่มีความแตกต่างกันทำให้ระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นแตกต่างกัน [19]

2.2 สาเหตุของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

แรงดันตกชั่วขณะเกิดจากการที่มีกระแสไฟฟ้าปริมาณสูงผิดปกติไหลในระบบไฟฟ้าภายในช่วงระยะเวลาสั้นๆ หากกระแสที่มีปริมาณสูงเหล่านี้ไหลผ่านอิมพีแดนซ์ในระบบไฟฟ้า เช่น อิมพีแดนซ์สายตัวนำ หรืออิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงจะทำให้แรงดันตกคร่อมในอุปกรณ์เหล่านี้มีค่าสูง ส่งผลให้แรงดันปลายทางที่จ่ายให้โหลดมีค่าลดต่ำกว่าปกติในช่วงระยะเวลาสั้นๆ โดยที่กระแสที่มีปริมาณสูงเหล่านี้เกิดจากสาเหตุดังต่อไปนี้

2.2.1 การสตาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่ (Motor starting)

โดยทั่วไปแล้วกระแสขณะทำการสตาร์ทมอเตอร์มีค่าประมาณ 6 - 8 เท่า ของกระแสปกติ ซึ่งกระแสเหล่านี้จะคงอยู่ในระบบไฟฟ้าเป็นเวลาประมาณ 2 - 3 วินาทีก่อนที่จะหายไป หากมอเตอร์มีขนาดที่ใหญ่ขึ้นกระแสสตาร์ทก็จะมีปริมาณที่สูงขึ้น แต่ตามปกติแล้วแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากการสตาร์ทมอเตอร์จะมีขนาดไม่มากนักแต่จะมีช่วงระยะเวลาที่ค่อนข้างนานเมื่อทำการเปรียบเทียบกับแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้า [19]

2.2.2 ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า (Fault)

กระแสความผิดปกติที่เกิดในระบบไฟฟ้าอาจจะมีปริมาณสูงเป็น 10 เท่าของกระแสโหลดปกติ และไหลอยู่ในระบบไฟฟ้าเป็นเวลาสั้นๆ ก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันจะตัดตอนส่วนที่เกิดความผิดปกติออกไป ดังนั้นขนาดของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติอาจมีค่าที่แตกต่างกันไป ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติและตำแหน่งที่ทำการตรวจสอบหรือตำแหน่งที่พิจารณา ส่วนระยะเวลาที่เกิดความผิดปกตินั้นจะขึ้นอยู่กับชนิดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าที่เกิดความผิดปกติ ซึ่งตามปกติแล้วจะมีระยะเวลาไม่เกิน 0.1 วินาที [19]

2.2.3 การจ่ายพลังงานให้กับหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer energization)

การจ่ายพลังงานเริ่มต้นให้กับหม้อแปลงไฟฟ้า จะทำให้เกิดกระแสทรานเซียนต์ที่มีค่าสูง ซึ่งอาจจะมีค่าประมาณ 10 - 50 เท่าของกระแสปกติของหม้อแปลง ส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะที่บัสของหม้อแปลงและบัสใกล้เคียง [1]

2.3 ผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า

แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดในระบบไฟฟ้าจะมีผลกระทบต่ออุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะ (Sensitive Equipment, SE) ซึ่งไม่ใช่อุปกรณ์ไฟฟ้าทุกประเภทที่จะมีความอ่อนไหวต่อ

แรงดันตกชั่วขณะ แต่ยังมีอุปกรณ์อีกหลายประเภทที่ไม่ได้รับผลกระทบต่อแรงดันตกชั่วขณะ ยกตัวอย่างเช่น ระบบแสงสว่าง เครื่องทำน้ำร้อน หรือเครื่องสูบน้ำ เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะแต่ละประเภทจะมีความสามารถในการทนต่อแรงดันที่แตกต่างกัน [19] สามารถแสดงดังตารางที่ 2.2 [20]

ตารางที่ 2.2 ความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะของอุปกรณ์แต่ละประเภท

ประเภทของอุปกรณ์	แรงดันที่เหลื้อยู่ [ร้อยละ]	ช่วงเวลาสูงสุด [มิลลิวินาที]
Motor starter	50	40
Variable speed motor with electronics	85	10
PLC I/O Device	50 – 90	8 – 20
Frequency inverter	82	1.5
Variable Speed Drive rectifier	50 – 80	2 – 3
Process controller	70	< 8
Computerized numerical controlled lathe	70	< 8
Direct Current drive controller	88	< 8
Personal Computer	50 – 70	60 – 160
Contactors	50 – 60	20 – 30
Electromagnetic disconnecting switch	50	10
Electromagnetic relays	50 – 60	15 – 40
Medical equipment	60	130
Servo drives	80	50
Laser marker	90	100

อุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า ยกตัวอย่างจากตารางที่ 2.2 ได้แก่ มอเตอร์ไฟฟ้า อุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์ ระบบที่ควบคุมด้วยไมโครโปรเซสเซอร์ เป็นต้น

2.3.1 มอเตอร์ไฟฟ้า

ตามปกติแล้วมอเตอร์ไม่ได้เป็นอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะ แต่หากเกิดแรงดันตกชั่วขณะขึ้นในระบบไฟฟ้าอาจส่งผลให้มอเตอร์เกิดการเปลี่ยนแปลงความเร็วรอบหรือแรงบิดไปในช่วงระยะเวลาสั้นๆ มอเตอร์อาจจะไม่ได้รับความเสียหายโดยตรง แต่มอเตอร์เหล่านี้ไปขับเคลื่อนโหลดทางกลที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงความเร็วรอบหรือแรงบิด จึงอาจจะสร้างความเสียหายต่อสินค้าและกระบวนการผลิต ทำให้กระบวนการผลิตหยุดชะงักและต้องเริ่มกระบวนการผลิตใหม่ [1, 19]

2.3.2 อุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์

ปัจจุบันโรงงานอุตสาหกรรมมีการควบคุมการขับเคลื่อนของมอเตอร์ไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบ (Adjustable Speed Drive, ASD) ซึ่งมีความสามารถในการควบคุมที่เหมาะสมกับการใช้งาน อีกทั้งยังช่วยประหยัดพลังงาน แต่อย่างไรก็ตามอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์มีความอ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะมากเป็นพิเศษ เนื่องจากเมื่อเกิดแรงดันตกชั่วขณะขึ้นในระบบไฟฟ้าทำให้เกิดกระแสกระชากที่มีปริมาณสูงไหลภายในอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบ ดังนั้นระบบควบคุมของอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบจะหยุดการทำงานทันที เพื่อเป็นการป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นจากภาวะที่กระแสสูงผิดปกติ ส่งผลให้กระบวนการผลิตที่ใช้อุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์ได้รับความเสียหายหรือหยุดชะงัก [1, 19]

2.3.3 ระบบที่ควบคุมด้วยไมโครโปรเซสเซอร์

เนื่องจากไมโครโปรเซสเซอร์เป็นอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ดังนั้นหากเกิดแรงดันตกชั่วขณะอาจส่งผลให้ไมโครโปรเซสเซอร์เกิดการรีเซ็ต ส่งผลให้กระบวนการผลิตที่ใช้ไมโครโปรเซสเซอร์ควบคุมอาจเกิดความเสียหายได้ [19]

2.4 การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ

การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะโดยทั่วไปคือ การคำนวณหาแรงดันที่เหลืออยู่ (Remaining voltage) ในระบบไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงพิจารณาเฉพาะกรณีของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าเท่านั้น [21 - 22]

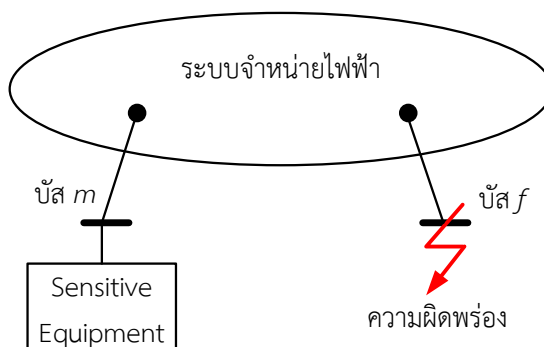
2.4.1 ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าไม่สามารถที่จะระบุตำแหน่งที่แน่นอนได้ว่าจะเกิดขึ้น ณ บริเวณหรือตำแหน่งใดในระบบไฟฟ้า ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงพิจารณาการเกิดความผิดปกติที่บัส และการเกิดความผิดปกติบนสายจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นความผิดปกติที่พบบ่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.4.1.1 การเกิดความผิดปกติที่บัส

กำหนดให้ระบบไฟฟ้ามีจำนวน N บัส โดยที่ความผิดปกติเกิดที่บัส f และพิจารณาแรงดันที่บัส m ซึ่งเป็นบัสที่มีอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน (Sensitive Equipment, SE) เชื่อมต่ออยู่แสดงดังภาพที่ 2.2 การคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะ ณ บัสใดๆในระบบไฟฟ้าสามารถ

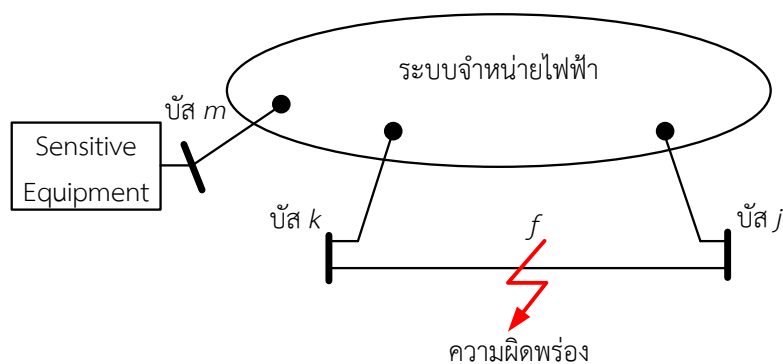
คำนวณได้โดยใช้ทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) [21] ซึ่งจะอธิบายต่อไป



ภาพที่ 2.2 การเกิดความผิดปกติที่บัส

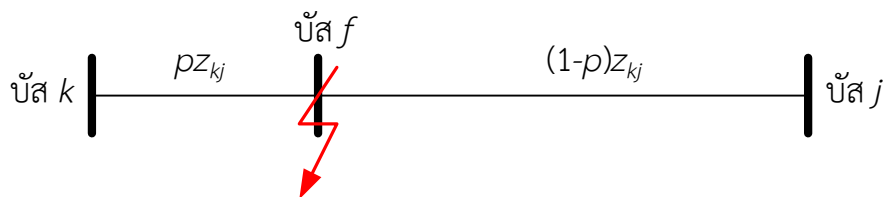
2.4.1.2 การเกิดความผิดปกติบนสาย

กำหนดให้ระบบไฟฟ้ามีจำนวน N บัส โดยที่ความผิดปกติเกิดที่ตำแหน่ง f ระหว่างบัส k และ บัส j โดยพิจารณาแรงดันที่บัส m ซึ่งเป็นบัสที่มีอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน (Sensitive Equipment, SE) เชื่อมต่ออยู่แสดงดังภาพที่ 2.3



ภาพที่ 2.3 การเกิดความผิดปกติบนสายจำหน่ายไฟฟ้า

จากภาพที่ 2.3 การคำนวณแรงดันที่ตำแหน่ง f ระหว่างบัส k และบัส j สามารถคำนวณได้ โดยการสร้างบัสจำลองให้กับระบบไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงมีจำนวนบัสเท่ากับ $N+1$ บัส ซึ่งก็คือ การเพิ่มจำนวนบัสที่เกิดความผิดปกติ (บัส f) ขึ้นมา 1 บัสให้กับระบบ ดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 ความผิดพลาดที่เกิดบนสายระหว่างบัส k และ j ที่ตำแหน่ง f

จากภาพที่ 2.4 จะมีการเพิ่มบัส f เข้าไปยังตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดบนสายจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อใช้ในการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ โดยจะนิยามค่า p แทนตำแหน่งความผิดพลาดระหว่างบัส k ถึง บัส j โดยค่า p มีค่าอยู่ในช่วงระหว่างช่วง 0 ถึง 1

$$p = \frac{L_{kf}}{L_{kj}} \quad (0 \leq p \leq 1) \quad (2.1)$$

โดยที่ L_{kf} คือ ความยาวของสายจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างบัส k ถึงบัส f
 L_{kj} คือ ความยาวของสายจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างบัส k ถึงบัส j

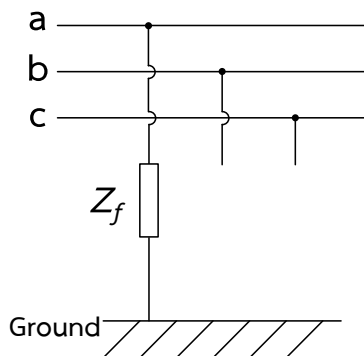
ดังนั้นในการคำนวณความผิดพลาดที่เกิดขึ้นบนสายจำหน่ายไฟฟ้าสามารถคำนวณเช่นเดียวกับการเกิดความผิดพลาดที่บัสตั้งที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น

2.4.2 ประเภทของความผิดพลาด

ประเภทของความผิดพลาดที่พิจารณาแบ่งออกเป็น 4 ประเภท คือ ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน และความผิดพลาดเป็นสามเฟส

2.4.2.1 ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single Line to Ground Fault, SLGF) เกิดขึ้นเมื่อมีสายตัวนำสายใดสายหนึ่งของระบบไฟฟ้าแบบสามเฟสเกิดความผิดพลาดลงดิน ซึ่งมีลักษณะดังภาพที่ 2.5 โดยความผิดพลาดประเภทนี้จะส่งผลให้เกิดกระแสความผิดพลาดที่มีความรุนแรงน้อยที่สุด แต่มีโอกาสเกิดมากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับความผิดพลาดประเภทอื่นๆ



ภาพที่ 2.5 ความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

การเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดินสามารถคำนวณหากระแสความผิดปกติลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ ได้ดังสมการที่ (2.2)

$$I_f^p = I_f^n = I_f^z = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + Z_{ff}^z + 3z_f} \quad (2.2)$$

และสามารถคำนวณ กระแสความผิดปกติ เฟส a เฟส b และ เฟส c ได้ดังสมการต่อไปนี้

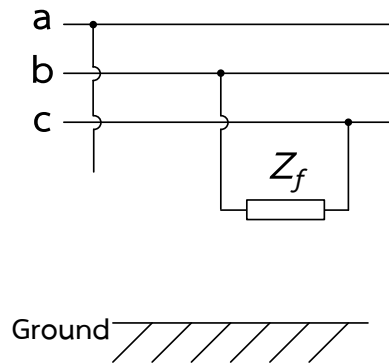
$$I_f^a = 3I_f^p \quad (2.3)$$

$$I_f^b = I_f^c = 0 \quad (2.4)$$

โดยที่	I_f^p	คือ กระแสความผิดปกติลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^n	คือ กระแสความผิดปกติลำดับลบเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^z	คือ กระแสความผิดปกติลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	$V_{f,pref}$	คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส f
	Z_{ff}^p	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f
	Z_{ff}^n	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f
	Z_{ff}^z	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f
	z_f	คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดปกติ (Fault impedance)
	I_f^a	คือ กระแสความผิดปกติเฟส a เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^b	คือ กระแสความผิดปกติเฟส b เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^c	คือ กระแสความผิดปกติเฟส c เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f

2.4.2.2 ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส

ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส (Line to Line Fault, LLF) เกิดขึ้นเมื่อมีสายตัวนำคู่ใดคู่หนึ่งภายในวงจรสามเฟสเกิดลัดวงจร ซึ่งมีลักษณะการเชื่อมต่อวงจรดังตัวอย่างในภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส

การเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสสามารถคำนวณหากระแสความผิดปกติลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ ได้ดังสมการที่ (2.5) และ (2.6)

$$I_f^p = -I_f^n = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (2.5)$$

$$I_f^z = 0 \quad (2.6)$$

และสามารถคำนวณ กระแสความผิดปกติ เฟส a เฟส b และ เฟส c ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$I_f^a = 0 \quad (2.7)$$

$$I_f^b = -j\sqrt{3}I_f^p \quad (2.8)$$

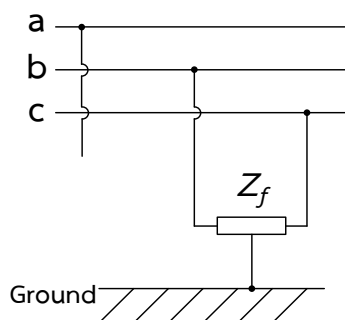
$$I_f^c = -I_f^b \quad (2.9)$$

โดยที่	I_f^p	คือ กระแสความผิดปกติลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^n	คือ กระแสความผิดปกติลำดับลบเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^z	คือ กระแสความผิดปกติลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	$V_{f,pref}$	คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส f
	Z_{ff}^p	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^n	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f
z_f	คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดพลาด (Fault impedance)
I_f^a	คือ กระแสความผิดพลาดเฟส a เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
I_f^b	คือ กระแสความผิดพลาดเฟส b เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
I_f^c	คือ กระแสความผิดพลาดเฟส c เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f

2.4.2.3 ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน (Double Line to Ground Fault, DLGF) เกิดขึ้นเมื่อมีสายตัวนำคู่ใดคู่หนึ่งภายในวงจรสามเฟสเกิดลัดวงจรลงดิน ซึ่งมีลักษณะการเชื่อมต่อวงจรดังตัวอย่างในภาพที่ 2.7



ภาพที่ 2.7 ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

การเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดินสามารถคำนวณหากระแสความผิดพลาดลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ ได้ดังสมการที่ (2.10) - (2.12)

$$I_f^p = \frac{V_{f, pref}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^n + Z_{ff}^z + 3z_f}} \quad (2.10)$$

$$I_f^n = -\frac{V_{f, pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^n} \quad (2.11)$$

$$I_f^z = -\frac{V_{f, pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} \quad (2.12)$$

และสามารถคำนวณ กระแสความผิดพลาด เฟส a เฟส b และ เฟส c ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$I_f^a = 0 \tag{2.13}$$

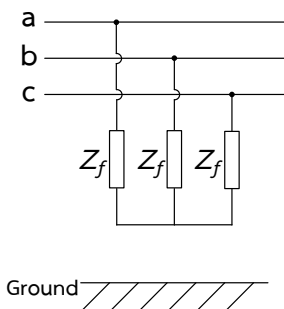
$$I_f^b = I_f^z + a^2 I_f^p + a I_f^n \tag{2.14}$$

$$I_f^c = I_f^z + a I_f^p + a^2 I_f^n \tag{2.15}$$

โดยที่	a	คือ $1e^{j120^\circ}$
	I_f^p	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^n	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^z	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	$V_{f,pre}$	คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	Z_{ff}^p	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f
	Z_{ff}^n	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f
	Z_{ff}^z	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f
	z_f	คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดพลาด (Fault impedance)
	I_f^a	คือ กระแสความผิดพลาดเฟส a เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^b	คือ กระแสความผิดพลาดเฟส b เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^c	คือ กระแสความผิดพลาดเฟส c เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f

2.4.2.4 ความผิดพลาดแบบสามเฟส

ความผิดพลาดแบบสามเฟส (Three Phase Fault, 3PF) เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำทั้งสามเฟสภายในวงจรสามเฟสเกิดลัดวงจร โดยทั่วไปมีลักษณะสมมาตร ดังนั้นจึงมีการเรียกความผิดพลาดประเภทนี้ว่า ความผิดพลาดแบบสมมาตร (Symmetrical fault) ซึ่งมีลักษณะการเชื่อมต่อดังตัวอย่างในภาพที่ 2.8 โดยความผิดพลาดประเภทนี้มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย แต่ส่งผลให้กระแสความผิดพลาดสูงที่สุด



ภาพที่ 2.8 ความผิดพลาดแบบสามเฟส

การเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟสสามารถคำนวณหากระแสความผิดปกติลำดับบวกลำดับลบ และลำดับศูนย์ ได้ดังสมการที่ (2.16) และ (2.17)

$$I_f^p = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad (2.16)$$

$$I_f^n = I_f^z = 0 \quad (2.17)$$

และสามารถคำนวณ กระแสความผิดปกติ เฟส a เฟส b และ เฟส c ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$I_f^a = I_f^p \quad (2.18)$$

$$I_f^b = a^2 I_f^p \quad (2.19)$$

$$I_f^c = a I_f^p \quad (2.20)$$

โดยที่	a	คือ $1e^{j120^\circ}$
	I_f^p	คือ กระแสความผิดปกติลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^n	คือ กระแสความผิดปกติลำดับลบเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^z	คือ กระแสความผิดปกติลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	$V_{f,pref}$	คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส f
	Z_{ff}^p	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f
	Z_{ff}^n	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f
	Z_{ff}^z	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f
	z_f	คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดปกติ (Fault impedance)
	I_f^a	คือ กระแสความผิดปกติเฟส a เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^b	คือ กระแสความผิดปกติเฟส b เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
	I_f^c	คือ กระแสความผิดปกติเฟส c เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f

จากทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) หากต้องการหาค่าแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m ซึ่งเป็นบัสที่สมมติให้มีอุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะเชื่อมต่อกันอยู่สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (2.21) - (2.26)

$$V_{m,postf}^z = 0 + \Delta V_{mf}^z \quad (2.21)$$

$$V_{m,postf}^p = V_{m,pref}^p + \Delta V_{mf}^p \quad (2.22)$$

$$V_{m,postf}^n = 0 + \Delta V_{mf}^n \quad (2.23)$$

โดยที่	$V_{m,postf}^z$	คือ แรงดันตกชั่วขณะลำดับศูนย์ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	$V_{m,postf}^p$	คือ แรงดันตกชั่วขณะลำดับบวกที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	$V_{m,postf}^n$	คือ แรงดันตกชั่วขณะลำดับลบที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	$V_{m,pref}^p$	คือ แรงดันที่บัส m ก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	ΔV_{mf}^z	คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันลำดับศูนย์ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	ΔV_{mf}^p	คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันลำดับบวกที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	ΔV_{mf}^n	คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันลำดับลบที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f

การเปลี่ยนแปลงแรงดันลำดับศูนย์ ลำดับบวก และลำดับลบ ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\Delta V_{mf}^z = -Z_{mf}^z I_f^z \quad (2.24)$$

$$\Delta V_{mf}^p = -Z_{mf}^p I_f^p \quad (2.25)$$

$$\Delta V_{mf}^n = -Z_{mf}^n I_f^n \quad (2.26)$$

โดยที่	Z_{mf}^z	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ m หลักที่ f
	Z_{mf}^p	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ m หลักที่ f
	Z_{mf}^n	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ m หลักที่ f
	I_f^z	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^p	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^n	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f

ดังนั้นค่าของแรงดันตกชั่วขณะในรูปแบบเฟส สามารถหาได้ดังสมการที่ (2.27)

$$\begin{bmatrix} V_{m,postf}^a \\ V_{m,postf}^b \\ V_{m,postf}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{m,postf}^z \\ V_{m,postf}^p \\ V_{m,postf}^n \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

โดยที่	a	คือ $1e^{j120^\circ}$
	$V_{m,postf}^a$	คือ แรงดันตกชั่วขณะเฟส a ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	$V_{m,postf}^b$	คือ แรงดันตกชั่วขณะเฟส b ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f

$V_{m,postf}^c$	คือ แรงดันตกชั่วขณะเฟส c ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
$V_{m,postf}^z$	คือ แรงดันตกชั่วขณะลำดับศูนย์ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
$V_{m,postf}^p$	คือ แรงดันตกชั่วขณะลำดับบวกที่บัส m เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f
$V_{m,postf}^n$	คือ แรงดันตกชั่วขณะลำดับลบที่บัส m เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f

เมื่อนำกระแสความผิดปกติลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ ของแต่ละประเภทของความผิดปกติแทนค่าลงในสมการ (2.21) – (2.27) ก็จะสามารถคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะได้ โดยตารางที่ 2.3 สรุปสมการแสดงการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะของการเกิดความผิดปกติในแต่ละประเภท

ตารางที่ 2.3 สมการแสดงการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะของการเกิดความผิดปกติพ่วงในแต่ละประเภท

ประเภทความผิดปกติพ่วง	กระแสความผิดปกติพ่วง (วงจรข่ายลำดับ และ ลำดับเฟส)	แรงดันตกชั่วขณะ (วงจรข่ายลำดับ และ ลำดับเฟส)
SLGF (Phase a)	$I_f^z = I_f^p = I_f^n = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$	$V_{m,postf}^z = -Z_{mf}^z \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{m,postf}^p = V_{m,pref}^p - Z_{mf}^p \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{m,postf}^n = -Z_{mf}^n \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$
	$I_f^a = \frac{3V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $I_f^b = I_f^c = 0$	$V_{m,postf}^a = V_{m,pref}^p - (Z_{mf}^z + Z_{mf}^p + Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{m,postf}^b = a^2 V_{m,pref}^p - (Z_{mf}^z + a^2 Z_{mf}^p + a Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{m,postf}^c = a V_{m,pref}^p - (Z_{mf}^z + a Z_{mf}^p + a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$
LLF (Phase a b)	$I_f^z = 0$ $I_f^p = -I_f^n = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$	$V_{m,postf}^z = 0$ $V_{m,postf}^p = V_{m,pref}^p - Z_{mf}^p \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{m,postf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$
	$I_f^a = 0$ $I_f^b = -j\sqrt{3} \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $I_f^c = -I_f^b$	$V_{m,postf}^a = V_{m,pref}^p - (Z_{mf}^p - Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{m,postf}^b = a^2 V_{m,pref}^p - (a^2 Z_{mf}^p - a Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{m,postf}^c = a V_{m,pref}^p - (a Z_{mf}^p - a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$

ตารางที่ 2.3 สมการแสดงการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะของการเกิดความผิดปกติพ่วงในแต่ละประเภท (ต่อ)

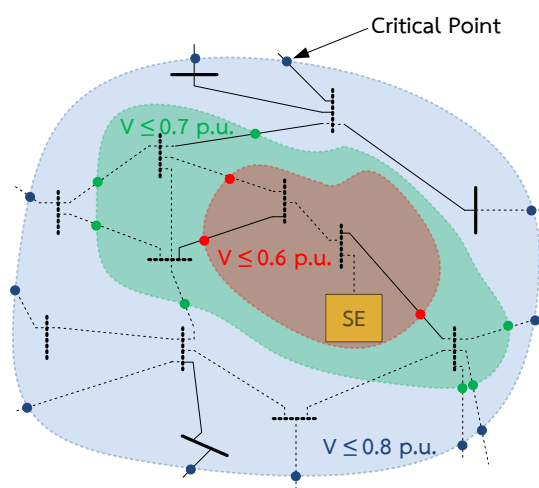
ประเภทความผิดปกติพ่วง	กระแสความผิดปกติพ่วง (วงจรข่ายลำดับ และ ลำดับเฟส)	แรงดันตกชั่วขณะ (วงจรข่ายลำดับ และ ลำดับเฟส)
DLGF (Phase a b)	$I_f^p = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n(Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^n + Z_{ff}^z + 3z_f}} \quad I_f^n = -\frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^n} \quad I_f^z = -\frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^z + 3z_f}$	$V_{m,postf}^z = 0$ $V_{m,postf}^p = V_{m,pref}^p - Z_{mf}^p \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{m,postf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$
	$I_f^a = 0$ $I_f^b = -\frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} + a^2 \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n(Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^n + Z_{ff}^z + 3z_f}} - a \frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^n}$ $I_f^c = -\frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} + a \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n(Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^n + Z_{ff}^z + 3z_f}} - a^2 \frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^n}$	$V_{m,postf}^a = V_{m,pref}^p - (Z_{mf}^p - Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{m,postf}^b = a^2 V_{m,pref}^p - (a^2 Z_{mf}^p - a Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{m,postf}^c = a V_{m,pref}^p - (a Z_{mf}^p - a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$
3PF	$I_f^p = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad I_f^n = I_f^z = 0$	$V_{m,postf}^z = 0$ $V_{m,postf}^p = V_{m,pref}^p - Z_{mf}^p \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f}$ $V_{m,postf}^n = 0$
	$I_f^a = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f}$ $I_f^b = a^2 \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f}$ $I_f^c = a \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f}$	$V_{m,postf}^a = V_{m,pref}^p - Z_{mf}^p \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f}$ $V_{m,postf}^b = a^2 \left(V_{m,pref}^p - Z_{mf}^p \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f} \right)$ $V_{m,postf}^c = a \left(V_{m,pref}^p - Z_{mf}^p \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + z_f} \right)$

2.5 การประเมินแรงดันตกชั่วขณะ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประเมินแรงดันตกชั่วขณะ โดยพิจารณาจากพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

2.5.1 พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ

พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (Area of Vulnerability, AOV) คือเส้นแสดงพื้นที่หรือระยะทางรอบๆตำแหน่งที่พิจารณา ซึ่งหากเกิดความผิดปกติภายในบริเวณดังกล่าวทำให้ตำแหน่งที่พิจารณามีแรงดันต่ำกว่าค่าที่กำหนดไว้หรือเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ในการหาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะทำได้โดยการหาจุดวิกฤต (Critical point) บนสายจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจุดวิกฤตคือตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติแล้วจะทำให้ค่าของแรงดัน ณ ตำแหน่งที่พิจารณามีค่าเท่ากับแรงดันที่ระบุไว้หรือที่เรียกว่าแรงดันวิกฤต ($V_{\text{threshold}}$) [1]



ภาพที่ 2.9 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะที่แรงดันวิกฤตต่างๆ

จากภาพที่ 2.9 พิจารณาตำแหน่งที่มีอุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดัน (Sensitive equipment, SE) เชื่อมต่ออยู่ หากเกิดความผิดปกติภายในบริเวณหรือจุดวิกฤตนี้จะทำให้แรงดันที่ตำแหน่ง SE มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับแรงดันที่ระบุไว้

2.5.2 ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ

การหาค่าความถี่หรือจำนวนครั้งของแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag Frequency, VSF) จะต้องอาศัยข้อมูลอัตราการเกิดความผิดปกติของสาย (Line Failure Rate, LFR) และความยาว

ของสายที่อยู่ภายในพื้นที่ AOV ซึ่งค่าความถี่หรือจำนวนครั้งของแรงดันตกชั่วขณะมีหน่วยเป็นครั้งต่อปี [23] สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.28)

$$VSF = \sum_{i=1}^m L_i \times LFR_i \quad (2.28)$$

โดยที่	VSF	คือ ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่สนใจ (ครั้ง ต่อปี)
	L_i	คือ ความยาวที่อยู่ภายในพื้นที่ AOV ของสายจำหน่ายที่ i
	m	คือ จำนวนสายจำหน่ายทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
	LFR_i	คือ อัตราการเกิดความผิดพลาดของสาย i (ครั้ง ต่อปี ต่อกิโลเมตร)

2.5.3 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

หนึ่งในวิธีที่นิยมนำมาใช้ในการประเมินแรงดันตกชั่วขณะคือ การพิจารณาดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ โดยมีดัชนีหลายประเภทที่ใช้แสดงถึงความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นในแต่ละเหตุการณ์ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาดัชนีเฉลี่ยจำนวนครั้งการแปรเปลี่ยนระดับแรงดันของระบบ (System Average RMS Variation Frequency Index, SARFI)

$SARFI_X$ คือค่าเฉลี่ยของจำนวนเหตุการณ์ทั้งหมดที่ตรวจวัดเมื่อมีการแปรเปลี่ยนของระดับแรงดันในช่วงเวลาการประเมินต่อจำนวนลูกค้าที่พิจารณาทั้งหมด โดยที่ค่าของแรงดันตกชั่วขณะที่มีค่าเท่ากับหรือน้อยกว่าค่าแรงดัน X จะถูกนำมาพิจารณา โดยที่ค่า $SARFI_X$ สามารถที่จะนำไปประเมินหรือวิเคราะห์ค่าการแปรเปลี่ยนของแรงดันที่มีการกำหนดเอาไว้ยกตัวอย่างเช่น กรณีที่การไฟฟ้ามีลูกค้าซึ่งมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันต่ำกว่า 70% ของระดับแรงดันปกติ จะใช้ $SARFI_{70}$ ในการประเมินลูกค้าในกลุ่มนี้ [1] โดยทั่วไปแล้วค่า $SARFI_X$ คำนวณได้จาก

$$SARFI_X = \frac{\sum N_C}{N_T} \quad (2.29)$$

โดยที่	X	คือ ค่าแรงดัน RMS ที่พิจารณามีค่าเป็นเปอร์เซ็นต์ เช่น 70%
	N_C	คือ จำนวนลูกค้าที่ได้รับผลกระทบเมื่อระดับแรงดันมีค่าน้อยกว่า X %
	N_T	คือ จำนวนลูกค้าทั้งหมดจากพื้นที่ที่พิจารณา

การประเมินค่า $SARFI_X$ ในโครงร่างวิทยานิพนธ์นี้ จะใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล จำลองตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในแต่ละเหตุการณ์ ดังนั้นค่า $SARFI_X$ สามารถคำนวณได้จาก

$$SARFI_X = \frac{\sum_{i=1}^{NS} SARFI_X(i)}{NS} \quad (2.30)$$

โดยที่ $SARFI_X(i)$ คือ ค่า $SARFI_X$ ของเหตุการณ์ที่ i
 NS คือ จำนวนเหตุการณ์ทั้งหมดที่ใช้ในการคำนวณ

บทที่ 3

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เนื้อหาในบทนี้ประกอบไปด้วย ประเภทและผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG) คือการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ซึ่งโดยทั่วไปแล้วไม่ได้มีนิยามของ DG ที่แน่ชัด แต่อย่างไรก็ตามมีการจำแนก DG ตามขนาดของผู้ผลิตไฟฟ้าแบ่งออกเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โดยที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer, SPP) คือผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ เพื่อขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP) คือผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์เพื่อขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) รวมถึงผู้ประกอบการอุตสาหกรรม [24] โดยมีหลักที่ว่าการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม หรือใช้พลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานชีวมวล และพลังงานไฮโดรเจน เป็นต้น ซึ่งชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกันจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่างกันด้วย ทั้งนี้เนื่องจากเทคโนโลยีและความเหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นๆ

ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์และพิจารณาการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว แบ่งตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators)

3.1 ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators) แบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

3.1.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous generator-based DG) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำงานที่ความถี่ซิงโครนัส โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสสามารถจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริง (Real power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ เนื่องจากสามารถควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power factor) ผ่านทางวงจรรีเฟกเตอร์ (DC field current) ในกรณีที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะจ่ายกระแสความผิดปกติที่มีขนาดสูงกว่ากระแสปกติประมาณ 2 – 6 เท่าโดยระยะเวลาที่จ่ายกระแสความผิดปกติจะอยู่ที่ประมาณ 15 – 20 ไซเคิล โดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสมีรูปแบบการทำงาน 2 รูปแบบ คือ รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน (Voltage control mode) และรูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor control mode) [1, 25, 26]

3.1.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (Induction generator-based DG) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดเล็ก คือมีขนาดไม่เกิน 500 kVA โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้ทำงานที่ความถี่ที่สูงกว่าความถี่ซึ่งโครนัสเล็กน้อย ซึ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (Real power) เข้าสู่ระบบไฟฟ้า และดึงกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) ออกจากระบบไฟฟ้า ดังนั้นจึงไม่สามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและแรงดัน ณ บัสที่เชื่อมต่อได้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้มีคุณลักษณะขณะเริ่มเดินเครื่องเช่นเดียวกับมอเตอร์ประเภทเหนี่ยวนำทั่วไป หากเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำจะจ่ายกระแสผิดพลาดไม่กัไซเคิล โดยทั่วไปนิยมใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานลม [1, 26]

3.1.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ (Inverter-based DG) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าผ่านทางอุปกรณ์แปลงผันกำลังแบบสถิต (Static Power Converters, SPCs) ซึ่งทำการแปลงจากไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ เพื่อเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้สามารถควบคุมความถี่ได้ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (Real power) และจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) ให้กับระบบไฟฟ้า ดังนั้นจึงมีรูปแบบการทำงาน 2 รูปแบบ คือ รูปแบบการทำงานควบคุมแรงดัน (Voltage control mode) [1, 26] และรูปแบบการทำงานควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor control mode) กรณีที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะจ่ายกระแสผิดพลาดเพียง 1.2 – 1.5 เท่าของกระแสปกติ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มักไม่ส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรและอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน [27]

3.2 ผลกระทบของ DG ต่อระบบไฟฟ้า

การเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดผลกระทบในด้านต่างๆให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอผลกระทบของ DG ต่อระบบป้องกัน และ คุณภาพไฟฟ้า

3.2.1 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปเป็นแบบเรเดียล (Radial distribution system) ซึ่งมีสถานีไฟฟ้าต้นทางเป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียวที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเป็นระบบป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent protection) ที่มีความซับซ้อนไม่มากนัก อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำให้การออกแบบ

ระบบป้องกันเปลี่ยนไป เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ส่งผลกระทบต่อกระแสความผิดพลาดและส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าด้วย ทั้งนี้ยังมีอีกหลายปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันไฟฟ้า อาทิเช่น ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตำแหน่งการติดตั้งของ DG และ ขนาดของ DG เป็นต้น

ยกตัวอย่างประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แตกต่างกัน จะจ่ายกระแสความผิดพลาดเข้าสู่ระบบไฟฟ้าแตกต่างกัน ดังตารางที่ 3.1

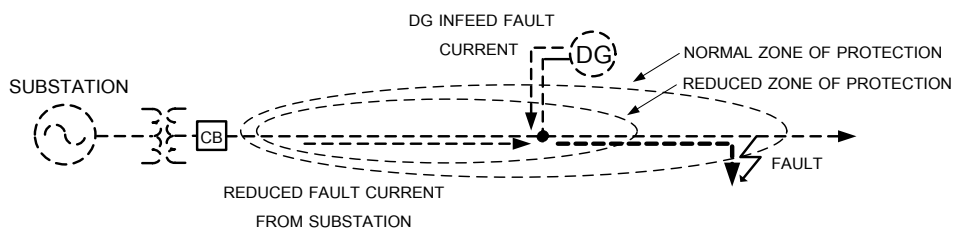
ตารางที่ 3.1 สรุปกระแสความผิดพลาดแบ่งตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย [28]

ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย	กระแสความผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (คิดเป็น % ของกระแสฟักัด)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	กระแสเริ่มต้นขณะที่เกิดความผิดพลาดมีค่าประมาณ 500% ถึง 1000% เพียงไม่กี่ไซเคิลแรก และมีค่าลดลงจนประมาณ 200% ถึง 400%
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ	กระแสเริ่มต้นขณะที่เกิดความผิดพลาดมีค่าประมาณ 500% ถึง 1000% เพียงไม่กี่ไซเคิลแรก และมีค่าลดลงจนเป็นค่าที่น้อยมากภายใน 10 ไซเคิล
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์	100% ถึง 400% โดยช่วงเวลาที่เกิดความผิดพลาดนั้นจะขึ้นอยู่กับค่าของระบบควบคุมของตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และค่ากระแสอาจจะน้อยกว่า 100% สำหรับอินเวอร์เตอร์บางประเภท

ส่วนในกรณีของผลกระทบที่สำคัญต่อระบบป้องกันมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.2.1.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

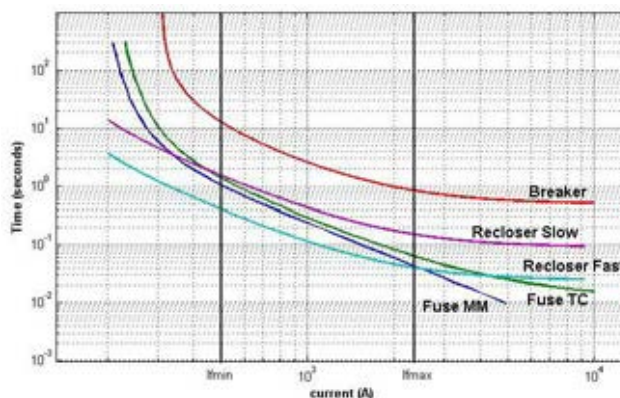
หากเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ ณ บริเวณที่เกิดความผิดพลาดจะมีกระแสที่สูงกว่าปกติ แต่อย่างไรก็ตามกระแสความผิดพลาดที่จ่ายออกจากสถานีไฟฟ้าจะมีปริมาณที่ลดลง เนื่องมาจาก DG จ่ายกระแสความผิดพลาดให้กับระบบไฟฟ้ามากขึ้น เหตุการณ์เช่นนี้ทำให้ขอบเขตการตรวจจัดการเกิดความผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันลดลง จึงไม่สามารถตรวจจัดการเกิดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าได้ เนื่องจากกระแสความผิดพลาดที่ตรวจจับนั้นมีค่าที่ต่ำกว่าค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันที่แสดงดังภาพที่ 3.1 เหตุการณ์ดังกล่าวมักเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ป้องกัน ที่อยู่ต้นทางของสายป้อนและอาจส่งผลกระทบต่อเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะได้ โดยจะทำให้ระยะเวลาที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะนานขึ้น เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด [25]



ภาพที่ 3.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน [25]

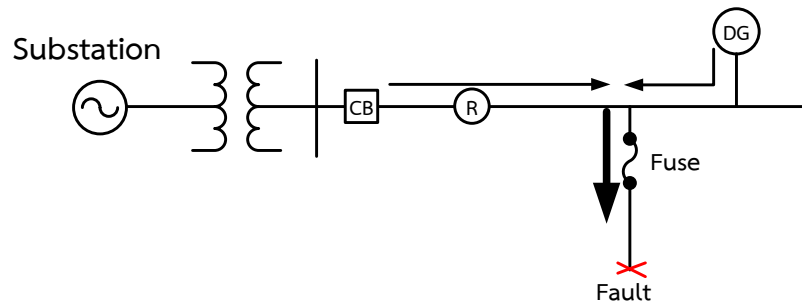
3.2.1.2 ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน

โดยทั่วไปอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นประกอบไปด้วย ฟิวส์ รีโคลสเซอร์ และ เซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยฟิวส์เป็นอุปกรณ์ป้องกันสายป้อนย่อยและโหลด รีโคลสเซอร์เป็นอุปกรณ์ป้องกันสายป้อนหลัก หากเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อุปกรณ์ที่ควรทำงานเป็นลำดับแรก คือรีโคลสเซอร์จังหวะการทำงานเร็ว (Recloser fast) จะทำการเปิดวงจรชั่วคราว หากความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติแบบถาวร ฟิวส์จะเป็นอุปกรณ์ถัดมาที่ทำงาน โดยทำหน้าที่ป้องกันสายป้อนย่อย ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจทำให้ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเหล่านี้เปลี่ยนแปลงไป [1, 25]



ภาพที่ 3.2 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [25]

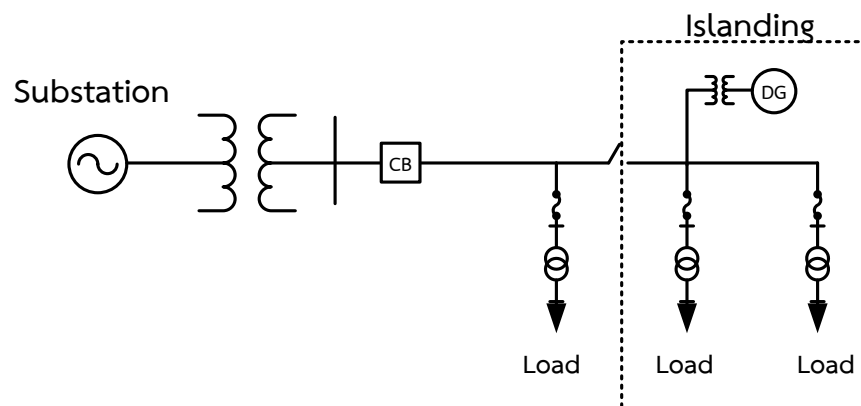
ภาพที่ 3.2 แสดงลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน หากกระแสความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า มีค่าไม่เกินกระแสความผิดปกติต่ำสุด ($I_{f,min}$) และกระแสความผิดปกติสูงสุด ($I_{f,max}$) รีโคลสเซอร์และฟิวส์ยังคงทำงานตามปกติ แต่หากกระแสความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไหลผ่านฟิวส์จนเกินกระแสความผิดปกติสูงสุดอันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังภาพที่ 3.3 ส่งผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ ซึ่งหากความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติแบบชั่วคราว การที่ฟิวส์ทำงานเป็นลำดับแรกนั้นเป็นการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันซึ่งทำให้สูญเสียเวลาและค่าใช้จ่าย



ภาพที่ 3.3 กระแสความผิดพลาดที่ไหลผ่านฟิวส์เมื่อมี DG เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.2.1.3 ระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ

การเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ (Islanding) เกิดขึ้นเมื่ออุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าทำการปลดวงจรบางส่วนออกจากระบบไฟฟ้าหลัก แต่วงจรในส่วนที่โดนปลดวงจรออกไปนั้นยังคงได้รับการจ่ายไฟจาก DG ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า DG ควรมีอุปกรณ์ป้องกันที่สามารถตรวจจับเหตุการณ์ที่ระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระออกมาได้ และปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้า [26, 28]



ภาพที่ 3.4 ตัวอย่างการเกิด Islanding

ภาพที่ 3.4 เป็นตัวอย่างของการเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระเมื่ออุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าทำการปลดวงจรบางส่วนออกจากระบบไฟฟ้าหลัก ซึ่ง DG ยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดบางส่วน หากเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระโดยมีการวางแผนไว้ล่วงหน้าแล้ว DG จะช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับระบบไฟฟ้า ในทางตรงกันข้ามหากเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระโดยไม่ได้วางแผนไว้ อาจจะทำให้ระบบไฟฟ้าขาดเสถียรภาพ ตัวอย่างผลกระทบที่เกิดจากการที่ระบบไฟฟ้าเกิดการแยกตัวอิสระได้แก่

- 1) ค่าความถี่และแรงดันของระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ หรือส่วนที่เชื่อมต่ออยู่กับ DG เกิดการเปลี่ยนแปลง โดยที่การไฟฟ้าส่วนกลางไม่สามารถควบคุมค่าความถี่และแรงดัน ณ บริเวณดังกล่าวได้
- 2) DG ไม่สามารถรองรับโหลดของระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระได้
- 3) การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในส่วนที่ระบบไฟฟ้าเกิดการแยกตัวอิสระไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ
- 4) อาจเกิดอันตรายต่อผู้รับผิดชอบในส่วนของงานด้านการบำรุงรักษา เนื่องจาก DG ยังคงจ่ายไฟให้กับระบบไฟฟ้า

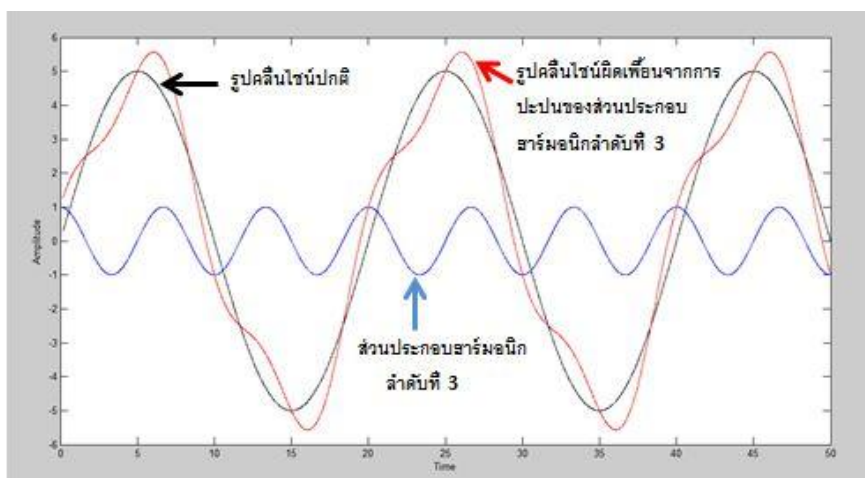
3.2.2 ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า

3.2.2.1 แรงดันกระเพื่อมและไฟกระพริบ

การเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นหนึ่งในสาเหตุที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมและไฟกระพริบ (Voltage fluctuation and Flicker) เนื่องจากการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือมอเตอร์ประเภทเหนี่ยวนำ ทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง เกิดปัญหาไฟกระพริบปรากฏขึ้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือโรงงาน ต่างจากการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ที่มีอุปกรณ์ควบคุมไม่ให้เกิดแอสตาร์ทเครื่องสูงมากนักอีกทั้งสามารถควบคุมความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เท่ากับความถี่ของระบบไฟฟ้าได้ [28 - 30]

3.2.2.2 ฮาร์โมนิก

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายประเภทอินเวอร์เตอร์ (Inverter-based DG) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ผ่านทางอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง โดยอุปกรณ์เหล่านี้ส่งผลให้เกิดปัญหาฮาร์โมนิกขึ้น โดยปริมาณของกระแสฮาร์โมนิกจะมากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับ ชนิดและขนาดอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่ใช้ ซึ่งในอดีตนั้นนิยมใช้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังประเภท Silicon Controlled Rectifier (SCR) ซึ่งสร้างปัญหาเกี่ยวกับกระแสฮาร์โมนิกจำนวนมาก ต่างจากปัจจุบันที่หันมาใช้ Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) ซึ่งใช้ Pulse-Width Modulation (PWM) ในการสร้างสัญญาณรูปคลื่นไซน์ที่มีความถี่สูง ทำให้ปัญหา ฮาร์โมนิกลดลง [28 - 30] ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพบปัญหาของฮาร์โมนิกค่อนข้างน้อย เนื่องจากการออกแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสองประเภทไม่ก่อให้เกิดกระแสฮาร์โมนิกนั่นเอง



ภาพที่ 3.5 กระแสฮาร์มอนิก

ภาพที่ 3.5 เป็นตัวอย่างกระแสฮาร์มอนิก โดยที่กระแสมีรูปร่างผิดเพี้ยนไปจากรูปคลื่นเดิม เนื่องจากการปะปนของฮาร์มอนิกลำดับที่สาม

3.2.2.3 แรงดันตกชั่วขณะ

แรงดันตกชั่วขณะเป็นปัญหาคุณภาพไฟฟ้าอย่างหนึ่งที่เกิดขึ้นบ่อยครั้งในระบบไฟฟ้า โดยสาเหตุหลักของแรงดันตกชั่วขณะ คือการเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า การเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการจ่ายพลังงานเริ่มต้นให้กับหม้อแปลงไฟฟ้า การเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าอาจส่งผลดีและผลเสีย กล่าวคือทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในขณะเดียวกัน อาจช่วยลดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากการยกระดับแรงดัน ณ บัสที่มี DG เชื่อมต่ออยู่

เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายประเภทเหนี่ยวนำ (Induction generator-based DG) เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้เกิดกระแสขณะทำการสตาร์ทที่มีค่าประมาณ 6 – 8 เท่า ของกระแสปกติ ส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะขึ้น ในทางตรงกันข้ามเหตุการณ์ดังกล่าวจะไม่เกิดกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสมีการควบคุมการซิงโครนัสกับระบบไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีการโปรแกรมให้อินเวอร์เตอร์ใช้กระแสสตาร์ทเครื่องที่มีค่าน้อยทำให้ไม่เกิดปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ

ในบางกรณีที่เกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า DG จะช่วยรักษาระดับแรงดัน ณ บัสเชื่อมต่อ โดยที่ DG จะจ่ายกระแสไปยังตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดจึงช่วยลดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับประเภทและตำแหน่งของความผิดพลาดที่เกิดขึ้น ในทางปฏิบัติข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 [31] กำหนดให้ DG ทำการปลดตัวออกจากระบบไฟฟ้าเมื่อตรวจพบความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า เนื่องจากระบบป้องกันของการไฟฟ้าไม่ได้ออกแบบมาสำหรับทำงานร่วมกับ DG

บทที่ 4

การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เนื้อหาในบทนี้ประกอบไปด้วย การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะแบ่งตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

4.1 การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะแบ่งตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายแต่ละประเภท มีการคำนวณที่แตกต่างกัน เนื่องจากคุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีลักษณะที่ต่างกัน ดังนั้นจึงแบ่งการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ ตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังนี้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

4.1.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า จะอาศัยทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) ดังที่กล่าวในหัวข้อที่ 2.4 ซึ่งการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะต้องอาศัยการหาค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดและอิมพีแดนซ์ทุกๆ ส่วนประกอบในระบบไฟฟ้าขณะเกิดความผิดพลาด ยกตัวอย่างเช่น อิมพีแดนซ์ของสาย อิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง อิมพีแดนซ์ของโหลด รวมทั้งอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขณะเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า ในแต่ละวงจรลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์

4.1.1.1 แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

โดยปกติการหาค่าของแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดจะอาศัยสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน (Newton - Raphson method) ในการคำนวณหาผลเฉลยของสมการไม่เป็นเชิงเส้น ซึ่งเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพในการคำนวณ [21 - 22]

พิจารณาสมการที่มีตัวแปรเดียว

$$f(x) = 0 \tag{4.1}$$

กำหนดให้ x_0 เป็นค่าเริ่มต้น และ Δx เป็นผลต่างของคำตอบของสมการโดย $\Delta x = 0$ จะได้ว่า

$$f(x^k + \Delta x^k) = 0 \quad (4.2)$$

ทำการกระจายอนุกรมเทเลอร์รอบๆจุด x_0 ของสมการที่ (4.2)

$$f(x^k) + f'(x^k)\Delta x^k + \frac{f''(x^k)(\Delta x^k)^2}{2!} + \dots = 0 \quad (4.3)$$

จากสมการที่ (4.3) ไม่น่าพจน์กำลังสองขึ้นไปของการเปลี่ยนแปลงมาคำนวณ เนื่องจากถือว่าการเปลี่ยนแปลงค่าเหล่านี้มีค่าน้อยมากจะได้ว่า

$$f(x^k) + f'(x^k)\Delta x^k \approx 0 \quad (4.4)$$

$$\Delta x^k \approx -\frac{f(x^k)}{f'(x^k)} \quad (4.5)$$

ดังนั้นค่าประมาณของคำตอบที่ได้ จะเป็นดังสมการที่ (4.6) และทำการคำนวณซ้ำจนกระทั่ง Δx^k มีค่าเข้าใกล้ศูนย์ จะได้ว่า x^{k+1} เป็นคำตอบของสมการ

$$x^{k+1} = x^k - \frac{f(x^k)}{f'(x^k)} \quad (4.6)$$

จากวิธีที่กล่าวมาแล้วข้างต้นสามารถประมาณสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้นให้เป็นสมการเชิงเส้น โดยกำหนดให้อยู่ในรูปของการเปลี่ยนแปลงค่าตัวแปร เมื่อพิจารณาสมการไม่เป็นเชิงเส้น N สมการ และมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่าจำนวน N ตัวแปร ดังนั้นจึงสามารถจัดรูปแบบปัญหาในรูปแบบเมตริกซ์ได้ ดังสมการที่ (4.7)

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1^0}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1^0}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n^0}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n^0}{\partial x_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) \\ \vdots \\ f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

จากวิธีที่กล่าวมานั้นสามารถนำมาประยุกต์ เพื่อหาค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า หรือหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า ดังแสดงต่อไปนี้

กำหนดให้ระบบไฟฟ้าที่พิจารณาประกอบด้วยจำนวนบัสทั้งหมด N บัส ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าบัสได้ดังสมการที่ (4.8)

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j \quad (4.8)$$

โดยที่	P_i	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i
	Q_i	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i
	V_i	คือ แรงดันที่บัส i
	Y_{ij}	คือ บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ หลักที่ i แถวที่ j
	V_j	คือ แรงดันที่บัส j ใดๆ

เมื่อจัดรูปสมการที่ (4.8) ให้อยู่ในรูปส่วนจริงและส่วนจินตภาพ หรือกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ของสมการไหลของกำลังไฟฟ้าจะได้ว่า

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.9)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.10)$$

โดยที่	$P_{i,calc}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่คำนวณได้ในแต่ละบัส i
	$Q_{i,calc}$	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่คำนวณได้ในแต่ละบัส i

เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถควบคุมแรงดัน (Voltage control mode) และ ควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor control mode) หรือที่เรียกว่าบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (PV bus) และ บัสโหลด (PQ bus) ตามลำดับ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่มีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นขนาดที่ค่อนข้างเล็กจึงไม่เหมาะสำหรับนำมาใช้เพื่อรักษาระดับแรงดันให้กับระบบไฟฟ้า ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสจึงมีรูปแบบการทำงานเป็นบัสโหลดเท่านั้น โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีการทำงานเป็นบัสโหลด จะจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริง P_g และค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน Q_g เป็นค่าคงที่ให้กับระบบไฟฟ้า ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i จะสามารถคำนวณได้ดังสมการ

$$P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di} \quad (4.11)$$

$$Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di} \quad (4.12)$$

โดยที่	$P_{i,sch}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i
	P_{gi}	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าที่บัส i
	P_{di}	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดได้รับจากระบบไฟฟ้าที่บัส i
	$Q_{i,sch}$	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i
	Q_{gi}	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าที่บัส i
	Q_{di}	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่โหลดได้รับจากระบบไฟฟ้าที่บัส i

เมื่อต้องการหาค่าผลเฉลยของการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี นิวตัน - ราฟสัน สามารถจัดรูปแบบสมการได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

โดยที่ $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ คือ เมตริกซ์จาโคเบียนซึ่งมีค่าเท่ากับ

$$J^k = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

ดังนั้น ค่าความแตกต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรร และกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้ในแต่ละบัส i เป็นดังสมการ (4.15) และ (4.16)

$$\Delta P_i^k = P_{i,sch}^k - P_{i,calc}^k \quad (4.15)$$

$$\Delta Q_i^k = Q_{i,sch}^k - Q_{i,calc}^k \quad (4.16)$$

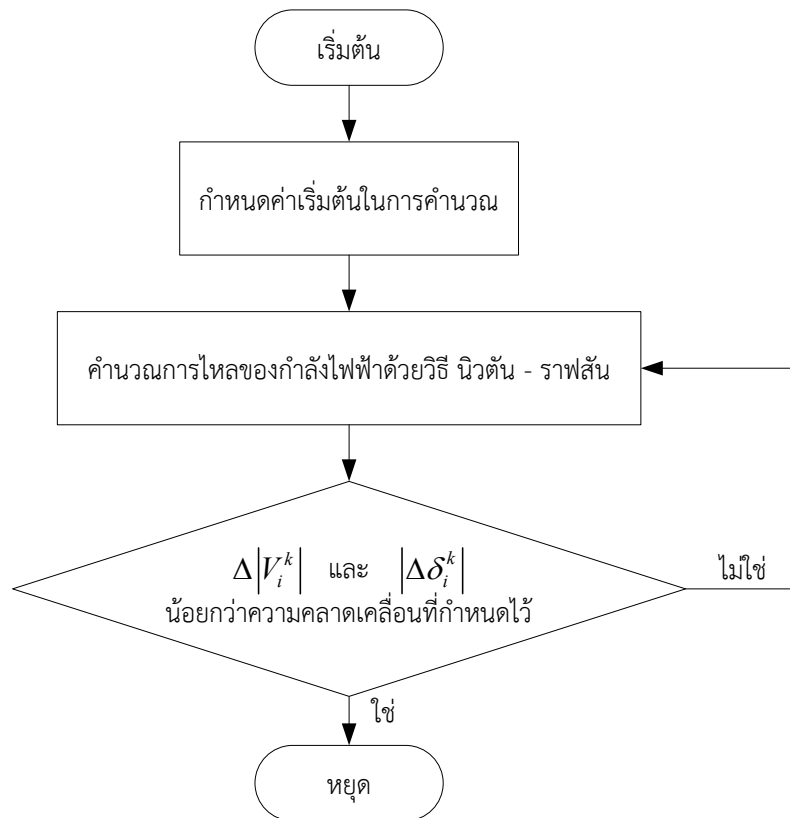
ค่าขนาดของแรงดัน และค่ามุมเฟสของแรงดันที่ได้จากวิธี นิวตัน – ราฟสัน คือ

$$|V_i^{k+1}| = |V_i^k| + \Delta |V_i^k| \quad (4.17)$$

$$\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i^k \quad (4.18)$$

โดยที่	$ V_i^{k+1} $	คือ ขนาดของแรงดันที่ได้จากการคำนวณรอบปัจจุบันในแต่ละบัส i
	$ V_i^k $	คือ ขนาดของแรงดันที่ได้จากการคำนวณรอบก่อนหน้าในแต่ละบัส i
	$\Delta V_i^k $	คือ ค่าความแตกต่างของขนาดของแรงดันที่ได้จากการคำนวณในแต่ละบัส i
	δ_i^{k+1}	คือ มุมเฟสของแรงดันที่ได้จากการคำนวณรอบปัจจุบันในแต่ละบัส i
	δ_i^k	คือ มุมเฟสของแรงดันที่ได้จากการคำนวณรอบก่อนหน้าในแต่ละบัส i
	$\Delta \delta_i^k$	คือ ค่าความแตกต่างของมุมเฟสของแรงดันที่ได้จากการคำนวณในแต่ละบัส i

การคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าจะดำเนินไปเรื่อยๆจนกว่าค่า $\Delta |V_i^k|$ และ $|\Delta \delta_i^k|$ มีค่าเข้าใกล้ศูนย์ หรือมีค่าน้อยกว่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ ยกตัวอย่างเช่น 10^{-6} เป็นต้น โดยมีขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ดังภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัส

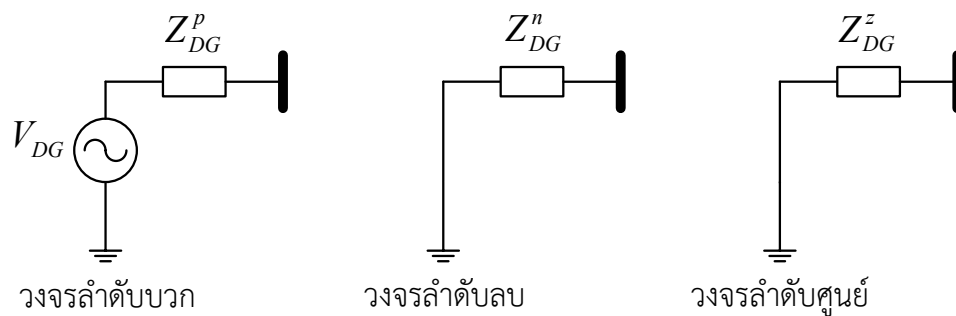
จากภาพที่ 4.1 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัสเป็นดังต่อไปนี้

- | | |
|--------------|--|
| ขั้นตอนที่ 1 | รับข้อมูล |
| ขั้นตอนที่ 2 | กำหนดค่าเริ่มต้น <ul style="list-style-type: none"> ▪ ค่าความคลาดเคลื่อน ε ▪ แรงดัน V_i^0 และมุมเฟส δ_i^0 ▪ จำนวนกำลังไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i $P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di} \text{ และ } Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$ |
| ขั้นตอนที่ 3 | คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี นิวตัน - ราฟสัน โดยที่ <ul style="list-style-type: none"> ▪ คำนวณหา $\Delta P_i^k = P_{i,sch}^k - P_{i,calc}^k$ และ $\Delta Q_i^k = Q_{i,sch}^k - Q_{i,calc}^k$ ▪ คำนวณหา $\begin{bmatrix} \Delta \delta_i^k \\ \Delta V_i^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i^k \\ \Delta Q_i^k \end{bmatrix}$ ▪ ทำการปรับปรุงขนาดและมุมเฟสของแรงดันในทุกๆบัส $ V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \text{ และ } \delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i^k$ |

- ขั้นตอนที่ 4 ตรวจสอบค่า $\Delta|V_i^k|$ และ $|\Delta\delta_i^k|$ ว่ามีค่าน้อยกว่า ε หรือไม่
- หากค่า $\Delta|V_i^k|$ และ $|\Delta\delta_i^k|$ มีค่ามากกว่า ε กลับไปทำขั้นตอนที่ 3
 - หากค่า $\Delta|V_i^k|$ และ $|\Delta\delta_i^k|$ มีค่าน้อยกว่า ε จึงหยุดการคำนวณ
- ขั้นตอนที่ 5 แรงแต้นก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ $|V_i^{k+1}|$ และ δ_i^{k+1}

4.1.1.2 วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

ขณะเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสจะมีวงจรสมมูล ดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสขณะเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า

โดยที่	V_{DG}	คือ แรงแต้นก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส
	Z_{DG}^p	คือ ซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับบวกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส
	Z_{DG}^n	คือ ซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับลบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส
	Z_{DG}^z	คือ ซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

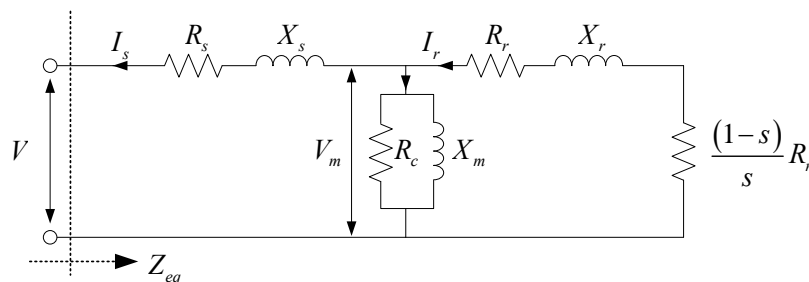
จากภาพที่ 4.2 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสในกรณีวงจรลำดับบวก มีลักษณะเป็นแหล่งจ่ายแรงดันอิสระหรือแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส อนุกรมกับซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับบวกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในขณะที่กรณีวงจรลำดับลบและลำดับศูนย์จะมีเพียงซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับลบและลำดับศูนย์เท่านั้น [32 - 33] ดังนั้นเมื่อสามารถคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์ทุกๆส่วนประกอบลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ของระบบไฟฟ้าก็จะสามารถคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะได้

4.1.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า จะอาศัยทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) เช่นเดียวกับการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า แต่จะมีรายละเอียดบางอย่างที่มีความแตกต่างกัน ซึ่งจะอธิบายในหัวข้อแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และวงจรสมมูลขณะเกิดความผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

4.1.2.1 แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าและดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากระบบไฟฟ้า ดังนั้นการหาค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่ออยู่ จะพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าเช่นเดียวกับระบบไฟฟ้า ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเชื่อมต่ออยู่ แต่จะมีความแตกต่างคือค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำมีค่าแปรผันตามขนาดของแรงดันในลักษณะที่ไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นจึงมีการพิจารณาวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ [12 - 13] ดังภาพที่ 4.3 ซึ่งเป็นวงจรสมมูลภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ



ภาพที่ 4.3 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำอ้างอิงด้านสเตเตอร์

โดยที่	R_s	คือ ค่าความต้านทานของขดลวดสเตเตอร์
	X_s	คือ ค่ารีแอกแตนซ์รั่วของขดลวดสเตเตอร์
	R_m	คือ ค่าความต้านทานแทนกำลังสูญเสียในแกนเหล็ก
	X_m	คือ ค่ารีแอกแตนซ์สร้างสนามแม่เหล็ก (Magnetizing reactance)
	R_r	คือ ค่าความต้านทานของขดลวดโรเตอร์
	X_r	คือ ค่ารีแอกแตนซ์รั่วของขดลวดโรเตอร์
	s	คือ ค่าสลิปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

จากภาพที่ 4.3 กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการ

$$P_{ind} = -|I_s|^2 R_s - |I_r|^2 \frac{R_s}{s} - \frac{|V_m|^2}{R_m} \quad (4.19)$$

เมื่อ

$$|I_s| = \frac{|V|}{|Z_{eq}|} \quad (4.20)$$

$$|V_m| = \left| -I_r \left[\frac{R_r}{s} + jX_r \right] \right| \quad (4.21)$$

$$I_r = I_s + \left[\frac{V_m}{R_p + jX_p} \right] \quad (4.22)$$

$$|I_r| = \frac{|V|}{|Z_{eq}|} \sqrt{\frac{R_p^2 + X_p^2}{\left(R_p + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_p + X_r)^2}} \quad (4.23)$$

กำหนดให้

$$Z_p = R_p + jX_p \quad (4.24)$$

โดยที่

$$R_p = \frac{X_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2} \quad (4.25)$$

และ

$$X_p = \frac{R_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2} \quad (4.26)$$

จากภาพที่ 4.3 ทำการยุบวงจรจะได้

$$Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq} \quad (4.27)$$

โดยที่

$$R_{eq} = \frac{\left[\frac{R_r}{s} (R_s + R_p) + A \right] \left[\frac{R_r}{s} + R_p \right] + \left[(X_s + X_p) \frac{R_r}{s} + B \right] [X_r + X_p]}{\left(\frac{R_r}{s} + R_p \right)^2 + (X_r + X_p)^2} \quad (4.28)$$

และ

$$X_{eq} = \frac{\left[(X_s + X_p) \frac{R_r}{s} + B \right] \left[\frac{R_r}{s} + R_p \right] - \left[\frac{R_r}{s} (R_s + R_p) + A \right] [X_r + X_p]}{\left(\frac{R_r}{s} + R_p \right)^2 + (X_r + X_p)^2} \quad (4.29)$$

หรือ

$$|Z_{eq}| = \frac{\left(\frac{R_r}{s} \right)^2 \left[(R_p + R_s)^2 + (X_p + X_s)^2 \right] + \frac{R_r}{s} \left[2A(R_p + R_s) + 2B(X_p + X_s) \right] + A^2 + B^2}{\left(\frac{R_r}{s} + R_p \right)^2 + (X_r + X_p)^2} \quad (4.30)$$

เมื่อ

$$A = R_s R_p - X_s X_r - X_s X_p - X_p X_r \quad (4.31)$$

$$B = R_s X_r + R_s X_p + X_s R_p + R_p X_r \quad (4.32)$$

ทำการแทนค่าสมการที่ (4.20) (4.21) และ (4.23) ลงในสมการที่ (4.19) จะได้สมการที่ค่าสลิปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำในรูปสมการโพลิโนเมียลกำลังสอง

$$as^2 + bs + c = 0 \quad (4.33)$$

โดยที่

$$a = P_{ind} R_m (A^2 + B^2) + |V|^2 \left[R_s R_m \left[R_p^2 + (X_r + X_p)^2 \right] + X_r^2 \left[R_p^2 + X_p^2 \right] \right] \quad (4.34)$$

$$b = P_{ind} R_r R_m \left[2A(R_p + R_s) + 2B(X_p + X_s) \right] + |V|^2 \left[R_r R_m (R_p^2 + X_p^2) + 2R_s R_r R_p R_m \right] \quad (4.35)$$

$$c = P_{ind} R_r^2 R_m \left[(R_p + R_s)^2 + (X_p + X_s)^2 \right] + |V|^2 R_r^2 \left[R_s R_m + (R_p^2 + X_p^2) \right] \quad (4.36)$$

ดังนั้นสามารถคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำได้รับจากระบบไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (4.37)

$$Q_{ind} = -\frac{|V|^2 X_{eq}}{|Z_{eq}|^2} \quad (4.37)$$

การแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่ออยู่จะกำหนดให้กำลังไฟฟ้าจริงมีค่าคงที่ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่ออยู่จะมีค่าคงที่ในทุกๆรอบของการคำนวณ ในขณะที่ค่าสลิปและค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนจากสมการที่ (4.33) และ (4.37) จะมีค่าขึ้นอยู่กับขนาดของแรงดันที่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่ออยู่ จึงต้องมีการปรับปรุงค่าสลิปและค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนในทุกๆรอบของการคำนวณ

ในการหาผลเฉลยการไหลของกำลังไฟฟ้างดังที่ได้กล่าวมาในหัวข้อที่ 4.1.1.1 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนเดิมที่ได้จากการคำนวณเป็นไปตามสมการที่ (4.38) และ (4.39)

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.38)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.39)$$

เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่สามารถควบคุมแรงดันและควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำจะมีรูปแบบการทำงานเป็นบัสโหลดเท่านั้น เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้จากการคำนวณเป็นไปตามสมการที่ (4.40) และ (4.41)

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - P_{i,ind} \quad (4.40)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - Q_{i,ind} \quad (4.41)$$

เมื่อต้องการหาค่าผลเฉลยของการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี นิวตัน - ราฟสัน สามารถจัดรูปแบบสมการได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

โดยที่ $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ คือ เมทริกซ์จาโคเบียนซึ่งมีค่าเท่ากับ

$$J^k = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (4.43)$$

จากสมการที่ (4.43) หากพิจารณาเมทริกซ์จาโคเบียนในพจน์ทแยงมุม (Diagonal) จะได้ว่า

พจน์ทแยงมุมของ J_1

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - 0 \quad (4.44)$$

พจน์ทแยงมุมของ J_2

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i}^N |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - 0 \quad (4.45)$$

พจน์ที่แยงมุมของ J_3

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - 0 \quad (4.46)$$

พจน์ที่แยงมุมของ J_4

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i}^N |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + \frac{2|V_i|^2 X_{eq}}{|X_{eq}|^2} \quad (4.47)$$

จากสมการที่ (4.44) – (4.47) จะเห็นว่าพจน์ที่แยงมุมของ J_1 J_2 ไม่มีการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำจ่ายให้กับระบบไฟฟ้ามีค่าคงที่ ในขณะที่พจน์ที่แยงมุมของ J_3 ไม่มีการเปลี่ยนแปลงเนื่องมาจากค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนไม่ได้ขึ้นอยู่กับค่าการเปลี่ยนแปลงของมุมเฟสของแรงดัน แต่ขึ้นอยู่กับค่าการเปลี่ยนแปลงของขนาดของแรงดัน ทำให้พจน์ที่แยงมุมของ J_4 มีการเปลี่ยนแปลงเพียงพจน์เดียวเท่านั้น ดังนั้นจึงอาศัยสมการที่กล่าวมาแล้วทั้งหมดในการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และหาค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

จากภาพที่ 4.4 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเป็นดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูล

ขั้นตอนที่ 2 กำหนดค่าเริ่มต้น

- ค่าความคลาดเคลื่อน ϵ
- แรงดัน $|V_i^0|$ และมุมเฟส δ_i^0
- ค่าแรงดันกำลังไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i

$$P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di} \quad \text{และ} \quad Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณหาค่า สลิป s จากสมการโพลีโนเมียลกำลังสอง โดยเลือกสลิปค่าลบที่มีขนาดน้อยที่สุด

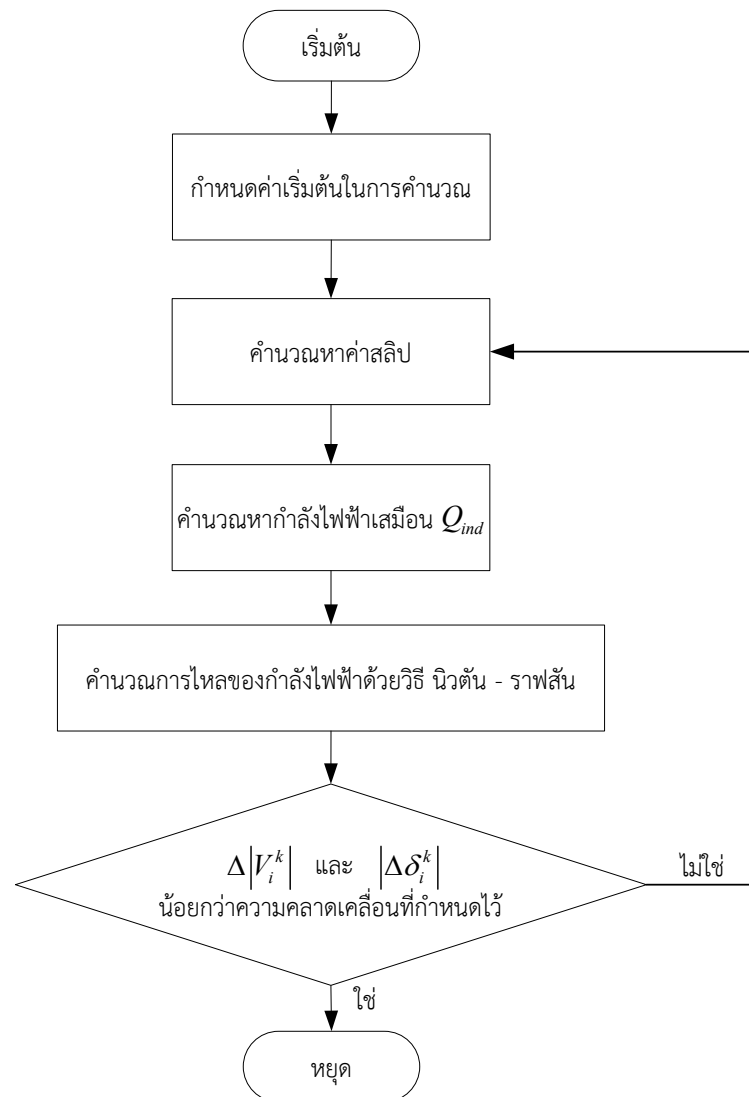
ขั้นตอนที่ 4 คำนวณหาค่า

- $|Z_{eq}|$ และ X_{eq}
- กำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ $Q_{i,ind} = -\frac{|V_i|^2 X_{eq}}{|Z_{eq}|^2}$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี นิวตัน – ราฟสัน โดยที่

- คำนวณหา $\Delta P_i^k = P_{i,sch}^k - P_{i,calc}^k$ และ $\Delta Q_i^k = Q_{i,sch}^k - Q_{i,calc}^k$

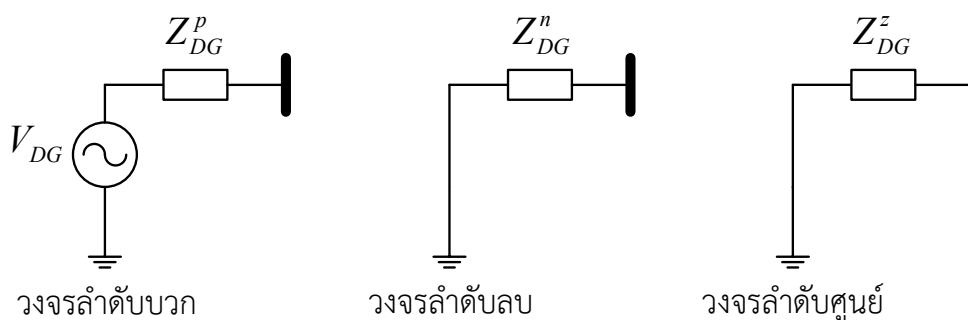
- คำนวณหา $\begin{bmatrix} \Delta\delta_i^k \\ \Delta|V_i^k| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i^k \\ \Delta Q_i^k \end{bmatrix}$
 - ทำการปรับปรุงขนาดและมุมเฟสของแรงดันในทุกๆบัส
 $|V_i^{k+1}| = |V_i^k| + \Delta|V_i^k|$ และ $\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta\delta_i^k$
- ขั้นตอนที่ 6 ตรวจสอบค่า $\Delta|V_i^k|$ และ $|\Delta\delta_i^k|$ ว่ามีค่าน้อยกว่า ϵ หรือไม่
- หากค่า $\Delta|V_i^k|$ และ $|\Delta\delta_i^k|$ มีค่ามากกว่า ϵ กลับไปทำขั้นตอนที่ 3
 - หากค่า $\Delta|V_i^k|$ และ $|\Delta\delta_i^k|$ มีค่าน้อยกว่า ϵ จึงหยุดการคำนวณ
- ขั้นตอนที่ 7 แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ $|V_i^{k+1}|$ และ δ_i^{k+1}



ภาพที่ 4.4 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

4.1.2.2 วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

ขณะเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเหนี่ยวนำจะมีวงจรสมมูล ดังภาพที่ 4.5



ภาพที่ 4.5 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำขณะเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

โดยที่	V_{DG}	คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ
	Z_{DG}^P	คือ ซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับบวกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ
	Z_{DG}^n	คือ ซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับลบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ
	Z_{DG}^z	คือ ซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

จากภาพที่ 4.5 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำมีลักษณะคล้ายคลึงกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ในกรณีวงจรลำดับบวก มีลักษณะเป็นแหล่งจ่ายแรงดันอิสระหรือแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ อนุกรมกับซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับบวกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในขณะที่กรณีวงจรลำดับลบและลำดับศูนย์จะมีเพียงซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับลบและลำดับศูนย์เท่านั้น โดยที่ค่าซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับบวกและลำดับลบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำมีค่าเท่ากับค่า Locked - rotor อิมพีแดนซ์ ส่วนกรณีของค่าซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำนั้น จะมีค่าใกล้เคียงกับซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส [32, 33] ดังนั้นเมื่อสามารถคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ทุกๆส่วนประกอบลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ของระบบไฟฟ้าก็จะสามารถคำนวณค่าแรงดันตกชั่วขณะได้

4.1.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้าโดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า จะไม่สามารถคำนวณเช่นเดียวกับการคำนวณหาแรงดันตกชั่ว

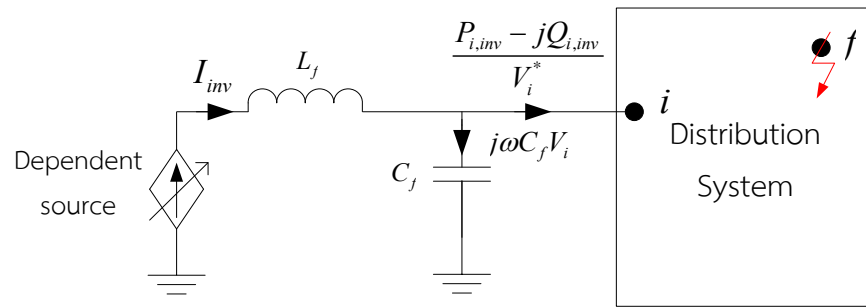
ขณะที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำได้ เนื่องมาจากโครงสร้างภายในของอินเวอร์เตอร์มีการควบคุมหรือจำกัดการจ่ายกระแสความผิดพลาดให้กับระบบไฟฟ้า

ในสภาวะปกติก่อนเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์สามารถควบคุมแรงดัน และ ควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่บัสเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ในรูปแบบการทำงานเป็นแบบควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าหรือบัสโหลดเท่านั้น ซึ่งทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่พิจารณามีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นขนาดที่ค่อนข้างเล็กจึงไม่เหมาะสมสำหรับนำมาใช้เพื่อรักษาระดับแรงดันให้กับระบบไฟฟ้า

ในขณะที่เกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ จะอาศัยการไหลของกำลังไฟฟ้าในการหาค่าแรงดันตกชั่วขณะโดยใช้วิธี นิวตัน – ราฟสัน ซึ่งแตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่อาศัยการไหลของกำลังไฟฟ้าในการหาค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า และอาศัยทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) ในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ ซึ่งการหาค่าแรงดันตกชั่วขณะในระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1.3.1 วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้าทำให้แรงดันที่บัสต่างๆในระบบไฟฟารวมทั้งบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่เกิดการเปลี่ยนแปลง ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพยายามที่จะจ่ายกระแสเพิ่มขึ้นเพื่อเป็นการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในสภาวะปกติ แต่ด้วยโครงสร้างของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีลักษณะเฉพาะตัวที่สามารถจำกัดกระแสความผิดพลาดที่จ่ายออกไปให้ระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งโดยทั่วไปกระแสความผิดพลาดถูกจำกัดไว้ที่ 1.2 – 1.5 เท่าของกระแสปกติ [27] ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีขีดจำกัดกระแสความผิดพลาดที่จ่ายให้กับระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1.5 เท่าของกระแสปกติ และอาศัยวิธีของ นิวตัน – ราฟสัน ในการหาค่าผลเฉลยของกำลังไฟฟ้าหรือแรงดันตกชั่วขณะ เฉพาะกรณีของวงจรลำดับบวก ส่วนในกรณีของวงจรลำดับลบ และวงจรลำดับศูนย์จะอาศัยแรงดันในลำดับบวกที่ได้จากการหาค่าผลเฉลยด้วยวิธี นิวตัน – ราฟสัน และอิมพีแดนซ์สมมูลลำดับลบและลำดับศูนย์ของวงจรในการคำนวณ เมื่อได้แรงดันลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์จากการคำนวณก็จะสามารถคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะได้ที่เกิดขึ้นในแต่ละลำดับเฟสได้ [11]



ภาพที่ 4.6 กระแสความผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ (I_{inv}) ที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

ภาพที่ 4.6 แสดงวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ลำดับบวกที่ถูกเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าผ่านตัวเก็บประจุ (C_j) และตัวเหนี่ยวนำ (L_j) ของตัวกรอง (Filter) ที่บัส i ขณะเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้าที่บัส f โดยที่กระแสความผิดพลาดที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ I_{inv} มีค่าตามสมการที่ (4.48) ซึ่งจะเห็นว่าค่าของกระแสความผิดพลาดขึ้นอยู่กับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

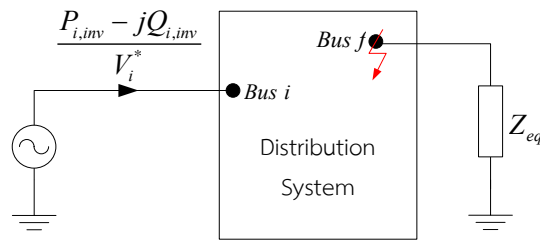
$$I_{inv} = \frac{P_{i,inv} - jQ_{i,inv}}{V_i^*} + j\omega C_j V_i \quad (4.48)$$

โดยที่	I_{inv}	คือ กระแสความผิดพลาดที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์
	$P_{i,inv}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ที่บัส i
	$Q_{i,inv}$	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ที่บัส i
	C_j	คือ ค่าของตัวเก็บประจุของตัวกรอง (Filter)
	V_i	คือ แรงดันที่บัส i

จากสมการที่ (4.48) หากกระแสความผิดพลาดที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีค่ามากกว่า 1.5 เท่าของกระแสปกติ กระแสความผิดพลาดที่อินเวอร์เตอร์ จะถูกจำกัดให้มีค่าเท่ากับ 1.5 เท่าตามสมการที่ (4.49)

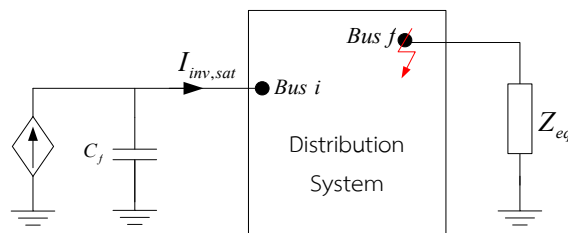
$$I_{inv,sat} = 1.5 \times \left(\frac{P_{i,inv} - jQ_{i,inv}}{V_{i,pref}^*} \right) \quad (4.49)$$

โดยที่	$I_{inv,sat}$	คือ กระแสความผิดพลาดที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีค่าเป็น 1.5 เท่าของกระแสปกติ
	$V_{i,pref}$	คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส i



ภาพที่ 4.7 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ลำดับบวก

เมื่อ $I_{inv} \leq I_{inv,sat}$



ภาพที่ 4.8 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ลำดับบวก

เมื่อ $I_{inv} > I_{inv,sat}$

ขณะที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จะทำการตรวจสอบเงื่อนไขว่ากระแสความผิดปกติที่อินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้า I_{inv} มีค่ามากกว่าหรือน้อยกว่า 1.5 เท่าของกระแสปกติ $I_{inv,sat}$ หาก I_{inv} มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ $I_{inv,sat}$ กระแสความผิดปกติที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าจะไม่มีเปลี่ยนแปลงดังภาพที่ 4.7 แต่หากกรณีที่ I_{inv} มีมากกว่า $I_{inv,sat}$ กระแสความผิดปกติที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับ $I_{inv,sat}$ ดังภาพที่ 4.8

จากหลักการที่กล่าวมาทั้งหมดนั้น ในสภาวะปกติกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้จะมีค่าดังสมการที่ (4.50) และ (4.51) เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจากสมการที่ (4.50) และ (4.51) จะถูกเปลี่ยนเป็นสมการที่ (4.52) และ (4.53) เนื่องจากมีผลของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าในพจน์ที่สอง

ในกรณีที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้าเมื่อทำการตรวจสอบกระแสความผิดปกติ I_{inv} มีค่าไม่เกินกระแสที่จำกัดไว้ $I_{inv,sat}$ กำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้ยังคงเป็นไปตามสมการที่ (4.52) และ (4.53) แต่ในทางกลับกัน เมื่อทำการตรวจสอบกระแสความผิดปกติ I_{inv} มีค่ามากกว่ากระแสที่จำกัดไว้ $I_{inv,sat}$ กำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสมการที่ (4.52) และ (4.53) จะถูกเปลี่ยนเป็นสมการที่ (4.54) และ (4.55) อันเนื่องมาจากการจำกัดค่ากระแสความผิดปกติที่จ่ายให้กับระบบไฟฟ้า ดังนั้น

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งหมดเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้แต่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าบางส่วนเข้าสู่ระบบเท่านั้น เนื่องมาจากผลของการจำกัดค่ากระแสความผิดพลาดนั่นเอง

สมการที่ (4.50) และ (4.51) แสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.50)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.51)$$

สมการที่ (4.52) และ (4.53) แสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า และค่ากระแสความผิดพลาด I_{inv} มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับกระแสที่จำกัดไว้ $I_{inv,sat}$

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - P_{i,inv} \quad (4.52)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - Q_{i,inv} \quad (4.53)$$

สมการที่ (4.54) และ (4.55) แสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนกรณีเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ และค่ากระแสความผิดพลาด I_{inv} มีค่ามากกว่ากระแสที่จำกัดไว้ $I_{inv,sat}$

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,sat}| \cos(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (4.54)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + |V_i| |I_{inv,sat}| \sin(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (4.55)$$

เมื่อต้องการหาค่าผลเฉลยของการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี นิวตัน - ราฟสัน สามารถจัดรูปแบบสมการได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (4.56)$$

โดยที่ $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ คือ เมตริกซ์จาโคเบียนซึ่งมีค่าเท่ากับ

$$J^k = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^k}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^k}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (4.57)$$

จากสมการที่ (4.57) หากพิจารณาเมตริกซ์จาคอเป็นในพจน์ทแยงมุม (Diagonal) ของสมการที่ (4.52) และ (4.53) พบว่าเมตริกซ์จาคอเป็นในพจน์ทแยงมุมไม่มีการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบมีค่าคงที่ แต่หากพิจารณาสมการที่ (4.54) และ (4.55) พบว่าเมตริกซ์จาคอเป็นในพจน์ทแยงมุมเกิดการเปลี่ยนแปลงดังต่อไปนี้

พจน์ทแยงมุมของ J_1

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,sat}| \sin(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (4.58)$$

พจน์ทแยงมุมของ J_2

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i}^N |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |I_{inv,sat}| \cos(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (4.59)$$

พจน์ทแยงมุมของ J_3

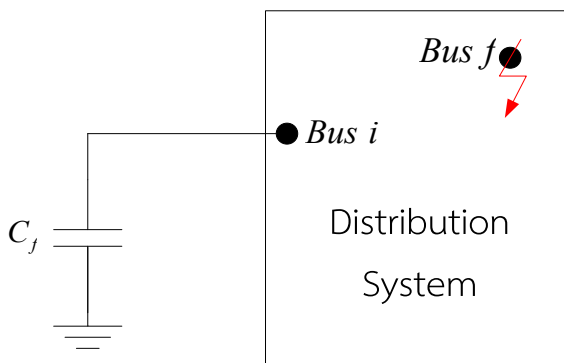
$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,sat}| \cos(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (4.60)$$

พจน์ทแยงมุมของ J_4

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i}^N |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + |I_{inv,sat}| \sin(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (4.61)$$

สาเหตุที่เมตริกซ์จาโคเบียนในพจน์ที่แยงมุม $J_1 J_2 J_3 J_4$ ตามสมการที่ (4.58) – (4.61) เกิดการเปลี่ยนแปลง เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับ การเปลี่ยนแปลงของขนาดของแรงดันและมุมเฟสของแรงดัน

จากภาพที่ 4.6 เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่บัส f ใดๆ จะมีอิมพีแดนซ์ความผิดปกติ Z_{eq} เชื่อมต่อบัสที่เกิดความผิดปกตินั้นๆ ซึ่งอิมพีแดนซ์ความผิดปกติดังกล่าวสามารถหาได้โดยอาศัยอิมพีแดนซ์ลำดับลบของวงจร อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจร และ ค่าอิมพีแดนซ์ของความผิดปกติ (Fault impedance) ซึ่งอิมพีแดนซ์ลำดับลบและอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจร เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ เป็นดังภาพที่ 4.9



ภาพที่ 4.9 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ลำดับลบและลำดับศูนย์

โดยที่ค่าอิมพีแดนซ์ความผิดปกติ Z_{eq} จะมีค่าแตกต่างกันตามประเภทของความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 อิมพีแดนซ์ความผิดปกติ Z_{eq} แบ่งตามประเภทของความผิดปกติ [10]

ประเภทของความผิดปกติ	หนึ่งเฟสลงดิน	เฟสถึงเฟส	เฟสถึงเฟสลงดิน
Z_{eq}	$Z_{ff}^n + Z_{ff}^z + 3z_f$	$Z_{ff}^n + z_f$	$\frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^n + (Z_{ff}^z + 3z_f)}$

โดยที่ Z_{ff}^n คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f
 Z_{ff}^z คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f
 z_f คือ ค่าอิมพีแดนซ์ของความผิดปกติ (Fault impedance)

กรณีของกระแสในวงจรลำดับลบและวงจรลำดับศูนย์ สามารถหาได้โดยอาศัยแรงดันในลำดับบวกที่ได้จากการหาค่าผลเฉลยด้วยวิธี นิวตัน – ราฟสัน และอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรในการคำนวณ ดังตารางที่ 4.2 [11]

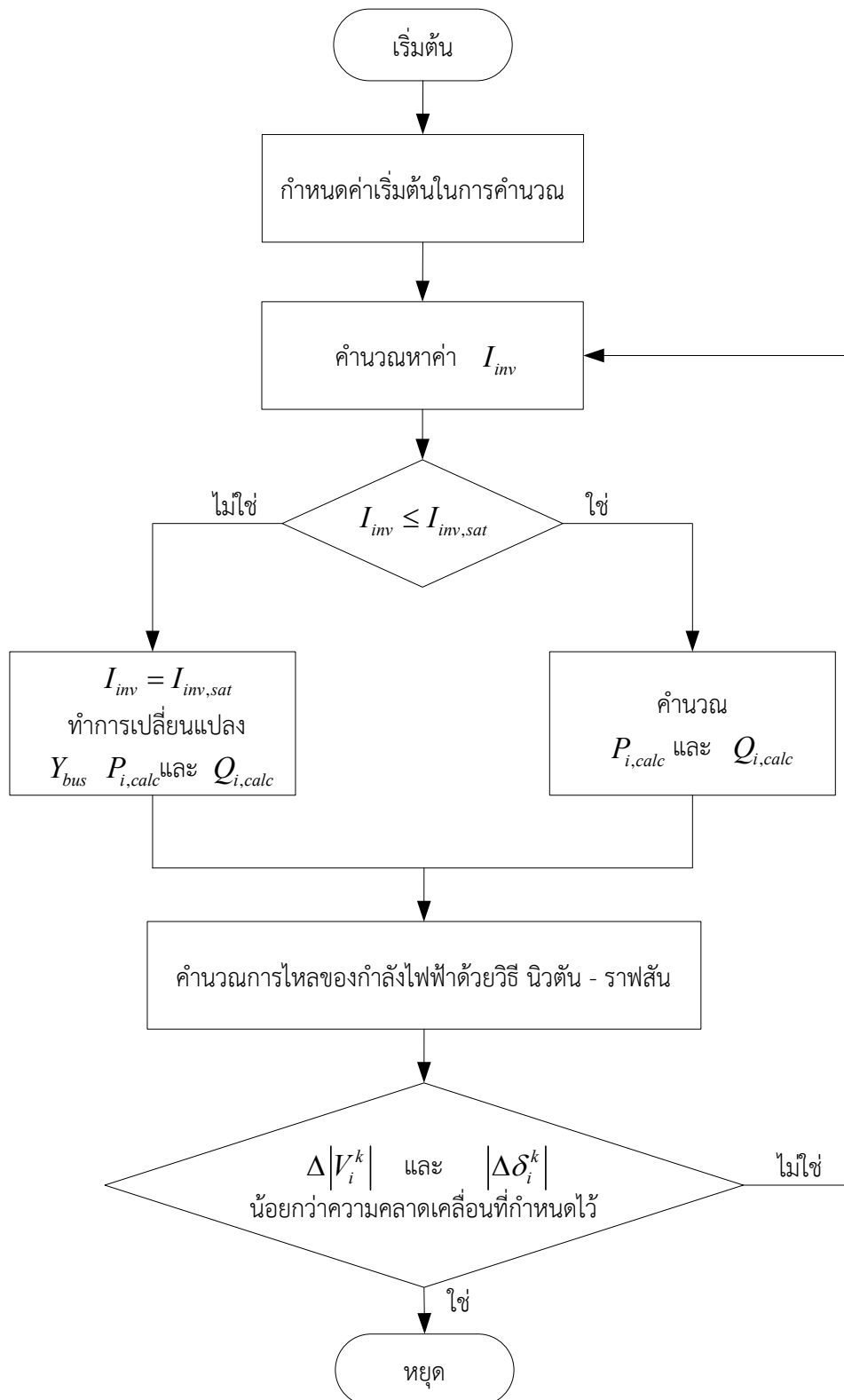
ตารางที่ 4.2 กระแสความผิดพลาดลำดับลบและลำดับศูนย์โดยแบ่งตามประเภทของความผิดพลาด

ประเภทของความผิดพลาด	หนึ่งเฟสลงดิน	เฟสถึงเฟส	เฟสถึงเฟสลงดิน
กระแสลำดับลบ I_f^n	$I_f^n = I_f^p = \frac{V_f^p}{Z_{eq}}$	$I_f^n = -I_f^p = -\frac{V_f^p}{Z_{eq}}$	$I_f^n = -\frac{V_f^p}{Z_{ff}^n}$
กระแสลำดับศูนย์ I_f^z	$I_f^z = I_f^p = \frac{V_f^p}{Z_{eq}}$	$I_f^z = 0$	$I_f^z = -\frac{V_f^p}{Z_{ff}^z + 3z_f}$

โดยที่	I_f^n	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^z	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	I_f^p	คือ กระแสความผิดพลาดลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	V_f^p	คือ แรงดันขณะเกิดความผิดพลาดที่บัส f
	Z_{eq}	คือ อิมพีแดนซ์ความผิดพลาดสมมูล
	Z_{ff}^n	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f
	Z_{ff}^z	คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f
	z_f	คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดพลาด (Fault impedance)

ดังนั้นแรงดันตกชั่วขณะในทุกๆลำดับเฟส สามารถคำนวณได้โดยอาศัยทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) ดังหัวข้อที่ 2.4 ตามสมการที่ (2.21) - (2.27)

ขั้นตอนในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะลำดับบวกในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์สามารถแสดงได้ดัง ภาพที่ 4.10



ภาพที่ 4.10 ขั้นตอนในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะลำดับบวกในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

จากภาพที่ 4.10 ขั้นตอนในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะลำดับบวกในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เป็นดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 อ่านข้อมูลที่ให้มา

ขั้นตอนที่ 2 กำหนดค่าเริ่มต้น

- ค่าความคลาดเคลื่อน ε
- แรงดัน $|V_i^0|$ และมุมเฟส δ_i^0
- คำนวณกำลังไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i
 $P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di}$ และ $Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$
- ประเภทของความผิดพลาด
- ค่า Z_{eq}

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณหาค่ากระแสความผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

$$I_{inv} = \frac{P_{i,inv} - jQ_{i,inv}}{V_i^*} + j\omega C_f V_i$$

ขั้นตอนที่ 4 เปรียบเทียบกระแส I_{inv} และ $I_{inv,sat}$

- หากค่า I_{inv} มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ $I_{inv,sat}$ ทำขั้นตอนถัดไป
- หากค่า I_{inv} มีค่ามากกว่า $I_{inv,sat}$ ทำการจำกัดกระแสให้ I_{inv} มีค่าเท่ากับ $I_{inv,sat}$

1) ทำการเปลี่ยนแปลง Y_{bus} โดยรวมผลของ C_f ในวงจร

2) ทำการเปลี่ยนแปลงสมการกำลังไฟฟ้า

$$P_{i,calc} = |V_i| \left| \sum_{j=1}^N Y_{ij} |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \right| - |V_i| |I_{inv,sat}| \cos(\alpha_{inv,sat} - \delta_i)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \left| \sum_{j=1}^N Y_{ij} |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \right| + |V_i| |I_{inv,sat}| \sin(\alpha_{inv,sat} - \delta_i)$$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี นิวตัน - ราฟสัน โดยที่

- คำนวณหา $\Delta P_i^k = P_{i,sch}^k - P_{i,calc}^k$ และ $\Delta Q_i^k = Q_{i,sch}^k - Q_{i,calc}^k$

$$- \text{ คำนวณหา } \begin{bmatrix} \Delta \delta_i^k \\ \Delta |V_i^k| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i^k \\ \Delta Q_i^k \end{bmatrix}$$

- ทำการปรับปรุงขนาดและมุมเฟสของแรงดันในทุกๆบัส

$$|V_i^{k+1}| = |V_i^k| + \Delta |V_i^k| \quad \text{และ} \quad \delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i^k$$

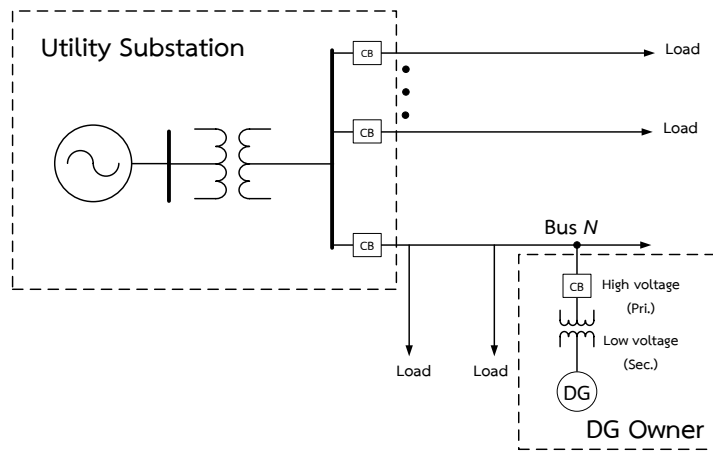
ขั้นตอนที่ 6 ตรวจสอบค่า $\Delta |V_i^k|$ และ $|\Delta \delta_i^k|$ ว่ามีค่าน้อยกว่า ε หรือไม่

- หากค่า $\Delta |V_i^k|$ และ $|\Delta \delta_i^k|$ มีค่ามากกว่า ε กลับไปทำขั้นตอนที่ 3
- หากค่า $\Delta |V_i^k|$ และ $|\Delta \delta_i^k|$ มีค่าน้อยกว่า ε จึงหยุดการคำนวณ

ขั้นตอนที่ 7 แรงดันแรงดันตกชั่วขณะในวงจรลำดับบวกมีค่าเท่ากับ $|V_i^{k+1}|$ และ δ_i^{k+1}

4.2 รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ที่แตกต่างกันหรือการต่อขดลวดของหม้อแปลงที่ต่างกันทำให้อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ (Zero sequence) เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่อิมพีแดนซ์ลำดับบวก (Positive sequence) และอิมพีแดนซ์ลำดับลบ (Negative sequence) ยังคงมีค่าเท่าเดิม หากอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรเปลี่ยนแปลงไปจะส่งผลกระทบต่อกระแสความผิดพลาดประเภทลงดินและส่งผลกระทบต่อขนาดแรงดันตกชั่วขณะให้เปลี่ยนแปลงไปด้วย จากภาพที่ 4.11 หากเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงที่บัส N ก็จะสามารถหาค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรเมื่อเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบต่างๆ [1] ได้ดังตารางที่ 4.3

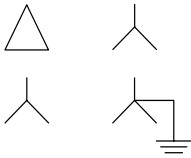
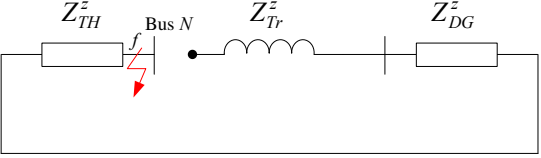
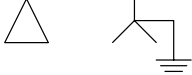
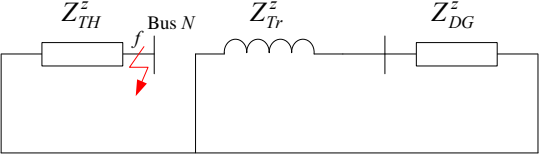
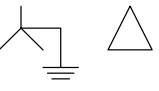
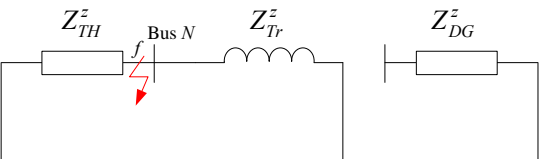
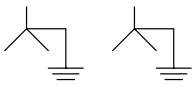
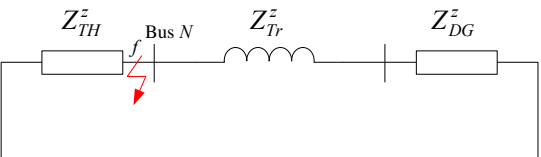


ภาพที่ 4.11 รูปแบบการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบต่างๆ

ตารางที่ 4.3 ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรเมื่อเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบต่างๆ

รูปแบบ (HV LV) (System DG side)	วงจรสมมูลลำดับศูนย์	Z_{zero}
		$Z_{zero} = Z_{TH}^z$
		$Z_{zero} = Z_{TH}^z$

ตารางที่ 4.3 ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรเมื่อเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบต่างๆ (ต่อ)

รูปแบบ (HV LV) (System DG side)	วงจรสมมูลลำดับศูนย์	Z_{zero}
		$Z_{zero} = Z_{TH}^z$
		$Z_{zero} = Z_{TH}^z$
		$Z_{zero} = \frac{Z_{Tr}^z \times Z_{TH}^z}{Z_{Tr}^z + Z_{TH}^z}$
		$Z_{zero} = \frac{(Z_{DG}^z + Z_{Tr}^z) \times Z_{TH}^z}{(Z_{DG}^z + Z_{Tr}^z) + Z_{TH}^z}$

โดยที่	Z_{zero}	คือ อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจร
	Z_{TH}^z	คือ อิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรหลังจุดที่เกิดความผิดปกติ
	Z_{Tr}^z	คือ อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของหม้อแปลง
	Z_{DG}^z	คือ อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของ DG

จากตารางที่ 4.3 พิจารณาอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรเมื่อเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบต่างๆสามารถแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบคือ

รูปแบบที่ 1 หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบ เดลต้า-เดลต้า วาย-เดลต้า
วายลงดิน-วาย เดลต้า-วาย วาย-วายลงดิน เดลต้า-วายลงดิน

การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบที่ 1 จะไม่มีกระแสลำดับศูนย์ของ DG มายังระบบไฟฟ้า โดยที่ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ขณะเกิดความผิดปกติมีค่าเท่ากับอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรหลังจุดที่เกิดความผิดปกติเดิมของระบบไฟฟ้า ซึ่งค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์ที่ได้มีค่าสูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับทั้งสามรูปแบบ

รูปแบบที่ 2 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-เดลต้า

การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบที่ 2 ทำให้กระแสลำดับศูนย์ที่อยู่ในระบบไฟฟ้า ไหลอยู่ในขดลวดปฐมภูมิที่มีการต่อแบบวายลงดิน โดยค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะที่เกิดความผิดปกติ มีค่าเท่ากับ Z_{Tr}^0 ขนานกับ Z_{TH}^0 ดังนั้นค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับศูนย์ของหม้อแปลงรูปแบบที่ 2 จึงมีค่าต่ำที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับทั้งสามรูปแบบ

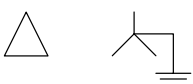
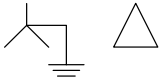
รูปแบบที่ 3 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน

การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบที่ 3 ลักษณะการต่อขดลวดเช่นนี้จะยอมให้กระแสลำดับศูนย์ของ DG ไหลเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์ที่คำนวณได้มีค่าอยู่ระหว่างหม้อแปลงรูปแบบที่ 1 และ หม้อแปลงรูปแบบที่ 2

หากความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติแบบลงดิน ได้แก่ หนึ่งเฟสลงดิน หรือ เฟสถึงเฟสลงดิน ค่ากระแสความผิดปกติที่เกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบต่างๆจะแตกต่างกัน เนื่องจากหม้อแปลงรูปแบบที่ 2 ให้กระแสความผิดปกติมีค่าสูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับทั้งสามรูปแบบ เนื่องจากอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรมีค่าต่ำที่สุด และหม้อแปลงรูปแบบที่ 3 และรูปแบบที่ 1 จะมีค่ากระแสความผิดปกติลดลงมาตามลำดับ เนื่องจากอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรมีค่ามากขึ้นตามลำดับ

สำหรับการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีข้อกำหนดที่แตกต่างกันดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG [31]

รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง (HV - LV)	ระดับแรงดัน
	220 โวลต์ 380 โวลต์ 22 กิโลโวลต์* 33 กิโลโวลต์*
	22 กิโลโวลต์* 33 กิโลโวลต์* 69 กิโลโวลต์ 115 กิโลโวลต์

หมายเหตุ *เฉพาะกรณีของการเชื่อมต่อ DG ซิงโครนัส ที่ระดับแรงดัน 22 และ 33 กิโลโวลต์ รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG สามารถเชื่อมต่อได้ 2 รูปแบบ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขนาดของ DG ที่ทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า หาก DG ที่ทำการเชื่อมต่อมีขนาดไม่เกิน 1 MW รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงคือ เดลต้า - วายลงดิน หาก DG ที่ทำการเชื่อมต่อมีขนาดเกิน 1 MW รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงคือ วายลงดิน - เดลต้า

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ดังนั้นรูปแบบหม้อแปลงของ DG ที่ถูกนำมาพิจารณาคือ รูปแบบ เดลต้า – วายลงดิน (รูปแบบที่ 1) เพื่อใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีขนาดไม่เกิน 1 MW เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ และรูปแบบ วายลงดิน – เดลต้า (รูปแบบที่ 2) เพื่อใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีขนาดมากกว่า 1 MW

บทที่ 5

การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค

เนื้อหาในบทนี้ประกอบไปด้วย หลักการพื้นฐาน และขั้นตอนของอัลกอริทึมการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (PSO)

โดยปกติแล้วการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่งผลกระทบในหลายๆด้าน ดังที่กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 3.2 ซึ่งหากเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายด้วยตำแหน่งหรือขนาดที่ไม่เหมาะสมแล้ว อาจส่งผลเสียให้กับระบบไฟฟ้า ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสม ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตามเงื่อนไขที่ต้องการ เพื่อให้มีความเหมาะสมกับระบบไฟฟ้านั้นๆ

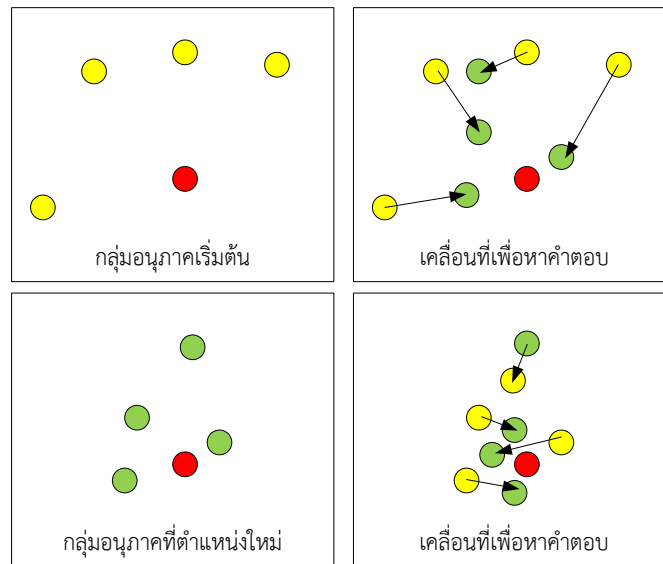
การหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยทั่วไปมีหลายวิธี ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกใช้วิธี การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) ซึ่งเป็นอัลกอริทึมที่ไม่มีความซับซ้อนและง่ายต่อการทำความเข้าใจ เนื่องจากมีพารามิเตอร์เพียงไม่กี่ตัวที่ใช้ในการคำนวณ อีกทั้งยังสามารถนำวิธีนี้ไปปรับใช้กับอัลกอริทึมอื่นๆได้

5.1 หลักการพื้นฐานของ PSO

การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) เป็นการเลียนแบบการเคลื่อนที่ของฝูงนกหรือฝูงปลาที่ได้จากการสังเกตธรรมชาติ ซึ่งการเคลื่อนที่ของฝูงนกหรือฝูงปลาเป็นการเคลื่อนที่ขององค์ประกอบย่อยๆ ที่เคลื่อนที่อย่างประสานเวลาสามารถแยกตัวออกจากฝูง แล้วรวมตัวกลับเข้ามาในฝูงอีกครั้ง PSO เป็นการคำนวณเชิงวิวัฒนาการ โดยมีการสุ่มสร้างประชากรเริ่มต้น เพื่อใช้ในการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดด้วยการปรับประชากรนั้นๆ ในทุกรอบของการคำนวณ หรือ Generation ซึ่งคำตอบของระบบถูกแทนด้วยอนุภาค (Particle) ซึ่งมีการเคลื่อนที่ไปในปริภูมิค้นหา (Search space) และมีทิศทางตามอนุภาคที่ใกล้เคียงกับคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในขณะนั้นๆ กล่าวคือ การเคลื่อนที่เป็นกลุ่มประกอบไปด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค โดยที่แต่ละอนุภาคเป็นตัวแทนของคำตอบของระบบที่ต้องการค้นหา อนุภาคเหล่านี้จะทำการเคลื่อนที่ไปในปริภูมิค้นหา โดยตำแหน่งของแต่ละอนุภาคนั้นจะมีการเปลี่ยนแปลงไปตามข้อมูลหรือสถานะที่ผ่านมาและข้อมูลจากอนุภาคภายในกลุ่มด้วยตัวเอง [15, 34, 35]

จากภาพที่ 5.1 แสดงการค้นหาคำตอบด้วยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค เมื่ออนุภาคแต่ละอนุภาคมีทิศทางในการค้นหาคำตอบที่แตกต่างกัน เมื่ออนุภาคใดพบคำตอบที่ดีที่สุด อนุภาคนั้นจะส่งสัญญาณมายังกลุ่ม เพื่อให้ทุกๆอนุภาคนั้นเคลื่อนที่เข้าสู่คำตอบ โดยที่อนุภาคแต่ละอนุภาคนั้นมีทิศทางเคลื่อนที่ขึ้นอยู่กับค่าความเหมาะสมของตัวเอง (Personal best fitness, *pbest*) และของกลุ่ม (Global best fitness, *gbest*) ทั้งนี้แต่ละอนุภาคจะทำการประเมินความเหมาะสมเพื่อดูทิศทางที่เคลื่อนที่ไปว่ามีโอกาสเจอคำตอบมากขึ้นเพียงใด หากทิศทางที่

เคลื่อนที่ไป ไม่มีโอกาสพบคำตอบ อนุภาคนั้นจะเคลื่อนที่มายังตำแหน่งเดิม และสังเกตอนุภาคอื่นๆ ว่ามีทิศทางการเคลื่อนที่เข้าสู่คำตอบทิศทางใด จากนั้นอนุภาคนั้นก็จะเบนหรือเปลี่ยนทิศทางเพื่อค้นหาคำตอบของกลุ่มต่อไป ซึ่งคำตอบของกลุ่มที่ต้องการคือ *gbest*



ภาพที่ 5.1 การเคลื่อนที่ของอนุภาคเข้าหาคำตอบ

5.2 ขั้นตอนของอัลกอริทึม PSO

ขั้นตอนการทำงานพื้นฐานของการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาคมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 ทำการสุ่มค่าเวกเตอร์ตำแหน่งและความเร็วของแต่ละอนุภาคในกลุ่มประชากร โดยที่เวกเตอร์ตำแหน่งของอนุภาคมีมิติเท่ากับ N ซึ่งเป็นขนาดของตัวแปรในปัญหาที่ต้องการค้นหา ดังนั้นตำแหน่งของอนุภาคสามารถแสดงในรูปของเวกเตอร์ \vec{p}_i ขนาด N ได้ และสุ่มค่าความเร็วของแต่ละอนุภาคที่มีมิติเท่ากับ N ด้วย โดยเรียกว่าเวกเตอร์ความเร็ว (Velocity vector) กำหนดให้ \vec{v}_i แทนเวกเตอร์ความเร็วดังกล่าว ซึ่งแต่ละองค์ประกอบของเวกเตอร์ความเร็วจะเป็นค่าความเร็วของแต่ละตัวแปรในอนุภาคนั้นเอง ดังนั้นตำแหน่งของอนุภาค P_i จะเปลี่ยนแปลงไปตามสมการที่ (5.1) ซึ่งได้จากการบวกเวกเตอร์ตำแหน่งเข้ากับเวกเตอร์ความเร็วดังนี้

$$\vec{p}_i(t) = \vec{p}_i(t-1) + \vec{v}_i(t) \quad (5.1)$$

ขั้นตอนที่ 2 ทำการประเมินค่าความเหมาะสมหรือฟังก์ชันวัตถุประสงค์ F แต่ละอนุภาค ซึ่งการประเมินค่าดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับปัญหาที่กำหนดไว้ โดยที่ค่าความเหมาะสมที่ได้จากการประเมินจะถูกพิจารณาแยกเป็น 2 กรณีดังนี้

- กรณีที่ 1 เมื่อค่าความเหมาะสมของอนุภาค P_i มีค่าดีกว่า ค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดของทั้งกลุ่มอนุภาคแบบวงกว้าง ($gbest$) หรือ $F(\vec{p}_i(t)) < gbest$ (กรณีที่ต้องการหาค่าที่น้อยที่สุด) ให้ทำการบันทึกค่าความเหมาะสมของระบบ และค่าเวกเตอร์ตำแหน่งของอนุภาคนั้นๆ ดังสมการที่ (5.2) และ (5.3)

$$gbest = F(\vec{p}_i(t)) \quad (5.2)$$

$$\vec{p}_{gbest} = \vec{p}_i(t) \quad (5.3)$$

- กรณีที่ 2 เมื่อค่าความเหมาะสมของอนุภาค P_i มีค่าดีกว่า ค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดของอนุภาคนั้นๆ ($pbest_i$) หรือ $F(\vec{p}_i(t)) < pbest_i$ ให้ทำการบันทึกค่าความเหมาะสม และเวกเตอร์ตำแหน่งของอนุภาคไว้ใน $pbest_i$ ดังสมการที่ (5.4) และ (5.5)

$$pbest_i = F(\vec{p}_i(t)) \quad (5.4)$$

$$\vec{p}_{pbest_i} = \vec{p}_i(t) \quad (5.5)$$

ขั้นตอนที่ 3 ทำการปรับค่า ความเร็วของอนุภาค P_i ดังนี้

$$\vec{v}_i(t) = \omega_i \vec{v}_i(t-1) + \rho_p [\vec{p}_{pbest_i} - \vec{p}_i(t)] + \rho_g [\vec{p}_{gbest} - \vec{p}_i(t)] \quad (5.6)$$

โดยที่ ρ_p และ ρ_g เป็นตัวแปรสุ่ม โดยเทอมที่สองของสมการข้างต้น เรียกว่าองค์ประกอบเชิงปริชาน (Cognitive component) และ เทอมสุดท้าย เรียกว่าองค์ประกอบทางสังคม (Social component)

ω เป็นค่าน้ำหนักความเฉื่อย ใช้สำหรับลดความเร็วของอนุภาค โดยกำหนดให้ ω เป็นไปตามสมการที่ (5.7)

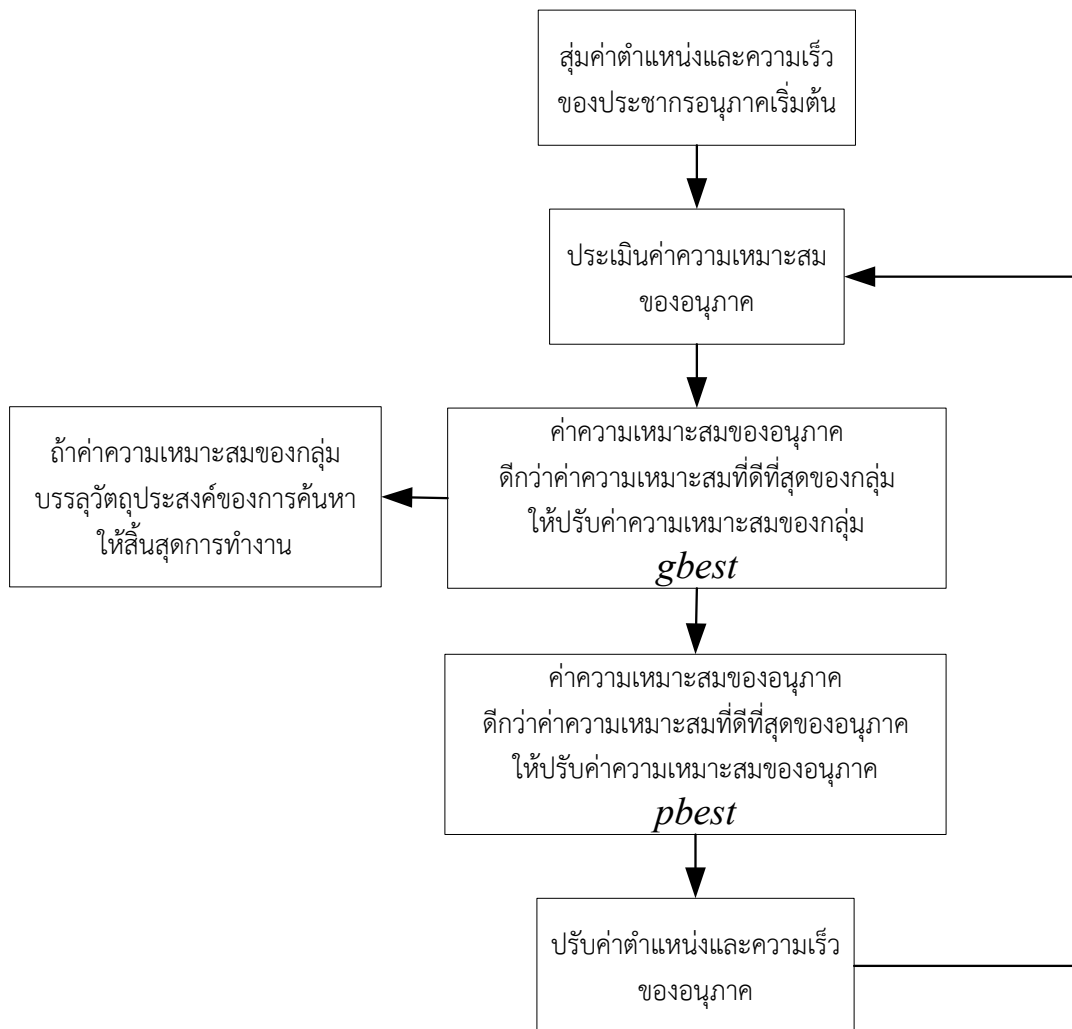
$$\omega_i = \omega_{\max} - \left(\frac{\omega_{\max} - \omega_{\min}}{iteration_{\max}} \times iteration \right) \quad (5.7)$$

โดยที่	ω_{\max}	คือ ค่าน้ำหนักความเฉื่อยสูงสุด
	ω_{\min}	คือ ค่าน้ำหนักความเฉื่อยต่ำสุด
	$iteration$	คือ รอบการทำงานปัจจุบัน
	$iteration_{\max}$	คือ รอบการทำงานสูงสุด

กำหนดให้ $\omega_{\min} = 0.4$ และ $\omega_{\max} = 0.9$ [36 - 37]

- ขั้นตอนที่ 4 ทำการปรับค่าเวกเตอร์ตำแหน่งของอนุภาค P_i สมการที่ (5.1)
- ขั้นตอนที่ 5 ทำการปรับค่าตัวแปรเวลา $t = t + 1$ และ ดำเนินการขั้นตอนทั้งหมดกับอนุภาคถัดไป ในกลุ่มประชากร จนครบทุกอนุภาค
- ขั้นตอนที่ 8 วนรอบการทำงานทั้งหมด จนกระทั่งมีการเข้าสู่ค่าตอบของอนุภาคที่ดีที่สุดในกลุ่มหรือตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้

จากขั้นตอนการทำงานพื้นฐานของการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาคที่กล่าวมาแล้วสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 5.2



ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการทำงานพื้นฐานของ PSO

โดยปกติแล้วการค้นหาคำตอบด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาคจะทำการกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการค้นหาไว้ หรือการค้นหาสามารถสิ้นสุดลง เมื่อค่า g_{best} บรรลุวัตถุประสงค์ของการค้นหา จากสมการที่ (5.6) องค์กรประกอบเชิงปริชานจะแทนประสบการณ์ การค้นหาคำตอบของแต่ละอนุภาค ในขณะที่องค์กรประกอบเชิงสังคมจะแทนประสบการณ์ การค้นหาของกลุ่มอนุภาค หากไม่พิจารณาองค์กรประกอบเชิงสังคมในการปรับค่าเวกเตอร์ความเร็ว PSO จะเป็นแบบเฉพาะที่ (Local best) โดยที่ค่าของ ρ_p เป็นค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการสุ่ม และถูกกำหนดขนาดโดยผู้ใช้ ซึ่งพารามิเตอร์นี้จะใช้เพื่อกำหนดขนาดเส้นทางเดินของอนุภาคออกจากตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด หากค่า ρ_p ไม่เหมาะสมจะทำให้เส้นทางเดินของอนุภาคมีการกวัดแกว่ง เช่นเดียวกับกับ ρ_g ก็เป็นพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำกัดเส้นทางเดินของกลุ่มอนุภาค ทั้งค่า ρ_p และ ρ_g สามารถหาได้จาก $\rho_p = r_p c_p$ และ $\rho_g = r_g c_g$ โดยที่ r_p, r_g เป็นตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) ระหว่าง 0 ถึง 1 หรือ $r_p, r_g \in U(0,1)$ และ c_p, c_g เป็นค่าคงที่ความเร่ง ซึ่งตามปกติความสัมพันธ์ระหว่างค่าทั้งสองจะเป็นไปตามสมการที่ (5.8)

$$c_p + c_g \leq 4 \quad (5.8)$$

โดยค่า c_p และ c_g จะเป็นตัวกำหนดการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค ซึ่งหากค่าของ $c_g > c_p$ จะส่งผลให้อนุภาคเคลื่อนที่รอบๆ คำตอบที่ดีที่สุด (Global) ในขณะที่ หาก $c_p > c_g$ จะส่งผลให้แต่ละอนุภาคนั้นเคลื่อนที่รอบๆ คำตอบที่ดีที่สุดเฉพาะถิ่น (Local) ของอนุภาคนั้นๆ ทำให้แต่ละอนุภาคเคลื่อนที่เป็นอิสระต่อกัน ดังนั้นจากสมการที่ (5.6) จะเปลี่ยนเป็นสมการที่ (5.9)

$$\vec{v}_i(t) = \omega_i \vec{v}_i(t-1) + r_p c_p [\bar{p}_{pbest,i} - \vec{p}_i(t)] + r_g c_g [\bar{p}_{gbest} - \vec{p}_i(t)] \quad (5.9)$$

จากหลักการและขั้นตอนของ PSO ทั้งหมดที่ได้กล่าวมา จะนำไปประยุกต์เพื่อใช้ในการหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อไป

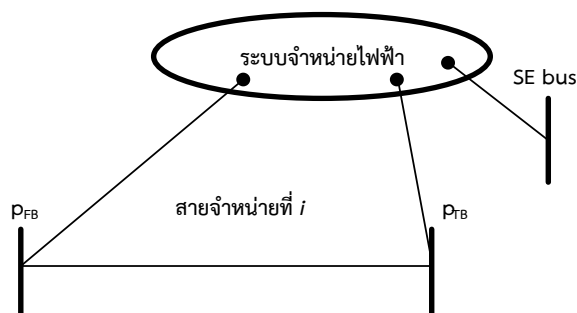
บทที่ 6 วิธีการทดสอบ

เนื้อหาในบทนี้จะแสดงวิธีการทดสอบซึ่งประกอบไปด้วย การหาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) การหาค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) การหาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) และการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

6.1 พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ

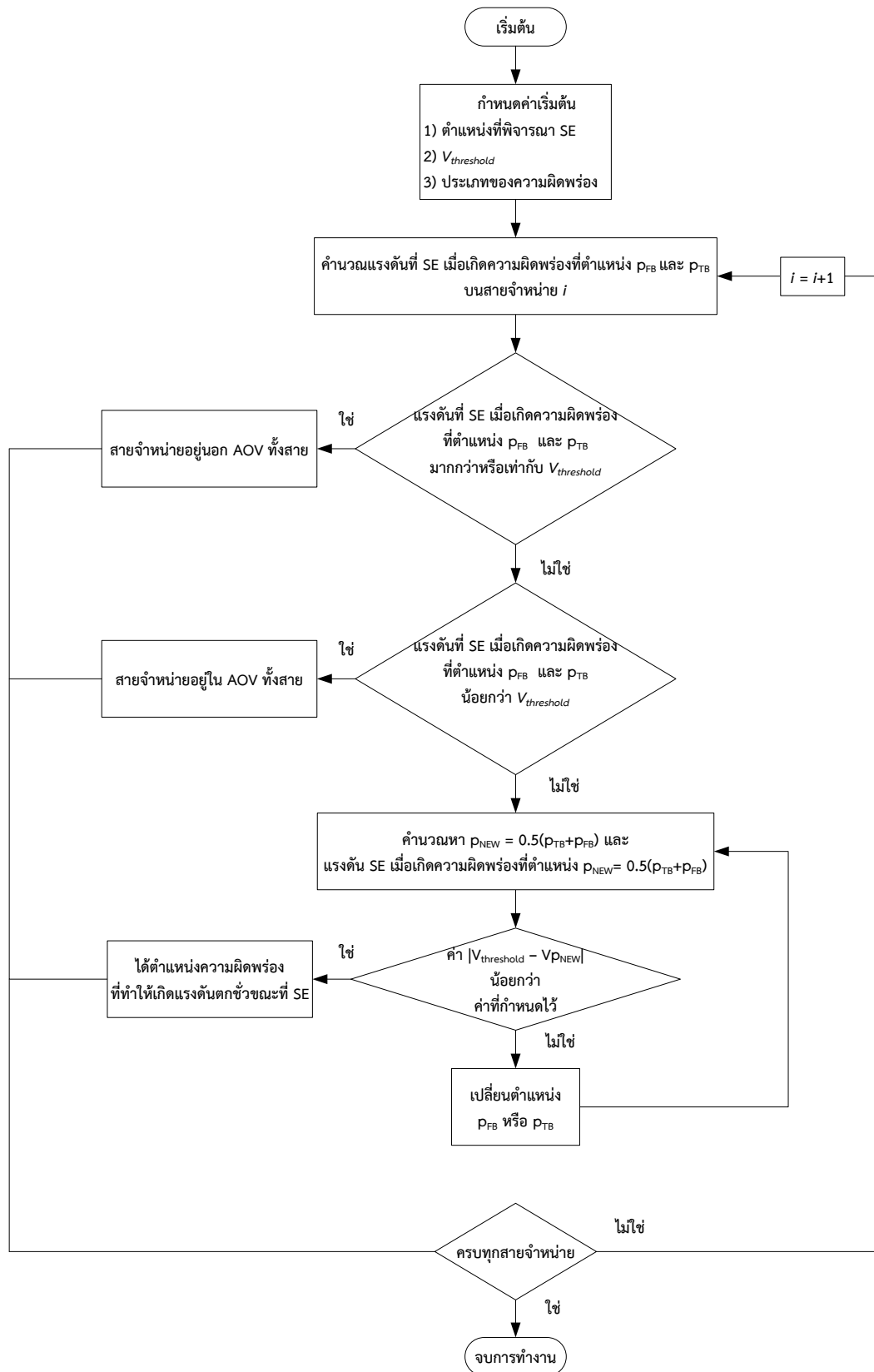
การหาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) สามารถวิเคราะห์ได้ 2 วิธีคือ วิธีตำแหน่งความผิดพลาด (Method of fault positions) ซึ่งเป็นการคำนวณความผิดพลาดหลายๆ ตำแหน่งในระบบไฟฟ้า แล้วส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่พิจารณาเพียงตำแหน่งเดียว [38] และวิธีระยะวิกฤต (Method of critical distances) ซึ่งเป็นการคำนวณหาตำแหน่งของความผิดพลาดที่ส่งผลให้ตำแหน่งที่พิจารณาเกิดแรงดันตกชั่วขณะ [38, 39] ทั้งนี้จะพิจารณาเฉพาะขนาดของแรงดันเท่านั้น

ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีตำแหน่งความผิดพลาด โดยระบุตำแหน่งของความผิดพลาดด้วยวิธีแบ่งครึ่งช่วง (Bisection method) ซึ่งเป็นวิธีที่ไม่ซับซ้อนและเหมาะสมสำหรับปัญหาที่ทราบช่วงของคำตอบแน่นอน [40] ทั้งนี้จะต้องกำหนด ตำแหน่งที่มีอุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะ (SE) และค่าแรงดันวิกฤต ($V_{\text{threshold}}$) ของ SE ในการหาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะทำได้โดย คำนวณหาจุดวิกฤต (Critical point) บนสายจำหน่ายทุกเส้นในระบบไฟฟ้า โดยที่จุดวิกฤต คือ ตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดแล้วจะทำให้แรงดันที่ SE มีค่าเท่ากับแรงดันวิกฤต โดยกำหนดให้สายจำหน่าย i ใดๆ เป็นดังภาพที่ 6.1 และมีขั้นตอนในการหาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) แสดงดังภาพที่ 6.2



ภาพที่ 6.1 ตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดบนจำหน่าย i

โดยที่ P_{FB} คือ ตำแหน่งต้นทางบนสายจำหน่าย
 P_{TB} คือ ตำแหน่งปลายทางบนสายจำหน่าย



ภาพที่ 6.2 ขั้นตอนการหาค่า AOV

- การหา AOV จากภาพที่ 6.2 มีขั้นตอนดังต่อไปนี้
- ขั้นตอนที่ 1 กำหนดค่าเริ่มต้นในการคำนวณ ได้แก่ ตำแหน่งที่ SE ค่าแรงดันวิกฤตของ SE และ ประเภทของความผิดพลาด
- ขั้นตอนที่ 2 คำนวณหาแรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} และ p_{TB} บนสายจำหน่าย i
- ขั้นตอนที่ 3 เปรียบเทียบแรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} และ p_{TB} กับค่าแรงดันวิกฤตที่ SE
- แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} และ p_{TB} มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับแรงดันวิกฤต แสดงว่าสายจำหน่ายที่กำลังพิจารณาอยู่นอก AOV ทั้งสาย ให้ข้ามไปทำในขั้นตอนที่ 8
 - แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} และ p_{TB} ไม่ตรงตามเงื่อนไขก่อนหน้า ให้ทำขั้นตอนถัดไป
- ขั้นตอนที่ 4 เปรียบเทียบแรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} และ p_{TB} กับค่าแรงดันวิกฤตที่ SE
- แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} และ p_{TB} มีค่าน้อยกว่าแรงดันวิกฤต แสดงว่าสายจำหน่ายที่กำลังพิจารณาอยู่ภายใน AOV ทั้งสาย ให้ข้ามไปทำในขั้นตอนที่ 8
 - แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} และ p_{TB} หรือ แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{TB} และ p_{FB} มีค่าน้อยกว่า และมากกว่า แรงดันวิกฤตตามลำดับ ให้ทำขั้นตอนถัดไป
- ขั้นตอนที่ 5 คำนวณหาตำแหน่งความผิดพลาดโดยที่ $p_{NEW} = 0.5(p_{FB} + p_{TB})$ และคำนวณแรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW}
- ขั้นตอนที่ 6 เปรียบเทียบ แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW} กับแรงดันวิกฤต
- ผลต่างของแรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW} กับแรงดันวิกฤต น้อยกว่าหรือเท่ากับ 10^{-6} จะได้ตำแหน่งความผิดพลาดที่ทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะที่ SE
 - ผลต่างของแรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW} กับแรงดันวิกฤต มากกว่า 10^{-6} ให้ทำขั้นตอนถัดไป
- ขั้นตอนที่ 7 เปลี่ยนตำแหน่งของความผิดพลาด p_{FB} หรือ p_{TB} ให้เหมาะสม โดยที่
- แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} มีค่าน้อยกว่าแรงดันวิกฤต และ แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{TB} มีค่ามากกว่าแรงดันวิกฤต

- แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW} มีค่ามากกว่าแรงดันวิกฤต เปลี่ยนตำแหน่งของความผิดพลาด $p_{TB} = p_{NEW}$
- แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW} มีค่าน้อยกว่าแรงดันวิกฤต เปลี่ยนตำแหน่งของความผิดพลาด $p_{FB} = p_{NEW}$
- แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{FB} มีค่ามากกว่าแรงดันวิกฤต และ แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{TB} มีค่าน้อยกว่าแรงดันวิกฤต
 - แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW} มีค่ามากกว่าแรงดันวิกฤต เปลี่ยนตำแหน่งของความผิดพลาด $p_{FB} = p_{NEW}$
 - แรงดันที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง p_{NEW} มีค่าน้อยกว่าแรงดันวิกฤต เปลี่ยนตำแหน่งของความผิดพลาด $p_{TB} = p_{NEW}$
 เมื่อทำการปรับเปลี่ยนตำแหน่งของความผิดพลาด p_{FB} หรือ p_{TB} ให้กลับไปทำขั้นตอนที่ 5 อีกครั้ง

ขั้นตอนที่ 8 คำนวณสายจำหน่ายถัดไป ให้ครบทุกสายจำหน่าย
 ขั้นตอนที่ 10 สิ้นสุดการทำงาน

การหาค่าความถี่หรือจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) สามารถคำนวณได้จากความยาวของสายที่อยู่ภายในพื้นที่ AOV และอัตราการเกิดความผิดพลาดของสาย (Line Failure Rate, LFR) ดังสมการ (2.28) ในหัวข้อ 2.5.2 ซึ่งโดยปกติแล้วโอกาสหรือความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดพลาด (Probability) ในระบบไฟฟ้าของแต่ละประเภทของความผิดพลาดมีค่าแตกต่างกันดังต่อไปนี้ [41]

- 1) ความผิดพลาดแบบสามเฟส กำหนดให้มีความน่าจะเป็นในการเกิด 2%
- 2) ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน กำหนดให้มีความน่าจะเป็นในการเกิด 5%
- 3) ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส กำหนดให้มีความน่าจะเป็นในการเกิด 8%
- 4) ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน กำหนดให้มีความน่าจะเป็นในการเกิด 85%

ดังนั้นเมื่อทราบค่าความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดพลาดของแต่ละประเภทความผิดพลาดก็จะสามารถหาค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะของแต่ละประเภทความผิดพลาดได้ จากการนำความน่าจะเป็นของแต่ละประเภทความผิดพลาด คูณกับ VSF ตามหัวข้อที่ 2.5.2 ดังสมการที่ (6.1)

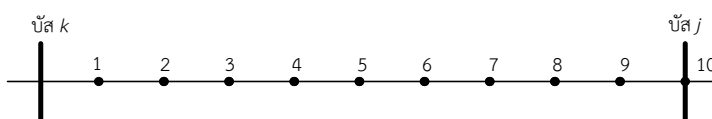
$$VSF = \text{Probability} \times \left(\sum_{i=1}^m L_i \times LFR_i \right) \quad (6.1)$$

6.2 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เป็นดัชนีที่ใช้ชี้วัดความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า ซึ่งคำนวณได้จาก จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบหรือได้รับความเสียหายจากแรงดันตกชั่วขณะต่อจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบไฟฟ้า โดยที่จะต้องทราบค่าแรงดันวิกฤต ($V_{\text{threshold}}$) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆราย ที่อยู่ในระบบไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์การเกิดความผิดปกติแบบมอนติคาร์โล ซึ่งเป็นเทคนิคการสุ่มตัวเลขโดยคำนึงถึงสถิติของความน่าจะเป็น โดยที่การสุ่มนี้จะถูกทำซ้ำหลายๆ ครั้งจนกระทั่งค่าที่ได้มีค่าลู่เข้าสู่ค่าตอบ [1] ซึ่งนำมาใช้เพื่อจำลองตำแหน่งของความผิดปกติที่เกิดขึ้นในแต่ละเหตุการณ์

โดยปกติความผิดปกติสามารถเกิดได้ทุกๆตำแหน่งในระบบไฟฟ้า แต่จะมีการพิจารณาเฉพาะการเกิดความผิดปกติที่บัสและการเกิดความผิดปกติบนสายจำหน่ายเท่านั้น เนื่องจากเป็นความผิดปกติที่พบบ่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งโดยปกติสายจำหน่ายไฟฟ้ามีความยาวไม่มากนักเมื่อเปรียบเทียบกับสายส่ง ดังนั้นจึงกำหนดให้มีจำนวนตำแหน่งที่สามารถเกิดความผิดปกติได้ 10 ตำแหน่ง ดังภาพที่ 6.3



ภาพที่ 6.3 ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติบนบัสและสายจำหน่าย ระหว่างบัส $k - j$

ดังนั้นการจำลองตำแหน่งความผิดปกติจะพิจารณาว่า ความผิดปกติจะเกิดบนสายจำหน่ายเส้นใดในระบบไฟฟ้า และความผิดปกติจะเกิดที่ตำแหน่งใดในสายจำหน่ายเส้นดังกล่าว ดังนั้นจึงกำหนดให้ สายจำหน่ายในระบบไฟฟ้า และตำแหน่งที่จะเกิดความผิดปกติ มีการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)

การคำนวณหาดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.30) ในหัวข้อ 2.5.3 โดยมีขั้นตอน ดังต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1 กำหนดค่า $V_{\text{threshold}}$ ของแต่ละจุดโหนดในระบบไฟฟ้า และประเภทของความผิดปกติ
- ขั้นตอนที่ 2 สุ่มสาย และตำแหน่งบนสายที่เกิดความผิดปกติ
- ขั้นตอนที่ 3 คำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะ ทุกจุดโหนดในระบบไฟฟ้า
- ขั้นตอนที่ 4 คำนวณหาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) ตามสมการที่ (2.30) ในหัวข้อที่ 2.5.3
- ขั้นตอนที่ 5 คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI)

$$\varepsilon = \left| \frac{SARFI_X(t) - SARFI_X(t-1)}{SARFI_X(t)} \right| \quad (6.2)$$

โดยที่ $SARFI_X(t)$ คือ ค่าเฉลี่ยของดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ในรอบปัจจุบัน
 $SARFI_X(t-1)$ คือ ค่าเฉลี่ยของดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ในรอบก่อนหน้า

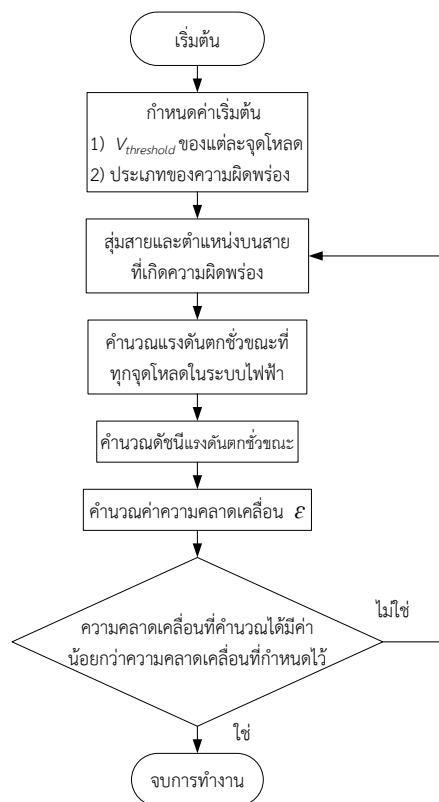
ขั้นตอนที่ 6 เปรียบเทียบค่าความคลาดเคลื่อนระหว่าง ค่าความคลาดเคลื่อนที่คำนวณได้ ϵ และค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้

- ค่าความคลาดเคลื่อนที่คำนวณได้ มากกว่า ความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้
กลับไปทำขั้นตอนที่ 2
- ค่าความคลาดเคลื่อนที่คำนวณได้ น้อยกว่า ความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้
ให้หยุดการทำงาน

ขั้นตอนที่ 7 ได้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI)

หากพิจารณาความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดพลาด (Probability) ในระบบไฟฟ้าของแต่ละประเภทของความผิดพลาด ก็จะสามารถหาค่าดัชนีของแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) ของแต่ละประเภทความผิดพลาดได้ จากการนำความน่าจะเป็นของแต่ละประเภทความผิดพลาด คูณกับค่า SARFI

ในการคำนวณหาดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) มีขั้นตอน ดังภาพที่ 6.4



ภาพที่ 6.4 ขั้นตอนการหาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI_X)

6.3 ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

หากเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าด้วยตำแหน่งและขนาดที่ไม่เหมาะสม อาจส่งผลเสียให้กับระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องมีการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

ซึ่งโดยปกติการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะคำนึงถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า และหากพิจารณาว่าในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า ส่งผลให้เกิดความเสียหายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม ดังนั้นในการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะกำหนดให้มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง (P_{Loss}) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) โดยใช้วิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (PSO)

โดยที่ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า (P_{Loss}) สามารถคำนวณได้จากหาผลเฉลี่ยของการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 4 ซึ่งจะสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (6.3) และ (6.4)

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6.3)$$

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^N P_i \quad (6.4)$$

โดยที่	P_i	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i
	$ V_i $	คือ ขนาดของแรงดันที่บัส i
	δ_i	คือ มุมเฟสของแรงดันที่บัส i
	$ Y_{ij} $	คือ ขนาดของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ หลักที่ i แฉวที่ j
	θ_{ij}	คือ มุมเฟสของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ หลักที่ i แฉวที่ j
	$ V_j $	คือ ขนาดของแรงดันที่บัส j
	δ_j	คือ มุมเฟสของแรงดันที่บัส j
	N	คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบไฟฟ้า

ในขณะที่ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ สามารถคำนวณได้จากหัวข้อ 6.1 ที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น จากการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง (P_{Loss}) และการคำนวณความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) จะเห็นว่าหน่วยของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามีหน่วยเป็น kW หรือ MW ในขณะที่ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะมีหน่วยเป็นครั้ง ต่อปี ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง (P_{Loss}) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) เป็นจำนวนเงิน ที่มีหน่วยเป็น บาท ต่อปี

การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบไฟฟ้า หรือค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย คือ ผลคูณของปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (kWh) กับอัตราค่าไฟฟ้า (บาท ต่อkWh) ซึ่งจากแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 10 ปี พ.ศ.2551 – 2554 ของการไฟฟ้านครหลวง [42] ใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 2.6227 บาท ต่อkWh ซึ่งคำนวณจากฐานตามอัตราโครงสร้างค่าไฟฟ้าเดือนตุลาคม 2548 จากการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่ได้จากผลเฉลี่ยของการไหลของกำลังไฟฟ้า ภายใต้สมมติฐานว่าโหลดมีขนาดคงที่ ผลจากการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง มีหน่วยเป็น MW ดังนั้นเมื่อต้องการหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าโดยมีหน่วยเป็น kWh [43] สามารถคำนวณได้จากสมการ (6.5)

$$CP_{Loss} = (8760 \times 1000 \times P_{Loss}) \times C_{EL} \quad (6.5)$$

โดยที่ CP_{Loss} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง มีหน่วยเป็น บาท ต่อปี
 P_{Loss} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MW
 C_{EL} คือ อัตราค่าไฟฟ้า มีหน่วยเป็น บาท ต่อkWh

ในขณะที่การประมาณค่าความสูญเสียของแรงดันตกชั่วขณะ ปี พ.ศ.2554 [44] ได้ประเมินค่าความสูญเสียที่เกิดจากแรงดันตกชั่วขณะในโรงงานอุตสาหกรรม ในประเทศไทย คิดเป็นค่าเฉลี่ย 52.1 ครั้ง มีค่าประมาณของความสูญเสียเป็น 448,227.0 USD หรือคิดเป็น 257,142.163 บาทต่อครั้ง [45] ดังนั้นค่าความสูญเสียที่เกิดจากแรงดันตกชั่วขณะสามารถแสดงดังสมการที่ (6.6)

$$CVSF = VSF \times C_{VSF} \quad (6.6)$$

โดยที่ $CVSF$ คือ ค่าความสูญเสียที่เกิดจากแรงดันตกชั่วขณะ มีหน่วยเป็น บาท ต่อปี
 VSF คือ ความถี่หรือจำนวนครั้งของแรงดันตกชั่วขณะ มีหน่วยเป็น ครั้ง ต่อปี
 C_{VSF} คือ ค่าความสูญเสียที่เกิดจากแรงดันตกชั่วขณะ มีหน่วยเป็น บาท ต่อครั้ง

จากสมการที่ (6.6) ความถี่หรือจำนวนครั้งของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) ได้จากผลรวมของทุกประเภทของความผิดพลาดโดยพิจารณาถึงความน่าจะเป็นของแต่ละประเภทความผิดพลาดอีกด้วย ดังนั้นผลรวมค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า เฉลี่ยต่อปี จะได้ดังสมการที่ (6.7)

$$Total Cost = CP_{Loss} + CVSF \quad (6.7)$$

การหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังนี้

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function)

$$\text{Minimize } Total \text{ Cost} \quad (6.8)$$

โดยมีเงื่อนไขบังคับ (Constraints)

- 1) กำลังไฟฟ้ารวมที่บัสใดๆ จะต้องมีความสมดุลตามเงื่อนไขของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{gi} - P_{di} - |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (6.9)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} + |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (6.10)$$

โดยที่	P_{gi}	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าที่บัส i
	P_{di}	คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส i
	Q_{gi}	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าที่บัส i
	Q_{di}	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดที่บัส i
	$ V_i $	คือ ขนาดของแรงดันที่บัส i
	δ_i	คือ มุมเฟสของแรงดันที่บัส i
	$ Y_{ij} $	คือ ขนาดของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ หลักที่ i แลวที่ j
	θ_{ij}	คือ มุมเฟสของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ หลักที่ i แลวที่ j
	$ V_j $	คือ ขนาดของแรงดันที่บัส j ใดๆ
	δ_j	คือ มุมเฟสของแรงดันที่บัส j ใดๆ
	N	คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบไฟฟ้า

- 2) ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ จะต้องอยู่ภายในพิกัด

$$|V_{i,\min}| \leq |V_i| \leq |V_{i,\max}| \quad (6.11)$$

โดยที่	$ V_i $	คือ ขนาดของแรงดันที่บัส i
	$ V_{i,\min} $	คือ ขนาดพิกัดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด ที่บัส i กำหนดให้เท่ากับ 0.95 p.u.
	$ V_{i,\max} $	คือ ขนาดพิกัดแรงดันไฟฟ้าสูงสุด ที่บัส i กำหนดให้เท่ากับ 1.05 p.u.

3) กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงจะต้องลดลงหลังจากเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า

$$P_{Loss,DG} < P_{Loss,withoutDG} \quad (6.12)$$

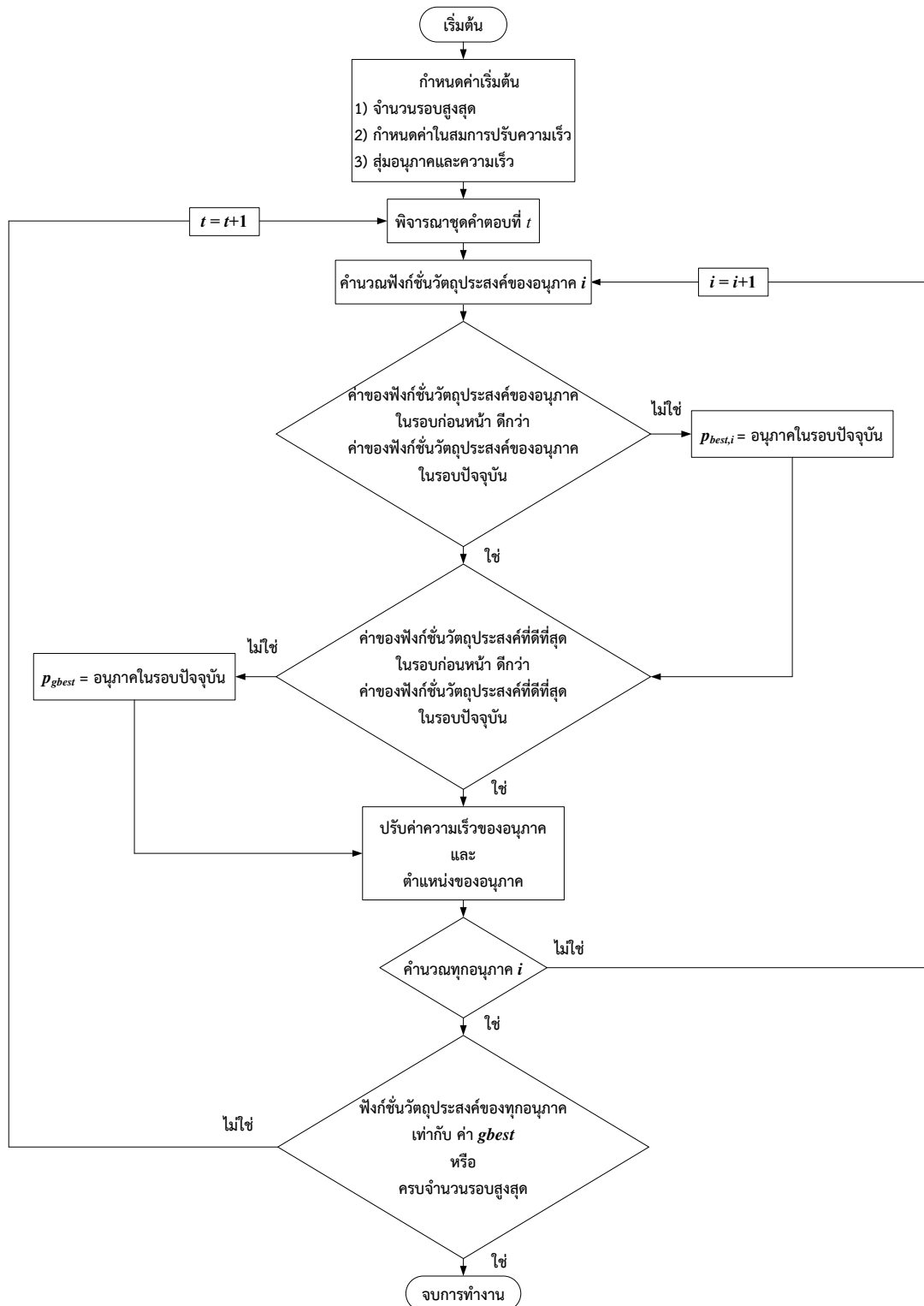
โดยที่ $P_{Loss,DG}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบไฟฟ้าที่มี DG
 $P_{Loss,withoutDG}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อ DG

4) ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะจะต้องลดลงหลังจากเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า

$$VSF_{DG} < VSF_{withoutDG} \quad (6.13)$$

โดยที่ VSF_{DG} คือ ค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG
 $VSF_{withoutDG}$ คือ ค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อ DG

เมื่อได้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับแล้ว ต่อไปจะเป็นการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยประยุกต์ใช้วิธี PSO ซึ่งมีขั้นตอนดังภาพที่ 6.5



ภาพที่ 6.5 ขั้นตอนการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG ด้วยวิธี PSO

จากภาพที่ 6.5 ขั้นตอนการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG ด้วยการประยุกต์ใช้วิธี PSO เป็นดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดค่า

- จำนวนรอบสูงสุด (*max iteration*) เท่ากับ 100 รอบการคำนวณ
- กำหนดค่าพารามิเตอร์ในสมการที่ (5.9)
 - 1) $c_p, c_g = 1$
 - 2) $r_p, r_g \in (0,1)$
- ทำการสุ่มชุดคำตอบ (t) โดยกำหนดให้ 1 ชุดคำตอบมีจำนวนอนุภาค (i) เท่ากับ 20 อนุภาค โดยที่ 1 อนุภาค ประกอบด้วยตำแหน่งบัส และขนาดของ DG
 - ตำแหน่งบัส จะพิจารณาจากระบบไฟฟ้าว่าจะสามารถเชื่อมต่อ DG ได้ที่บัสใด
 - ขนาดของ DG จะพิจารณาเป็น %ของโหลดรวมทั้งหมดในระบบไฟฟ้า โดยที่จะต้องมีความไม่เกิน 8 MW ยกตัวอย่างเช่น ระบบไฟฟ้าที่มีโหลดรวมทั้งหมด 20 MW ดังนั้นขนาดของ DG ที่สามารถเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้มีขนาดเท่ากับ 1% - 40% ของโหลดทั้งหมดระบบไฟฟ้า โดยที่ขนาดจะเพิ่มขึ้นทีละ 1% ของโหลด

ขั้นตอนที่ 2

พิจารณาชุดคำตอบ t

ขั้นตอนที่ 3

คำนวณหาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในแต่ละอนุภาค \bar{p}_i ซึ่งค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ได้จะมีจำนวน 200 ค่า

ขั้นตอนที่ 4

เปรียบเทียบ ระหว่าง ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาคในรอบปัจจุบัน และ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาคในรอบก่อนหน้า

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาคในรอบปัจจุบัน ดีกว่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในรอบก่อนหน้า ดังนั้น $\bar{p}_{pbest,i} = \bar{p}_i(t)$
- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาคในรอบก่อนหน้า ดีกว่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในรอบปัจจุบัน ดังนั้น $\bar{p}_{pbest,i}$ ไม่เปลี่ยนแปลง

ขั้นตอนที่ 5

เปรียบเทียบ ระหว่าง ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาคในรอบปัจจุบัน และ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ดีที่สุด $gbest$

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาคในรอบปัจจุบัน ดีกว่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ดีที่สุด $gbest$ ดังนั้น $p_{gbest} = \bar{p}_i(t)$

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ดีที่สุด g_{best} ดีกว่า ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาคในรอบก่อนหน้า ดังนั้น $p_{g_{best}}$ ไม่เปลี่ยนแปลง
- ขั้นตอนที่ 6 ปรับค่าความเร็วของอนุภาค ตามสมการที่ (6.14) และทำการปรับค่าของตำแหน่งตามสมการที่ (6.15)
- $$\vec{v}_i(t) = \omega_i \vec{v}_i(t-1) + r_p c_p [\bar{p}_{p_{best,i}} - \vec{p}_i(t)] + r_g c_g [\bar{p}_{g_{best}} - \vec{p}_i(t)] \quad (6.14)$$
- $$\bar{p}_i(t) = \bar{p}_i(t-1) + \vec{v}_i(t) \quad (6.15)$$
- ขั้นตอนที่ 7 หากคำนวณครบทุกอนุภาค i ให้ทำขั้นตอนถัดไป หากยังคำนวณไม่ครบทุกอนุภาคให้กลับไปทำในขั้นตอนที่ 3
- ขั้นตอนที่ 8 เปรียบเทียบ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของทุกอนุภาค เท่ากับ ค่า g_{best} หรือ รอบการคำนวณมีค่าเท่ากับ จำนวนรอบสูงสุดตามที่ได้กำหนดไว้
- หากเป็นไปตามเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่ง ให้หยุดการทำงาน
 - หากไม่อยู่ภายในเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่ง ให้กลับไปในขั้นตอนที่ 2
- ขั้นตอนที่ 9 จบการทำงาน ได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

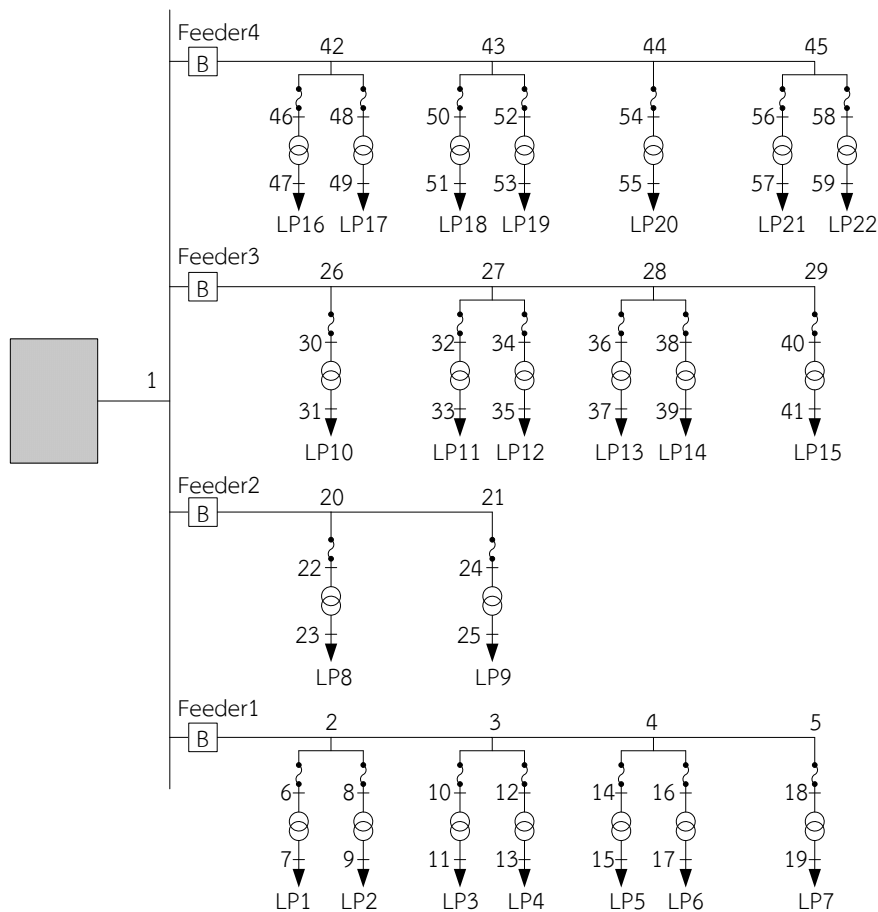
การคำนวณหาค่า AOV VSF และ ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) ที่ได้แสดงในหัวข้อ 6.1 และ 6.2 ในส่วนของการคำนวณหาค่าแรงดันแรงดันตกชั่วขณะ จะขึ้นอยู่กับประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ซึ่งการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 4

บทที่ 7 การทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอ ระบบที่ใช้ในการทดสอบ ขั้นตอนการทดสอบ รูปแบบการวิเคราะห์ ผลการทดสอบ วิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบ แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ด้วยวิธีการทดสอบจากบทที่ 6

7.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย คือระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus2 แสดงดังภาพที่ 7.1 ซึ่งเป็นระบบทดสอบแบบเรเดียล [46] ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ประกอบด้วย 4 สายป้อน 22 จุดโหลด 59 บัส ซึ่งรายละเอียดอื่นๆสามารถดูได้จากภาคผนวก ก



ภาพที่ 7.1 ระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus 2

7.2 ขั้นตอนการทดสอบ

การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยเปรียบเทียบกรณีก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ประเภทเหนี่ยวนำ และประเภทอินเวอร์เตอร์ เข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เฉพาะกรณีการทำงานแบบควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor control mode) เท่านั้น เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่พิจารณามีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นขนาดที่ค่อนข้างเล็กจึงไม่เหมาะสมสำหรับนำมาใช้เพื่อรักษาระดับแรงดันให้กับระบบไฟฟ้า [46] จากระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 และระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 ยินยอมให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ล้าหลัง และ 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ล้าหลัง ตามลำดับ [31, 47] โดยที่จะต้องเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงก่อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ซึ่งกล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 0 โดยที่ DG ต้องมีขนาดไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ต่อสายป้อน [31]

ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะกำหนดรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเป็นแบบ เดลต้า – วายลงดิน และ วายลงดิน – เดลต้า ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จะมีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง แบบ เดลต้า – วายลงดิน โดยที่จะกำหนดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีค่าเท่ากับ 1 0.85 นำหน้า 0.85 ล้าหลัง 0.9 นำหน้า และ 0.9 ล้าหลัง ตามลำดับ เพื่อให้ครอบคลุมข้อกำหนด ของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณารูปแบบในการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายใต้เงื่อนไขดังตารางที่ 7.1 ที่มีโหมดการทำงานเป็นแบบควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

ตารางที่ 7.1 รูปแบบในการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	รูปแบบหม้อแปลง	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	ขนาดของ DG
	(HV LV)		
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (SG)	D – yn	1	ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์
		0.85 นำหน้า	
		0.85 ล้าหลัง	
		0.9 นำหน้า	
		0.9 ล้าหลัง	

ตารางที่ 7.1 รูปแบบในการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ต่อ)

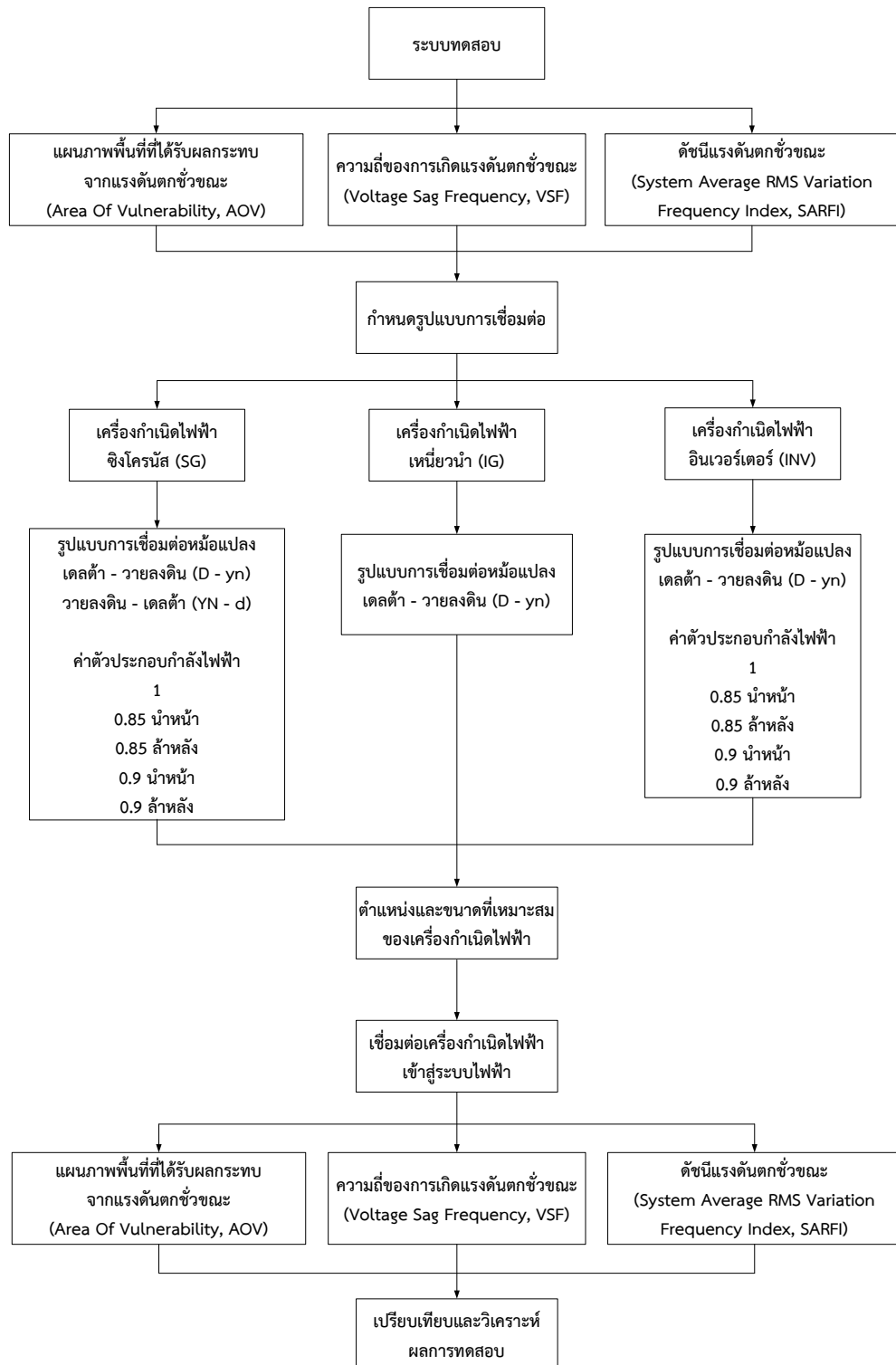
ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	ขนาดของ DG
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส(SG)	YN - d	1	มากกว่า 1 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์
		0.85 นำหน้า	
		0.85 ล้าหลัง	
		0.9 นำหน้า	
		0.9 ล้าหลัง	
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ(IG)	D - yn	ไม่สามารถกำหนดได้	ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์(INV)	D - yn	1	ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์
		0.85 นำหน้า	
		0.85 ล้าหลัง	
		0.9 นำหน้า	
		0.9 ล้าหลัง	

เมื่อได้รูปแบบในการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยคำนึงถึงรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG และ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ตามตารางที่ 7.1 จึงจะทำการหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG เพื่อนำไปใช้ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG ต่อไป

ขั้นตอนการทดสอบโปรแกรมกับระบบทดสอบ เพื่อทำการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1 เลือกระบบทดสอบเพื่อใช้ในการทดสอบ
- ขั้นตอนที่ 2 คำนวณหาค่าพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) ที่ตำแหน่งบัส SE และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) ก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ตามหัวข้อ 6.1 และ 6.2
- ขั้นตอนที่ 3 หาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่ละประเภทโดยวิธี PSO ตามหัวข้อ 6.3 ซึ่งมีรูปแบบในการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นไปดังตารางที่ 7.1
- ขั้นตอนที่ 4 เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาว่ามีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ละตัวและที่ละประเภท
- ขั้นตอนที่ 5 คำนวณหาค่าพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) ที่ตำแหน่งบัส SE และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) หลังจากเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ตามหัวข้อ 6.1 และ 6.2
- ขั้นตอนที่ 6 เปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

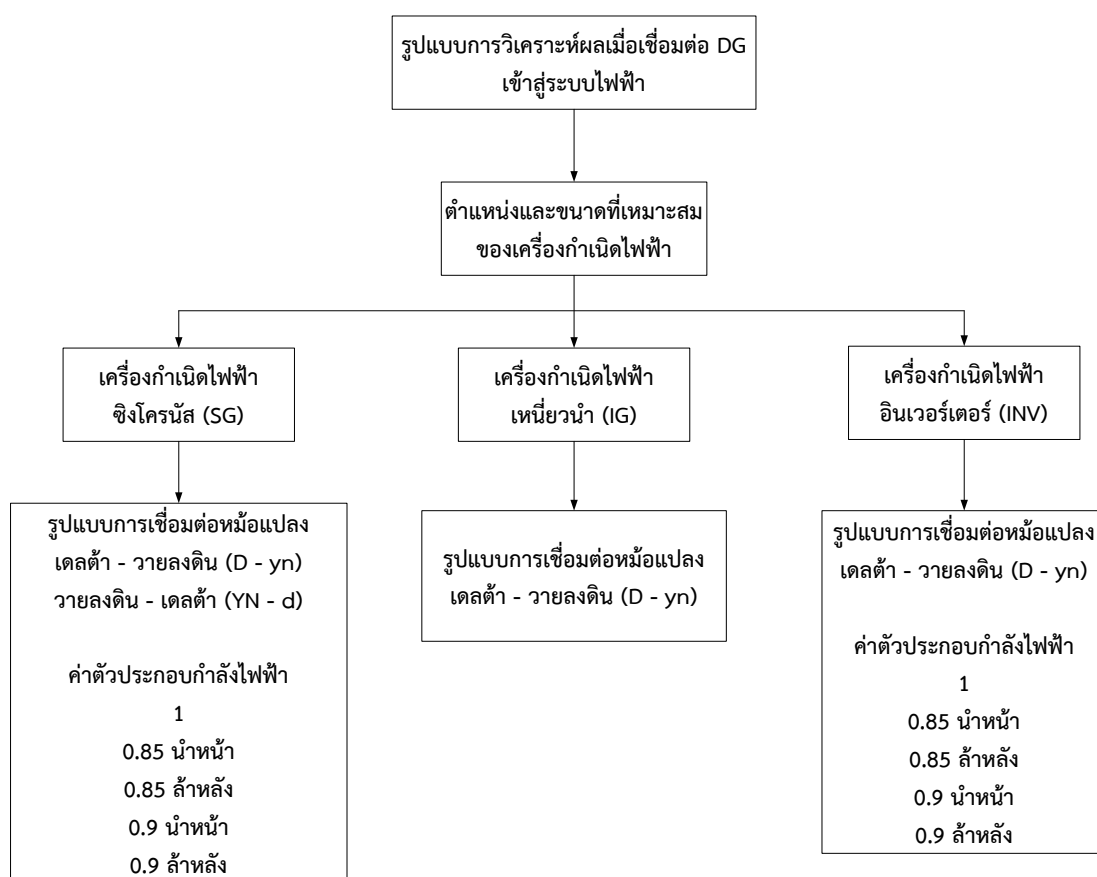
ขั้นตอนการทดสอบโปรแกรมกับระบบทดสอบ เพื่อทำการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG สามารถแสดงดัง ภาพที่ 7.2



ภาพที่ 7.2 ขั้นตอนการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

7.3 รูปแบบการวิเคราะห์

การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย จะพิจารณากรณีก่อนและหลัง จากเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ด้วย ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมเพื่อลดค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า ดังนั้นรูปแบบการวิเคราะห์ผลการทดสอบหลังจากเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะแยกเป็นกรณี ดังภาพที่ 7.3



ภาพที่ 7.3 รูปแบบการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

จากภาพที่ 7.3 เมื่อทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าแยกตามกรณี ของประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ก็จะสามารถวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าได้

ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ โดยมีเงื่อนไขที่ว่า ช่วงเวลาที่ใช้ในการแก้ปัญหาของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้ามีระยะเวลา มากพอที่จะทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า

7.4 ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบที่ได้จากการทดสอบจะแบ่งออกเป็นสามส่วน ได้แก่ ส่วนที่หนึ่งคือการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG ส่วนที่สองคือพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) และส่วนที่สามคือดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI)

7.4.1 การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดัดแปลง RBTS bus2 เพื่อลดค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดในระบบไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี โดยกำหนดให้มีอุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน (Sensitive Equipment, SE) เชื่อมต่อบนสายป้อนที่ 3 ที่บัส 39 และมีค่าแรงดันวิกฤต ($V_{\text{threshold}}$) เท่ากับ 0.7 p.u. ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะตามตารางที่ 2.2 โดยผลที่ได้จากการคำนวณ แสดงดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภท

ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
				% โหลด	เมกะวัตต์
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (SG)	D - yn	1	45	5	1.0
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0
	YN - d	1	4	21	4.2
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (IG)	D - yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ (INV)	D - yn	1	28	20	4.0
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0

จากตารางที่ 7.2 เมื่อทำการพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์แยกตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (SG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (IG) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ (INV) จะแสดงได้ดังตารางที่ 7.3 - ตารางที่ 7.5

ตารางที่ 7.3 ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (SG)

รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาดของ SG		กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง [เมกะวัตต์]	ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ [ครั้ง ต่อปี]	ค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและแรงดันตกชั่วขณะ [บาท ต่อปี]
			% โหลด	เมกะวัตต์			
D - yn	1	45	5	1.0	0.387	2.617	9,564,390.49
	0.85 นำหน้า	45	5	1.0	0.402	2.617	9,914,987.94
	0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.377	2.617	9,345,782.52
	0.9 นำหน้า	45	5	1.0	0.398	2.617	9,826,659.95
	0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.379	2.617	9,382,710.81
YN - d	1	4	21	4.2	0.338	2.611	8,428,601.58
	0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.397	1.749	9,562,411.41
	0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.338	1.270	8,096,661.12
	0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.387	1.744	9,335,470.34
	0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	0.336	1.269	8,051,409.77

จากตารางที่ 7.3 พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ประเภทซิงโครนัส แบบเดลต้า - วายลงดิน ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ประเภทซิงโครนัส เท่ากับ 1 0.85 นำหน้า 0.85 ล้าหลัง 0.9 นำหน้า และ 0.9 ล้าหลัง พบว่า ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG ที่ทำให้ค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามีค่าน้อยที่สุด คือ ตำแหน่งบัสที่ 45 ขนาด 1.0 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นขนาดสูงสุดที่สามารถเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าด้วยรูปแบบหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน โดยจะเห็นได้ว่า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.85 และ 0.9 นำหน้า มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามากกว่า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 หรือ เท่ากับ 0.85 และ 0.9 ล้าหลัง จึงส่งผลในการคำนวณหาค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ในขณะที่เมื่อพิจารณาความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะมีค่าใกล้เคียงกัน อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อกับสายบัสกับบัส SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส SE ไม่เกิดการเปลี่ยนแปลง จึงไม่มีผลต่อการคำนวณหาความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ

พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ประเภทซิงโครนัส แบบ วายลงดิน - เดลต้า ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เท่ากับ 1 0.85 นำหน้า 0.85 ล้าหลัง 0.9 นำหน้า และ 0.9 ล้าหลัง พบว่า ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG ประเภทซิงโครนัส เมื่อพิจารณาด้วยเงื่อนไขค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า คือ บัส 4 ที่ขนาด 4.2 เมกะวัตต์ บัส 28 ที่ขนาด 2.2 3.6 2.6 และ 4.2 เมกะวัตต์ ตามลำดับ โดยจะเห็นได้ว่า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.85 และ 0.9 นำหน้า มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามากกว่า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

เท่ากับ 1 หรือ เท่ากับ 0.85 และ 0.9 ล้าหลัง จึงส่งผลในการคำนวณหาค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ในขณะที่ค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ ในกรณีที่มี DG ประเภทซิงโครนัส เชื่อมต่อที่บัส 28 มีค่าน้อยกว่า ค่าความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในกรณีที่มี DG เชื่อมต่อที่บัสที่ 4 อันเนื่องมาจาก DG ประเภทซิงโครนัส ถูกเชื่อมต่ออยู่บนสายป้อนเดียวกับ บัส SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส SE มีค่าสูงขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่มี DG ประเภทซิงโครนัส เชื่อมต่อที่บัส 4 ซึ่งอยู่คนละสายป้อนกับบัส SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส SE ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 7.4 ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (IG)

รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาดของ IG		กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง [เมกะวัตต์]	ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ [ครั้ง ต่อปี]	ค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและแรงดันตกชั่วขณะ [บาท ต่อปี]
			% โหลด	เมกะวัตต์			
D - yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	0.343	2.615	8,544,001.46

จากตารางที่ 7.4 พิจารณาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน โดยปกติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเหนี่ยวนำจะไม่สามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเช่นเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ได้ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะจ่ายเพียงกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบไฟฟ้า และดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากระบบไฟฟ้า ซึ่งกำลังไฟฟ้าเสมือนนั้นเป็นตัวแปรที่ไม่ทราบค่า แต่จากหัวข้อที่ 4.1.2 นั้น ทำให้สามารถคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำดึงออกจากระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นค่ากำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้จะนำไปใช้เพื่อหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง รวมทั้งความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า เพื่อใช้พิจารณาการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ เมื่อพิจารณาเงื่อนไขค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบและแรงดันตกชั่วขณะ พบว่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำคือบัสที่ 4 ขนาด 4 เมกะวัตต์ โดยมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.99 นำหน้า

ตารางที่ 7.5 ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ (INV)

รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาดของ INV		กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง [เมกะวัตต์]	ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ [ครั้ง ต่อปี]	ค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและแรงดันตกชั่วขณะ [บาท ต่อปี]
			% โหลด	เมกะวัตต์			
D - yn	1	28	20	4.0	0.348	2.139	8,546,979.21
	0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.397	2.154	9,666,596.60
	0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.338	2.126	8,320,393.55
	0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.387	2.152	9,440,418.28
	0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	0.336	2.126	8,266,784.41

จากตารางที่ 7.5 พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ แบบ เตลต้า - วายลงดิน ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ เท่ากับ 1 0.85 นำหน้า 0.85 ล้าหลัง 0.9 นำหน้า และ 0.9 ล้าหลัง พบว่า ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสม เมื่อพิจารณาด้วยเงื่อนไขค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า คือ บัส 28 ขนาด 4.0 2.2 3.6 2.6 และ 4.0 เมกะวัตต์ ตามลำดับ โดยจะเห็นได้ว่า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.85 และ 0.9 นำหน้า มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามากกว่า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 หรือ เท่ากับ 0.85 และ 0.9 ล้าหลัง จึงส่งผลในการคำนวณหาค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ในขณะที่ค่าความถี่ของแรงดันตกมีค่าขึ้นอยู่กับ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและขนาดของ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ จะอาศัยการไหลของกำลังไฟฟ้าในการคำนวณ ดังหัวข้อที่ 4.1.3

จากตารางที่ 7.2 - ตารางที่ 7.5 แสดงประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภท ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ จะสามารถหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสม ของ DG ภายใต้วัตถุประสงค์เดียวกันคือเพื่อลดค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า เมื่อได้รูปแบบในการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ได้แก่ ประเภท รูปแบบหม้อแปลง ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ตำแหน่ง และขนาดของ DG จากนั้นทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าและทำการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะต่อไป

7.4.2 พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ

กำหนดให้อุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน (Sensitive Equipment, SE) เชื่อมต่อบนสายป้อนหลักที่ 3 ที่บัส 39 และมีค่าของแรงดันวิกฤต ($V_{\text{threshold}}$) เท่ากับ 0.7 p.u. ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะ ตามตารางที่ 2.2

จากระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus2 กำหนดให้มีอัตราความผิดพลาดของสายจำหน่าย 0.06 ครั้งต่อกิโลเมตรต่อปี และมีความยาวของสายจำหน่ายรวมทั้งระบบเท่ากับ 130.75 กิโลเมตร หากพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดพลาดตามหัวข้อ 6.1 จะได้ว่า

- 1) ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็นในการเกิดเท่ากับ 6.668 ครั้งต่อปี
- 2) ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส มีความน่าจะเป็นในการเกิดเท่ากับ 0.628 ครั้งต่อปี
- 3) ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็นในการเกิดเท่ากับ 0.392 ครั้งต่อปี
- 4) ความผิดพลาดแบบสามเฟส มีความน่าจะเป็นในการเกิดเท่ากับ 0.157 ครั้งต่อปี

ผลจากการหาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) และผลจากการหาความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) จะแสดงในลักษณะของตาราง และแผนภูมิแท่งเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบ AOV และ VSF ในแต่ละรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 แยก

ตามประเภทของความผิดปกติ และมีการยกตัวอย่าง AOV ที่แสดงในลักษณะของแผนภาพ เพื่อแสดงให้เห็นจุดวิกฤตบนสายจำหน่าย

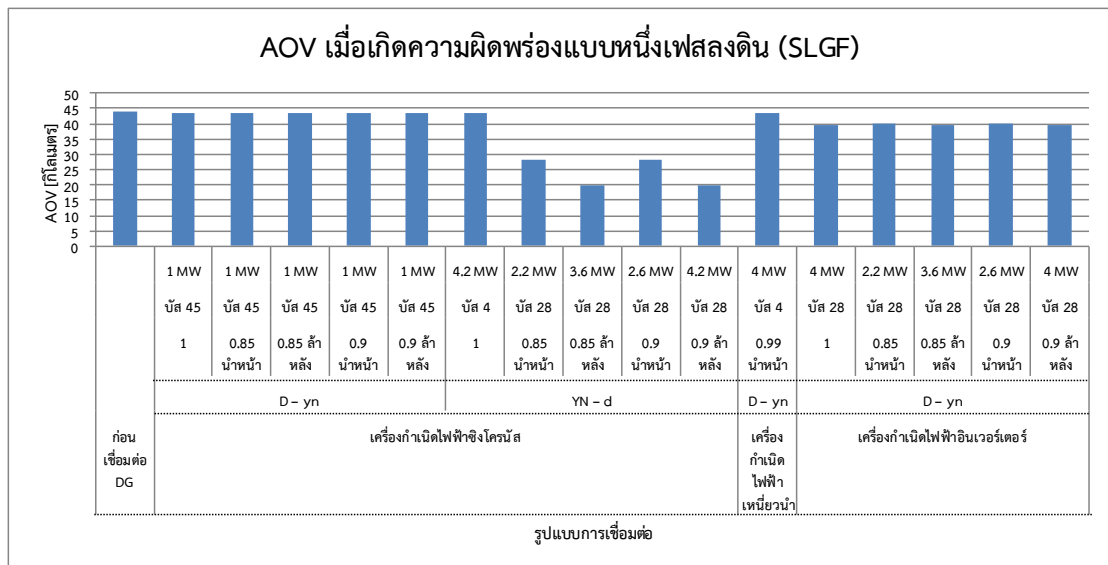
7.4.2.1 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ผลการทดสอบพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดปกติเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดินแสดงดังตารางที่ 7.6

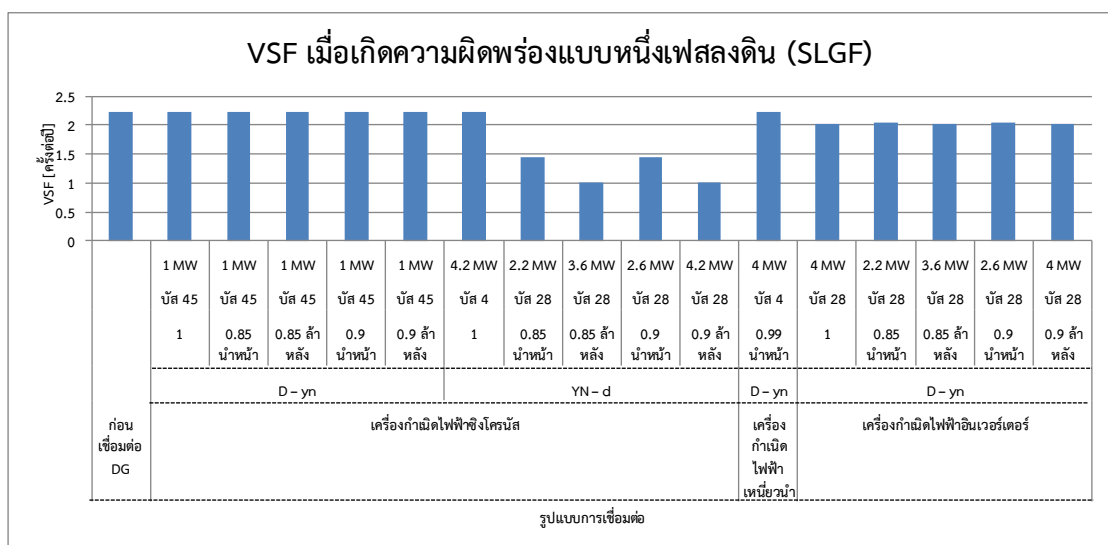
ตารางที่ 7.6 AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ประเภทของ DG	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		AOV [กิโลเมตร]	VSF [ครั้งต่อปี]	VSF [ครั้งต่อปี] (คิดผลของความน่าจะเป็น)
				%โหลด	เมกะวัตต์			
ไม่มี DG						43.844	2.631	2.236
SG	D – yn	1	45	5	1.0	43.677	2.621	2.228
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	43.671	2.620	2.227
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	43.683	2.621	2.228
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	43.672	2.620	2.227
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	43.682	2.621	2.228
	YN – d	1	4	21	4.2	43.567	2.614	2.222
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	28.378	1.703	1.447
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	19.857	1.192	1.013
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	28.313	1.699	1.444
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	19.838	1.191	1.012
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	43.637	2.618	2.225
INV	D – yn	1	28	20	4.0	39.624	2.378	2.021
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	39.918	2.395	2.036
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	39.390	2.364	2.009
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	39.876	2.393	2.034
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	39.624	2.378	2.021

จากตารางที่ 7.6 เมื่อพิจารณาผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน ในลักษณะของแผนภูมิแท่งแยกตามรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 เป็นดังภาพที่ 7.4 และภาพที่ 7.5



ภาพที่ 7.4 AOV กรณีความผิดปกติพร้อมแบบหนึ่งเฟสลงดิน



ภาพที่ 7.5 VSF กรณีความผิดปกติพร้อมแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบหนึ่งเฟสลงดิน แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน - เดลต้า ตำแหน่งบัสที่ 28 มีค่า AOV และ VSF ต่ำที่สุด ถัดมาคือกลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน ตำแหน่งบัสที่ 28 สาเหตุที่ทำให้ AOV และ VSF ของกลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ที่กล่าวมานั้นมีค่าลดลงอย่างเห็นได้ชัด อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อบนสายป้อนเดียวกันกับบัส SE DG จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติให้กับบัส SE ในขณะที่กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภท

ซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน และ DG ประเภทเหนี่ยวนำ มีค่า AOV และ VSF ลดลงไม่มากนัก อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อกับสายบ่อนกับบัสที่มี SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส SE ไม่เกิดการเปลี่ยนแปลง

ดังนั้นเมื่อพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกประเภท ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ตามเงื่อนไขตารางที่ 7.2 พบว่าการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าทำให้ค่าของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน มีค่าลดลงในทุกกรณีเมื่อเปรียบเทียบกับ กรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัสและ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรมีค่าลดลง ซึ่งส่งผลในการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะทำให้ แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG ในขณะที่เมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น แต่ด้วยหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดปกติ อีกทั้งมีการเชื่อมต่อ DG บนสายบ่อนเดียวกันกับบัส SE ทำให้ค่าของ AOV และ VSF เมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ยังคงลดลง

7.4.2.2 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส

ผลการทดสอบพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดปกติเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสแสดงดังตารางที่ 7.7

ตารางที่ 7.7 AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส

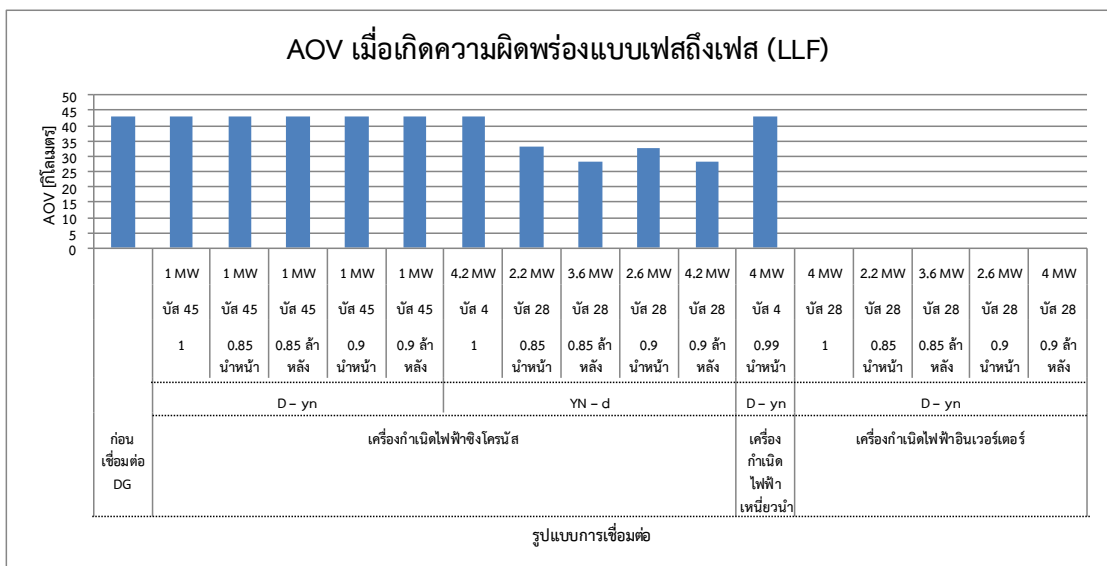
ประเภทของ DG	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		AOV [กิโลเมตร]	VSF [ครั้งต่อปี]	VSF [ครั้งต่อปี] (คิดผลของความน่าจะเป็น)
				%โหลด	เมกะวัตต์			
ไม่มี DG						43.049	2.588	0.207
SG	D – yn	1	45	5	1.0	42.804	2.568	0.205
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	42.800	2.568	0.205
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	42.808	2.568	0.205
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	42.801	2.568	0.205
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	42.807	2.568	0.205
	YN – d	1	4	21	4.2	42.772	2.563	0.205
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	33.142	1.988	0.159
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	28.323	1.700	0.136
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	32.905	1.974	0.158
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	28.316	1.700	0.136
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	42.766	2.563	0.205

ตารางที่ 7.7 AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟส (ต่อ)

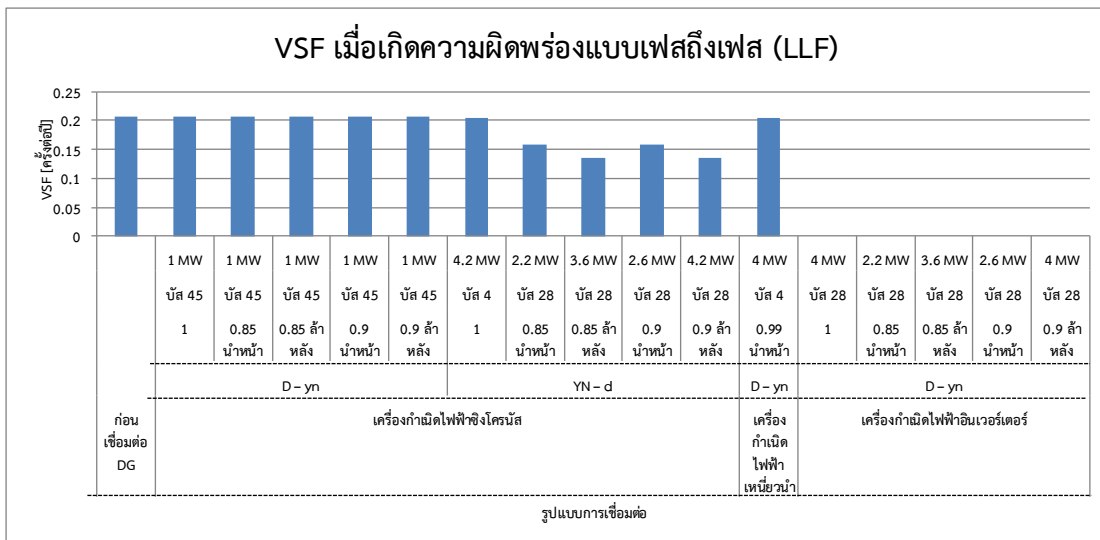
ประเภทของ DG	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		AOV [กิโลเมตร]	VSF [ครั้งต่อปี]	VSF [ครั้งต่อปี] (คิดผลของความน่าจะเป็น)
				%โหลด	เมกะวัตต์			
INV	D - yn	1	28	20	4.0	0 *	0 *	0 *
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0 *	0 *	0 *
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0 *	0 *	0 *
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0 *	0 *	0 *
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	0 *	0 *	0 *

หมายเหตุ *ไม่มีพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ เนื่องจากแรงดันที่บัส SE มีค่ามากกว่า 0.7 p.u.

จากตารางที่ 7.7 เมื่อพิจารณาผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟส ในลักษณะของแผนภูมิแท่งแยกตามรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 เป็นดั่งภาพที่ 7.6 และภาพที่ 7.7



ภาพที่ 7.6 AOV กรณีความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟส



ภาพที่ 7.7 VSF กรณีความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟส

ผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟส แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน ตำแหน่งบัสที่ 28 มีค่า AOV และ VSF ต่ำที่สุด ถัดมาคือกลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน - เดลต้า ตำแหน่งบัสที่ 28 สาเหตุที่ทำให้ AOV และ VSF ของกลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ที่กล่าวมานั้นมีค่าลดลงอย่างเห็นได้ชัด อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อบนสายป้อนเดียวกับบัส SE DG จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติให้กับบัส SE ในขณะที่กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน และ DG ประเภทเหนี่ยวนำมีค่า AOV และ VSF ลดลงไม่มากนัก อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อคนละสายป้อนกับบัสที่มี SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส SE ไม่เกิดการเปลี่ยนแปลง

ดังนั้นเมื่อพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกประเภท ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ตามเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 พบว่าการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าทำให้ค่าของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟส มีค่าลดลงในทุกกรณีเมื่อเปรียบเทียบกับ กรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัสและ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง ซึ่งส่งผลในการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะ ในขณะที่เมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น แต่ด้วยหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดปกติ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้กระแสความผิดปกติที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า มีขีดจำกัดที่ 1.5 เท่าของค่ากระแสปกติ ซึ่งเมื่อเกิดความผิดปกติประเภทเฟสถึงเฟสจะเห็นว่าไม่มีกระแสความผิดปกติลำดับศูนย์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า จึงทำให้ค่าของ AOV และ VSF เมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์จึงมีค่าน้อยที่สุด

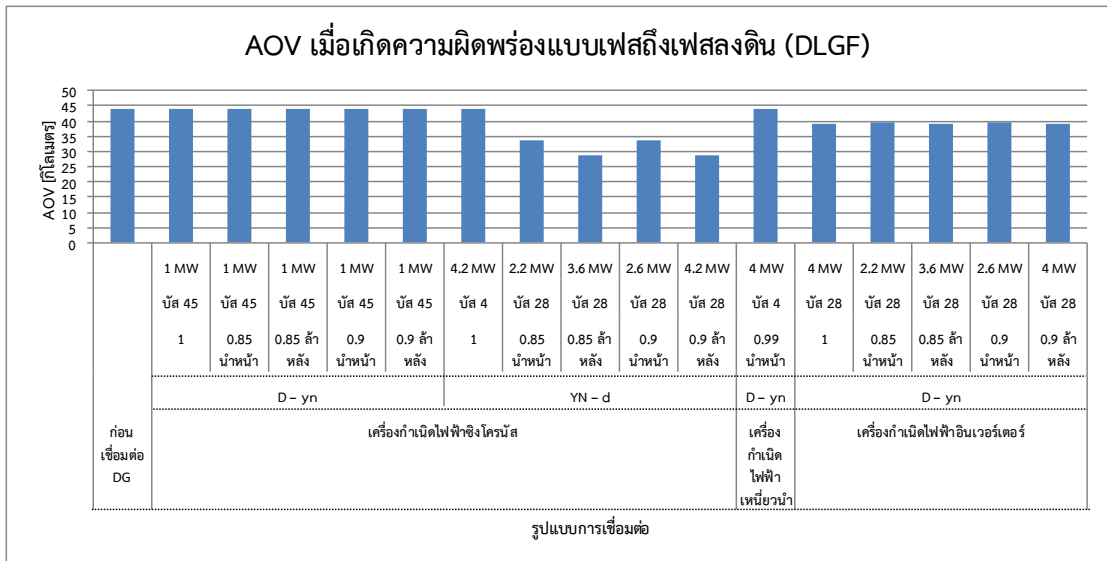
7.4.2.3 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ผลการทดสอบพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดปกติที่เกิด ความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดินแสดงดังตารางที่ 7.8

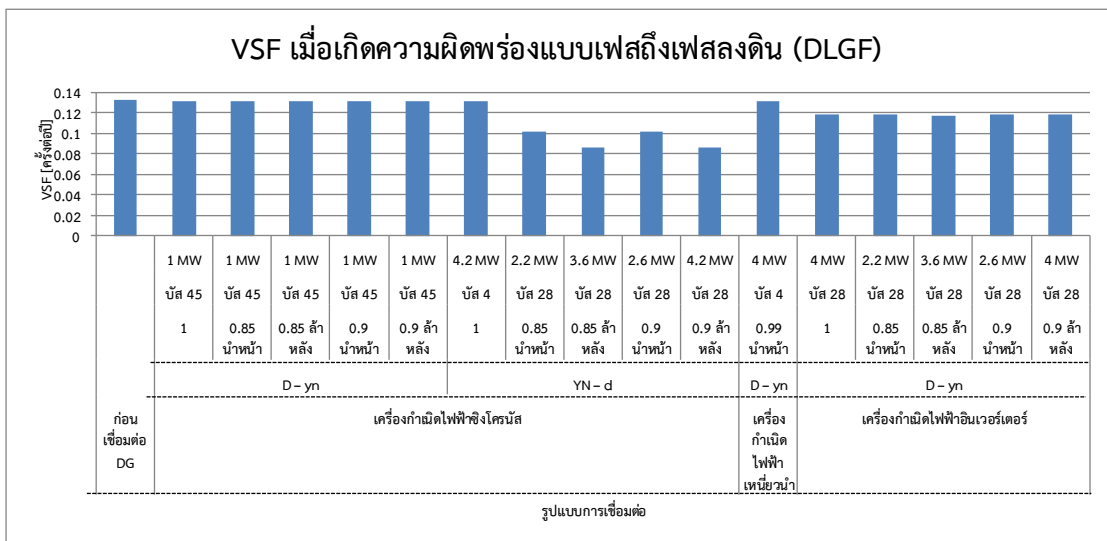
ตารางที่ 7.8 AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ประเภทของ DG	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		AOV [กิโลเมตร]	VSF [ครั้งต่อปี]	VSF [ครั้งต่อปี] (คิดผลของความน่าจะเป็น)
				%โหลด	เมกะวัตต์			
ไม่มี DG						44.050	2.64	0.132
SG	D – yn	1	45	5	1.0	43.809	2.629	0.131
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	43.803	2.628	0.131
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	43.815	2.629	0.131
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	43.804	2.628	0.131
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	43.814	2.629	0.131
SG	YN – d	1	4	21	4.2	43.781	2.620	0.131
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	33.850	2.031	0.102
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	28.735	1.720	0.086
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	33.642	2.018	0.101
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	28.717	1.720	0.086
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	43.765	2.62	0.131
INV	D – yn	1	28	20	4.0	39.230	2.360	0.118
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	39.518	2.371	0.119
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	38.960	2.340	0.117
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	39.480	2.369	0.118
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	39.230	2.360	0.118

จากตารางที่ 7.8 เมื่อพิจารณาผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน ในลักษณะของแผนภูมิแท่งแยกตามรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดัง ตารางที่ 7.2 เป็นดังภาพที่ 7.8 และภาพที่ 7.9



ภาพที่ 7.8 AOV กรณีความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟสลงดิน



ภาพที่ 7.9 VSF กรณีความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟสลงดิน แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน - เดลต้า ตำแหน่งบัสที่ 28 มีค่า AOV และ VSF ต่ำที่สุด ถัดมาคือกลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน ตำแหน่งบัสที่ 28 สาเหตุที่ทำให้ AOV และ VSF ของกลุ่มการเชื่อมต่อ DG ที่กล่าวมานั้นมีค่าลดลงอย่างเห็นได้ชัด อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อบนสายป้อนเดียวกับบัส SE DG จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติให้กับบัส SE ในขณะที่กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภท

ซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน และ DG ประเภทเหนี่ยวนำมี ค่า AOV และ VSF ลดลงไม่มากนัก อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อกับสายป้อนกับบัสที่มี SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส SE ไม่เกิดการเปลี่ยนแปลง

ดังนั้นเมื่อพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกประเภท ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง และ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ตามเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 พบว่าการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ ระบบไฟฟ้าทำให้ค่าของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน มีค่าลดลงในทุก กรณีเมื่อเปรียบเทียบกับ กรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภท ซิงโครนัสและ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิด พหุของวงจรมีค่าลดลง ซึ่งส่งผลในการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะ ในขณะที่เมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น แต่ด้วยหลักการทำงานของ อินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดปกติ อีกทั้งมีการเชื่อมต่อ DG บนสายป้อนเดียวกับบัส SE จึงทำให้ค่าของ AOV และ VSF เมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ยังคงลดลง

7.4.2.4 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส

ผลการทดสอบพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) และความถี่ของแรงดัน ตกชั่วขณะ (VSF) ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดปกติเมื่อเกิด ความผิดปกติแบบสามเฟสแสดงดังตารางที่ 7.9

ตารางที่ 7.9 AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส

ประเภท ของ DG	รูปแบบ หม้อ แปลง (HV LV)	ตัวประกอบ กำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		AOV [กิโลเมตร]	VSF [ครั้งต่อปี]	VSF [ครั้งต่อปี] (คิดผลของความน่าจะเป็น)
				%โหลด	เมกะวัตต์			
ไม่มี DG						44.112	2.650	0.053
SG	D – yn	1	45	5	1.0	43.879	2.633	0.053
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	43.872	2.632	0.053
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	43.885	2.633	0.053
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	43.874	2.632	0.053
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	43.884	2.633	0.053
	YN – d	1	4	21	4.2	43.828	2.650	0.053
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	34.436	2.066	0.041
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	29.109	1.750	0.035
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	34.304	2.058	0.041
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	29.090	1.750	0.035
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	43.823	2.650	0.053

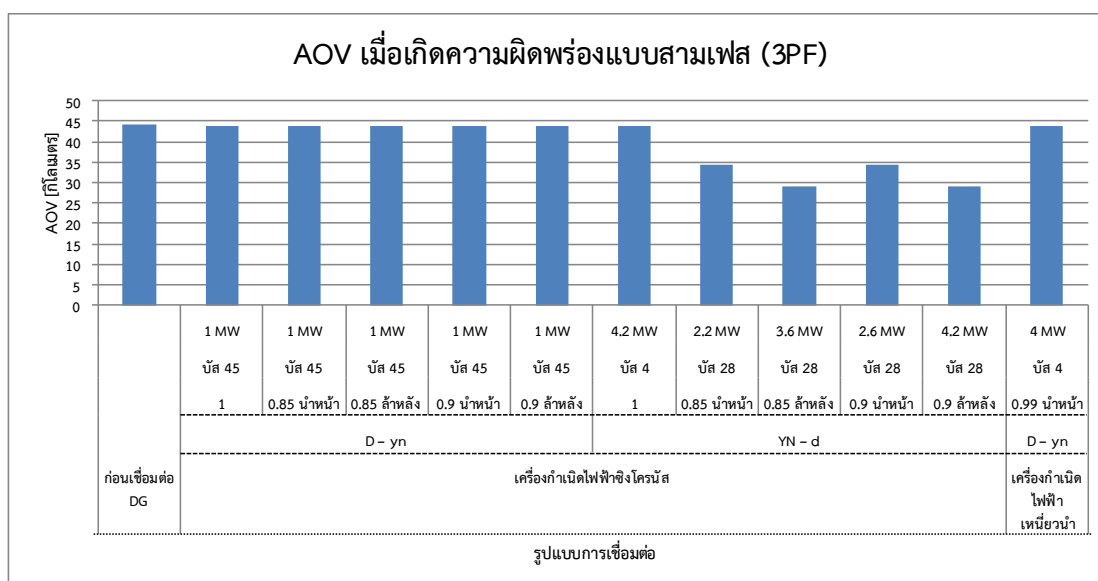
ตารางที่ 7.9 AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบสามเฟส (ต่อ)

ประเภท ของ DG	รูปแบบ หม้อ แปลง (HV LV)	ตัวประกอบ กำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		AOV [กิโลเมตร]	VSF [ครั้งต่อปี]	VSF [ครั้งต่อปี] (คิดผลของความน่าจะเป็น)
				%โหลด	เมกะวัตต์			
INV	D - yn	1	28	20	4.0	- **	- **	- **
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	- **	- **	- **
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	- **	- **	- **
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	- **	- **	- **
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	- **	- **	- **

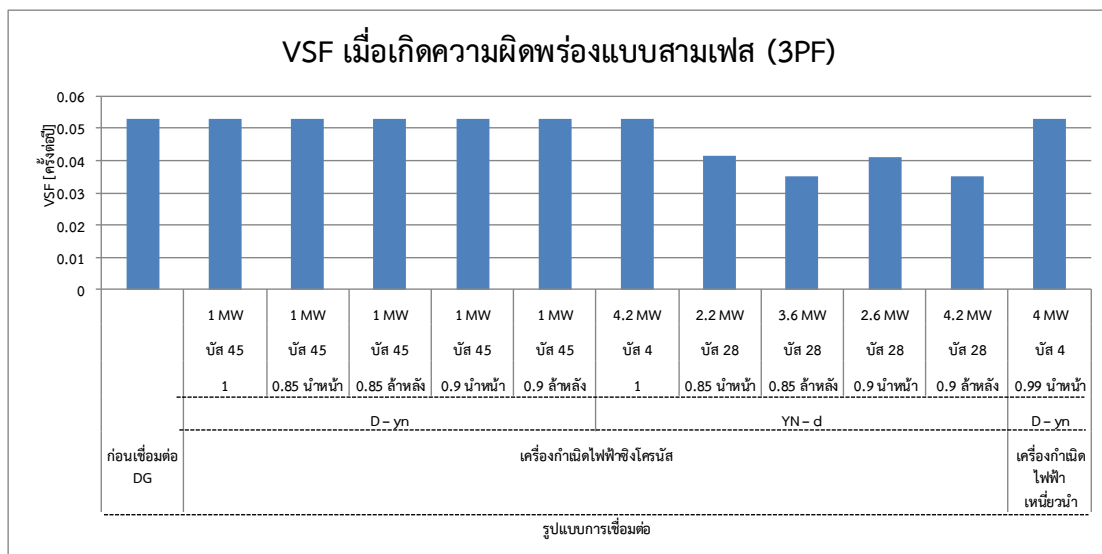
หมายเหตุ **ไม่สามารถคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบสามเฟส ในระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

จากตารางที่ 7.9 เมื่อพิจารณาผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบสามเฟส ในลักษณะของแผนภูมิแท่งแยกตามรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 เป็นต้น

ภาพที่ 7.10 และ
ภาพที่ 7.11



ภาพที่ 7.10 AOV กรณีความผิดปกติพร้อมแบบสามเฟส



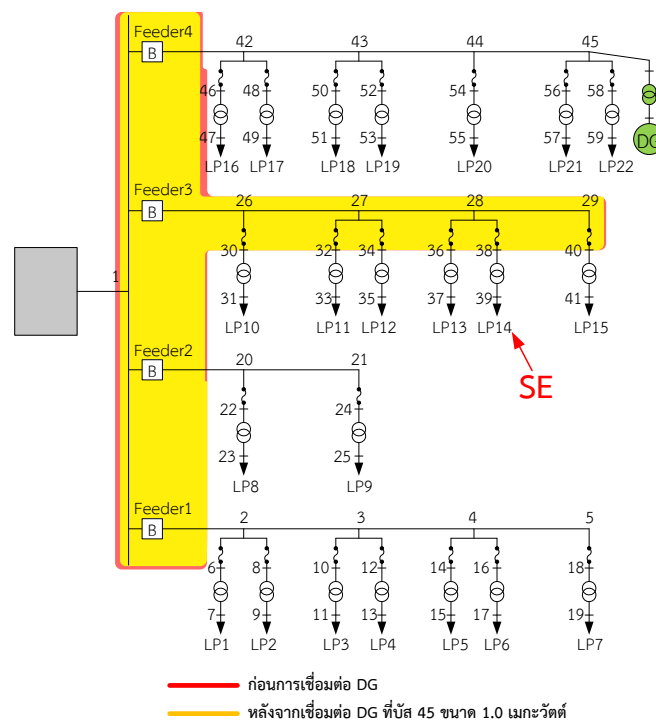
ภาพที่ 7.11 VSF กรณีความผิดปกติของแบบสามเฟส

ผลของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า ตำแหน่งบัสที่ 28 มีค่า AOV และ VSF ต่ำที่สุด สาเหตุที่ทำให้ AOV และ VSF ของกลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ที่กล่าวมานั้นมีค่าลดลงอย่างเห็นได้ชัด อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อบนสายป้อนเดียวกับบัส SE เชื่อมต่ออยู่ DG จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติให้กับบัส SE ในขณะที่กลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน และ DG ประเภทเหนี่ยวนำมีค่า AOV และ VSF ลดลงไม่มากนัก อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อคนละสายป้อนกับบัสที่มี SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส SE ไม่เกิดการเปลี่ยนแปลง

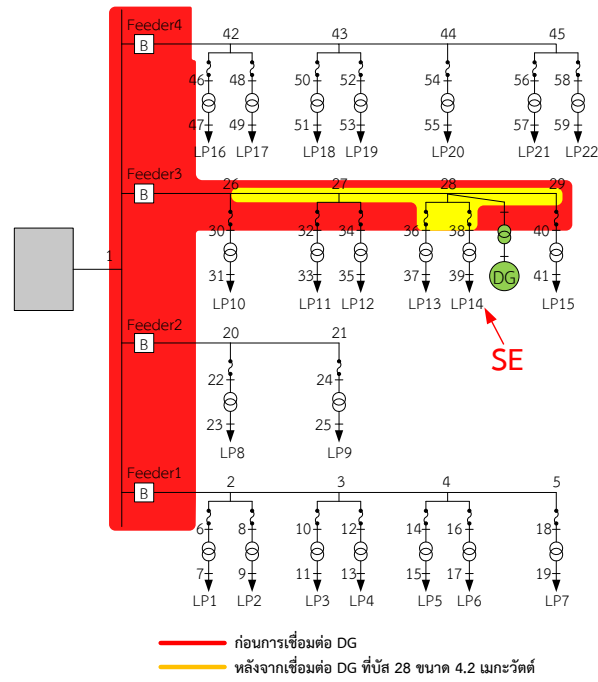
ดังนั้นเมื่อพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกประเภท ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ตามเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 พบว่าการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าทำให้ค่าของ AOV และ VSF เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส มีค่าลดลงในทุกกรณี เมื่อเปรียบเทียบกับ กรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัสและ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรมีค่าลดลง ซึ่งส่งผลในการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้ามูลค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG

7.4.2.5 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ

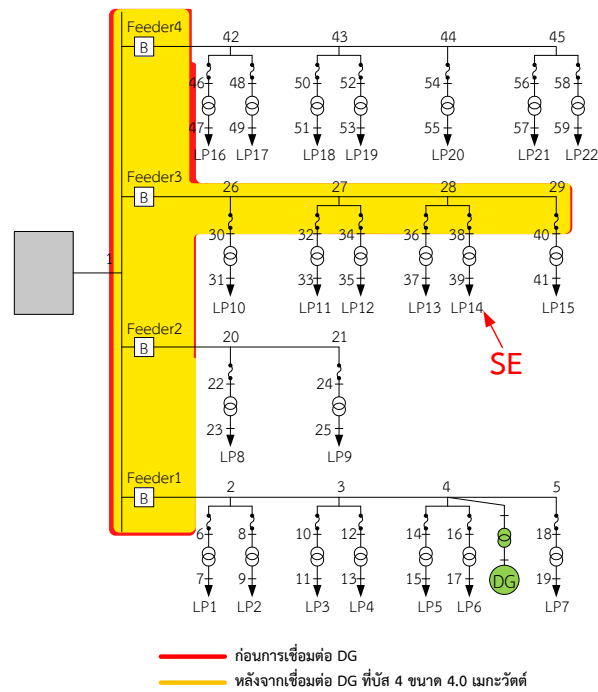
พิจารณาค่า AOV จาก ตารางที่ 7.6 – ตารางที่ 7.9 พบว่ารูปแบบการเชื่อมต่อ DG ตามเงื่อนไขดัง ตารางที่ 7.2 มีแนวโน้มเช่นเดียวกันในทุกประเภทของความผิดพลาด ยกเว้นกรณีของความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ที่ไม่มีพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ดังนั้นจึงเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วนที่มีแนวโน้มเช่นเดียวกัน ของแต่ละกลุ่มการเชื่อมต่อ DG ที่ทำให้ค่า AOV ลดลงมากที่สุดเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน เพื่อแสดงให้เห็นจุดวิกฤต ($V_{\text{threshold}}$) ที่มีค่าเท่ากับ 0.7 p.u. ดังภาพที่ 7.12 ถึง ภาพที่ 7.15



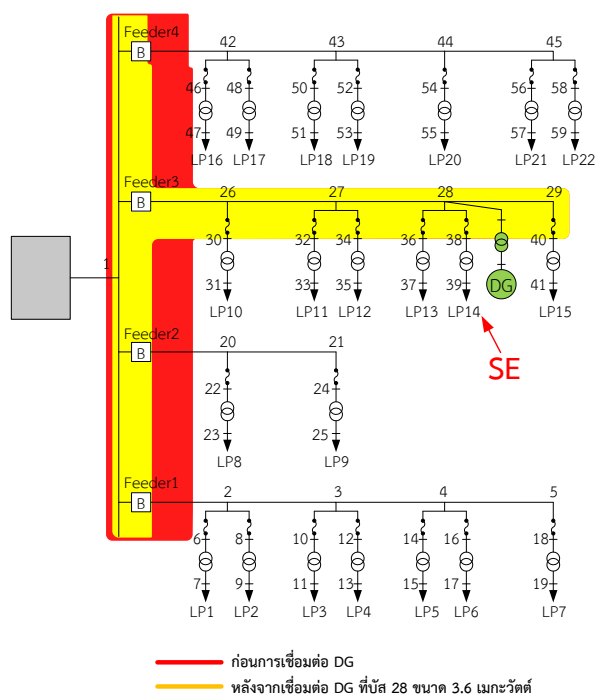
ภาพที่ 7.12 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ SG ที่มีรูปแบบหม้อแปลง D – yn PF 0.85 นำหน้า



ภาพที่ 7.13 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ SG ที่มีรูปแบบหม้อแปลง YN – d PF 0.9 ล้าหลัง



ภาพที่ 7.14 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ IG ที่มีรูปแบบหม้อแปลง D – yn PF 0.99 นำหน้า



ภาพที่ 7.15 แผนภาพ AOV ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ INV ที่มีรูปแบบหม้อแปลง D – yn
PF 0.85 ล้าหลัง

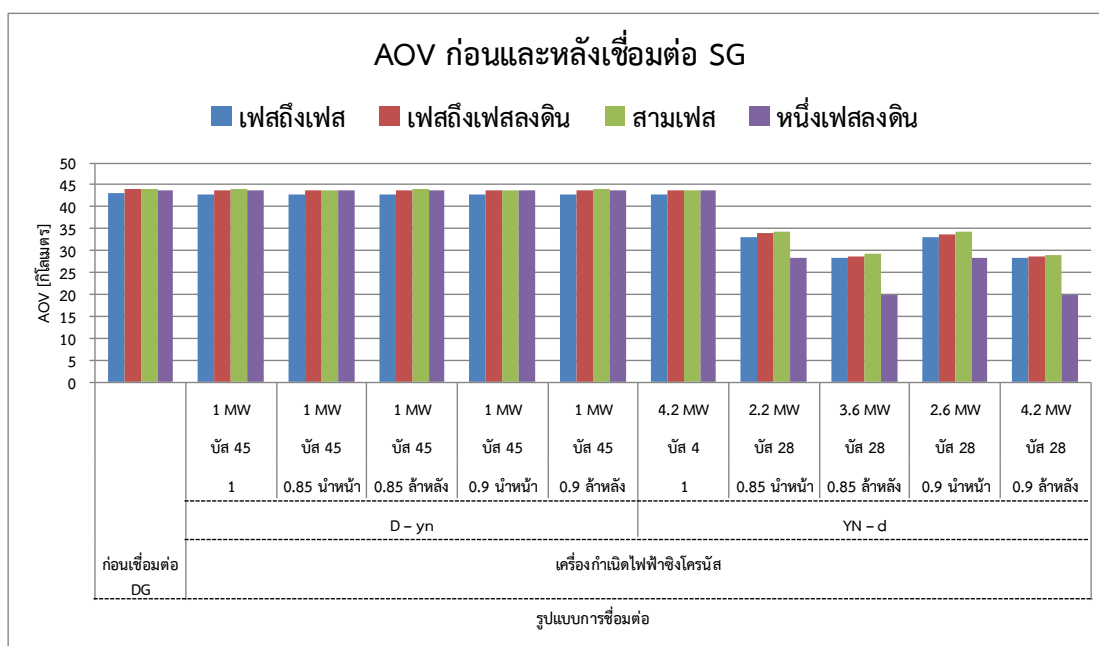
จากแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ที่จุดวิกฤต ($V_{\text{threshold}}$) มีค่าเท่ากับ 0.7 p.u. แสดงเห็นว่า พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะจะมีค่าลดลงอย่างเห็นได้ชัดเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ที่สายป้อนเดียวกับบัส SE ในทางกลับกันเมื่อเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าคนละสายป้อนกับบัส SE พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะจะลดลงเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

7.4.2.6 วิเคราะห์ผลการทดสอบพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ

เมื่อพิจารณาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (VSF) กรณีก่อนและหลังการเชื่อมต่อ DG ตามเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 พบว่าค่าของ AOV และ VSF ที่คำนวณได้มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า อีกทั้ง AOV และ VSF ยังมีแนวโน้มเช่นเดียวกัน อันเนื่องมาจากการคำนวณหาค่า VSF จะขึ้นอยู่กับ AOV ที่คำนวณได้ ดังนั้นในการวิเคราะห์จึงเลือกเฉพาะผลการทดสอบของ AOV มาแสดง ซึ่งเมื่อแยกพิจารณาตามรูปแบบการวิเคราะห์ที่ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 7.3 จะได้ว่า

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

เปรียบเทียบ AOV กรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG และหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมทุกประเภทแสดงดังภาพที่ 7.16



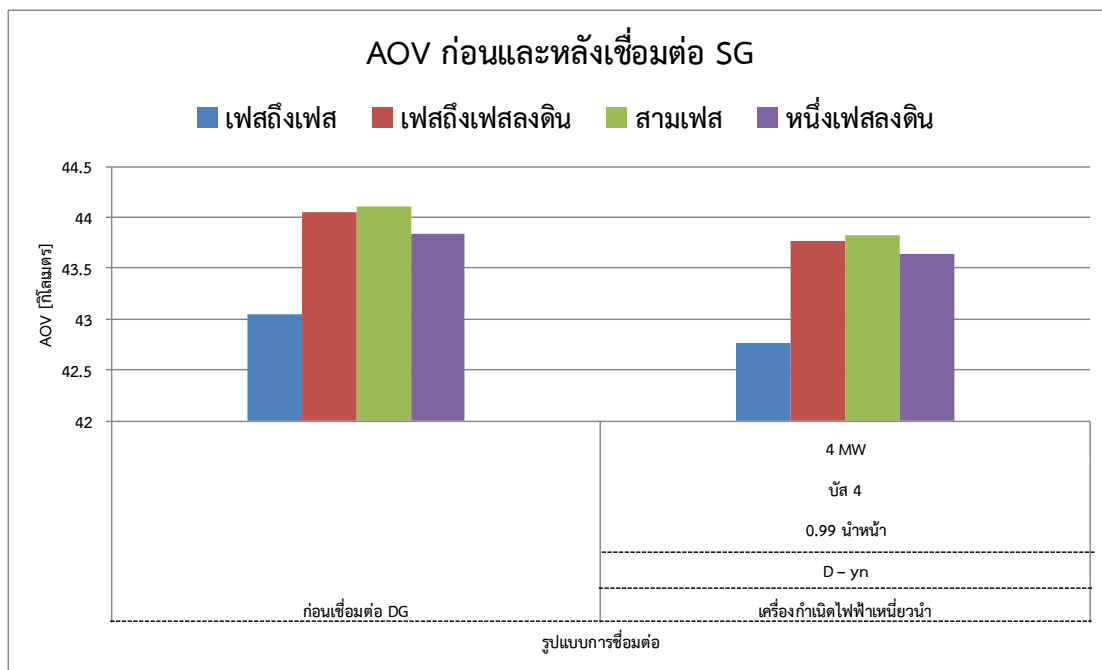
ภาพที่ 7.16 เปรียบเทียบ AOV ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส

พิจารณา DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน และวายลงดิน – เดลต้า ทุกค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า พบว่าค่าของ AOV มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัสเข้าสู่ระบบไฟฟ้าทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรมีค่าลดลง จึงมีผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ส่งผลในการหาค่า AOV มีค่าลดลง

เมื่อพิจารณากลุ่มของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า ที่ตำแหน่งบัส 28 พบว่า ค่าของ AOV ลดลงอย่างเห็นได้ชัด อันเนื่องมาจาก DG ถูกเชื่อมต่อบนสายป้อนเดียวกับบัส SE DG จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติให้กับบัส SE จึงเป็นการช่วยลดระดับความรุนแรงเมื่อเกิดแรงดันตกชั่วขณะขึ้นในระบบไฟฟ้า

2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

เปรียบเทียบ AOV กรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG และหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมทุกประเภทแสดงดังภาพที่ 7.17

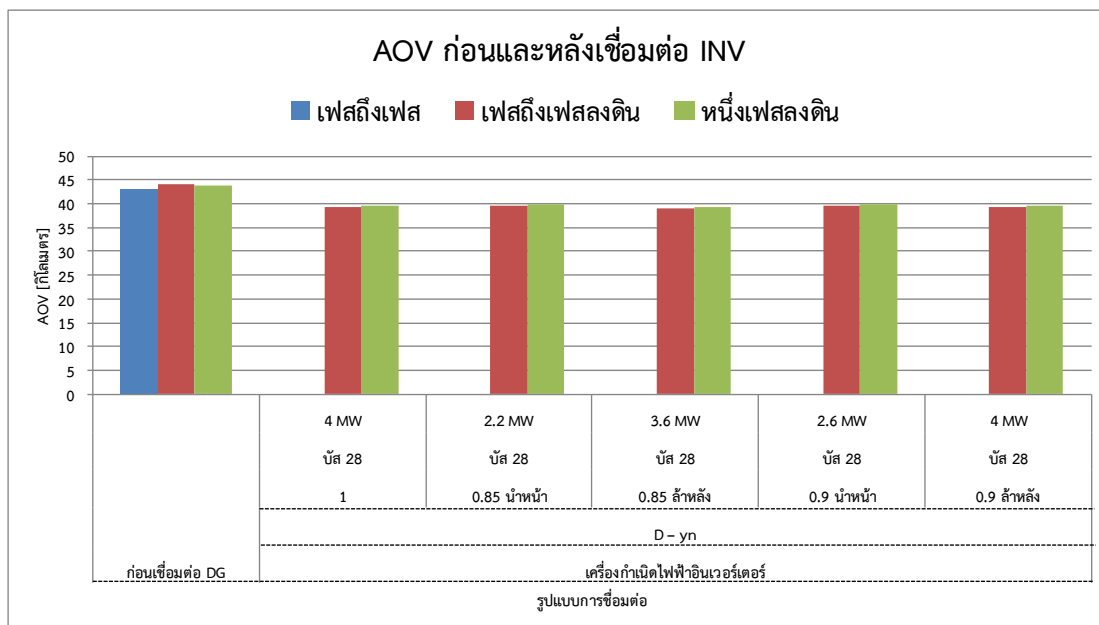


ภาพที่ 7.17 เปรียบเทียบ AOV ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ

เมื่อพิจารณา กรณีหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน ตำแหน่งบัสที่ 4 ขนาด 4 เมกะวัตต์ ซึ่งมีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG เท่ากับ 0.99 นำหน้า พบว่า AOV มีค่าลดลงเล็กน้อยเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องมาจากอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจร หลังจากเชื่อมต่อ DG มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับก่อนการเชื่อมต่อ DG แต่เนื่องจาก DG ถูกเชื่อมต่อคนละสายป้อนกับ บัส SE ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส SE ไม่มีการเปลี่ยนแปลง ดังนั้น AOV ที่ได้จึงมีค่าไม่แตกต่าง จากกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG มากนัก

3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

เปรียบเทียบ AOV กรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG และหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ เมื่อเกิดความผิดปกติทุกประเภทแสดงดังภาพที่ 7.18



ภาพที่ 7.18 เปรียบเทียบ AOV ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์

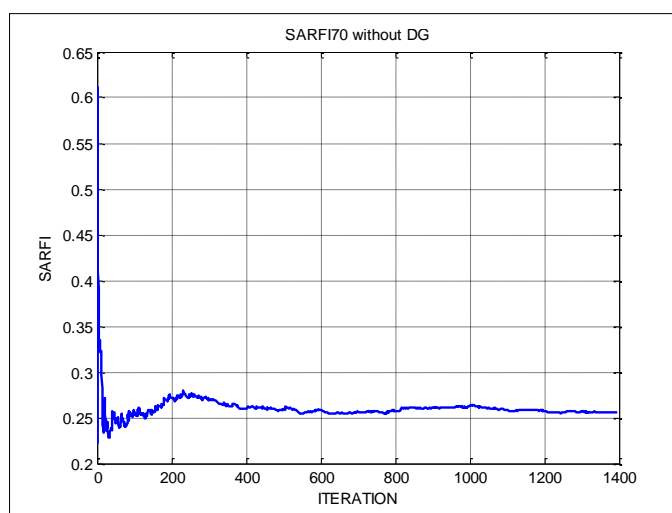
พิจารณา DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน ทุกค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า พบว่า AOV มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG ซึ่งโดยปกติแล้วเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น ดังนั้น AOV ควรจะมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นด้วย แต่เนื่องจาก DG ถูกเชื่อมต่อบนสายป้อนที่มี SE ทำให้มีการยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส SE ซึ่งจะช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาการเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสพบว่า ไม่มี AOV เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจาก หลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดพลาด ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้กระแสความผิดพลาดที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า มีขีดจำกัดที่ 1.5 เท่าของค่ากระแสปกติ ซึ่งเมื่อเกิดความผิดพลาดประเภทเฟสถึงเฟสจะเห็นว่าไม่มีกระแสความผิดพลาดลำดับศูนย์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ประกอบกับ DG ถูกเชื่อมต่อบนสายป้อนเดียวกับบัส SE ทำให้มีการยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส SE ด้วยเหตุนี้จึงทำให้ไม่มี AOV เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า หรือแรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้าที่ตำแหน่ง SE มีค่ามากกว่า 0.7 p.u.

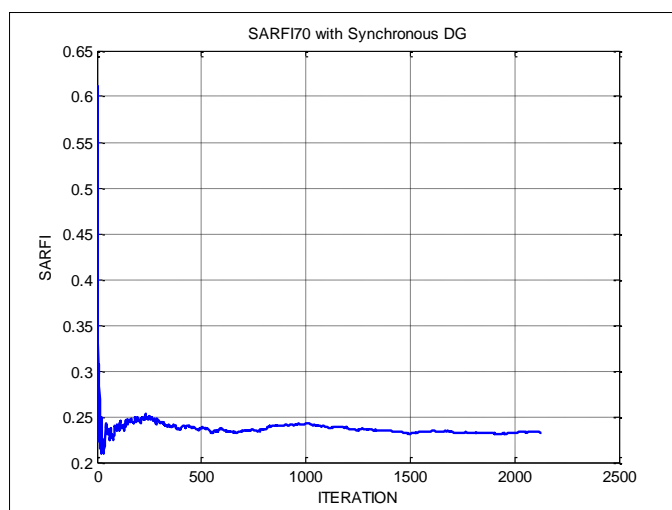
7.4.3 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

เนื่องจากระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus2 มีข้อมูลโหลดที่ไม่เพียงพอ ดังนั้นในการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) จึงสมมติให้โหลด ทุกจุดโหลดหรือผู้ใช้ไฟมีค่าของแรงดันวิกฤตที่เท่ากันที่ 0.7 p.u. ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการทนต่อแรงดันตกชั่วขณะตามตารางที่ 2.2 และเปลี่ยนค่าของแรงดันวิกฤตให้มีค่าลดลงเท่ากับ 0.6 p.u. และมากขึ้นเท่ากับ 0.8

p.u. เพื่อใช้ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า ดังนั้นแรงดันวิกฤต จึงมีค่าเท่ากับ 0.6 0.7 และ 0.8 p.u. ตามลำดับ โดยใช้ในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ในการจำลองตำแหน่งของความผิดพลาดที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 6.2 และการคำนวณจะสิ้นสุดเมื่อความคลาดเคลื่อนในการคำนวณมีค่าน้อยกว่า 10^{-4} หรือครบจำนวนรอบในการคำนวณ โดยกำหนดให้จำนวนรอบ (Iteration) สูงสุดเท่ากับ 100,000 รอบ ซึ่งเป็นค่าที่มากพอที่ทำให้ ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เฉลี่ยเข้าสู่ค่าตอบ ดังตัวอย่างในภาพที่ 7.19 และภาพที่ 7.20 เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน



ภาพที่ 7.19 ค่า SARFI₇₀ ก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า



ภาพที่ 7.20 ค่า SARFI₇₀ หลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส

ผลจากการหาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) จะแสดงในลักษณะของตาราง และแผนภูมิแท่งเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ในแต่ละรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 แยกตามประเภทของความผิดปกติ

7.4.3.1 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

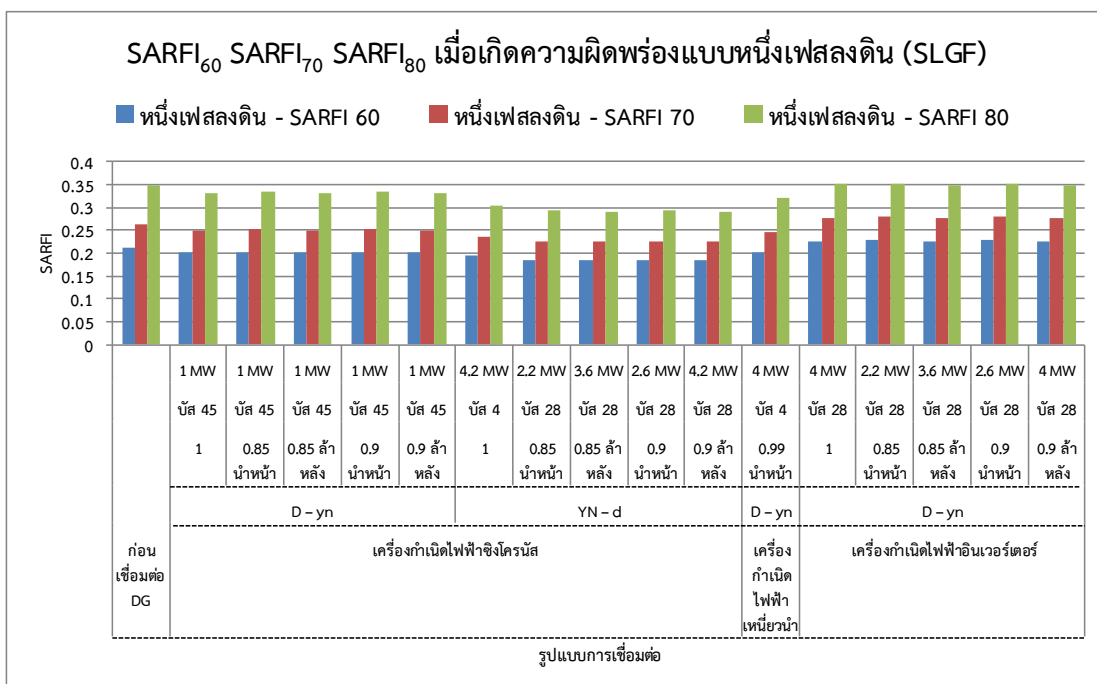
ผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อมีค่าแรงดันวิกฤตที่ 0.6 0.7 และ 0.8 p.u. ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดปกติ เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดินแสดงดังตารางที่ 7.10

ตารางที่ 7.10 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ประเภท DG	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ			ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (คิดผลของความน่าจะเป็น)		
				% โหลด	MW	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀
ไม่มี DG						0.210	0.262	0.349	0.179	0.223	0.296
SG	D – yn	1	45	5	1.0	0.203	0.249	0.332	0.172	0.212	0.282
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	0.203	0.252	0.334	0.172	0.214	0.284
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.202	0.249	0.331	0.171	0.212	0.281
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	0.203	0.252	0.334	0.172	0.214	0.284
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.202	0.249	0.331	0.172	0.212	0.281
	YN – d	1	4	21	4.2	0.195	0.234	0.304	0.165	0.199	0.259
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.184	0.226	0.294	0.156	0.192	0.250
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.183	0.224	0.290	0.155	0.191	0.247
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.184	0.226	0.294	0.156	0.192	0.250
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	0.183	0.224	0.290	0.155	0.191	0.247
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	0.200	0.246	0.319	0.170	0.209	0.271
INV	D – yn	1	28	20	4.0	0.226	0.277	0.350	0.192	0.236	0.297
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.228	0.279	0.352	0.194	0.237	0.299
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.225	0.276	0.349	0.191	0.234	0.296
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.228	0.278	0.352	0.194	0.236	0.299
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	0.225	0.277	0.349	0.191	0.235	0.296

จากตารางที่ 7.10 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน ในลักษณะของแผนภูมิแท่ง เมื่อพิจารณารูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 เป็นต้น

ภาพที่ 7.21



ภาพที่ 7.21 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบหนึ่งเฟสลงดิน

เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทหนึ่งเฟสลงดิน แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า ค่า SARFI₆₀ มีค่าต่ำกว่า SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ ตามลำดับ และมีแนวโน้มเช่นนี้ทุกรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเพิ่มค่าของแรงดันวิกฤต ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบในระบบไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น และเนื่องมาจากค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ มีแนวโน้มเช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงเลือกเฉพาะค่า SARFI₇₀ ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ

พิจารณาค่า SARFI₇₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทหนึ่งเฟสลงดิน แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน - เดลต้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ มีค่า SARFI₇₀ ที่ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG ส่งผลต่อการคำนวณค่าแรงดันตกชั่วขณะทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีค่า SARFI₇₀ ที่เพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า อันเนื่องมาจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติพร้อมทุกลำดับของวงจรมีค่าที่มากขึ้น ซึ่งมีผลมาจากค่า

อิมพีแดนซ์ของตัวเก็บประจุซึ่งเป็นหนึ่งในโครงสร้างของอินเวอร์เตอร์ จากค่าอิมพีแดนซ์ที่แตกต่างกัน ดังที่กล่าวมานั้น ส่งผลต่อการคำนวณค่าแรงดันตกชั่วขณะ เพื่อใช้ในการหาค่า SARFI₇₀ ของระบบ ไฟฟ้า

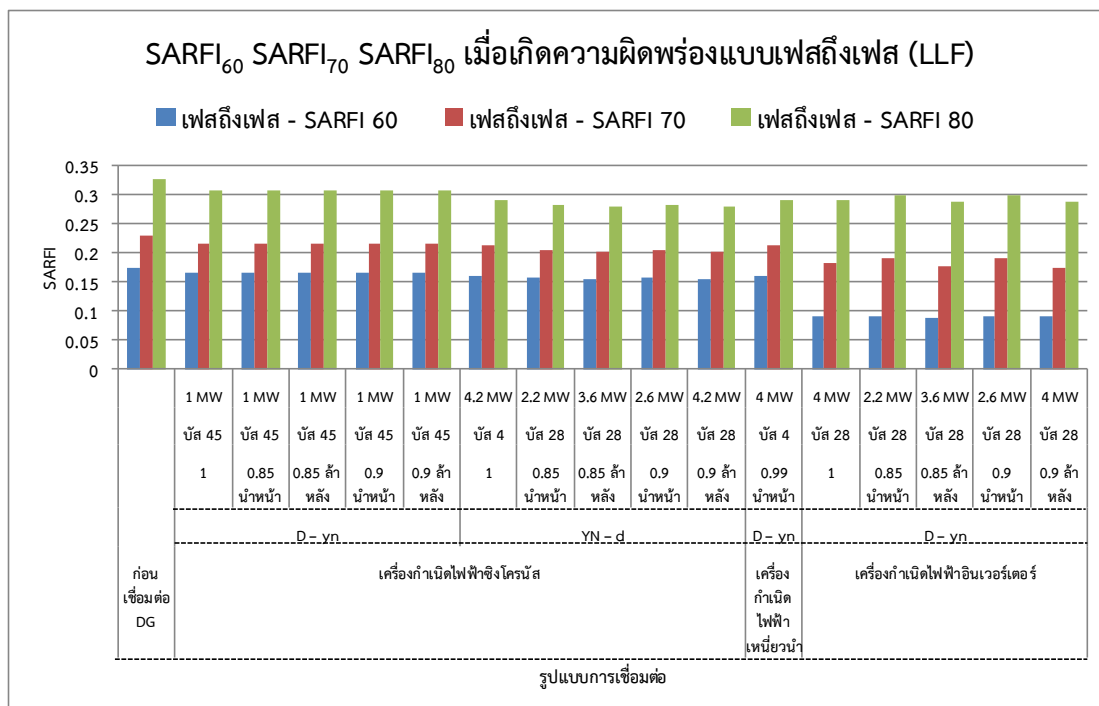
7.4.3.2 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

ผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อมีค่าแรงดันวิกฤตที่ 0.6 0.7 และ 0.8 p.u. ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดปกติ เมื่อเกิดความผิดปกติ แบบเฟสถึงเฟสแสดงดังตารางที่ 7.11

ตารางที่ 7.11 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

ประเภท DG	รูปแบบ หม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบ กำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ			ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (คิดผลของความน่าจะเป็น)		
				% โหลด	MW	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀
ไม่มี DG						0.173	0.230	0.327	0.014	0.018	0.026
SG	D – yn	1	45	5	1.0	0.164	0.216	0.307	0.013	0.017	0.025
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	0.165	0.217	0.307	0.013	0.017	0.025
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.164	0.215	0.307	0.013	0.017	0.025
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	0.165	0.217	0.307	0.013	0.017	0.025
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.164	0.215	0.307	0.013	0.017	0.025
	YN – d	1	4	21	4.2	0.161	0.214	0.291	0.013	0.017	0.023
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.158	0.204	0.283	0.013	0.016	0.023
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.155	0.203	0.280	0.012	0.016	0.022
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.158	0.204	0.283	0.013	0.016	0.023
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	0.155	0.203	0.280	0.012	0.016	0.022
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	0.161	0.214	0.292	0.013	0.017	0.023
INV	D – yn	1	28	20	4.0	0.090	0.183	0.291	0.007	0.015	0.023
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.092	0.191	0.300	0.007	0.015	0.024
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.089	0.176	0.288	0.007	0.014	0.023
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.092	0.191	0.299	0.007	0.015	0.024
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	0.090	0.175	0.288	0.007	0.014	0.023

จากตารางที่ 7.11 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติ แบบเฟสถึงเฟส ในลักษณะของแผนภูมิแท่ง เมื่อพิจารณารูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดัง ตารางที่ 7.2 เป็นดังภาพที่ 7.22



ภาพที่ 7.22 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟส

เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทเฟสถึงเฟส แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า ค่า SARFI₆₀ มีค่าต่ำกว่า SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ ตามลำดับ และมีแนวโน้มเช่นนี้ทุกรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเพิ่มค่าของแรงดันวิกฤต ทำให้ผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบในระบบไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น และเนื่องมาจากค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ มีแนวโน้มเช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงเลือกเฉพาะค่า SARFI₇₀ ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ

พิจารณาค่า SARFI₇₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทเฟสถึงเฟส แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ มีค่า SARFI₇₀ ที่ลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG ส่งผลต่อการคำนวณค่าแรงดันตกชั่วขณะทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบมีค่าเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG จึงส่งผลให้ค่า SARFI₇₀ มีค่าลดลง

ในขณะที่เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่า SARFI₇₀ มีค่าต่ำที่สุด อันเนื่องมาจากการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดปกติที่มีขีดจำกัดเท่ากับ 1.5 เท่าของค่ากระแสปกติ ซึ่งเมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทเฟสถึงเฟสจะเห็นว่าไม่มี

กระแสความผิดพลาดลำดับศูนย์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ค่า SARFI₇₀ ที่ได้จึงมีค่าที่ต่ำที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ถึงแม้ว่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดพลาดทุกลำดับของวงจรมีค่ามากขึ้นก็ตาม

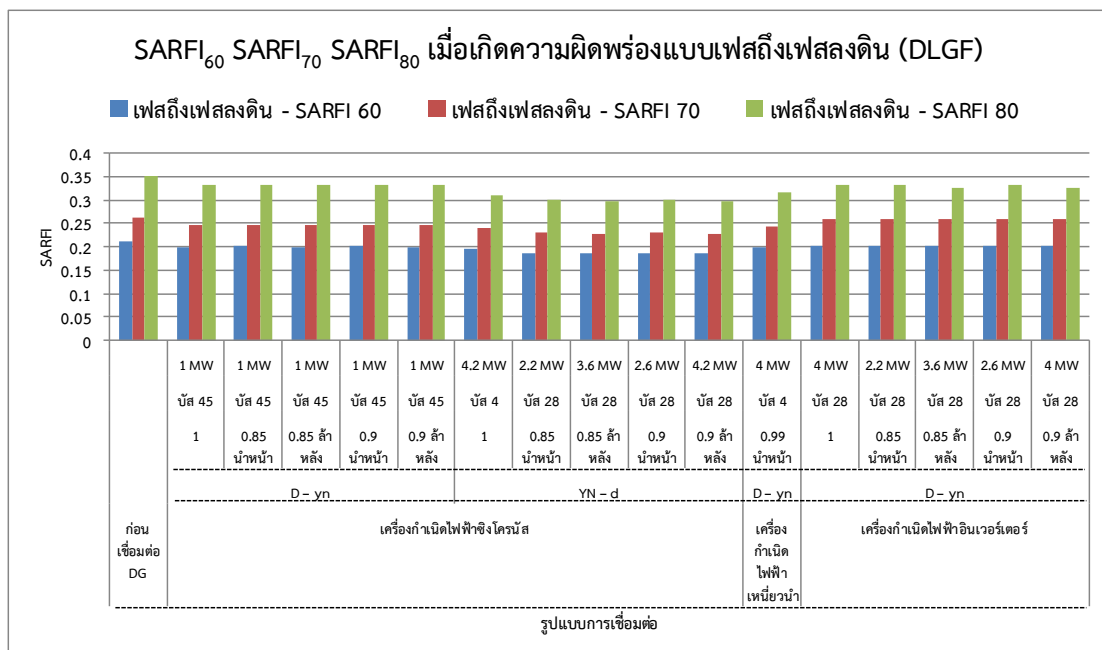
7.4.3.3 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อมีค่าแรงดันวิกฤตที่ 0.6 0.7 และ 0.8 p.u. ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดพลาด เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดินแสดงดังตารางที่ 7.12

ตารางที่ 7.12 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ประเภท DG	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	บัส	ขนาด		ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ			ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (คิดผลของความน่าจะเป็น)		
				% โหลด	MW	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀
ไม่มี DG						0.211	0.263	0.353	0.011	0.013	0.018
SG	D – yn	1	45	5	1.0	0.199	0.246	0.332	0.010	0.012	0.017
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	0.203	0.246	0.333	0.010	0.012	0.017
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.199	0.246	0.332	0.010	0.012	0.017
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	0.203	0.246	0.333	0.010	0.012	0.017
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.199	0.246	0.332	0.010	0.012	0.017
	YN – d	1	4	21	4.2	0.197	0.239	0.310	0.010	0.012	0.016
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.186	0.231	0.302	0.009	0.012	0.015
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.186	0.227	0.297	0.009	0.011	0.015
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.186	0.230	0.302	0.009	0.012	0.015
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	0.186	0.227	0.297	0.009	0.011	0.015
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	0.199	0.243	0.317	0.010	0.012	0.016
INV	D – yn	1	28	20	4.0	0.202	0.260	0.331	0.010	0.013	0.017
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.203	0.261	0.333	0.010	0.013	0.017
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.201	0.259	0.327	0.010	0.013	0.016
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.203	0.260	0.333	0.010	0.013	0.017
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	0.201	0.259	0.327	0.010	0.013	0.016

จากตารางที่ 7.12 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน ในลักษณะของแผนภูมิแท่ง เมื่อพิจารณารูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 เป็นดังภาพที่ 7.23



ภาพที่ 7.23 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทเฟสถึงเฟสลงดิน แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า ค่า SARFI₆₀ มีค่าต่ำกว่า SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ ตามลำดับ และมีแนวโน้มเช่นนี้ทุกรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเพิ่มค่าของแรงดันวิกฤต ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบในระบบไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น และเนื่องมาจากค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ มีแนวโน้มเช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงเลือกเฉพาะค่า SARFI₇₀ ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ

พิจารณาค่า SARFI₇₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทเฟสถึงเฟสลงดิน แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน - เดลต้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ มีค่า SARFI₇₀ ที่ลดลงตามลำดับเมื่อเปรียบเทียบกับ กรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG ส่งผลต่อการคำนวณค่าแรงดันตกชั่วขณะทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG

ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีค่า SARFI₇₀ ที่ลดลงอันเนื่องมาจาก เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทเฟสถึงเฟสลงดิน ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ การเกิดความผิดปกติพร้อมประเภทอื่นๆ ซึ่งมีผลมาจากการเชื่อมต่อ Z_{eq} เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ดังหัวข้อ 4.1.3

ที่ได้กล่าวมาแล้ว อีกทั้งการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความถี่ที่มียึดจำกัดเท่ากับ 1.5 เท่าของค่ากระแสปกติ จากปัจจัยที่กล่าวมาจึงมีผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะที่ใช้ในการหาค่า SARFI₇₀

7.4.3.4 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส

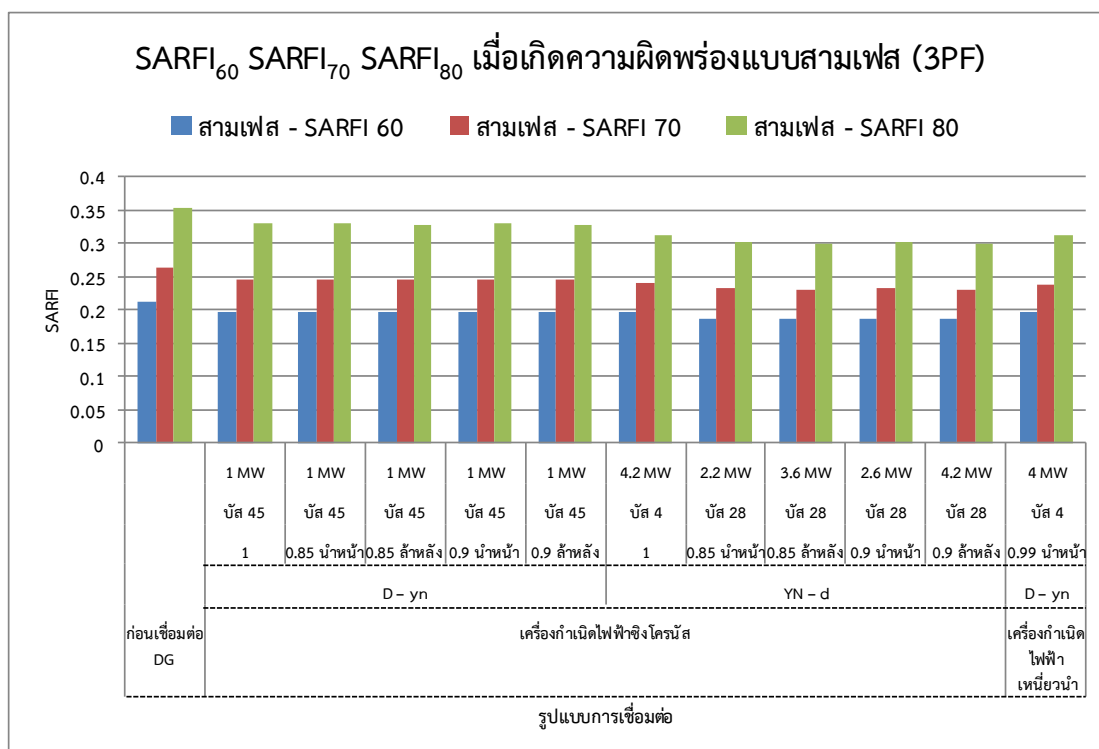
ผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อมีค่าแรงดันวิกฤตที่ 0.6 0.7 และ 0.8 p.u. ก่อนและหลังพิจารณาความน่าจะเป็นของประเภทของความผิดปกติ เมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟสแสดงดังตารางที่ 7.13

ตารางที่ 7.13 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส

ประเภท DG	รูปแบบหม้อแปลง (HV LV)	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	ปีส	ขนาด		ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ			ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (คิดผลของความน่าจะเป็น)		
				% โหลด	MW	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀	SARFI ₆₀	SARFI ₇₀	SARFI ₈₀
ไม่มี DG						0.211	0.263	0.354	0.004	0.005	0.007
SG	D – yn	1	45	5	1.0	0.198	0.245	0.330	0.004	0.005	0.007
		0.85 นำหน้า	45	5	1.0	0.198	0.245	0.330	0.004	0.005	0.007
		0.85 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.198	0.245	0.327	0.004	0.005	0.007
		0.9 นำหน้า	45	5	1.0	0.198	0.245	0.330	0.004	0.005	0.007
		0.9 ล้าหลัง	45	5	1.0	0.198	0.245	0.327	0.004	0.005	0.007
	YN – d	1	4	21	4.2	0.197	0.239	0.311	0.004	0.005	0.006
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	0.187	0.233	0.302	0.004	0.005	0.006
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	0.187	0.230	0.300	0.004	0.005	0.006
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	0.187	0.232	0.302	0.004	0.005	0.006
		0.9 ล้าหลัง	28	21	4.2	0.187	0.230	0.300	0.004	0.005	0.006
IG	D – yn	0.99 นำหน้า	4	20	4.0	0.197	0.239	0.311	0.004	0.005	0.006
INV	D – yn	1	28	20	4.0	- *	- *	- *	- *	- *	- *
		0.85 นำหน้า	28	11	2.2	- *	- *	- *	- *	- *	- *
		0.85 ล้าหลัง	28	18	3.6	- *	- *	- *	- *	- *	- *
		0.9 นำหน้า	28	13	2.6	- *	- *	- *	- *	- *	- *
		0.9 ล้าหลัง	28	20	4.0	- *	- *	- *	- *	- *	- *

หมายเหตุ **ไม่สามารถคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส ในระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

จากตารางที่ 7.13 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงแบบสามเฟส ในลักษณะของแผนภูมิแท่ง เมื่อพิจารณารูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ที่มีเงื่อนไขดังตารางที่ 7.2 เป็นดังภาพที่ 7.24



ภาพที่ 7.24 เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงแบบสามเฟส

เปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงประเภทสามเฟส แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า ค่า SARFI₆₀ มีค่าต่ำกว่าค่า SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ ตามลำดับ และมีแนวโน้มเช่นนี้ทุกรูปแบบของการเชื่อมต่อ DG ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเพิ่มค่าของแรงดันวิกฤต ทำให้ผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบในระบบไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น และเนื่องจากค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ มีแนวโน้มเช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงเลือกเฉพาะค่า SARFI₇₀ ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ

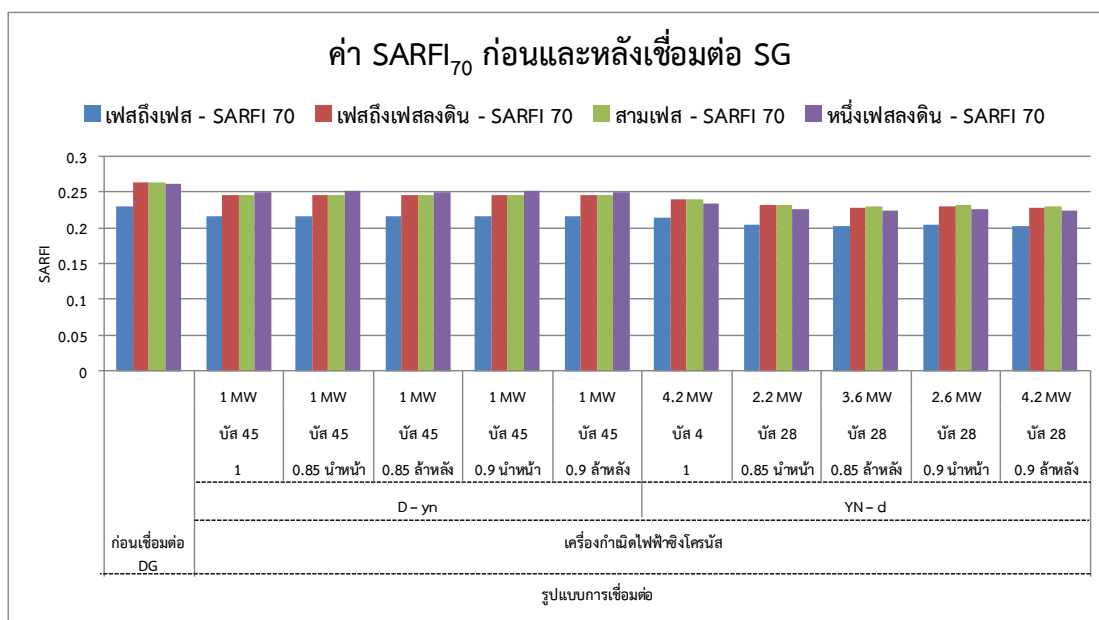
พิจารณาค่า SARFI₇₀ เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงประเภทสามเฟส แบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ดังตารางที่ 7.2 พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ มีค่า SARFI₇₀ ที่ลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องมาจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรลดลง ส่งผลต่อการคำนวณค่าแรงดันตกชั่วขณะทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG

7.4.3.5 วิเคราะห์ผลการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) กรณีก่อนและหลังการเชื่อมต่อ DG ตามเงื่อนไขตารางที่ 7.2 พบว่าค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) ที่คำนวณจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ในทุกประเภทของความผิดปกติ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ในกรณีของความผิดปกติประเภทเฟสถึงเฟส และเฟสถึงเฟสลงดินมีค่าที่ลดลง ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดินมีค่าเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ในขณะที่ค่า SARFI₆₀ SARFI₇₀ และ SARFI₈₀ มีแนวโน้มเช่นเดียวกัน อันเนื่องมาจากเมื่อเพิ่มค่าของแรงดันวิกฤต ทำให้ผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบในระบบไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น ดังนั้นในการวิเคราะห์จึงเลือกเฉพาะผลการทดสอบของ ค่า SARFI₇₀ มาแสดง ซึ่งเมื่อแยกพิจารณาตามรูปแบบการวิเคราะห์ที่ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 7.3 จะได้ว่า

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

เปรียบเทียบค่า SARFI₇₀ กรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG และหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส เมื่อเกิดความผิดปกติทุกประเภทแสดงดังภาพที่ 7.25



ภาพที่ 7.25 เปรียบเทียบค่า SARFI₇₀ ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัส

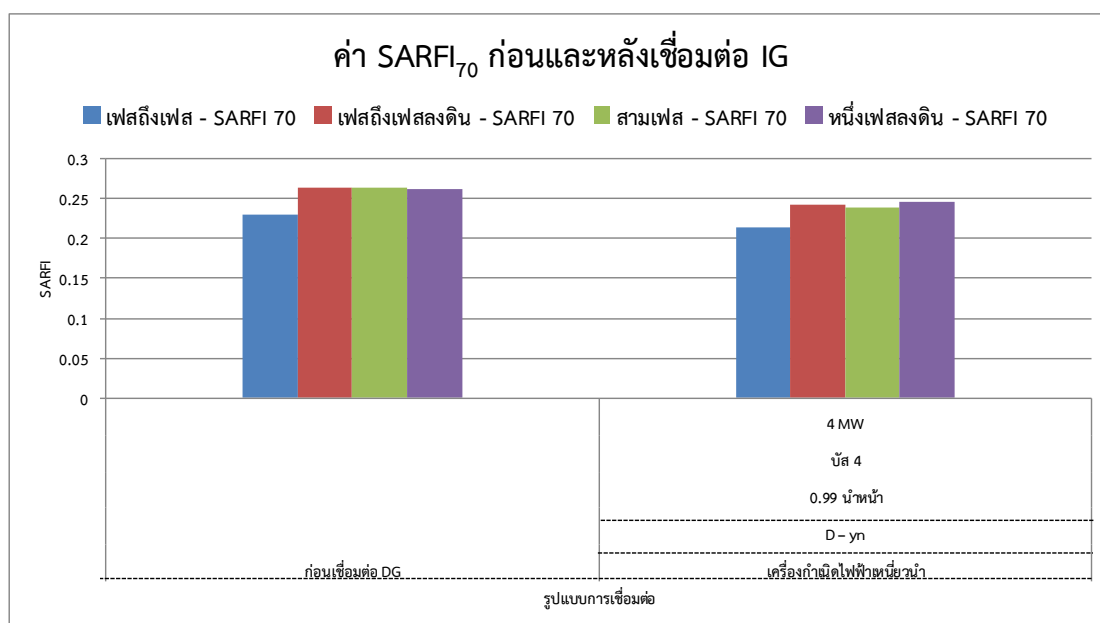
พิจารณา DG ประเภทซิงโครนัส ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า - วายลงดิน และวายลงดิน - เดลต้า ทุกค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า พบว่าค่า SARFI₇₀ มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบ

กับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เนื่องจาก เมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัสเข้าสู่ระบบไฟฟ้าทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรมีค่าลดลง จึงมีผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะทำให้แรงดันที่เหลืออยู่ในระบบไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า อีกทั้งเมื่อเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า DG จะช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัสเชื่อมต่อและบริเวณใกล้เคียง ส่งผลให้ระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติของโหลดหรือลูกค้าบริเวณนั้นมีค่าสูงขึ้น และส่งผลในการหาค่า SARFI₇₀ มีค่าลดลง

ในขณะที่กลุ่มการเชื่อมต่อ DG แบบ วายลงดิน – เดลต้า มีค่า SARFI₇₀ ลดลงอย่างเห็นได้ชัดเนื่องจาก DG ที่ถูกเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้ามีขนาดที่มากกว่ารูปแบบหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน ที่ถูกกำหนดให้มีขนาดสูงสุดเท่ากับ 1 เมกะวัตต์ อีกทั้งรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรที่น้อยกว่ารูปแบบ เดลต้า – วายลงดิน จึงส่งผลต่อการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะในกรณีที่เกิดความผิดปกติแบบลงดิน ได้แก่ ความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน และความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน ซึ่งรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงที่มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรที่น้อยกว่าจะช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะได้มากกว่า

2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

เปรียบเทียบค่า SARFI₇₀ กรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG และหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ เมื่อเกิดความผิดปกติประเภทแสดงดังภาพที่ 7.26

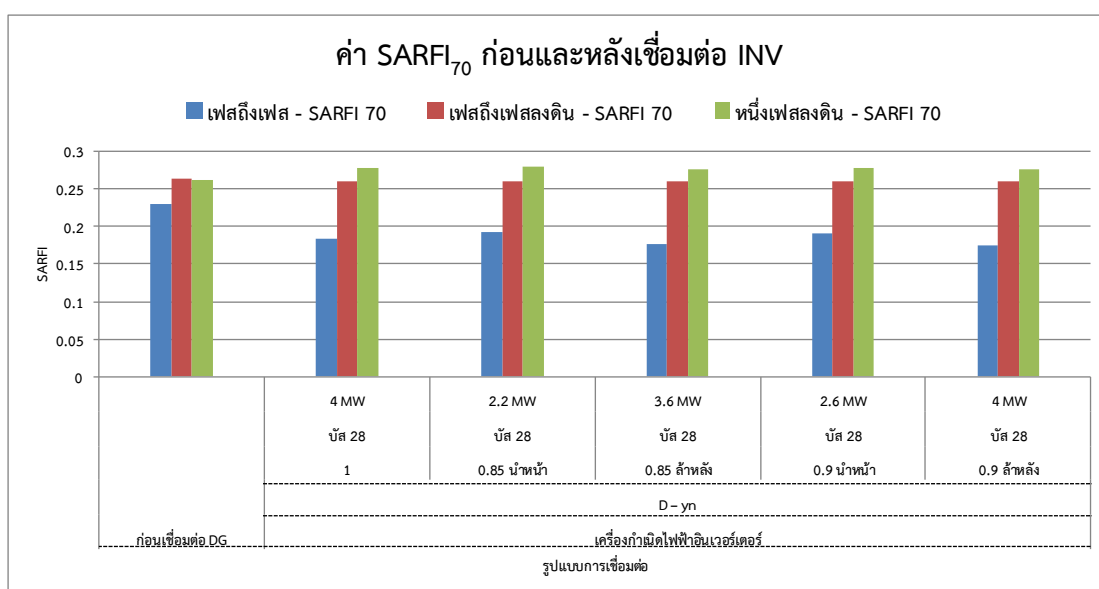


ภาพที่ 7.26 เปรียบเทียบค่า SARFI₇₀ ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ

เมื่อพิจารณา กรณีหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน ที่บัสที่ 4 ขนาด 4 เมกะวัตต์ ซึ่งมีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG เท่ากับ 0.99 นำหน้า พบว่าค่า SARFI₇₀ มีค่าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องมาจากอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรหลังจากเชื่อมต่อ DG มีค่าลดลง อีกทั้งเมื่อเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า DG จะช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัสเชื่อมต่อและบริเวณใกล้เคียง ส่งผลให้ระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติของโหลดหรือลูกค้าบริเวณนั้นมีค่าสูงขึ้น จึงส่งผลต่อการคำนวณค่าแรงดันตกชั่วขณะ ค่า SARFI₇₀ ที่ได้จึงมีค่าลดลง

3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์

เปรียบเทียบค่า SARFI₇₀ กรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG และหลังจากการเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ เมื่อเกิดความผิดปกติทุกประเภทแสดงดังภาพที่ 7.27



ภาพที่ 7.27 เปรียบเทียบค่า SARFI₇₀ ก่อนและหลังจากเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์

เมื่อเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า DG จะช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัสเชื่อมต่อและบริเวณใกล้เคียง ส่งผลให้ระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติของโหลดหรือลูกค้าบริเวณนั้นมีค่าสูงขึ้น ดังนั้นค่า SARFI₇₀ ที่ได้ควรมีค่าที่ลดลง แต่เมื่อพิจารณาขณะที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์พบว่า โครงสร้างการทำงานขณะเกิดความผิดปกติมีลักษณะที่แตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ดังนั้นผลที่ได้จึงแยกตามประเภทของความผิดปกติ

พิจารณา DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน ทุกค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน พบว่าค่า SARFI₇₀ มีค่า

เพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG ซึ่งโดยปกติแล้วเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทอินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น อันเนื่องมาจากค่าอิมพีแดนซ์ของตัวเก็บประจุ (C_f) ซึ่งเป็นหนึ่งในโครงสร้างของอินเวอร์เตอร์และค่าอิมพีแดนซ์ความผิดปกติของสมมูล (Z_{eq}) เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน จึงส่งผลในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน ทำให้ค่า SARFI₇₀ มีค่าเพิ่มขึ้น

พิจารณา DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน ทุกค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส พบว่าค่า SARFI₇₀ มีค่าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เนื่องมาจากการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดปกติที่มีขีดจำกัดเท่ากับ 1.5 เท่าของค่ากระแสปกติ ซึ่งเมื่อเกิดความผิดปกติประเภทเฟสถึงเฟส จะเห็นว่าไม่มีกระแสความผิดปกติลำดับศูนย์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า จึงทำให้ค่า SARFI₇₀ เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีค่าต่ำที่สุด ถึงแม้ว่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าที่มากขึ้นก็ตาม

พิจารณา DG ประเภทอินเวอร์เตอร์ ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า – วายลงดิน ทุกค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน พบว่าค่า SARFI₇₀ มีค่าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG อันเนื่องมาจากค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีเกิดความผิดปกติประเภทเฟสถึงเฟส และหนึ่งเฟสลงดิน ตามลำดับ ซึ่งมีผลมาจากการเชื่อมต่ออิมพีแดนซ์ความผิดปกติของสมมูล Z_{eq} ของแต่ละประเภทของความผิดปกติที่แตกต่างกันเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ดังหัวข้อ 4.1.3 ที่ได้กล่าวมาแล้ว อีกทั้งการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดปกติที่มีขีดจำกัดเท่ากับ 1.5 เท่าของค่ากระแสปกติ จากปัจจัยที่กล่าวมาจึงมีผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ ดังนั้นค่า SARFI₇₀ ที่ได้จึงมีค่าลดลง

7.5 วิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบ

7.5.1 การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

ภายใต้รูปแบบการเชื่อมต่อ DG ที่ถูกกำหนดไว้ตามตารางที่ 7.1 พบว่า การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG เพื่อลดค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ที่ถูกกำหนดไว้ได้แก่

1) ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ซึ่งประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีผลต่ออิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดปกติของวงจร ส่งผลต่อการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะ

2) รูปแบบในการเชื่อมต่อหม้อแปลง DG แบบ เดลต้า – วายลงดิน และ แบบ วายลงดิน – เดลต้า ส่งผลต่อการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบลงดิน เนื่องจากรูปแบบในการเชื่อมต่อหม้อแปลงจะส่งผลต่อค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจร

3) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ส่งผลโดยตรงต่อการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่ใช้ในการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะ

ดังนั้นจากรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ที่ถูกกำหนดมาส่งผลในการคำนวณหาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ

7.5.2 พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

ภายใต้เงื่อนไขการเชื่อมต่อ DG อันได้แก่ ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ตำแหน่งของ DG และขนาดของ DG พบว่า เมื่อเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะลดลง เมื่อพิจารณาที่ตำแหน่ง SE เนื่องมาจากค่า AOV และ VSF ที่ได้มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า อีกทั้ง AOV และ VSF ยังมีแนวโน้มเช่นเดียวกัน อันเนื่องมาจากการคำนวณหาค่า VSF จะขึ้นอยู่กับ AOV ที่คำนวณได้ ในขณะที่เมื่อเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะเมื่อพิจารณาทุกจุดโหนดของระบบไฟฟ้าลดลง เนื่องจากค่า SARFI ที่ได้มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG ยกเว้นกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าของ SARFI ที่เพิ่มขึ้นในกรณีที่เกิดความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า

โดยที่ AOV และ VSF เป็นค่าที่ใช้ในการวัดระดับของความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่พิจารณา SE เพียงตำแหน่งเดียว เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า ในขณะที่ ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) เป็นค่าที่ใช้ในการวัดระดับของความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะทั่วทั้งระบบไฟฟ้า เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบไฟฟ้า ดังนั้นจะเห็นว่าปัจจัยที่ทำให้ค่า AOV VSF และ SARFI เปลี่ยนไป ประกอบไปด้วย

1) ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ เมื่อถูกเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดพลาดลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG แตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เมื่อถูกเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าแล้ว ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลขณะเกิดความผิดพลาดของวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น อันเนื่องมาจากอิมพีแดนซ์ของตัวเก็บประจุ (C_f) ซึ่งเป็นหนึ่งในโครงสร้างของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์และอิมพีแดนซ์ความผิดพลาดสมมูล (Z_{eq}) อีกทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีการจำกัดกระแสความผิดพลาดที่จะจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1.5 เท่าของกระแสปกติ แตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่ไม่มีการจำกัดค่ากระแสความผิดพลาด

2) รูปแบบในการเชื่อมต่อหม้อแปลง DG แบบ เดลต้า – วายลงดิน และ แบบ วายลงดิน – เดลต้า ส่งผลให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลลำดับศูนย์ของวงจรต่างกัน เมื่อมีการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบวายลงดิน – เดลต้า อิมพีแดนซ์สมมูลลำดับศูนย์ของวงจรจะมีค่าน้อยกว่ารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG แบบ เดลต้า – วายลงดิน ซึ่งมีผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพลาด

พ่วงแบบลงดิน ได้แก่ ความผิดพ่วงแบบหนึ่งเฟสลงดิน และความผิดพ่วงแบบเฟสถึงเฟสลงดิน โดยการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบวายลงดิน – เดลต้า จะช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะได้มากกว่าแบบ เดลต้า – วายลงดิน เล็กน้อย

3) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ส่งผลในการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนให้กับระบบไฟฟ้า โดยที่ค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 DG จะจ่ายเพียงกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ในขณะที่เมื่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้านำหน้า หมายถึง DG จะดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากระบบไฟฟ้าทำให้แรงดันที่บัสเชื่อมต่อมีค่าลดลง ในทางตรงกันข้ามกับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าล่าช้า หมายถึง DG จะจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนให้กับระบบไฟฟ้าจึงเป็นการช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพ่วงที่บัสเชื่อมต่อ DG และบริเวณใกล้เคียง ดังนั้นค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะส่งผลโดยตรงต่อค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพ่วงที่ใช้ในการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะ

4) ตำแหน่งของ DG เมื่อ DG ถูกเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าที่บัสใดๆ จะทำให้บัสดังกล่าวหรือบริเวณใกล้เคียงมีระดับแรงดันที่สูงขึ้น หากพิจารณาค่าของ AOV และ VSF จะเห็นว่าตำแหน่งของ DG ที่จะทำให้ค่า AOV และ VSF มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG คือ ตำแหน่งที่อยู่บนสายป้อนเดียวกับบัส SE ในกรณีที่พิจารณาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) จะเห็นว่าตำแหน่งที่ทำให้ค่า SARFI มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนเชื่อมต่อ DG คือ บัสหรือบริเวณที่มีกลุ่มลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟจำนวนมาก เพื่อเป็นการช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพ่วง หรือช่วยลดระดับความรุนแรงเมื่อเกิดความผิดพ่วงขึ้นในระบบไฟฟ้า

5) ขนาดของ DG ส่งผลในการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยที่หากขนาดของ DG เพิ่มขึ้น หมายถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ซึ่งมีผลโดยตรงต่อค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพ่วงในระบบไฟฟ้า

จากปัจจัยที่กล่าวมาทั้งหมด ล้วนแล้วแต่ส่งผลกับค่า AOV VSF และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI) ซึ่งเป็นค่าที่ใช้ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย จากผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถสรุปได้ ดังตารางที่ 7.14 และ ตารางที่ 7.15

ตารางที่ 7.14 สรุปผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะแบ่งตามประเภทของความผิดพลาด

ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ประเภทของความผิดพลาด			
	หนึ่งเฟสลงดิน	เฟสถึงเฟส	เฟสถึงเฟสลงดิน	สามเฟส
ชิ่งโครนัส	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทชิ่งโครนัส เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง อีกทั้งรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า จะให้ค่า AOV และ VSF น้อยกว่า แบบ เดลต้า – วายลงดิน เนื่องจากอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของ หม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า มีค่าน้อยกว่า แบบ เดลต้า – วายลงดิน จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทชิ่งโครนัส เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทชิ่งโครนัส เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง อีกทั้งรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า จะให้ค่า AOV และ VSF น้อยกว่า แบบ เดลต้า – วายลงดิน เนื่องจากอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของ หม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า มีค่าน้อยกว่า แบบ เดลต้า – วายลงดิน จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทชิ่งโครนัส เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>
เหนี่ยวนำ	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง</u> เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG ประเภทเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรมีค่าลดลง จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>

ตารางที่ 7.14 สรุปผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะแบ่งตามประเภทของความผิดพลาด (ต่อ)

ประเภท เครื่องกำเนิด ไฟฟ้า	ประเภทของความผิดพลาด		
	หนึ่งเฟสลงดิน	เฟสถึงเฟส	เฟสถึงเฟสลงดิน
อินเวอร์เตอร์	<p><u>AOV และ VSF มีค่าลดลง</u></p> <p>เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่สายป้อนเดียวกับบัส SE จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเชื่อมต่อ ส่งผลในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>AOV และ VSF มีค่าลดลง</u></p> <p>เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่สายป้อนเดียวกับบัส SE จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเชื่อมต่อ ส่งผลในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ อีกทั้งเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส จะไม่มีกระแสความผิดพลาดดับศูนย์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้แรงดันที่ SE มีค่ามากกว่าแรงดันวิกฤต</p>	<p><u>AOV และ VSF มีค่าลดลง</u></p> <p>เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่สายป้อนเดียวกับบัส SE จึงช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเชื่อมต่อ ส่งผลในการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>
	<p><u>SARFI มีค่าเพิ่มขึ้น</u></p> <p>เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรเพิ่มขึ้น ซึ่งมีผลมาจากตัวเก็บประจุ (C_f) ของตัวกรองของอินเวอร์เตอร์ และอิมพีแดนซ์ความผิดพลาดสมมูล (Z_{eq}) จึงส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>	<p><u>SARFI มีค่าลดลง</u></p> <p>เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรเพิ่มขึ้น แต่อย่างไรก็ตามเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสค่าอิมพีแดนซ์รวมของวงจรจะมีค่าลดลงจากความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน อันเนื่องมาจากผลของอิมพีแดนซ์ความผิดพลาดสมมูล (Z_{eq}) ที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้า มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับเกิดการความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน ส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ อีกทั้งเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส จะไม่มีกระแสความผิดพลาดดับศูนย์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า</p>	<p><u>SARFI มีค่าลดลง</u></p> <p>เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรเพิ่มขึ้น แต่อย่างไรก็ตามเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดินค่าอิมพีแดนซ์รวมของวงจรจะมีค่าลดลงจากความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดินและแบบเฟสถึงเฟส อันเนื่องมาจากผลของอิมพีแดนซ์ความผิดพลาดสมมูล (Z_{eq}) ที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้า มีค่าน้อยกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับเกิดการความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดินและแบบเฟสถึงเฟส ส่งผลต่อการคำนวณหาค่าแรงดันตกชั่วขณะ</p>

ตารางที่ 7.15 สรุปผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะเมื่อพิจารณาค่า AOV VSF และ SARFI

ปัจจัย	AOV และ VSF	SARFI
ประเภทของ DG	<ul style="list-style-type: none"> ■ <u>เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส</u> และ<u>เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ</u> เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภทนี้ เข้าสู่ระบบไฟฟ้าส่งผลให้อิมพีแดนซ์สมมูลรวมของวงจรมีค่าลดลง ซึ่งช่วยลดระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ จึงมีผลทำให้ค่า AOV และ VSF ลดลง ■ <u>เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์</u> เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ส่งผลให้อิมพีแดนซ์สมมูลรวมของวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น จึงอาจเพิ่มระดับความรุนแรงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า แต่ด้วยหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการจำกัดกระแสความผิดพลาด จึงอาจจะช่วยลดระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าได้ 	มีแนวโน้มเช่นเดียวกับ AOV และ VSF
รูปแบบหม้อแปลงของ DG	<ul style="list-style-type: none"> ■ <u>เดลต้า – วายลงดิน</u> รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทนี้ส่งผลให้อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรมีค่ามากกว่าประเภท วายลงดิน – เดลต้า จึงมีผลต่อการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบลงดิน ดังนั้นค่า AOV และ VSF จึงมีค่ามากกว่ารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า ■ <u>วายลงดิน – เดลต้า</u> รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทนี้ส่งผลให้อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรมีค่าน้อยกว่าประเภท เดลต้า – วายลงดิน จึงมีผลต่อการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบลงดิน ดังนั้นค่า AOV และ VSF จึงมีค่าน้อยกว่ารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า 	มีแนวโน้มเช่นเดียวกับ AOV และ VSF

ตารางที่ 7.15 สรุปผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะเมื่อพิจารณาค่า AOV VSF และ SARFI (ต่อ)

การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ		
ปัจจัย	AOV และ VSF	SARFI
ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> ■ <u>ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 DG</u> จะจ่ายเพียงกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเชื่อมต่อมีค่าสูงขึ้นเหมาะสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีความต้องการเพียงกำลังไฟฟ้าจริง ดังนั้นเมื่อตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของDGเหมาะสมกับระบบไฟฟ้า ทำให้ AOV ที่ได้มีค่าลดลง จึงช่วยลดระดับแรงดันตกชั่วขณะให้กับระบบไฟฟ้า ■ <u>ตัวประกอบกำลังนำหน้า DG</u> จะดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากระบบไฟฟ้า ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเชื่อมต่อมีค่าลดลง อาจส่งผลให้ค่า AOV และ VSF ที่ได้มีค่าเพิ่มขึ้น ■ <u>ตัวประกอบกำลังล่าหลัง DG</u> จะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้แรงดันที่บัสเชื่อมต่อมีค่าสูงขึ้น เหมาะสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีความต้องการทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้ AOV และ VSF ที่ได้มีค่าลดลง จึงช่วยลดระดับแรงดันตกชั่วขณะให้กับระบบไฟฟ้า 	มีแนวโน้มเช่นเดียวกับ AOV และ VSF
ตำแหน่งของ DG	<ul style="list-style-type: none"> ■ <u>เชื่อมต่อที่สายป้อนเดียวกับบัส SE</u> จะช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดให้กับบัส SE ทำให้ค่า AOV และ VSF ที่ได้มีค่าน้อยกว่ากรณีที่เชื่อมต่อ DG คนละสายป้อน จึงช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ ■ <u>เชื่อมต่อคนละสายป้อนกับบัส SE</u> จะช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัสเชื่อมต่อ และบริเวณใกล้เคียงหรือสายป้อนอื่นๆ ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส SE ไม่เกิดการเปลี่ยนแปลง ดังนั้น AOV และ VSF ที่ได้จึงมีค่ามากกว่ากรณีที่เชื่อมต่อ DG ที่บัส SE 	<ul style="list-style-type: none"> ■ <u>เชื่อมต่อที่สายป้อนเดียวกับบัส SE และ เชื่อมต่อคนละสายป้อนกับบัส SE</u> การเชื่อมต่อ DG ที่สายป้อนเดียวกับตำแหน่งบัส SE หรือ การเชื่อมต่อ DG ที่สายป้อนอื่นๆ จะช่วยยกระดับแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดให้กับบัสหรือบริเวณใกล้เคียงที่ทำการเชื่อมต่อ DG ดังนั้นค่า SARFI₇₀ ที่ได้จึงมีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับก่อนเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องจากค่า SARFI₇₀ จะพิจารณาทุกๆจุดโหนดในระบบไฟฟ้า จึงช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 7.15 สรุปผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะเมื่อพิจารณาค่า AOV VSF และ SARFI (ต่อ)

การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ		
ปัจจัย	AOV และ VSF	SARFI
ขนาดของ DG	<ul style="list-style-type: none"> ขนาดของ DG บ่งบอกถึงค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อขนาดของ DG ที่เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้ามีค่าที่เหมาะสม ทำให้แรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัสเชื่อมต่อมีค่าเพิ่มขึ้น ค่า AOV และ VSF ที่ได้จึงมีค่าลดลง ดังนั้นจึงเป็นการช่วยลดระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ 	มีแนวโน้มเช่นเดียวกับ AOV และ VSF

บทที่ 8 สรุป

8.1 สรุปผลการวิจัย

แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag หรือ Voltage dip) เป็นหนึ่งในปัญหาคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality, PQ) ซึ่งสาเหตุหลักเกิดจากความผิดปกติ (Faults) ในระบบไฟฟ้า ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า อาคารสำนักงาน และโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้อุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อแรงดันตกชั่วขณะ (Sensitive Equipment, SE) พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation, DG) เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า DG จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อ จึงเป็นการลดระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ แต่หากประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ DG ตำแหน่งติดตั้ง รวมทั้งขนาดหรือสัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG เมื่อเทียบกับโหลดของระบบ (DG penetration) มีค่าที่ไม่เหมาะสม อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น ระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อและบริเวณใกล้เคียง มีค่าเกินขีดจำกัดของแรงดันที่กำหนดไว้ หรือค่าความสูญเสียทางไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเนื่องจากทิศทางกระแสของกำลังไฟฟ้าไม่เหมาะสม เป็นต้น ดังนั้นในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มี DG จึงจำเป็นต้องหาดำแหน่งและขนาดที่เหมาะสม กับระบบไฟฟ้านั้นๆ เพื่อช่วยลดผลจากแรงดันตกชั่วขณะ และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ โดยกำหนดรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG เพื่อใช้ในการหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสม ด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) เพื่อลดค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ ผลจากการทดสอบพบว่า ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ DG ขึ้นอยู่กับรูปแบบในการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เนื่องจากรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ส่งผลโดยตรงในการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ ในขณะที่การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ เมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมเข้าสู่ระบบไฟฟ้าแล้ว จะพิจารณาจากพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (Area Of Vulnerability, AOV) ความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag Frequency, VSF) และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (System Average RMS Variation Frequency Index, SARFI) ผลที่ได้จากการทดสอบ พบว่า DG จะช่วยลดระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะ โดยค่าของ AOV VSF และ SARFI มีค่าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ยกเว้น กรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ ที่มีค่า SARFI เพิ่มขึ้น เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน และผลจากการทดสอบด้วยระบบจำหน่ายไฟฟ้าดัดแปลง RBTS bus2 พบว่า รูปแบบการเชื่อมต่อ DG ที่ทำให้ค่า AOV VSF และ SARFI มีค่าน้อยที่สุดคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน – เดลต้า เชื่อมต่อที่บัส 28

ซึ่งอยู่บนสายป้อนเดียวกับบัส SE โดยมีขนาด 4.2 เมกะวัตต์ และมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.9 ล้าหลัง

8.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

1) ในการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายควรพิจารณาระยะเวลาในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ค่ากระแสความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าสูงขึ้น ซึ่งมีผลต่อช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

2) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าเพียงตัวเดียวเท่านั้น หากมีการวิเคราะห์หาตำแหน่งที่เหมาะสมของ DG หลายตำแหน่งในระบบไฟฟ้า หรือมีการพิจารณาว่ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายประเภทเชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า ผลจากการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะอาจจะครอบคลุมหรือมีความแตกต่างจากกรณีที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าตัวเดียว และประเภทเดียว

3) ทดสอบและวิเคราะห์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้ใช้เพียงระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus2 เท่านั้น

รายการอ้างอิง

- [1] เสาวลักษณ์ สุวีสุนทร. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะ วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.
- [2] Saidian, A., Mehrdad, H., and Mirabbasi, D. Improvement of Voltage Unbalance and Voltage Sag in Radial Distribution Systems Using DG. IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (June 2010): 835-839.
- [3] Ramos, A.C.L., Batista, A.J., Leborgne, R. C., and Emiliano, P. Distributed Generation Impact on Voltage Sags. 2009. COBEP '09. Brazilian Power Electronics Conference (September - October 2009): 446-450.
- [4] Sinha, R.K., Kumar, R., Venmathi, M., and Ramesh, L. Analysis of Voltage Sag with Different DG for Various Faulty Conditions. Proceedings of the International Joint Journal Conference on Engineering and Technology, IJJCT (January 2010): 189-195.
- [5] Xuehao, H., and Yan, Z. Study of Impacts of Two Types Distributed Generation on Distribution Network Voltage Sags. Power System Technology and IEEE Power India Conference (October 2010): 1-5.
- [6] Martinez-Velasco, J.A., and Martin-Arnedo, J. Distributed generation impact on voltage sags in distribution networks. 9th Interconference on Electrical Power Quality and Utilisation (October 2007): 1-6.
- [7] BOLLEN, M.H.J., and Hager, Maths. Impact of increasing penetration of distributed generation on the number of voltage dips experienced by end-customers. 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (June 2005).
- [8] Cheng-Ting, H., and Chun-Jen, F. Dispersed Generation Systems Impact on the Voltage Sags in Distribution Systems. International Conference on Power System Technology (October 2006): 1:7
- [9] Plet, C.A., Graovac, M., Green, T.C., and Iravani, R. Fault response of grid-connected inverter dominated networks. Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-8, 2010.
- [10] Brucoli, M., Green, T.C., and McDonald, J.D.F. Modelling and Analysis of Fault Behaviour of Inverter Microgrids to Aid Future Fault Detection. IEEE International conference on System of Systems Engineering (April 2007): 1-6.

- [11] ดาว วาน ตู. การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสูงสุดที่รับได้โดยพิจารณาถึงข้อกำหนดการทำงานผ่านช่วง การลัดวงจรและระบบป้องกันของการไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญา ดุษฎีบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะ วิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2555.
- [12] วิสาชงโก้ว ดวี มาเทียนโต๊. ปัญหาเสถียรภาพแรงดันในระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาดเล็ก. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2551.
- [13] พิชัย อารีย์. ผลเฉลยโพลาร์ร่วมกับมอเตอร์เหนี่ยวนำ. Songklanakarin Journal of Science and Technology 28 (2549): 157-168.
- [14] Kotb, M.F., Shebl, K.M., El Khazendar, M., and El Husseiny, A. Genetic Algorithm for Optimum Siting and Sizing of Distributed Generation. International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10) (December 2010): 433-440.
- [15] Sookananta, B., Kuanprab, W., and Hanak, S. Determination of the optimal location and sizing of Distributed Generation using Particle Swarm Optimization. 2010 International Conference on Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON) (May 2010): 818-822.
- [16] Jahromi, M.J., Farjah, E., and Zolghadri, M. Mitigating voltage sag by optimal allocation of Distributed Generation using Genetic Algorithm. 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (October 2007): 1-6.
- [17] IEC 61000-4-30. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods, 2003.
- [18] IEEE Std 1159 – 1995. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, 1995.
- [19] การไฟฟ้านครหลวง. คู่มือแรงดันตกชั่วขณะสาเหตุและวิธีป้องกันแก้ไข.
- [20] Tenaga Nasional Berhad. Voltage sag solutions for industrial customers, 2007
- [21] Saadat, H. Power System Analysis, 2004.
- [22] สุรชัย ลิ้มยิ่งเจริญ การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง Power System Analysis, 2546.
- [23] เทียน เวีต เล. ผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะและการประสานการป้องกันต่ออุปกรณ์ที่ไวต่อแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญา ดุษฎีบัณฑิต, สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์ มหาวิทยาลัย, 2552.

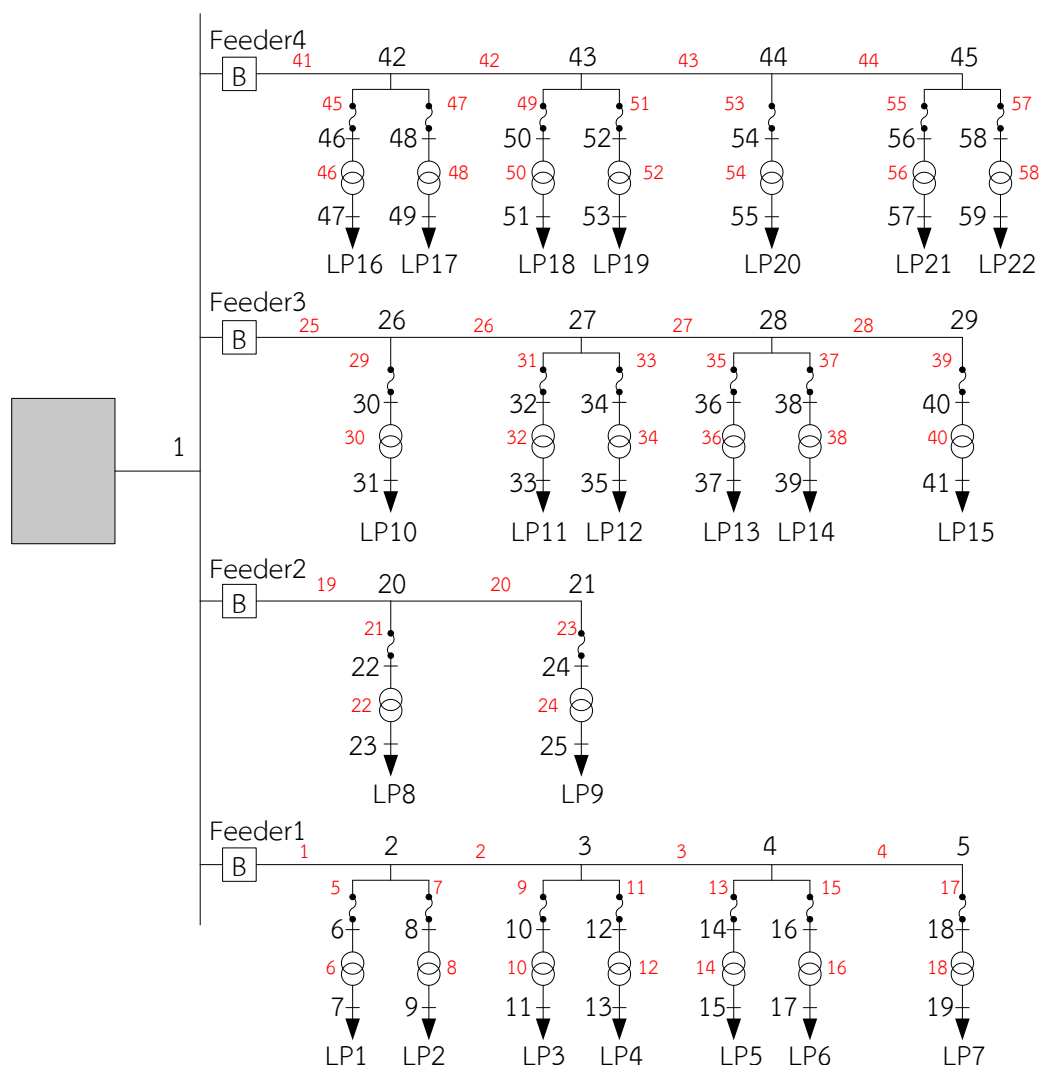
- [24] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2551.
- [25] ชวินทร์ ประภาณุกุล. การปรับตั้งระบบป้องกันที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ และระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2555.
- [26] Mozina, C.J. Impact of green power distributed generation. IEEE Industry Applications Magazine 16 (July- August 2010): 55-62.
- [27] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547.2-2008. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2008
- [28] Barker, P.P., and de Mello, R.W. Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 - Radial distribution systems. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, pp.1645–1656, 2000.
- [29] โครงการสำรวจระดับคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า
- [30] Sundararam, A. Power Quality Impacts of Distributed Generation, 2000.
- [31] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551.
- [32] Grainger, J.J., and Stevenson, W.D. Power System Analysis, 1994.
- [33] IEEE Std 141 – 1986. IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book), 1986.
- [34] รศ.ดร.อาทิตย์ ศรีแก้ว ปัญญาเชิงคำนวณ COMPUTATIONAL INTELLIGENCE, 2553.
- [35] พิศุทธิ์ พงศ์ชัยฤกษ์, การพัฒนาวิธีการหาค่าที่ดีที่สุดแบบพาร์ทิเคิลสวอมออฟฟิแมแซชันด้วยการเลียนแบบโครงสร้างการเรียนรู้ทางสังคมแบบหลากหลาย. วารสารมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ (สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี) 3 (มกราคม-มิถุนายน 2554): 14-22.
- [36] Kansal, S., Sai, B.B.R., Tyagi, B., and Kumar, V. Optimal placement of distributed generation in distribution networks. International Journal of Engineering, Science and Technology 3 (2011): 47-55.
- [37] Vatankhah, M., and Hosseini, S.M. PSO Based Voltage Profile Improvement by Optimizing the Size and Location of DGs. International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE) 4 (June 2012): 135-139.

- [38] Qader, M.H., Bollen, M.H.J., and Allan, R.N. Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system. IEEE Transactions on Industry Applications (January – February 1999): 152–162.
- [39] Saninta, P. and Premrudeepreechacharn, S. Assessment and prediction of voltage sag in transmission system in northern area of Thailand. 13th International conference on Harmonics and Quality of power (September – October 2008): 1-8.
- [40] Edwin, K.P.C., and Stanislaw, H.Z. An introduction to optimization, fourth edition.
- [41] Olguin, G., Aedo, M., Arias, M., and Ortiz, A. A Monte Carlo Simulation Approach to the Method of Fault Positions for Stochastic Assessment of Voltage Dips (Sags). 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific.(2005): 1-6.
- [42] การไฟฟ้านครหลวง, แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 10 ปี 2551 – 2554.
- [43] คณะวิศวกรรมศาสตร์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. โครงการวิจัยการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กต่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2555.
- [44] Asia Power Quality Initiative. Power Quality Loss Survey – Thailand, 2011
- [45] ธนาคารแห่งประเทศไทย. อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ในกรุงเทพมหานคร. [ออนไลน์] 2545.แหล่งที่มา: <http://www2.bot.or.th/statistics/ReportPage.aspx?reportID=123> [11 กรกฎาคม 2556].
- [46] ทิตติ ศักดิ์ศรีชัย. กำลังการผลิตที่รับได้สูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยคำนึงถึงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันและกำลังสูญเสีย. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท ศึกษาศาสตรบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.
- [47] การไฟฟ้านครหลวง. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก ข้อมูลของระบบทดสอบ

ภาพที่ ก.1 แสดงระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus2 ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งมีค่าฐานของกำลังไฟฟ้าของระบบ (BaseMVA) เท่ากับ 200 MVA และมีค่าฐานของแรงดันไฟฟ้า (BasekV) ของระบบเท่ากับ 22 กิโลโวลต์ มีจำนวนบัสทั้งหมด 59 บัส 22 จุดโหลด และมีจำนวนสายป้อน 36 เส้น โดยมีค่าอัตราของการล้มเหลวแบบชั่วคราวของระบบไฟฟ้า (λ_c) เท่ากับ 0.060 ครั้ง ต่อปี ต่อ กิโลเมตร โดยที่รายละเอียดของค่าอิมพีแดนซ์ต่างๆ ความยาวของสายป้อน และข้อมูลของโหลด แสดงดังตารางที่ ตารางที่ ก.1 - ตารางที่ ก.3



ภาพที่ ก.1 ระบบทดสอบดัดแปลง RBTS bus2

ตารางที่ ก.1 ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบตัดแปลง RBTS bus2

ประเภทอุปกรณ์	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวก และลำดับลบ	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์
สายป้อนหลัก	$0.211 + j 0.414$ (Ω ต่อกิโลเมตร)	$0.211 + j 0.414$ (Ω ต่อกิโลเมตร)
สายป้อนย่อย	$0.341 + j 0.456$ (Ω ต่อกิโลเมตร)	$0.341 + j 0.456$ (Ω ต่อกิโลเมตร)
หม้อแปลงโหลด	$j 22.1 \Omega$	$j 21.0 \Omega$

ตารางที่ ก.2 ความยาวของสายป้อนแต่ละเส้น

ความยาวของสายป้อน (กิโลเมตร)	หมายเลขสายป้อน
3.0	4, 5, 11, 20, 27, 29, 39, 44, 47, 49
3.75	1, 2, 3, 15, 19, 25, 28, 31, 35, 42, 43, 45, 55
4.0	7, 9, 13, 17, 21, 23, 26, 33, 37, 41, 51, 53, 57

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลของโหลด

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟ	ปริมาณความต้องการไฟฟ้า		จำนวนผู้ใช้ไฟ
		กำลังไฟฟ้าจริง (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (เมกะวาร์)	
1 – 3, 10, 11	บ้านที่อยู่อาศัย	0.8668	0.1760	210
12, 17 - 19	บ้านที่อยู่อาศัย	0.7291	0.1481	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.8721	0.3801	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.6279	0.3306	1
4, 5, 13, 14	หน่วยงานราชการ	0.9167	0.1861	1
20, 21	หน่วยงานราชการ	0.9167	0.1861	1
6, 7, 15	ธุรกิจบริหาร	0.7500	0.1523	10
16, 22	ธุรกิจบริหาร	0.7500	0.1523	10

ภาคผนวก ข
ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รายละเอียดของข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แสดงดังตารางที่ ข.1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [11, 33]

ประเภทอุปกรณ์	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวกและลำดับลบ	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์
ซับทรานเซียนต์อิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	j 0.2 p.u.	j 0.05 p.u.
Locked-rotor อิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ	j 0.1667 p.u.	j 0.05 p.u.
ตัวเก็บประจุของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์	200 μ F	200 μ F
หม้อแปลง DG ขนาด 6MVA 22/6.6kV	j 1.61 Ω	j 1.5295 Ω

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวเจนจิรา บุญนามล เกิดวันที่ 16 เมษายน พ.ศ. 2529 สำเร็จการศึกษาปริญญา
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยขอนแก่น เมื่อปี พ.ศ. 2552 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์
มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2554