

การศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กบนระบบส่งย่อย



นายณภสินธุ์ ศักดิ์วงศ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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 University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

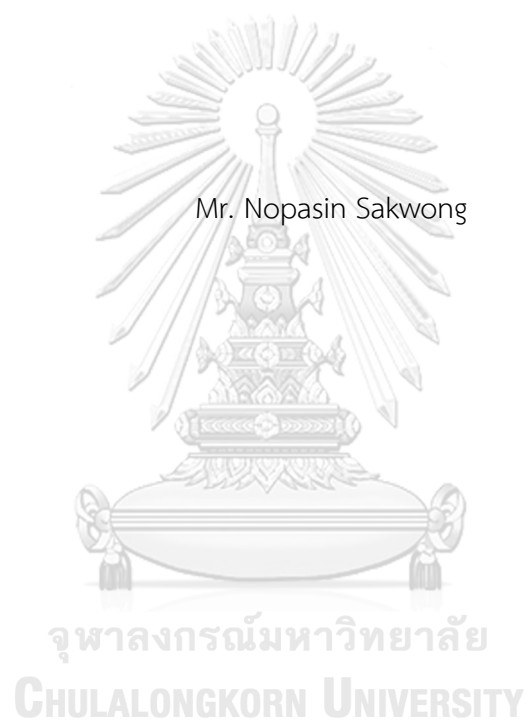
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2560

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A study on impacts of interconnection of small power producer on subtransmission
system



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 2017

Copyright of Chulalongkorn University

นภสินธุ์ ศักดิ์วงศ์ : การศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กบนระบบส่ง
 ย่อย (A study on impacts of interconnection of small power producer on
 subtransmission system) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ. ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล,
 87 หน้า.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอตัวอย่างการศึกษาการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่มีเครื่อง
 กำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันแก๊สและกังหันไอน้ำกับระบบส่งย่อย 115 kV โดยจำลองด้วยโปรแกรม
 DIGSILENT เพื่อศึกษาผลกระทบที่มีต่อระบบไฟฟ้าในด้านต่างๆ เช่น ระดับแรงดันไฟฟ้า ขนาดกระแส
 ลัดวงจร กำลังสูญเสีย แรงดันตกชั่วขณะ และเสถียรภาพ เป็นต้น ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่า การ
 เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังที่เหมาะสม สามารถ
 ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า และลดกำลังสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้า แต่ในอีกด้าน ระบบผลิตไฟฟ้าแบบ
 กระจายตัวอาจส่งผลให้กระแสลัดวงจรและแรงดันตกชั่วขณะมีค่าเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ การแยกตัวของ
 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอย่างกะทันหัน อาจส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งผล
 การศึกษาทั้งหมดจะเป็นประโยชน์ในการวางแผนควบคุมและป้องกันระบบไฟฟ้า



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
 CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2560

5870179321 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: SMALL POWER PRODUCER / DISTRIBUTED GENERATION / SYNCHRONOUS GENERATOR / VOTAGE LEVEL / POWER LOSS / SHORT CIRCUIT CURRENT / VOLTAGE DIP

NOPASIN SAKWONG: A study on impacts of interconnection of small power producer on subtransmission system. ADVISOR: CHANNARONG BANMONKOL, Ph.D., 87 pp.

This thesis presents a study case on the interconnection of a small power producer to a 115 kV sub-transmission system. The interconnection system is simulated using DlgSILENT program for studying the impacts on voltage level, short-circuit current, power loss, voltage dip and stability etc. The study results show that the small power producer, supplying proper electric power and power factor, can support level of system voltage and reduce power loss in transmission system. On the other hand, the small power producer may increase short-circuit currents and voltage dips. Moreover, the accidental separation of small power producer may have an effect on system stability. All obtained results are useful for planning on control and protection of such systems.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	1
สารบัญรูป.....	1
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์.....	4
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	6
บทที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและผลกระทบจากการเชื่อมต่อ.....	7
2.1 ระบบไฟฟ้า (Electrical Power Systems).....	7
2.2 ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG).....	9
2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ (Inverter Generator).....	9
2.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินดักชัน (Induction Generator).....	9
2.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส (Synchronous Generator).....	9
2.3 ผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า.....	10
2.3.1 ผลกระทบต่อระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้า.....	11

2.3.2 ผลกระทบต่อกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า	11
2.3.3 ผลกระทบต่อการเกิดการลัดวงจรและระบบป้องกัน	12
2.3.4 ผลกระทบต่อการเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding).....	14
2.3.5 ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า	15
2.3.6 ผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า.....	17
บทที่ 3 มาตรฐานและข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	18
3.1 มาตรฐานของ IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (IEEE Std. 1547™ -2003)	18
3.1.1 ข้อกำหนดทั่วไป	18
3.1.2 การตอบสนองต่อความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า	19
3.1.3 คุณภาพไฟฟ้า	21
3.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ.2558	21
3.2.1 ข้อกำหนดทั่วไป.....	23
3.2.2 ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	30
บทที่ 4 การจำลองระบบไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	33
4.1 ระบบส่งย่อย (Sub-Transmission).....	34
4.2 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG)	35
บทที่ 5 การศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย	36
5.1 ผลกระทบทางด้านระดับแรงดันไฟฟ้า.....	36
5.2 ผลกระทบทางด้านกระแสลัดวงจร	37
5.3 ผลกระทบทางด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย	37
5.4 ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับสายส่ง.....	38
5.5 ผลกระทบทางด้านเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า.....	38

5.6 ผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ	38
บทที่ 6 ผลการศึกษาผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	39
6.1 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้า	39
6.2 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านกระแสลัดวงจร	47
6.3 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	51
6.4 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับสายส่ง	57
6.4.1 ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของ loading ของสายส่งแต่ละเส้น	57
6.4.2 ศึกษาการเปลี่ยนแปลงแรงดันตกที่เกิดขึ้นในสายส่งแต่ละเส้น.....	59
6.5 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านเสถียรภาพ.....	62
6.5.1 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG แยกตัว อย่างกะทันหัน	62
6.5.2 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อบัสโหลดแยกตัวออกหลังจากการเกิด ลัดวงจรในระบบ	67
6.5.3 การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	71
6.6 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันตกชั่วขณะ	76
บทที่ 7 สรุปผลและข้อเสนอแนะ	80
รายการอ้างอิง	84
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	87

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแต่ละประเภท.....	12
ตารางที่ 3.1 ระยะเวลาในการปลดตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในสภาวะฉุกฉิน.....	20
ตารางที่ 3.2 ระยะเวลาในการปลดตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในสภาวะฉุกฉิน	20
ตารางที่ 3.3 ความผิดเพี้ยนสูงสุดของกระแสฮาร์มอนิก.....	21
ตารางที่ 3.4 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีผู้ขอใช้บริการ ไม่จ่ายไฟเข้าระบบ	25
ตารางที่ 3.5 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีผู้ขอใช้บริการ จ่ายไฟเข้าระบบ	26
ตารางที่ 3.6 ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ประเภท Converter และ A.C. Regulator แต่ละตัว	28
ตารางที่ 3.7 ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ให้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม	28
ตารางที่ 3.8 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสำหรับผู้ให้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม.....	29
ตารางที่ 3.9 ตารางเปรียบเทียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ที่ระดับ แรงดัน 115 kV	31
ตารางที่ 3.10 ตารางเปรียบเทียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า	32
ตารางที่ 4.1 โหลด (Load).....	34
ตารางที่ 6.1 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ.....	39
ตารางที่ 6.2 แรงดันไฟฟ้าที่บัส ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบ กำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง.....	43
ตารางที่ 6.3 แรงดันไฟฟ้าที่บัส ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบ กำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง (ต่อ).....	44
ตารางที่ 6.4 แรงดันไฟฟ้าที่บัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง ..	45
ตารางที่ 6.5 แรงดันไฟฟ้าที่บัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า .	46
ตารางที่ 6.6 ขนาดกระแสลัดวงจรที่บัส เนื่องจาก การเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส	47
ตารางที่ 6.7 ขนาดกระแสลัดวงจรที่บัส เนื่องจากการเกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน	48

ตารางที่ 6.8 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น.....	52
ตารางที่ 6.9 กำลังสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง.....	55
ตารางที่ 6.10 กำลังสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า.....	56
ตารางที่ 6. 11 loading ของสายส่ง (%) ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง.....	57
ตารางที่ 6.12 loading ของสายส่ง (%) ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วย ค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า.....	58
ตารางที่ 6.13 แรงดันตกในสายส่ง (%) ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง.....	59
ตารางที่ 6.14 แรงดันตกในสายส่ง (%) ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง (ต่อ).....	60
ตารางที่ 6.15 แรงดันตกในสายส่ง (%) ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า.....	60
ตารางที่ 6.16 แรงดันตกในสายส่ง (%) ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า (ต่อ).....	61
ตารางที่ 6.17 แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG แยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหัน.....	63
ตารางที่ 6.18 แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเมื่อ DG แยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหัน.....	65
ตารางที่ 6.19 แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเมื่อ DG แยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหัน.....	66
ตารางที่ 6.20 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่โหลดแต่ละบัส เมื่อเกิดลัดวงจรประเภท 1 เฟสลงดิน.....	68
ตารางที่ 6.21 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่บัสโหลดแต่ละบัส เมื่อเกิดการลัดวงจรชนิด 3 เฟส.....	70
ตารางที่ 6.22 ความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส ขณะไม่เชื่อมต่อ DG.....	77

ตารางที่ 6.23 ความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจร ขณะเชื่อมต่อ DG ที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1	79
ตารางที่ 7.1 ผลกระทบจากการปรับค่าตัวประกอบกำลังของ DG.....	82



สารบัญรูป

รูปที่ 2.1 การไหลของพลังงานไฟฟ้าแบบเบรเดียล.....	8
รูปที่ 2.2 การไหลของพลังงานไฟฟ้า เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า	8
รูปที่ 2.3 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อและไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	11
รูปที่ 2.4 ทิศทางการไหลของกระแสในระบบไฟฟ้าจำลอง เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า.....	13
รูปที่ 2.5 การเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding).....	14
รูปที่ 4.1 ระบบไฟฟ้าจำลองด้วยโปรแกรม DigSILENT.....	33
รูปที่ 6.1 แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง..	41
รูปที่ 6.2 แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็นนำหน้า..	42
รูปที่ 6.3 ระบบส่งย่อยเมื่อติดตั้ง FCL ในระบบ	50
รูปที่ 6.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1	51
รูปที่ 6.5 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง.....	53
รูปที่ 6.6 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า	54
รูปที่ 6.7 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG ขนาด 40 MW ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 แยกตัวออก อย่างกะทันหัน.....	62
รูปที่ 6.8 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเมื่อ DG ขนาด 40 MW ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.95 ล้าหลัง แยกตัวออก	64
รูปที่ 6.9 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG ขนาด 40 MW ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.95 นำหน้า แยกตัวออก อย่างกะทันหัน	65
รูปที่ 6.10 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ Bus B เมื่อเกิดการลัดวงจรประเภท 1 เฟสลงดิน ที่บัส load_AB	67
รูปที่ 6.11 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ Bus B เมื่อเกิดการลัดวงจรประเภท 3 phase.....	69

รูปที่ 6.12 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 3 วินาที.....	71
รูปที่ 6.13 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 5 วินาที.....	72
รูปที่ 6.14 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 30 วินาที.....	73
รูปที่ 6.15 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 5 วินาที .	73
รูปที่ 6.16 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG ที่จ่ายกำลังเท่ากับ 10 MW และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 3 วินาที.....	74
รูปที่ 6.17 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG ที่จ่ายกำลังเท่ากับ 40 MW และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 3 วินาที.....	75
รูปที่ 6.18 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A ขณะไม่เชื่อมต่อ DG.....	76
รูปที่ 6.19 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A ขณะเชื่อมต่อ DG ที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1	78

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ รวมไปถึงโครงสร้างของเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบัน ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้บริโภคในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ทำให้การไฟฟ้าต่างๆ ต้องมองหาวิธีการใหม่ๆ มารองรับความต้องการในการใช้ไฟฟ้าให้เพียงพอ เนื่องจาก การสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มหรือเพิ่มกำลังในการผลิตไฟฟ้า มีต้นทุนค่อนข้างสูง ทำให้ระบบไฟฟ้าในประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG) เพิ่มมากขึ้น เพื่อช่วยจ่ายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคอย่างเพียงพอ และระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่นำมาเชื่อมต่อ มีประโยชน์ต่อผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ เช่น ช่วยปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบให้ดีขึ้น ทำให้คุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ใช้ดีขึ้นด้วยเช่นกัน ช่วยลดกำลังสูญเสียในระบบ เนื่องจากระยะทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างแหล่งจ่ายและผู้ใช้ลดลง เป็นต้น ส่วนใหญ่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีขนาดเล็กและเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าในส่วน of ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้แหล่งจ่ายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าใกล้กันมากขึ้น ซึ่งทั่วไปแล้วไม่ได้มีการนิยามขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่แน่ชัด อย่างไรก็ตามประเทศไทยได้มีการแบ่งประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า เป็น 2 ประเภทหลักๆ ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย (Small Power Producer, SPP) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และ ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยขนาดเล็ก (Very Small Power Producer, VSPP) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงเพียงเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ประเภท SPP เท่านั้น

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า อาจทำให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าทั้งทางดีและไม่ดี ขึ้นอยู่กับ ขนาด ประเภท และตำแหน่งการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งโดยทั่วไปแล้วระบบไฟฟ้าจะเป็นแบบเรเดียล คือ กำลังไฟฟ้าจะไหลทางเดียวจากสถานีไฟฟ้าต้นทางผ่านระบบสายส่ง ระบบสายส่งย่อย ต่อมายังระบบจำหน่ายไฟฟ้า แล้วจึงจ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ แต่เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบไฟฟ้า ทำให้ลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนไป อาจจะมีผลกระทบต่างๆ ให้กับระบบไฟฟ้าได้ เช่น ผลกระทบด้าน

แรงดันไฟฟ้า ผลกระทบด้านกำลังสูญเสียในระบบ ผลกระทบด้านกระแสลัดวงจร ผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ในระบบ ผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบ และผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งในทางปฏิบัติ การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อสมรรถนะของระบบและการทำงานของระบบป้องกันที่ใช้งานอยู่เดิม ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการศึกษาอย่างละเอียดรอบครอบในประเด็นสำคัญต่างๆ ก่อนลงทุนดำเนินการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า

เนื่องจาก การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาดเล็กกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้มีการศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ อย่างมากมาย ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอ การศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาดใหญ่ของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กกับระบบส่งย่อย โดยตรวจสอบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้การเชื่อมต่อเป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ และเพื่อเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมและป้องกันต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กกับระบบส่งย่อย

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบส่งย่อย 115 kV เท่านั้น
- 2) พิจารณาลักษณะการต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบ เดลต้า-วายกราวด์
- 3) พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสเท่านั้น
- 4) พิจารณาผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กกับระบบส่งย่อยที่พิจารณา เท่านั้น
- 5) พิจารณาการจำลองโหลดประเภทกำลังไฟฟ้าและตัวประกอบกำลังคงที่
- 6) พิจารณาการจำลองค่าอินพีแดนซ์ของการลัดวงจรมีค่าเท่ากับศูนย์
- 7) พิจารณาการจำลองกระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ 1 เฟส ลงดิน
- 8) พิจารณาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ปี พ.ศ.2551 เท่านั้น
- 9) พิจารณาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ปี พ.ศ.2558 เท่านั้น

- 10) พิจารณาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ.2559 เท่านั้น

1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
 - 1.1) ศึกษาหลักการทำงาน และอุปกรณ์ต่างๆ ภายในของระบบไฟฟ้า
 - 1.2) ศึกษาความหมาย ประเภท และรูปแบบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 - 1.3) ศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า
 - 1.4) ศึกษามาตรฐานการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า (IEEE 1547-2003)
 - 1.5) ศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต ปีพ.ศ. 2551 การไฟฟ้านครหลวง ปีพ.ศ.2558 และการไฟฟ้าภูมิภาค ปีพ.ศ.2558
- 2) เปรียบเทียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
- 3) จำลองระบบไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ด้วยโปรแกรม DIGSILENT
- 4) วิเคราะห์ข้อมูลต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
- 5) วิเคราะห์ผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า
- 6) ตรวจสอบผลกระทบด้านต่างๆ ที่เกิดขึ้นในขณะที่ไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนระบบส่งย่อย กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
- 7) วิเคราะห์และสรุปผลกระทบทั้งหมดที่เกิดขึ้นที่ได้จากการจำลอง
- 8) เรียบเรียงและจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์เพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) สามารถศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กกับระบบส่งย่อยได้

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วย

บทความเรื่อง Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems[1] แต่งโดย Philip P Barker และ Robert W. de Mello บรรยายเกี่ยวกับผลกระทบของการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวถึงข้อดีและข้อเสียของการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในส่วนของข้อดี เช่น เป็นการปรับปรุงแรงดันและคุณภาพไฟฟ้า การลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายส่ง การเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบ ส่วนในด้านข้อเสีย เช่น ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม เกิดฮาร์โมนิกที่ไม่เหมาะสมในระบบ กระแสลัดวงจรมีค่าสูงขึ้น และเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ(islanding) เป็นต้น

บทความเรื่อง Analyzing the Impacts of Distributed Generation on Power Losses and Voltage Profile[2] แต่งโดย Zmarrak Wali Khan และ Sohail Khan กล่าวถึง ผลกระทบของการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าทางด้านแรงดันในระบบและกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ซึ่งจะเป็นการวิเคราะห์ผลกระทบเปรียบเทียบกัน 4 กรณี คือ

- 1.ไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
- 2.ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 2 ขนาด 2 MW
- 3.ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ขนาด 5 MW
- 4.ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้ง 2 ขนาดคนละตำแหน่ง

ทำให้ทราบว่า ขนาด ตำแหน่ง และจำนวนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว มีผลต่อระดับแรงดันและกำลังสูญเสียอย่างมีนัยยะสำคัญ

บทความเรื่อง Technical and Economic Impacts of Distributed Generation on Distribution System[3] แต่งโดย N.Rugthaicharoencheep และ S.Auchariyamet เนื้อหาแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ 1. เกี่ยวกับประเภทต่างๆ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและผลกระทบต่างๆ เมื่อนำมาเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2. ผลกระทบของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในเชิงเศรษฐศาสตร์

บทความเรื่อง Impact of Interconnection of Distributed Generation on Electric Distribution Systems – A Dynamic Simulation Perspective[4] แต่งโดย R.S. Thallam ,S. Suryanarayanan, G.T. Heydt and Ayyanar เป็นการวิเคราะห์ผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส ซึ่งจะเป็นส่วนที่ไม่มีในมาตรฐาน IEEE1547-2003[5]

เช่น การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไม่สำเร็จเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ และการต่อกลับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วง transient ทั้งในสภาวะปกติและในสภาวะที่ต่อกลับผิดพลาด เป็นต้น

บทความเรื่อง Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement[6] แต่งโดย Carmen L.T. Borges และ Djalma M. Falcao กล่าวคือ งานวิจัยนี้เสนอเกี่ยวกับวิธีการเลือกตำแหน่งและขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมเพื่อที่จะลดกำลังสูญเสียให้มากที่สุดและเพื่อรับประกันระดับความน่าเชื่อถือและระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ นอกจากนี้ยังกล่าวถึง ความเหมาะสมของความคุ้มค่าและราคาที่ใช้ไปในระดับสูงสุด

บทความเรื่อง Impact of Green Power Distributed Generation Traditional Interconnection Methods to Mitigate Reliability Issues[7] แต่งโดย Charles J. Mozina กล่าวคือ งานวิจัยนี้จะเป็นการบรรยายเกี่ยวกับ ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีต่อระบบป้องกันของระบบไฟฟ้า ที่ไม่มีใน IEEE 1547-2003[5] ได้แก่ ผลกระทบของการเชื่อมต่อหม้อแปลงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทต่างๆ และมีการเสนอแนะวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อลดผลกระทบเนื่องจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า

บทความเรื่อง Improvement of Voltage Unbalance and Voltage Sag in Radial Distribution Systems Using DG[8] แต่งโดย Ali Saidian, Mehrdad Heidari and Davar Mirabbasi งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า โดยระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นประเภท ซิงโครนัส และศึกษาโดยการปรับขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อที่ปลายสายส่ง และแบ่งเป็น 2 กรณีคือ ไม่มีโหลด และมีโหลด ซึ่งผลที่ได้จากการศึกษา คือ ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เพิ่มขึ้นจะช่วยลดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้มากขึ้น

บทความเรื่อง Analysis of Voltage Sag with Different DG for Various Faulty Conditions[9] แต่งโดย Ramesh Kumar Sinha, Ritesh Kumar, M.Venmathi and L.Ramesh เป็นการศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับ ขนาดและคาบเวลาของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) โดยศึกษาผลของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสและอินดักชัน เท่านั้น

บทความเรื่อง Impact of increasing penetration of distributed generation on the number of voltage dips experience by end-customers[10] แต่งโดย Math H.J and Bollen Mats Hager เป็นการศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า ซึ่งเกี่ยวข้องกับค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและดัชนีของแรงดันตกชั่วขณะ ศึกษาผลของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าประเภทชิงโครนส์กับระบบสายส่ง (transmission line)

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบ่งเนื้อหาออกเป็น 7 บท ดังนี้

บทที่ 1 จะกล่าวถึง ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ รวมถึงการแสดงรายละเอียดเบื้องต้นของงานวิจัยอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2 จะกล่าวถึง ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานของระบบไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

บทที่ 3 จะกล่าวถึง มาตรฐานและข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

บทที่ 4 จะกล่าวถึง การจำลองระบบไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

บทที่ 5 จะกล่าวถึง การศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย

บทที่ 6 จะกล่าวถึง ผลการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้น

บทที่ 7 จะกล่าวถึง สรุปผลและข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและผลกระทบจากการเชื่อมต่อ

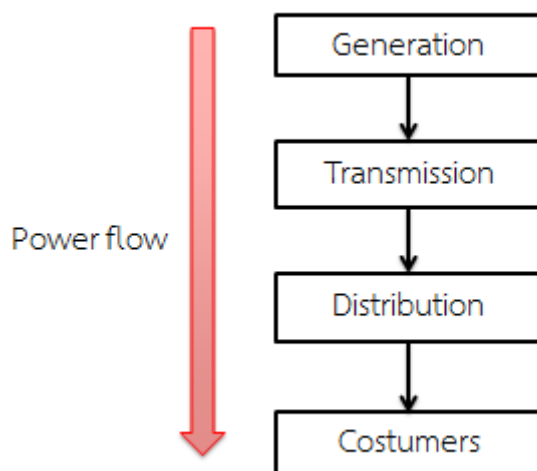
ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation , DG) การวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบไฟฟ้า โดยจะนำเสนอเฉพาะผลกระทบที่สำคัญและส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเป็นอย่างมาก ดังนี้

2.1 ระบบไฟฟ้า (Electrical Power Systems)

โดยทั่วไป ระบบไฟฟ้ากำลัง(Electrical Power Systems)[11, 12] จะประกอบด้วยระบบย่อย 3 ระบบที่สำคัญ คือ

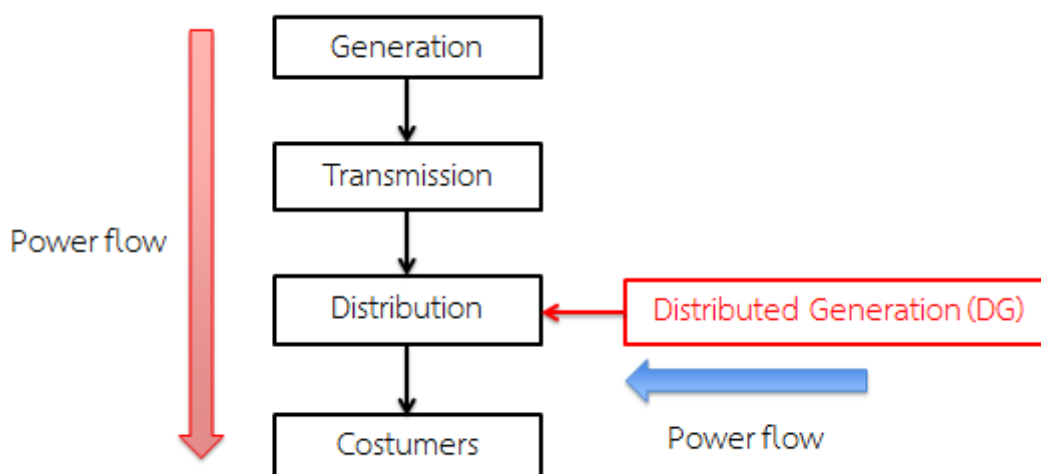
1. ระบบผลิตไฟฟ้า (Electrical Generation) คือ โรงไฟฟ้าต่างๆที่ทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงจักรไอน้ำ โรงจักรแบบกังหันแก๊ส โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เป็นต้น
2. ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System) คือ ระบบที่ส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้า ซึ่งสถานีไฟฟ้านี้ จะทำหน้าที่ปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสม ซึ่งระดับแรงดันไฟฟ้าของประเทศไทยจะอยู่ในช่วง 69 kV ถึง 500 kV เพื่อจะสามารถส่งต่อพลังงานไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าในระยะทางไกลได้โดยที่สามารถรักษาระดับแรงดันไว้ได้ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจะอยู่ห่างไกลจากผู้ใช้ไฟฟ้ามาก
3. ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) คือ ระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าจากระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายพลังงานไฟฟ้านี้ ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ ผ่านสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) เพื่อปรับแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยส่วนใหญ่แล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยจะมีระดับแรงดันไฟฟ้าครอบคลุมทั้งทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิไม่เกิน 115 kV

จากข้อมูลดังกล่าว จะเห็นได้ว่า ระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่จะมีทิศทางการไหลของพลังงานไฟฟ้าแบบเรเดียล คือ พลังงานไฟฟ้าจะไหลทางเดียวจาก ระบบผลิตไฟฟ้าผ่านมายังระบบส่งกำลังไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ก่อนจะส่งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ดังไดอะแกรมนี้



รูปที่ 2.1 การไหลของพลังงานไฟฟ้าแบบเรเดียล

แต่ในปัจจุบัน[13] ได้มีการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ามากขึ้น เพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยส่วนใหญ่จะเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าใกล้กันมากขึ้น เพื่อปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบให้เป็นตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ และเป็นการลดกำลังสูญเสียในสายส่งอีกด้วย ซึ่งลักษณะการไหลของพลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง จะเป็นดังไดอะแกรมนี้



รูปที่ 2.2 การไหลของพลังงานไฟฟ้า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า

2.2 ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG)

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าและมีขนาดเล็กมากเมื่อเทียบกับขนาดโรงไฟฟ้า ซึ่งการจำแนกประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตามลักษณะการใช้งานได้ 3 ประเภท [7, 13, 14] ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินดักชัน และระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส

2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ (Inverter Generator)

ระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าผ่านเครื่องแปลงผันพลังงาน (Converter) เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ส่วนใหญ่จะผลิตพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง จึงต้องเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับก่อนจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า และในขณะที่เกิดความผิดปกติ (Fault) ในระบบไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะทำให้กระแสลัดวงจรสูงขึ้นประมาณ 1.2-1.5 เท่าของกระแสปกติเท่านั้น จึงไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ามากนัก เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทกังหันลม ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น

2.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินดักชัน (Induction Generator)

ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะจ่ายเพียงกำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) เข้าสู่ระบบเท่านั้น และดึงกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) ออกจากระบบ และระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะทำงานที่ความถี่ที่สูงกว่าความถี่ซิงโครนัสเล็กน้อยและในขณะที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า จะจ่ายกระแสผิดปกติไม่กี่ไซเคิลเท่านั้น

2.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส (Synchronous Generator)

ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งจะสามารถแบ่งรูปแบบการทำงานได้ 2 รูปแบบ คือ การทำงานแบบควบคุมแรงดัน และการทำงานแบบควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ในขณะที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะทำให้เกิดกระแสผิดปกติสูงสุดเมื่อเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น ประมาณ 2-6 เท่าของกระแสปกติ โดยจะมีระยะเวลาการจ่ายกระแสผิดปกติประมาณ 15 – 20 ไซเคิล เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทกังหันไอน้ำ และระบบผลิตไฟฟ้าประเภทกังหันแก๊ส เป็นต้น

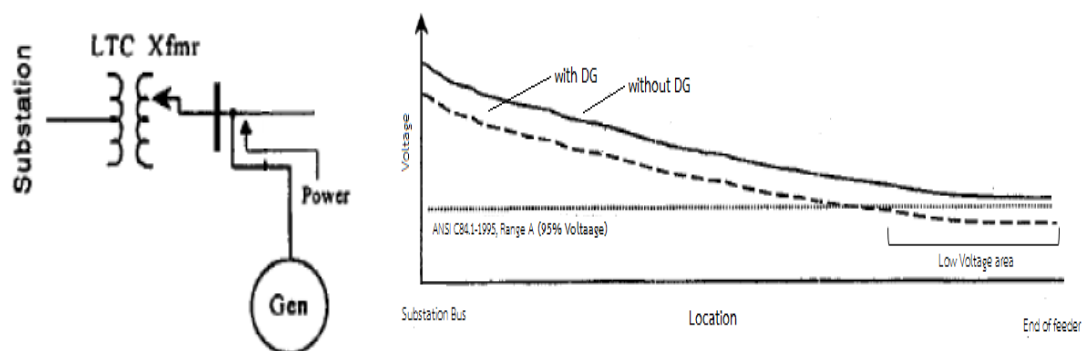
2.3 ผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า

ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบมีทั้งทางด้านดีและทางด้านลบแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับขนาด ประเภท และตำแหน่งการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งผลกระทบทางด้านดี เช่น สามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า สามารถลดกำลังสูญเสียในสายส่งได้ เพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น และเป็นการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าให้ดีขึ้นอีกด้วย เป็นต้น ผลกระทบทางด้านลบ เช่น อาจทำให้เกิดฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าได้ อาจทำให้เกิดแรงดันเกิน(Over Voltage) หรือแรงดันกระเพื่อม(Voltage Fluctuation) แรงดันตกชั่วขณะ(Voltage Sag) และอาจทำให้กระแสผิดพลาดในระบบไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น เนื่องจากมีแหล่งจ่ายกระแสผิดพลาดเพิ่มขึ้นมาอีกทาง ซึ่งอาจทำให้ระบบป้องกันต่างๆ ของระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาดได้ เป็นต้น ผลกระทบที่จะกล่าวถึงต่อไป [1, 2, 6, 13-16] ดังนี้

1. ผลกระทบต่อระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้า
2. ผลกระทบต่อกำลังสูญเสียในระบบ
3. ผลกระทบต่อการเกิดการลัดวงจรและระบบป้องกัน
4. ผลกระทบต่อการเกิดการแยกตัวอิสระของระบบไฟฟ้า
5. ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า
6. ผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

2.3.1 ผลกระทบต่อระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า อาจส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ควบคุมแรงดันและทำให้แรงดันไฟฟ้าในระบบเปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากขนาดและทิศทางของโหลดของกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป ทำให้เกิดสถานะแรงดันต่ำขึ้นได้ ดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 2.3 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อและไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว[13]

จากรูปที่ 2.3 จะเห็นได้ว่า มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า ด้านล่างของหม้อแปลงชนิด LTC ซึ่งติดตั้ง line drop compensator (LDC) ไว้ด้วย และเมื่อเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าในขณะที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต่ำกว่าไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า สาเหตุนี้มาจากการทำงานของ line drop compensator(LDC) ขึ้นอยู่กับกระแสในสายส่ง เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบไฟฟ้า จะช่วยจ่ายโหลด ทำให้ line drop compensator (LDC) มองเห็นโหลดน้อยลง จึงไม่สั่งให้ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้ายกแรงดันไฟฟ้าขึ้น จึงทำให้แรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าปกตินั่นเอง

2.3.2 ผลกระทบต่อกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า

การจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า สามารถทำให้เกิดกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้ เนื่องจากมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านสายส่ง ซึ่งขนาดของกำลังสูญเสีย ขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ และความยาวของสายส่ง เป็นต้น โดยกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้านั้น จะสามารถเกิดได้ทั้งในรูปแบบของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน แต่สำหรับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า จะทำให้ขนาดและทิศทางของกระแสไฟฟ้าในระบบเปลี่ยนแปลงไป ส่งผลให้กำลังสูญเสียในระบบเปลี่ยนแปลงไปด้วยเช่นกัน

และหากเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีขนาดและตำแหน่งการเชื่อมต่อที่เหมาะสม จะทำให้ระยะห่างระหว่างแหล่งจ่ายกับโหลดใกล้กันมากขึ้น ส่งผลให้ระยะทางในการไหลของกำลังไฟฟ้าลดลง และส่งผลให้กำลังสูญเสียในระบบลดน้อยลงไป จึงทำให้ประสิทธิภาพในการลดกำลังสูญเสียมีค่าสูงขึ้น ในทางกลับกัน หากเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีขนาดและเชื่อมต่อในตำแหน่งไม่เหมาะสม จะทำให้ประสิทธิภาพในการลดกำลังสูญเสียในระบบมีค่าลดลง หรืออาจส่งผลกระทบต่อขั้นทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าสูงขึ้นได้

2.3.3 ผลกระทบต่อการเกิดการลัดวงจรและระบบป้องกัน

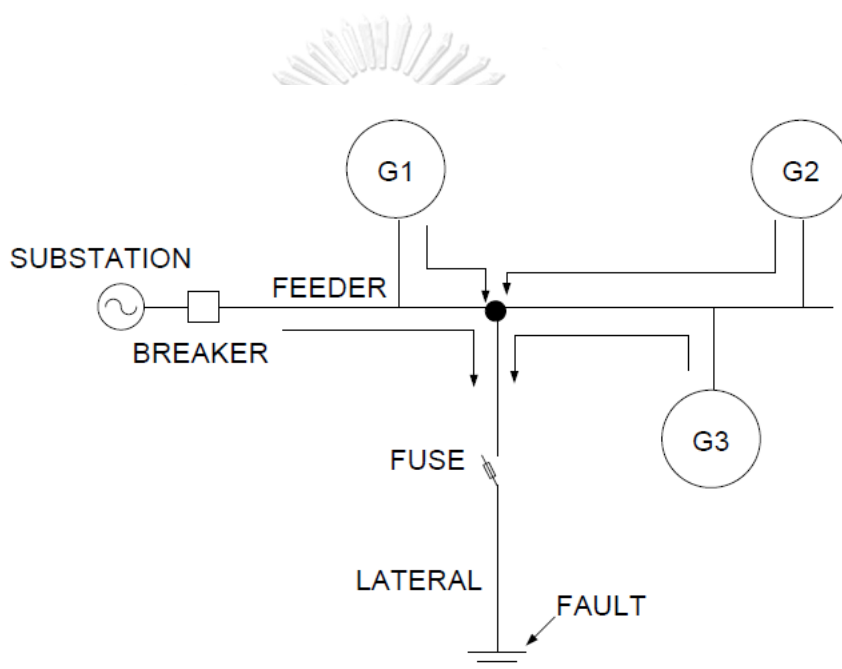
การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า ทำให้กระแสลัดวงจรเพิ่มขึ้น เนื่องจาก มีกระแสลัดวงจรไหลจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอีกทางหนึ่ง อิทธิพลของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการลัดวงจร ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง เช่น ขนาดจำนวน และประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว รูปแบบและตำแหน่งของการเกิดลัดวงจร เป็นต้น ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแต่ละประเภท สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแต่ละประเภท

ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	กระแสลัดวงจร (% ของค่ากระแสฟักัดลัดวงจร)
ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ (Inverter)	เริ่มต้นที่ 100-400 % และเมื่อเวลาผ่านไปจะขึ้นอยู่กับ การตั้ง ค่าของตัวควบคุมของอินเวอร์เตอร์ (มีทั้งที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลา sub cycle และหลาย cycle)
ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินดักชัน (Induction Generator)	เริ่มต้นที่ 500-1000 % ในระยะเวลาเริ่มต้น 2-3 cycle ของกระแสไฟฟ้าสลับ และจะเริ่มลดลงจนสามารถละลายได้ เมื่อเวลาผ่านไปประมาณ 10 cycle ของกระแสไฟฟ้าสลับ
ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส (Synchronous Generator)	เริ่มต้นที่ 500-1000 % ในระยะเวลาเริ่มต้น 2-3 cycle ของกระแสไฟฟ้าสลับ และต่อมากจะลดลงไปที่ 200-400 %

โดยกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอาจส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ในระบบไฟฟ้าทำงานร่วมกันผิดพลาดได้ เช่น การลัดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าผิดพลาด การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า การต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าผิดพลาด เป็นต้น

ในส่วนของ การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาดเล็ก อาจส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อย แต่เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาดเล็กหลายๆ ตัว หรือ ขนาดใหญ่ อาจจะทำให้ขนาดของกระแสลัดวงจรเพิ่มมากขึ้น จนส่งผลให้การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันผิดพลาดได้ ดังเช่นตัวอย่างต่อไปนี้



รูปที่ 2.4 ทิศทางการไหลของกระแสในระบบไฟฟ้าจำลอง เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า[13]

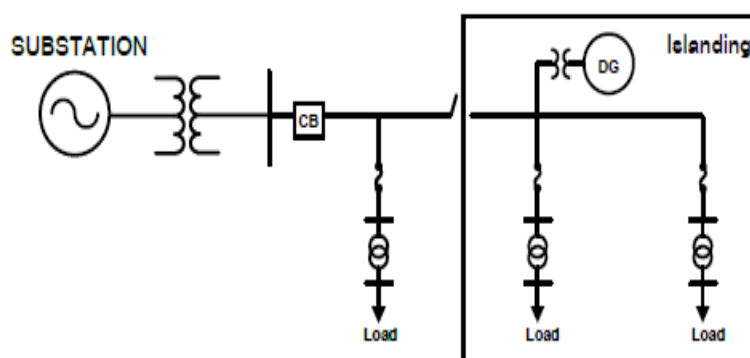
จากรูปที่ 2.4 เห็นได้ชัดว่า มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า ทำให้ขนาดของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นมีค่าสูงกว่าขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และถ้าขนาดของกระแสลัดวงจรมีค่าสูงมากพอ อาจทำให้การทำงานร่วมกันของฟิวส์และเบรกเกอร์ผิดพลาดได้ และยังเป็น การลดความน่าเชื่อถือของระบบอีกด้วย และเมื่อเปลี่ยนตำแหน่งการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้าและจุดเกิดการลัดวงจร อาจทำให้กระแสลัดวงจรที่มาจากสถานีไฟฟาลดลง จึงส่งผลให้ฟิวส์หรือเบรกเกอร์ไม่ทำงาน เนื่องจากมองเห็นกระแสลัดวงจรมีค่าต่ำกว่าที่ค่าตั้งไว้

2.3.4 ผลกระทบต่อการเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding)

การเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding) เกิดขึ้นเมื่ออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าหลักของระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอยู่ปลดวงจรบางส่วนออก แต่ในส่วนของวงจรที่ปลดออกนั้น ยังมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอยู่ ซึ่งอาจทำให้เกิดได้ทั้งผลดีและผลเสียต่อระบบไฟฟ้า ทั้งนี้ ในปัจจุบันตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริเวณจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า[13,14,15] ยังไม่ยอมให้เกิดเหตุการณ์นี้ขึ้น เพื่อป้องกันผลเสียที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าได้ เช่น

- ส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่ถูกแยกออกไป ไม่สามารถควบคุมได้ขึ้นอยู่กับขนาดและตำแหน่งการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งหากมีขนาดใหญ่มากพออาจจะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงจนระบบล้มได้
- ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน เนื่องจากความไม่เข้ากันของแรงดันไฟฟ้า ความถี่ไฟฟ้า และมุมเฟสของอุปกรณ์ อาจทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าได้
- อาจเกิดอันตรายต่อเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติงานแก้ไขปัญหาที่เกิดจากการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจาก แก๊สในระบบไฟฟ้าในขณะที่ระบบไฟฟ้ายังมีกระแสไฟฟ้าไหลในระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจรุนแรงถึงขั้นเสียชีวิตได้

ดังนั้น เพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น การไฟฟ้าจึงกำหนดไว้ว่า ไม่อนุญาตให้เกิดการแยกตัวอิสระ และถ้าหากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าหลักทำงาน เพื่อปลดวงจรบางส่วนออก อุปกรณ์ป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องทำงาน เพื่อตัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าออกไปด้วยเช่นกัน



รูปที่ 2.5 การเกิดการแยกตัวอิสระ[13]

2.3.5 ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า

คุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) เป็นคำที่พูดถึงบ่อยในเรื่องความมั่นคงของการจ่ายไฟฟ้าหรือกรณีเมื่อเกิดปัญหาอุปกรณ์ไฟฟ้ามีการทำงานผิดพลาด หรือหยุดการทำงานจากผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งเห็นได้ว่านิยามของคำว่า คุณภาพกำลังไฟฟ้า ระหว่างการไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า จะพูดถึงในกรณีที่แตกต่างกันไป แต่ในความเป็นจริงแล้วมีความหมายเดียวกัน ซึ่งนิยามของคุณภาพกำลังไฟฟ้า ตามมาตรฐานสากล (International Standard) IEC และ IEEE ให้ความหมาย คือ คุณลักษณะ กระแส แรงดัน และความถี่ของแหล่งจ่ายไฟฟ้าในสภาวะปกติไม่ทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้ามีการทำงานผิดพลาดหรือเกิดการเสียหาย คุณภาพกำลังไฟฟ้ายังสามารถแบ่งย่อยออกตามปรากฏการณ์ของปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้าได้อีกหลายๆ สาเหตุ

ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า หมายถึง ผลกระทบทางด้านไฟฟ้าใดก็ตาม ไม่ว่าจะ เป็นปัญหา ด้าน แรงดัน กระแส หรือการเปลี่ยนแปลงทางความถี่ไฟฟ้า ที่ส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้า ซึ่งผลกระทบที่จะกล่าวถึง มีดังนี้

- แรงดันกระเพื่อมและไฟกระพริบ (Voltage Fluctuation and Flicker)

โดยทั่วไป การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า จะทำให้กระแสลัดวงจรที่จุดต่อรวม (Point of Common Coupling, PCC) มีค่าสูงขึ้น ส่งผลช่วยลดการเกิดไฟกระพริบได้ ถ้าหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นประเภทที่จ่ายกำลังไฟฟ้าแน่นอน แต่ในกรณีที่เป็นเครื่องระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไม่แน่นอน เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมหรือพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น สาเหตุของการเกิดไฟกระพริบเนื่องจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ไม่แน่นอนและไม่สม่ำเสมอ แต่ถ้ามีเชื่อมต่อกับอุปกรณ์จำพวก inverter และ converter ก็จะสามารถช่วยลดแรงดันกระเพื่อมที่จุดต่อรวมได้ เนื่องจากมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่สม่ำเสมอ แต่ถึงอย่างไรก็ตาม หากมีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าที่สมดุลก็จะช่วยป้องกันการเกิดไฟกระพริบมากกว่าที่จะเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดปัญหาดังกล่าวได้

- ฮาร์มอนิก

ฮาร์มอนิก ส่วนใหญ่มักจะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าที่มีการใช้อุปกรณ์ในการแปลงไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทอินเวอร์เตอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า สำหรับปริมาณกระแสของการเกิดฮาร์มอนิกนั้นจะขึ้นอยู่กับชนิดและขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ ซึ่งในอดีตอินเวอร์เตอร์ที่ใช้เป็นแบบ Silicon controlled rectifier (SCR) โดยใช้วิธี Line commutated หรือ Line frequency ในการสร้างคลื่นไซน์ ทำให้มีกระแสฮาร์มอนิกมีค่าสูง แต่ในปัจจุบันมีการใช้ Pulse-Width Modulation เพื่อสร้างคลื่นไซน์ที่มีเทคนิคในการกรอง

กระแสฮาร์โมนิกที่ทันสมัย ทำให้กระแสฮาร์โมนิกที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามีค่าน้อยกว่าที่มาตรฐานกำหนด และมีค่าน้อยกว่า กระแสฮาร์โมนิกที่เกิดจากโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้นที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์โมนิกอื่นๆ ในระบบไฟฟ้า เช่น คอมพิวเตอร์ และ ชุดขับเคลื่อนปรับความเร็วได้ เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เมื่อภายในระบบไฟฟ้ามีกระแสฮาร์โมนิกมากเกินไป ได้แก่ อาจทำให้เกิด Resonance และอาจทำให้ความผิดพลาดของแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้นได้อีก เป็นต้น

ในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทอื่น เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทชิงโครนัสและอินดักชัน จะทำให้เกิดกระแสฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าน้อยกว่าชนิดที่เป็นอินเวอร์เตอร์ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับการออกแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งคู่ เช่น ขดลวด และ ระยะห่างของช่องอากาศ

- แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag)

การเกิดแรงดันตกชั่วขณะ เป็นปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นบ่อยครั้งในระบบไฟฟ้า ที่มีสาเหตุเกิดจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้าซึ่งเป็นสาเหตุหลักที่ทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ ส่วนใหญ่จะเป็นความผิดปกติที่เกิดจากการลัดวงจรชนิด Single-phase-to-ground Fault ซึ่งจะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าที่สูงกว่าปกติ ไหลผ่านค่าอินพีแดนซ์ต่างๆ ในสายส่ง ทำให้เกิดแรงดันตกที่จุดต่างๆ เป็นวงกว้างในระบบไฟฟ้า ซึ่งนอกจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า การเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้าก็เป็นอีกสาเหตุหนึ่งซึ่งส่งผลต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทั้งเชิงบวกและเชิงลบ ซึ่งส่วนใหญ่จะเกิดกับ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทอินดักชัน เนื่องจากการสตาร์ทระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะต้องใช้กระแสที่สูงมากๆ จึงส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวนี้ จะไม่เกิดขึ้นกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทชิงโครนัส เนื่องจากการควบคุมการชิงโครนัสและประเภทอินเวอร์เตอร์จะมีการสั่งให้ใช้กระแสเริ่มจากน้อยๆ จึงไม่ทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ

อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า จะบังคับให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ปลดตัวออกจากระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบ เพื่อป้องกันการเกิดการแยกตัวอิสระ ซึ่งอาจทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด จนระบบไฟฟ้าเสียหายได้

2.3.6 ผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า

สำหรับผลกระทบของต่อความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าจะสามารถประเมินได้จากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ หรือ เหตุการณ์ที่ระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายพลังงานให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ โดยส่วนใหญ่จะเกิดจาก การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า การเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า การปลดตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบกะทันหัน การเพิ่มโหลดหรือการลดโหลดแบบกะทันหัน เป็นต้น



บทที่ 3

มาตรฐานและข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า อาจทำให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในด้านต่าง ๆ มากมาย ดังนั้น จึงจำเป็นต้องกำหนดเงื่อนไขต่าง ๆ ขึ้นมา เพื่อควบคุมให้การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า เป็นไปอย่างเหมาะสมและไม่ก่อให้เกิดผลกระทบร้ายแรงต่อระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอมาตรฐานและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า ดังนี้

1. มาตรฐานของ IEEE 1547-2003 [5]
2. ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ.2558 [17]

3.1 มาตรฐานของ IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (IEEE Std. 1547™-2003)

มาตรฐานนี้ เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีขนาดไม่เกิน 10 MW โดยเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางและแรงดันต่ำ ในมาตรฐานนี้กล่าวถึงข้อมูลทางเทคนิคที่เกี่ยวข้องกับ ประสิทธิภาพ การทำงาน การทดสอบ การคำนึงความปลอดภัย และการบำรุงรักษาของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ทั้งนี้ยังรวมถึง ข้อกำหนดพื้นฐาน การตอบสนองต่อความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบ คุณภาพไฟฟ้า การเกิดการแยกตัวอิสระ อีกด้วย และมาตรฐานนี้จะกล่าวถึงภาพรวมของผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้าโดยไม่เฉพาะเจาะจงไปที่ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทใดประเภทหนึ่ง

ทั้งนี้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะกล่าวถึง ข้อกำหนดทั่วไปของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า ช่วงการทำงานของแรงดัน การตอบสนองต่อความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้า ดังนี้

3.1.1 ข้อกำหนดทั่วไป

3.1.1.1 การควบคุมแรงดันไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องไม่ควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมและไม่ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัสอื่นๆ ในระบบอยู่นอกช่วงที่ ANSI C84.1-1995, Range A กำหนดไว้ ดังนี้

ระบบไฟฟ้าที่มีแรงดันปกติระหว่าง 120 – 600 V.

- กรณี แรงดันฉุกเฉิน แรงดันจะต้องอยู่ในช่วง 95 - 105% ของแรงดันปกติ
- กรณี แรงดันปกติ แรงดันจะต้องอยู่ในช่วง 90 - 104.2% ของแรงดันปกติ

ระบบไฟฟ้าที่มีแรงดันปกติมากกว่า 600 V.

- กรณี แรงดันฉุกเฉิน แรงดันจะต้องอยู่ในช่วง 97.5 - 105% ของแรงดันปกติ
- กรณี แรงดันปกติ แรงดันจะต้องอยู่ในช่วง 90 - 105% ของแรงดันปกติ

ระบบสายดินของการเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องไม่ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินมากกว่าที่อุปกรณ์ในระบบจะรับได้และไม่ทำให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน Ground Fault ผิดปกติ

3.1.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องต่อขนานกับระบบไฟฟ้า โดยที่ไม่ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงที่จุดต่อรวม เกิน $\pm 5\%$ ของแรงดันปกติ ที่จุดต่อรวม

3.1.1.3 ถ้าระบบไฟฟ้าหลักไม่จ่ายพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องไม่จ่ายพลังงานไฟฟ้า

3.1.2 การตอบสนองต่อความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

- เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าหลักทำงานเพื่อตัดการจ่ายพลังงานไฟฟ้าออกไป อุปกรณ์ป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องทำงานด้วยเช่นกันเพื่อป้องกันการเกิดการแยกตัวอิสระ เมื่อระบบป้องกันได้กำจัดความผิดปกติออกไปแล้ว อุปกรณ์ป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องทำงานเพื่อปิดวงจรหลังจากที่ระบบไฟฟ้าหลักทำงานแล้วเท่านั้น
- การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เมื่อแรงดันไฟฟ้าผิดปกติ เนื่องจากการเกิดลัดวงจรในระบบไฟฟ้า จะเป็นไปตามตารางนี้

ตารางที่ 3.1 ระยะเวลาในการปลดตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในสภาวะฉุกเฉิน

ช่วงของแรงดันไฟฟ้า(V) (%ของแรงดันไฟฟ้าปกติ)	เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน* (วินาที)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$88 \leq V \leq 110$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

*เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน คือเวลาระหว่างตั้งแต่เกิดแรงดันไฟฟ้าผิดปกติ

จนถึงเวลาระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวปลดตัวออกจากระบบไฟฟ้า

- การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเมื่อความถี่ในระบบผิดปกติ จะเป็นไปตามตารางนี้

ตารางที่ 3.2 ระยะเวลาในการปลดตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในสภาวะฉุกเฉิน

ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้า แบบกระจายตัว	ช่วงความถี่ไฟฟ้า (Hz)	เวลาในการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกัน* (วินาที)
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	$< (59.8 - 57.0)$	0.16-300
	< 57.0	0.16

*เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน คือเวลาระหว่างตั้งแต่ความถี่ผิดปกติ

จนถึงเวลาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวหยุดจ่ายไฟฟ้า

(ความถี่ปกติในมาตรฐานนี้ เท่ากับ 60 Hz)

3.1.3 คุณภาพไฟฟ้า

- ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง จะต้องไม่จ่ายกระแสตรงเกิน 0.5% ของกระแสฟักัด ณ จุดต่อร่วม
- ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่ควรสร้างแรงดันกระเพื่อมขึ้นที่ฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้า
- ความผิดเพี้ยนของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นในระบบจะต้องเป็นไปตามตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ความผิดเพี้ยนสูงสุดของกระแสฮาร์มอนิก

ลำดับ ฮาร์มอนิก (เลขคี่)	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	ผลรวม ความผิดเพี้ยน ฮาร์มอนิก
%	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

*ลำดับฮาร์มอนิกเลขคู่จะเป็น 25% ของลำดับฮาร์มอนิกเลขคี่

- สำหรับการป้องกันการแยกตัวอิสระ กำหนดให้อุปกรณ์ป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำงาน เพื่อปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าหลัก เมื่อระบบไฟฟ้าหลักไม่จ่ายพลังงานไฟฟ้า ภายใน 2 วินาที

3.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ.2558

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ.2558 [17] จะเป็นข้อกำหนดที่เกี่ยวกับ การกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำด้านเทคนิคการออกแบบ รายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้ง สำหรับผู้ขอใช้บริการที่ต้องการจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่น ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะนำเสนอรายละเอียดในส่วน of ข้อกำหนดทั่วไป และข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เกี่ยวข้อง เท่านั้น

นิยามคำศัพท์

“ระบบโครงข่ายไฟฟ้า”	หมายความว่า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้เชื่อมต่อ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้านครหลวงให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบการไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและ/หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้
“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่มีการประกาศและยังมีผลบังคับใช้ทั้งหมด
“เหตุผิดปกติ”	หมายความว่า	เหตุการณ์ใดๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“จุดเชื่อมต่อ”	หมายความว่า	จุดที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“กำลังผลิตติดตั้ง”	หมายความว่า	ปริมาณกำลังการผลิตตามพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ ที่จะขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ”	หมายความว่า	ปริมาณไฟฟ้าสูงสุดจากผู้ขอใช้บริการที่จะจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า ตามสัญญาที่ทำไว้กับการไฟฟ้า

3.2.1 ข้อกำหนดทั่วไป

เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้งานไฟฟ้าทั่วไปอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง ภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อแล้ว อีกทั้งไม่ส่งผลกระทบต่อทางด้านความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการทุกรายไม่ว่าจะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่น จะต้องดำเนินการให้เป็นไปตามข้อกำหนด ดังนี้

1. หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

การไฟฟ้านครหลวงจะศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านต่างๆ ก่อนที่ผู้ขอใช้บริการจะได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ให้พิจารณาถึงแผนงานหรือโครงการของการไฟฟ้านครหลวงด้วย ดังนี้

(1) การจ่ายกระแสไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายหรือสายส่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง และโดยพลังไฟฟ้าที่ไหลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังระบบส่งไฟฟ้าจะต้องไม่กระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

(2) คุณภาพแรงดันไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ระดับและคุณภาพแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง

(3) กระแสลัดวงจร ผู้ขอใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (โดยใช้ค่า subtransient reactance ในการคำนวณ) เกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (short circuit interrupting capacity: IC) ของอุปกรณ์ตัดต่อวงจร ดังนี้

- ระดับแรงดัน 115 kV ให้ใช้ IC 31.5 kA
- ระดับแรงดัน 69 kV ให้ใช้ IC 40.0 kA
- ระดับแรงดัน 24 kV ให้ใช้ IC 8.0 kA
- ระดับแรงดัน 12 kV ให้ใช้ IC 16 kA

และสำหรับผู้เชื่อมต่อกับระบบตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป จะต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

ทั้งนี้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้เกิดปัญหาการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (protection coordination) ของอุปกรณ์ป้องกัน และในการประเมินกระแสลัดวงจร ต้องคำนึงถึงแผนของการขยายระบบไฟฟ้าของทั้งการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งจะส่งผลต่อระดับกระแสลัดวงจร

(4) ความซับซ้อนในการควบคุมและการปฏิบัติการ จำนวนของผู้ขอใช้บริการรวมทั้งผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่นจะต้องไม่เกินจำนวน 4 ราย/วงจร ยกเว้นผู้ขอใช้บริการที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์ หรือที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 230/400 V

2. รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการเข้ากับระบบของการไฟฟ้านครหลวงจะต้องมีลักษณะไม่ต่ำกว่ารูปแบบที่กำหนด โดยการกำหนดรูปแบบการเชื่อมต่อที่แน่นอนนั้น ขึ้นอยู่กับขนาดและการจ่ายไฟของผู้ให้สัญญาตำแหน่ง ที่ตั้งและประเภทการจ่ายไฟ ซึ่งการไฟฟ้านครหลวงจะได้พิจารณาและกำหนดเป็นรายๆ ไป

2.1 การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดัน 69 หรือ 115 kV จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีด้านที่ต่อกับระบบของการไฟฟ้านครหลวงเป็นแบบ วายกราวด์

2.2 ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบและเลือกอุปกรณ์จ่ายไฟให้สามารถทนกระแสลัดวงจรสูงสุด (maximum short circuit rating) ดังนี้

- ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 115 kV ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 31.5 kA 1 วินาที
- ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 69 kV ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 40 kA 1 วินาที
- ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 24 kV ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 8 kA 1 วินาที
- ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 12 kV
 - a. นอกพื้นที่เขตวงจรถายไฟ ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 16 kA 1 วินาที
 - b. ในพื้นที่เขตวงจรถายไฟ ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 20 kA 1 วินาที

ทั้งนี้เมื่อเกิดสภาวะการจ่ายไฟแบบแยกอิสระ กับระบบของผู้ขอใช้บริการหรือระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงบางส่วน ผู้ขอใช้บริการจะต้องมีระบบป้องกันที่สามารถตรวจจับและปลดวงจรภายใน 0.1 วินาที

3. การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบและติดตั้งระบบควบคุมการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ให้เป็นไปตามเงื่อนไขดังนี้

3.1 การควบคุมระดับแรงดัน และค่าตัวประกอบกำลัง

1. ผู้ขอใช้บริการต้องควบคุมระดับแรงดันที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง ในแต่ละกรณี ดังนี้

ตารางที่ 3.4 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง
กรณีผู้ขอใช้บริการไม่จ่ายไฟเข้าระบบ

ระดับแรงดัน (kV)	แรงดันในภาวะปกติ (kV)		แรงดันในภาวะฉุกเฉิน (kV)	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115	117.6	106.4	123.0	96.0
69	70.4	63.6	72.5	57.3
24	23.6	21.8	24	21.6
12	11.8	10.9	12.0	10.8
400	410	371	416	362
230	237	214	240	209

ตารางที่ 3.5 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง
กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าระบบ

ระดับแรงดัน (kV)	แรงดันในภาวะปกติ (kV)		แรงดันในภาวะฉุกเฉิน (kV)	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115	118.0	113.0	123.0	113.0
69	71.0	67.0	72.5	67.0
24	23.6	21.8	24	21.6
12	11.8	10.9	12.0	10.8
400	410	371	416	362
230	237	214	240	209

2. การควบคุมค่าตัวประกอบกำลัง การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้เชื่อมต่อปรับค่าตัวประกอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้เป็นไปตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด เพื่อให้การควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ ค่าตัวประกอบกำลังที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามความจำเป็นของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ดังนี้
- กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Rotating Machine ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง
 - กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter Base ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง หากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230/400 V ระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง หากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 12 kV ขึ้นไป

3.2 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ 50 ± 0.5 Hz ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ประสาน (synchronize) กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติ ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 47.00 – 52.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องออกแบบให้ปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ ด้วยระบบอัตโนมัติที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันทีสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องปฏิบัติตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ หากความถี่ในระบบมีค่าเกินกว่า 51.00 Hz โรงไฟฟ้าจะต้องปรับลดการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงลงในอัตราร้อยละ 40 ของค่ากำลังการผลิต ณ ขณะนั้น ต่อความถี่ที่เพิ่มขึ้น 1 Hz

3.3 การควบคุมแรงดันกระแสเพื่อ

ผู้เชื่อมต่อจะต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระแสที่จุดต่อร่วมเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในประกาศ คำสั่ง ระเบียบ หรือข้อบังคับใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันกระแสของการไฟฟ้านครหลวง รวมทั้งมาตรฐานสากลอื่น ๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงอ้างอิง โดยจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนและเงื่อนไขในการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง คือ ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระแสที่เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-POG-02/1998)

3.4 การควบคุมฮาร์มอนิก

ผู้เชื่อมต่อจะต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสฮาร์มอนิก ที่จุดต่อร่วม เกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในประกาศ คำสั่ง ระเบียบ หรือข้อบังคับใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันกระแสของการไฟฟ้านครหลวง คือ ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) ซึ่งสรุปไว้ดังนี้

3.4.1 อุปกรณ์ที่สามารถนำเข้าสู่ระบบได้โดยไม่พิจารณาในส่วนฮาร์มอนิก

- อุปกรณ์ 3 เฟส ชนิด Converter หรือ A.C. Regulator ไม่เกินหนึ่งตัว และมีขนาดไม่เกินตามตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ประเภท Converter และ A.C. Regulator แต่ละตัว

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม (kV)	Converter ชนิด 3 เฟส (kVA)			A.C. Regulator ชนิด 3 เฟส (kVA)	
	3-Pulse	6-Pulse	12-Pulse	6-Thyristor	3-Thyristor /3-Diode
0.400	8	12	-	14	10
11 และ 12	85	130	250	150	100

- อุปกรณ์ 1 เฟส

1. ต้องผลิตตามมาตรฐาน IEC-1000-3-2 ซึ่งเป็นมาตรฐานกำหนดขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิก ที่ปล่อยจากอุปกรณ์ขนาดไม่เกิน 16 แอมป์ต่อเฟส (หรือสามารถดูได้จาก ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกที่เกิดจากอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในบ้าน ซึ่งจัดทำโดยโดยคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 การไฟฟ้า)
2. อุปกรณ์ Converter หรือ A.C.Regulator แรงดัน 230 V เพื่อการใช้งานในอุตสาหกรรมที่ไม่สร้างกระแสฮาร์โมนิกอันดับคู่ มีขนาดไม่เกิน 5 kVA โดยติดตั้งไม่เกินหนึ่งตัวต่อเฟส
3. ถ้ามีการติดตั้งอุปกรณ์มากกว่าหนึ่งตัวต่อหนึ่งเฟสให้พิจารณาตามขั้นตอนต่อไป

3.4.2 สำหรับอุปกรณ์ที่มีมากกว่า 1 ตัว สามารถนำเข้าระบบได้เมื่อ

- อุปกรณ์ 3 เฟส ค่ากระแสฮาร์โมนิกที่จุดต่อร่วมต้องไม่เกินค่าขีดจำกัดในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยๆ ที่จุดต่อร่วม

ระดับ แรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม (kV)	MVA _{sc} Base	ลำดับฮาร์โมนิกและขีดจำกัดของกระแส (Arms)																	
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.400	10	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6
11 และ 12	100	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1
22 24 และ 33	500	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1
69	500	8.8	5.9	4.3	7.3	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1
115 ขึ้นไป	1,000	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1

หากค่า MVAsc ต่ำสุด ณ จุดต่อร่วมมีค่าแตกต่างจากค่า MVAscBase ที่ระบุในตารางที่ 3.7 ยอมให้ปรับค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ยอมให้ไหลเข้าสู่ระบบด้วยสมการที่ 3.1

$$I_h = I_{hp} \times \frac{MVAsc1}{MVAsc(Base)} \quad (3.1)$$

โดยที่ I_h = กระแสฮาร์มอนิก(A) ลำดับที่ h ที่ยอมให้ไหลเข้าสู่ระบบ เมื่อค่า MVAsc เป็น MVAsc1

I_{hp} = กระแสฮาร์มอนิก(A) ลำดับที่ h ที่กำหนดในตารางที่ 3.7

MVAsc1 = ค่าMVAsc ต่ำสุด ณ จุด PCC มีค่าไม่เท่ากับค่า MVAscBase

MVAscBase = ค่า MVAscBase สำหรับค่ากระแสฮาร์มอนิก ตามตารางที่ 3.7

3.4.3 อุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นที่ไม่ผ่านการพิจารณาข้อ 3.4.2 ผู้ใช้ไฟอาจสามารถเชื่อมต่อโหลดดังกล่าวกับระบบไฟฟ้าได้ ถ้ามีการศึกษาทำการวิเคราะห์คำนวณจากคุณลักษณะระบบและพฤติกรรมฮาร์มอนิกของโหลดอย่างละเอียดโดยผลของแรงดันฮาร์มอนิกที่ได้ต้องไม่เกินขีดจำกัดตามตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม (kV)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม ของแรงดัน (%THDv)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน แต่ละอันดับ (THDv%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.400	5	4	2
11,12,22,24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115	1.5	1	0.5

3.5 การควบคุมแรงดันไม่ให้คูล (Voltage Unbalance)

ผู้เชื่อมต่อจะต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันไม่สมดุลที่จุดต่อร่วมเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในประกาศ คำสั่ง ระเบียบ หรือข้อบังคับใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดัน กระเพื่อมของการไฟฟ้านครหลวง รวมทั้งมาตรฐานสากลอื่นๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงอ้างอิง โดยจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนและเงื่อนไขในการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

3.2.2 ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 69 หรือ 115 kV โดยหลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนี้

- กรณีระบบ 69 kV : กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 90 MW ต่อวงจร
- กรณีระบบ 115 kV : กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 180 MW ต่อวงจร

ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่อนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามที่ระบุข้างต้น เป็นเพียงข้อกำหนดในภาพรวมเท่านั้น ปริมาณกำลังไฟฟ้าแท้จริงที่การไฟฟ้านครหลวงอนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละจุดเชื่อมต่อ/วงจร อาจต่ำกว่าค่าที่ระบุไว้ข้างต้น โดยการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาตามความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความปลอดภัย คุณภาพ ประสิทธิภาพ ความเชื่อถือของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

สำหรับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ระดับแรงดัน 115 kV ทางผู้จัดทำได้รวบรวมข้อมูลและนำมาเปรียบเทียบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดัน 115 kV เพื่อเป็นประโยชน์ต่อไป ดังแสดงในตารางที่ 3.9 และ 3.10

ตารางที่ 3.9 ตารางเปรียบเทียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ที่ระดับแรงดัน 115 kV

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code)	การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT)[18]	การไฟฟ้านครหลวง (MEA)[17]	การไฟฟ้าภูมิภาค (PEA)[19]
ระดับแรงดันในสภาวะปกติ ณ จุดเชื่อมต่อ	ไม่เกิน $\pm 5\%$ ของ แรงดันปกติ	113.0-118.0 kV	109.2-120.7 kV
ระดับแรงดันในสภาวะฉุกเฉิน ณ จุดเชื่อมต่อ	ไม่เกิน $\pm 10\%$ ของ แรงดันปกติ	113.0-123.0 kV	103.5-126.5 kV
ระดับแรงดันแต่ละบัส	เปลี่ยนแปลงไม่เกิน 5 % ของแรงดันปกติ		
ความถี่ของระบบในสภาวะปกติ	อยู่ในเกณฑ์ 50 ± 0.5 Hz	อยู่ในเกณฑ์ 50 ± 0.5 Hz ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติ ถ้าความถี่ของระบบ ไม่อยู่ในช่วง 47-52 Hz ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ระบบจะต้องปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ออก	
การปรับค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	ในกรณีเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Rotating Machine ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ล้าหลัง		
ค่ากระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้น	จะต้องไม่เกิน 85% ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (short circuit interrupting capacity,IC) ของอุปกรณ์ป้องกัน		
	31.5-40 kA	ใช้ IC 31.5 kA และจะต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ	-

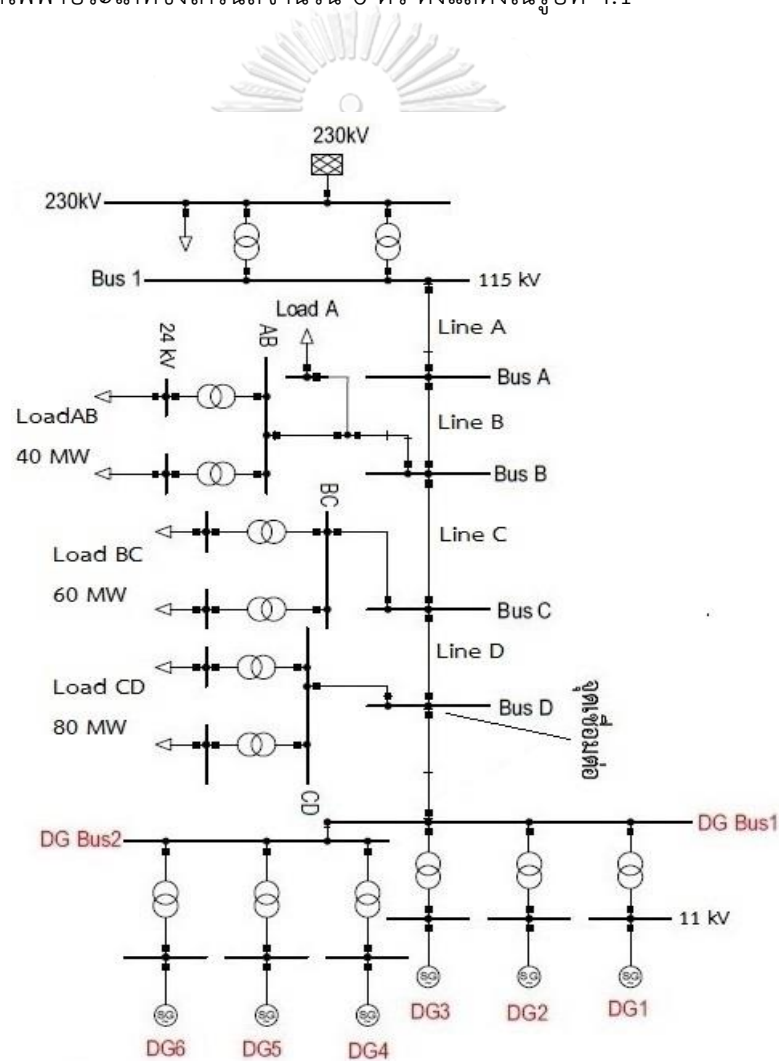
ตารางที่ 3.10 ตารางเปรียบเทียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ที่ระดับแรงดัน 115 kV (ต่อ)

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code)	การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT)[18]	การไฟฟ้านครหลวง (MEA)[17]	การไฟฟ้าภูมิภาค (PEA)[19]
ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สถานะปกติของอุปกรณ์ภายในระบบ	98-105% ของค่าปกติ	-	-
ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สถานะฉุกเฉินของอุปกรณ์ภายในระบบ	92-108% ของค่าปกติ	-	-
ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกัน	-	ต้องไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร	ต้องไม่เกิน 120 เมกะวัตต์ต่อวงจร Single Conductor และ 230 เมกะวัตต์ต่อวงจร Double Conductor
ความเพี้ยนฮาร์มอนิก (Harmonic Distortion)	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998)		
แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998)		
% loading ของสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้า	ไม่เกิน 80% ของค่าพิกัดอุปกรณ์		
การเกิดการจ่ายไฟแบบอิสระ (Islanding)	จะต้องมีระบบป้องกันที่สามารถตรวจจับและปลดวงจรออกภายใน 0.1 วินาที		
รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	สำหรับระบบ 69 หรือ 115 kV จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีด้านที่ต่อกับระบบของการไฟฟ้าเป็นแบบ WYE ลงดิน		

บทที่ 4

การจำลองระบบไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ในบทนี้ จะกล่าวถึงรายละเอียดต่างๆ ที่ใช้ในการจำลองระบบไฟฟ้า ด้วยโปรแกรม DIGSILENT ซึ่งระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองจะเป็นระบบส่งย่อยที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV และระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่นำมาเชื่อมต่อกับระบบส่งย่อยเป็นระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสจำนวน 6 ตัว ดังแสดงในรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 ระบบไฟฟ้าจำลองด้วยโปรแกรม DIGSILENT

4.1 ระบบส่งย่อย (Sub-Transmission)

ระบบส่งย่อยที่ใช้ในการจำลอง จำลองมาจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV และมีความถี่ไฟฟ้า 50 Hz ซึ่งมีส่วนประกอบ ดังนี้

4.1.1 สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) มีระดับแรงดันไฟฟ้าเท่ากับ 230 kV

4.1.2 หม้อแปลงไฟฟ้า (transformer) เป็นแบบ 2 ขดลวดทั้งหมด มี 2 ขนาด คือ

- ขนาด 300 MVA 230kV/121kV ต่อแบบ วายกราวด์ – วายกราวด์ (YNyn0) จำนวน 2 ตัว
- ขนาด 60 MVA 115 kV/24 kV ต่อแบบ เดลต้า – วายกราวด์ (Dyn1) จำนวน 6 ตัว

4.1.3 สายส่ง (transmission line) เป็นแบบ เดินลอยในอากาศ และฝังในดิน ที่มีตัวนำไฟฟ้าเป็นทองแดง มีพิกัดแรงดันไฟฟ้าเท่ากับ 115 kV และมีพิกัดกระแสไฟฟ้าเท่ากับ 1.6 kA

4.1.4 โหลด (Load) จำลองเป็น โหลดทั่วไป และกำหนดเป็น โหลดสมดุล ขนาดของโหลดกำหนดโดยกำลังไฟฟ้า และ ค่าตัวประกอบกำลัง ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 โหลดในระบบไฟฟ้า

Load Name	กำลังไฟฟ้า (MW)	ค่าตัวประกอบกำลัง
LOAD A	9.3	0.9
AB_Load1	18.35	0.9
AB_Load2	18.35	0.9
BC_Load1	29.65	0.9
BC_Load2	29.65	0.9
CD_Load1	40.5	0.9
CD_Load2	40.5	0.9

4.2 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG)

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จะนำมาเชื่อมต่อ แบ่งออกเป็น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันแก๊ส (Steam turbine Generator) จำนวน 4 ตัว (DG1,2,4,5) และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Gas turbine Generator) จำนวน 2 ตัว (DG3,6) ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งหมด จะจำลองเป็นระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส และติดตั้งร่วมกับหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้เท่ากับแรงดันไฟฟ้าปกติ 115 kV ก่อนจะจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบส่งย่อย

4.2.1 หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ติดตั้งคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสองแบบ เป็นหม้อแปลงแบบ 2 ขดลวด และมีขนาด ดังต่อไปนี้

- หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ติดตั้งคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ มีขนาด 46 MVA 115 kV/11 kV ต่อแบบ เกลด้า – วายกราวด์ (Dyn1)
- หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ติดตั้งคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันแก๊ส มีขนาด 56 MVA 115 kV/11 kV ต่อแบบ เกลด้า – วายกราวด์ (Dyn1)

4.2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำแต่ละตัว มีขนาด ดังนี้

- ขนาด 45 MVA ระดับแรงดันไฟฟ้า 11 kV ต่อแบบ วายกราวด์ (YN)

4.2.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันแก๊สแต่ละตัว มีขนาด ดังนี้

- ขนาด 59 MVA ระดับแรงดันไฟฟ้า 11 kV ต่อแบบ วายกราวด์ (YN)

บทที่ 5

การศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย

จากการจำลองการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย ด้วยโปรแกรม DIGSILENT ดังที่กล่าวมาในบทที่ 4 การศึกษาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อ ใช้ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงเป็นหลักในการตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ซึ่งในส่วนของปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ติดตั้งในสายส่งเส้นเดียวกัน ทางกรฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้ว่า “สำหรับระบบ 115 kV จะต้องไม่เกิน 180 MW ต่อวงจร” ดังนั้นในการศึกษาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จึงตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดขนาด 180 MW เข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันแก๊สทั้ง 4 ตัว จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 40 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำทั้ง 2 ตัว จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 10 MW นอกจากนี้ ในส่วนของค่าตัวประกอบกำลัง การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้ว่า “การปรับค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ให้เป็นเป็นการไฟฟ้านครหลวงกำหนด เพื่อควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าให้เหมาะสม ทั้งนี้ ค่าตัวประกอบกำลังอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามความเหมาะสมในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ เครื่องจักรกลชนิดหมุน ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ล้าหลัง” ดังนั้น จะทำการปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงดังกล่าว เพื่อศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น โดยเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดขึ้นขณะเชื่อมต่อและไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย ดังนี้

5.1 ผลกระทบทางด้านระดับแรงดันไฟฟ้า

ทำการเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้าทุกระดับในระบบ ระหว่างไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW กับระบบส่งย่อย และปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง ซึ่งข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง กำหนดไว้ ดังนี้

สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันปกติ 115 kV

- ในสภาวะปกติ ระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ จะต้องอยู่ในช่วง 113 - 118 kV
- ในสภาวะฉุกเฉิน ระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ จะต้องอยู่ในช่วง 113 - 123 kV

- ระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัส จะต้องเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 5 %

5.2 ผลกระทบทางด้านกระแสลัดวงจร

สำหรับการวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านกระแสลัดวงจร เนื่องจากค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไม่มีผลต่อขนาดกระแสลัดวงจร จึงจำลองโดยเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 เพียงค่าเดียว การคำนวณค่ากระแสลัดวงจร จะใช้มาตรฐาน IEC 60909 เป็นหลัก และจำลองการเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดินเท่านั้น เนื่องจากเป็นชนิดที่ร้ายแรงและเกิดขึ้นบ่อยที่สุด ตามลำดับ โดยจำลองการเกิดลัดวงจรทุกบัสในระบบ เปรียบเทียบขนาดของกระแสลัดวงจร ระหว่างไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 กับระบบส่งย่อย ซึ่งข้อกำหนดการเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าได้กำหนดไว้ว่า ค่ากระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นจะต้องไม่เกิน 85% ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน และสำหรับผู้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป จะต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

5.3 ผลกระทบทางด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ เมื่อเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาดต่างๆ และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 กับระบบไฟฟ้า และปรับค่าตัวประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในช่วง 0.85 นำหน้า - 0.85 ล้าหลัง เพื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น ระหว่างเชื่อมต่อและไม่เชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย

เนื่องจากในปัจจุบัน ยังไม่มีข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบทางด้านนี้ แต่ถ้าหากเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีขนาดและเชื่อมต่อในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้ประสิทธิภาพในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าลดลง หรืออาจส่งผลกระทบต่อระดับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าสูงขึ้นได้

5.4 ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับสายส่ง

5.4.1 เมื่อทำการเปรียบเทียบ % Loading ของสายส่ง ระหว่างไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง กับระบบส่งย่อย ซึ่งข้อกำหนดการเชื่อมต่อบรรณโครงข่ายไฟฟ้าจะกำหนดไว้ว่า จะต้องไม่เกิน 80% ของค่าพิกัดอุปกรณ์ ซึ่ง %loading 100% เท่ากับ 1.6 kA (ค่าพิกัดกระแสของสายส่งแต่ละเส้น)

5.4.2 ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าตก (Voltage Drop) ที่เกิดขึ้นในสายส่งแต่ละเส้น โดยเปรียบเทียบระหว่างไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง กับระบบส่งย่อย

5.5 ผลกระทบทางด้านเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

5.5.1 ทำการศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ขณะเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เมื่อเกิดการหลุดหรือแยกตัวของบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอย่างกะทันหัน

5.5.2 ทำการศึกษาการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า ขณะเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เมื่อเกิดการหลุดหรือแยกตัวของโหลด เมื่อเกิดการลัดวงจรประเภทต่างๆ

5.5.3 ทำการศึกษาการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงของบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เมื่อเกิดการลัดวงจรประเภทต่างๆ ในระบบไฟฟ้า เพื่อศึกษาผลกระทบที่มีต่อค่าเวลาวิกฤติในการกำจัด การลัดวงจร

5.6 ผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

ทำการศึกษาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัสต่างๆ ในระบบส่งย่อยเมื่อเชื่อมต่อกับบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง เพื่อให้ทราบถึงแนวโน้มของการเปลี่ยนแปลง ความลึกในการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ เนื่องจากการเกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ในระบบไฟฟ้าเท่านั้น เพราะการเกิดการลัดวงจรประเภทนี้ มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด

บทที่ 6

ผลการศึกษาผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

จากการจำลองระบบไฟฟ้าและศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น เมื่อเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย โดยทำการเปรียบเทียบผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น ขณะที่ไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบส่งย่อย ซึ่งขณะที่เชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 180 MW เข้าสู่ระบบ และทำการปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในช่วง 0.85 นำหน้า - 0.85 ล้าหลัง เพื่อศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น จะได้ผลลัพธ์ออกมา ดังต่อไปนี้

6.1 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้า

เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ในขณะที่ไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 180 MW โดยปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในช่วง 0.85 นำหน้า - 0.85 ล้าหลัง จะได้ผลลัพธ์ ดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG เป็น ล้าหลัง	ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (kV)	ค่าตัวประกอบกำลังของ DG เป็น นำหน้า	ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (kV)
No DG	111.57		
1	111.76		
0.99 lagging	113.98	0.99 leading	109.35
0.98 lagging	114.88	0.98 leading	108.26
0.97 lagging	115.57	0.97 leading	107.26
0.96 lagging	116.15	0.96 leading	106.56
0.95 lagging	116.66	0.95 leading	105.82
0.94 lagging	117.13	0.94 leading	105.11
0.93 lagging	117.57	0.93 leading	104.35

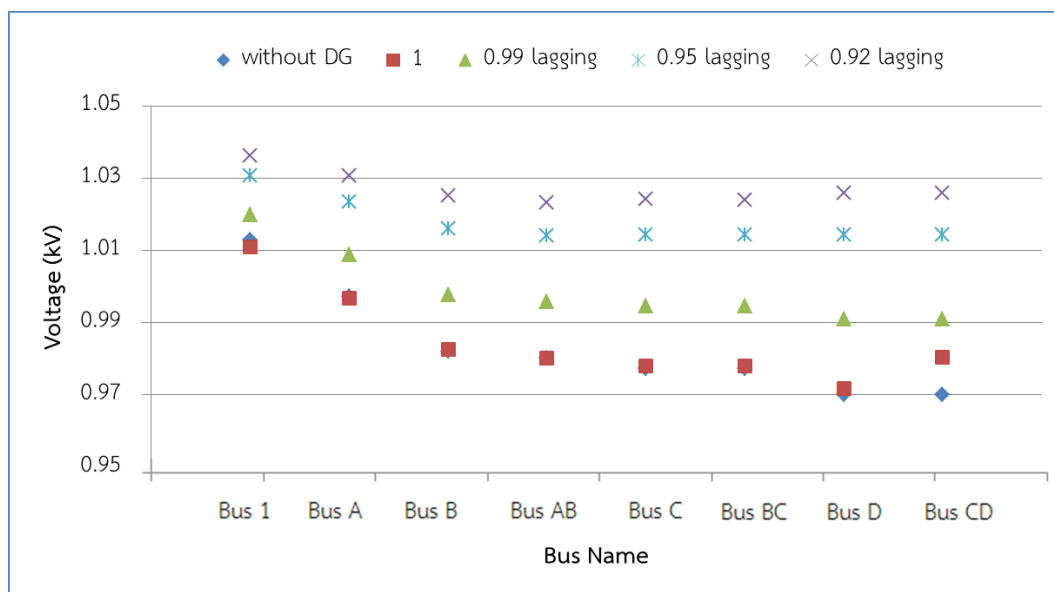
ตารางที่ 6.1 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (ต่อ)

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG เป็น ล้าหลัง	ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (kV)	ค่าตัวประกอบกำลังของ DG เป็น นำหน้า	ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (kV)
0.92 lagging	117.98	0.92 leading	103.70
0.91 lagging	118.37	0.91 leading	103.04
0.90 lagging	118.72	0.90 leading	102.17
0.89 lagging	119.09	0.89 leading	101.50
0.88 lagging	119.44	0.88 leading	100.77
0.87 lagging	119.78	0.87 leading	100.01
0.86 lagging	120.11	0.86 leading	99.23
0.85 lagging	120.44	0.85 leading	98.41

จากตารางที่ 6.1 จะเห็นว่า แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว มีค่าต่ำและไม่อยู่ช่วงที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้ เนื่องจาก ในขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จุดเชื่อมต่ออยู่ห่างจากแหล่งจ่ายของการไฟฟ้ามาก ทำให้เกิดแรงดันตกในสายส่ง ซึ่งส่งผลให้ที่จุดเชื่อมต่อนั้นมีแรงดันไฟฟ้าต่ำ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังที่เหมาะสม เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้

เมื่อนำผลที่ได้มาตรวจสอบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อบรรบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง จะมีเพียงระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.99-0.92 ล้าหลัง (lagging) เท่านั้น ที่ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ อยู่ในช่วง 113-118 kV ซึ่งเป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนดไว้

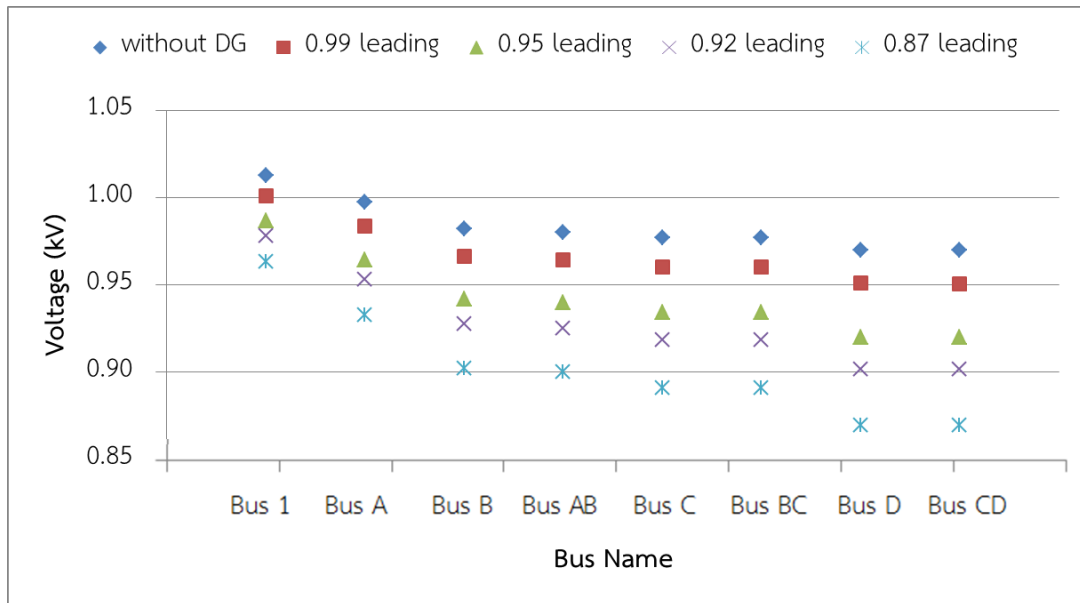
เมื่อทำการศึกษาแรงดันไฟฟ้าที่บัส ขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง จะได้ผลดังรูปที่ 6.1 และตำแหน่งของบัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้า แสดงในรูปที่ 4.1



รูปที่ 6.1 แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง

รูปที่ 6.1 แสดง แรงดันไฟฟ้าที่บัส ขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง เห็นได้ว่าแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส ขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีค่าต่ำและไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้า เมื่อสังเกตบัสที่อยู่ห่างจากแหล่งจ่ายออกไป แรงดันไฟฟ้าจะยิ่งมีค่าลดลงตามระยะห่างที่ห่างจากแหล่งจ่ายของการไฟฟ้านครหลวง ดังนั้น จึงจำเป็นต้องเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น และเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ มีการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย เนื่องจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 จะเป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบเพียงอย่างเดียว

และเมื่อปรับการจ่ายค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง สามารถทำให้แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัสมีค่าสูงขึ้นมากกว่า ขณะที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 เนื่องจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็นล้าหลังกับระบบไฟฟ้า จะเป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุ (Capacitive Reactance) เข้าสู่ระบบ และเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง เห็นได้ว่า ระดับแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัสมีค่าสูงขึ้นไปอีก เนื่องจากการจ่ายกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุ (Capacitive Reactance) เข้าสู่ระบบเพิ่มมากขึ้น โดยเฉพาะ Bus D ซึ่งเป็นบัสที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงมากที่สุด เมื่อเทียบกับตอนไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจากเป็นจุดที่ใกล้กับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมากที่สุด



รูปที่ 6.2 แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า

รูปที่ 6.2 แสดง แรงดันไฟฟ้าที่บัส ขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า เห็นได้ว่าการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า ทำให้แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัสมีค่าลดลง เมื่อเทียบกับขณะไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจาก การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและทำหน้าที่เสมือนเป็นโหลดที่รับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ(Inductive Reactance) และเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง ยิ่งทำให้แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัสลดลงกว่าเดิม เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวรับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ เพิ่มมากขึ้น

สำหรับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ในระบบส่งย่อย ขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง แสดงดังตารางที่ 6.2 และ 6.3

ตารางที่ 6.2 แรงดันไฟฟ้าที่บัส ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW
และมีค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า - 0.85 ล้าหลัง

ค่าตัวประกอบกำลัง ของ DG	แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ (kV)							
	Bus1	Bus A	Bus B	Bus AB	Bus C	Bus BC	Bus D	Bus CD
No DG	116.47	114.69	112.95	112.71	112.39	112.38	111.57	111.56
1	116.26	114.63	113.01	112.71	112.48	112.48	111.76	112.76
0.99 lagging	117.29	116.02	114.75	114.52	114.37	114.37	113.98	113.98
0.98 lagging	117.71	116.58	115.45	115.22	115.13	115.13	114.88	114.87
0.97 lagging	118.03	117.01	115.99	115.76	115.72	115.71	115.57	115.56
0.96 lagging	118.3	117.38	116.44	116.22	116.21	116.21	116.15	116.14
0.95 lagging	118.54	117.7	116.85	116.62	116.65	116.64	116.66	116.65
0.94 lagging	118.76	117.99	117.22	116.99	117.04	117.04	117.13	117.12
0.93 lagging	118.97	118.26	117.56	117.33	117.41	117.41	117.57	117.56
0.92 lagging	119.16	118.52	117.88	117.66	117.77	117.76	117.98	117.98
0.91 lagging	119.34	118.77	118.19	117.97	118.1	118.1	118.37	118.37
0.90 lagging	119.5	118.99	118.46	118.24	118.4	118.39	118.44	118.43
0.89 lagging	119.68	119.22	118.75	118.53	118.71	118.71	119.09	119.09
0.88 lagging	119.84	119.43	119.03	118.8	119	119	119.44	119.43
0.87 lagging	120	119.64	119.29	119.07	119.29	119.29	119.78	119.77
0.86 lagging	120.15	119.58	119.55	119.33	119.57	119.57	120.11	120.11
0.85 lagging	120.3	120.06	119.81	119.59	119.85	119.85	120.44	120.43

ตารางที่ 6.3 แรงดันไฟฟ้าที่บัส ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW
และมีค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง (ต่อ)

ค่าตัวประกอบกำลัง ของ DG	แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ (kV)							
	Bus1	Bus A	Bus B	Bus AB	Bus C	Bus BC	Bus D	Bus CD
No DG	116.47	114.69	112.95	112.71	112.39	112.38	111.57	111.56
1	116.26	114.63	113.01	112.71	112.48	112.48	111.76	112.76
0.99 leading	115.13	113.12	111.11	110.87	110.43	110.43	109.35	119.34
0.98 leading	114.62	112.44	110.26	110.02	109.51	109.5	108.26	108.25
0.97 leading	114.15	111.81	109.47	109.23	108.65	108.65	107.26	107.23
0.96 leading	113.83	111.38	108.93	108.68	108.06	108.06	106.56	106.56
0.95 leading	113.48	110.91	108.34	108.09	107.43	107.43	105.82	105.81
0.94 leading	113.15	110.47	107.78	107.53	106.82	106.82	105.11	105.1
0.93 leading	112.79	110	107.19	106.94	106.18	106.18	104.35	104.34
0.92 leading	112.49	109.59	106.67	106.42	105.62	105.62	103.7	103.69
0.91 leading	112.18	109.17	106.16	105.9	105.06	105.06	103.04	103.03
0.90 leading	111.78	108.63	105.48	105.22	104.33	104.33	102.17	102.16
0.89 leading	111.46	108.21	104.93	104.69	103.75	103.75	101.5	101.49
0.88 leading	111.12	107.75	104.37	104.11	103.12	103.12	100.77	100.76
0.87 leading	110.77	107.28	103.78	103.52	102.49	102.48	100.01	100
0.86 leading	110.4	106.79	103.16	102.9	101.82	101.82	99.23	99.22
0.85 leading	110.02	106.28	102.52	102.26	101.13	101.12	98.41	98.41

และเมื่อนำค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ขณะเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง มาตรวจสอบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อบรรบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ซึ่งกล่าวไว้ว่า “แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้า จะต้องเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 5% ของแรงดันไฟฟ้าปกติ” ซึ่งจะได้ผลออกมา ดังนี้

ตารางที่ 6.4 แรงดันไฟฟ้าที่บัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ (%) เมื่อเทียบกับแรงดันไฟฟ้าปกติ (115 kV)							
	Bus 1	Bus A	Bus B	Bus AB	Bus C	Bus BC	Bus D	Bus CD
No DG	101.28	99.73	98.22	98.01	97.73	97.72	97.02	97.01
1	101.10	99.68	98.27	98.01	97.81	97.81	97.18	98.05
0.99 lagging	101.99	100.89	99.78	99.58	99.45	99.45	99.11	99.11
0.98 lagging	102.36	101.37	100.39	100.19	100.11	100.11	99.90	99.89
0.97 lagging	102.63	101.75	100.86	100.66	100.63	100.62	100.50	100.49
0.96 lagging	102.87	102.07	101.25	101.06	101.05	101.05	101.00	100.99
0.95 lagging	103.08	102.35	101.61	101.41	101.43	101.43	101.44	101.43
0.94 lagging	103.27	102.60	101.93	101.73	101.77	101.77	101.85	101.84
0.93 lagging	103.45	102.83	102.23	102.03	102.10	102.10	102.23	102.23
0.92 lagging	103.62	103.06	102.50	102.31	102.41	102.40	102.59	102.59
0.91 lagging	103.77	103.28	102.77	102.58	102.70	102.70	102.93	102.93
0.90 lagging	103.91	103.47	103.01	102.82	102.96	102.95	103.23	103.23
0.89 lagging	104.07	103.67	103.26	103.07	103.23	103.23	103.56	103.56
0.88 lagging	104.21	103.85	103.50	103.30	103.48	103.48	103.86	103.85
0.87 lagging	104.35	104.03	103.73	103.54	103.73	103.73	104.16	104.15
0.86 lagging	104.48	103.98	103.96	103.77	103.97	103.97	104.44	104.44
0.85 lagging	104.61	104.40	104.18	103.99	104.22	104.22	104.73	104.72

ตารางที่ 6.5 แรงดันไฟฟ้าที่บัส เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ (%) เมื่อเทียบกับแรงดันไฟฟ้าปกติ (115 kV)							
	Bus 1	Bus A	Bus B	Bus AB	Bus C	Bus BC	Bus D	Bus CD
No DG	101.28	99.73	98.22	98.01	97.73	97.72	97.02	97.01
0.99 leading	100.11	98.37	96.62	96.41	96.03	96.03	95.09	95.08
0.98 leading	99.67	97.77	95.88	95.67	95.23	95.22	94.14	94.13
0.97 leading	99.26	97.23	95.19	94.98	94.48	94.48	93.27	93.24
0.96 leading	98.98	96.85	94.72	94.50	93.97	93.97	92.66	92.66
0.95 leading	98.68	96.44	94.21	93.99	93.42	93.42	92.02	92.01
0.94 leading	98.39	96.06	93.72	93.50	92.89	92.89	91.40	91.39
0.93 leading	98.08	95.65	93.21	92.99	92.33	92.33	90.74	90.73
0.92 leading	97.82	95.30	92.76	92.54	91.84	91.84	90.17	90.17
0.91 leading	97.55	94.93	92.31	92.09	91.36	91.36	89.60	89.59
0.90 leading	97.20	94.46	91.72	91.50	90.72	90.72	88.84	88.83
0.89 leading	96.92	94.10	91.24	91.03	90.22	90.22	88.26	88.25
0.88 leading	96.63	93.70	90.76	90.53	89.67	89.68	87.63	87.62
0.87 leading	96.32	93.29	90.24	90.02	89.12	89.11	86.97	86.96
0.86 leading	96.00	92.86	89.70	89.48	88.54	88.54	86.29	86.28
0.85 leading	95.67	92.42	89.15	88.92	87.94	87.93	85.57	85.57

จากตารางที่ 6.4 และ 6.5 แสดง แรงดันไฟฟ้าที่บัสเป็น เปอร์เซ็นต์(%) ในขณะที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง โดยกำหนดให้ แรงดันไฟฟ้า 100% เท่ากับแรงดัน 115 kV เห็นได้ว่าเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง ส่วนใหญ่แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ มีค่าอยู่ในช่วง 95-105% เมื่อเทียบกับแรงดันไฟฟ้าปกติ เท่ากับ 115 kV ซึ่งเป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ยกเว้น เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.98 – 0.85 นำหน้า เท่านั้น

6.2 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านกระแสลัดวงจร

เนื่องจากค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ไม่มีผลต่อขนาดของกระแสลัดวงจร ดังนั้นผู้วิจัยจึงจำลองโดย เปรียบเทียบขนาดกระแสลัดวงจรของการเกิดลัดวงจรในกรณีที่ไม่มีเชื่อมต่อและเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 เพียงค่าเดียว ในส่วนของการเกิดการลัดวงจร กำหนดให้เกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน เท่านั้น โดยจำลองการเกิดลัดวงจรทุบัสในระบบ ดังนี้

ตารางที่ 6.6 ขนาดกระแสลัดวงจรที่บัส เนื่องจาก การเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส

ตำแหน่งเกิด การลัดวงจร	ขนาดกระแสลัดวงจร (kA)		% การเปลี่ยนแปลง
	ไม่มี DG	DG	
Bus 1	14.49	18.91	30.50
Bus A	11.45	16.28	42.18
Bus B	9.46	14.76	56.03
Bus AB	8.52	12.59	47.77
Bus C	8.81	14.34	62.77
Bus BC	8.81	14.325	62.60
Bus D (จุดเชื่อมต่อ)	7.58	13.74	81.27
Bus CD	7.57	13.71	81.11

ตารางที่ 6.7 ขนาดกระแสลัดวงจรที่บัส เนื่องจากการเกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน

ตำแหน่งเกิด การลัดวงจร	ขนาดกระแสลัดวงจร (kA)		% การเปลี่ยนแปลง
	ไม่มี DG	DG	
Bus 1	14.696	18.33	24.73
Bus A	9.172	13.14	43.26
Bus B	6.67	11.66	74.81
Bus AB	5.685	8.95	57.43
Bus C	5.984	11.59	93.68
Bus BC	5.972	11.55	93.40
Bus D (จุดเชื่อมต่อ)	4.806	12.63	162.80
Bus CD	4.793	12.54	161.63

จากตารางที่ 6.6 และ 6.7 แสดง ขนาดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน ขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลัง ขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 จะเห็นได้ว่า ขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ขนาดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้น มีค่าแตกต่างกันไป ตามตำแหน่งการเกิดลัดวงจร ยิ่งอยู่ใกล้แหล่งจ่าย ขนาดกระแสลัดวงจรมีค่าสูง และเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว กับระบบ ทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจาก มีกระแสลัดวงจรไหลจากทางระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว อีกทาง และจุดที่มีการเปลี่ยนแปลงของขนาดกระแสลัดวงจรมากที่สุด คือ Bus D เนื่องจากเป็นบัสที่ไกลที่สุด ขณะที่ไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ทำให้ Bus D เป็นบัสที่ใกล้กับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมากที่สุดของฝั่งการไฟฟ้า

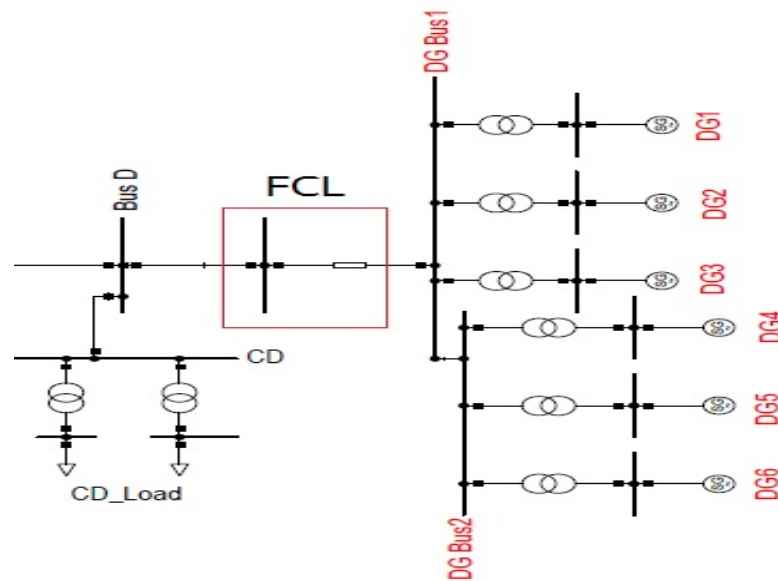
และเมื่อได้นำผลที่ได้จากการจำลอง มาตรวจสอบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ซึ่งกล่าวไว้ว่า ขนาดกระแสลัดวงจรรวมขณะเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่เกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสมารถตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ตัดวงจร และการไฟฟ้านครหลวง กำหนดให้ใช้อุปกรณ์ตัดวงจรขนาด 31.5 kA สำหรับระบบ 115 kV เพราะฉะนั้นขนาดกระแสลัดวงจรรวมในระบบจะต้องไม่เกิน $0.85 \times 31.5 = 26.78$ kA ซึ่งจากการผลการจำลองตารางที่ 6.5

และ 6.6 ขนาดกระแสลัดวงจรรวมขณะเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทุกค่า มีค่าไม่เกิน 26.78 kA ทั้ง 2 รูปแบบการเกิดการลัดวงจร

นอกจากนี้ การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้อีกว่า “สำหรับผู้เชื่อมต่อกับระบบตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป จะต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ” ดังนั้น จากผลการจำลอง ตารางที่ 6.5 และ 6.6 ขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ ขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เท่ากับ 7.58 kA และร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อเท่ากับ $1.25 \times 7.58 = 9.48$ kA ต่อมา เมื่อเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ เท่ากับ 13.74 kA ซึ่งเท่ากับ ร้อยละ 81.27 ของขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ ขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ไม่เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนดไว้

เนื่องจากปัญหาทางด้านขนาดกระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัดที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ดังกล่าวและการแก้ไขปัญหาด้วย การเพิ่มขนาดพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ในทางปฏิบัติทำได้ยาก อาจส่งผลกระทบต่อขนาดพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในปัจจุบันในวงกว้างและต้องมีการลงทุนค่าใช้จ่ายที่ค่อนข้างสูง ดังนั้น จึงจำเป็นต้องหาวิธีลดขนาดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นโดยที่ระบบยังคงมีเสถียรภาพและสามารถทำงานภายใต้เงื่อนไขที่ต้องการได้

ทางผู้วิจัยจึงขอเสนอวิธีการลดกระแสลัดวงจรในระบบ โดยการนำอุปกรณ์ในการจำกัดกระแสลัดวงจร (Fault Current Limiter, FCL) มาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าทางฝั่งของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งวิธีนี้จะมีคุณสมบัติพิเศษ คือ ในสภาวะที่ระบบทำงานปกติ อุปกรณ์จะมีค่าอิมพีแดนซ์น้อยมากจนไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบ แต่ในสภาวะที่ระบบเกิดการลัดวงจร อุปกรณ์จะเพิ่มค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์อย่างรวดเร็วเพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นให้มีค่าลดลง จนกระทั่งเป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ดังนี้

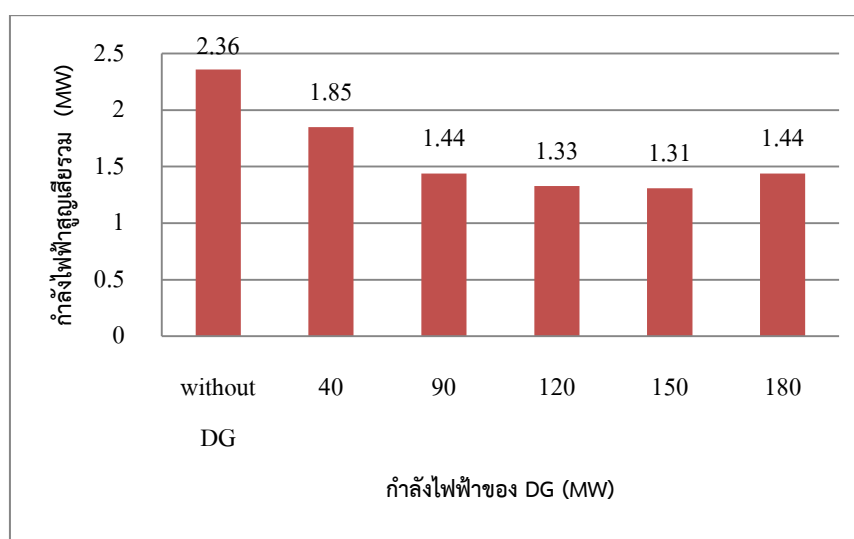


รูปที่ 6. 3 ระบบส่งย่อยเมื่อติดตั้ง FCL ในระบบ

รูปที่ 6.3 แสดง การติดตั้ง FCL ในระบบส่งย่อย ที่มีการเชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 จำลองการเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส ที่จุดเชื่อมต่อ จากนั้น เพิ่มขนาดตัวต้านทานขึ้นเรื่อยๆ จนกระทั่งขนาดกระแสลัดวงจรที่จุดเชื่อมต่อ มีค่าน้อยกว่า ร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งเท่ากับ 9.48 kA และขนาดของ FCL ที่สามารถลดขนาดกระแสลัดวงจรที่จุดเชื่อมต่อให้มีค่าน้อยกว่า 9.48 kA จะต้องมากกว่าหรือเท่ากับ 21 Ω ซึ่ง FCL ขนาด 21 Ω จะทำให้เกิดกระแสลัดวงจรที่จุดเชื่อมต่อขนาด 9.47 kA ดังนั้น จึงสามารถสรุปได้ว่า หากต้องการลดกระแสลัดวงจรที่จุดเชื่อมต่อ ให้เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ จะต้องติดตั้ง FCL ขนาดมากกว่า 21 Ω ขึ้นไป

6.3 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ศึกษาการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ เมื่อเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 และจ่ายกำลังขนาดต่างๆ กับระบบไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 6.4



รูปที่ 6.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ
เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1

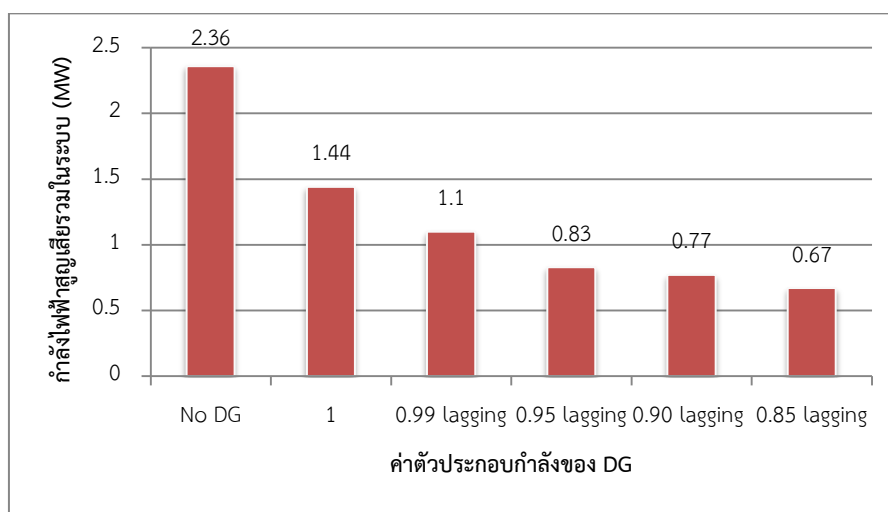
จากรูปที่ 6.4 แสดง การเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ ขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 ซึ่งเห็นได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับขณะไม่ได้เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจากการเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 เป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบเพียงอย่างเดียว ทำให้มีแหล่งจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ทำให้ระยะการไหลของกำลังไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าสั้นลง จึงสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งได้ด้วย และเมื่อปรับขนาดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มขึ้น กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจะมีค่าลดลง แต่เมื่อปรับขนาดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น 180 MW ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบกลับเพิ่มมากขึ้น จึงศึกษาการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้นและหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบ ซึ่งจะพบว่า มีเพียงสายส่ง 4 เส้นที่ส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ ดังแสดงในตารางที่ 6.8 และตำแหน่งของสายส่งเส้นต่างๆ จะแสดงในรูปที่ 4.1

ตารางที่ 6.8 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น

ขนาดของ DG (MW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น (MW)			
	Line A	Line B	Line C	Line D
Without DG	0.74	0.74	0.181	0.150
40	0.548	0.548	0.123	0.081
90	0.374	0.374	0.078	0.062
120	0.310	0.310	0.068	0.088
150	0.275	0.275	0.069	0.142
180	0.271	0.271	0.083	0.224

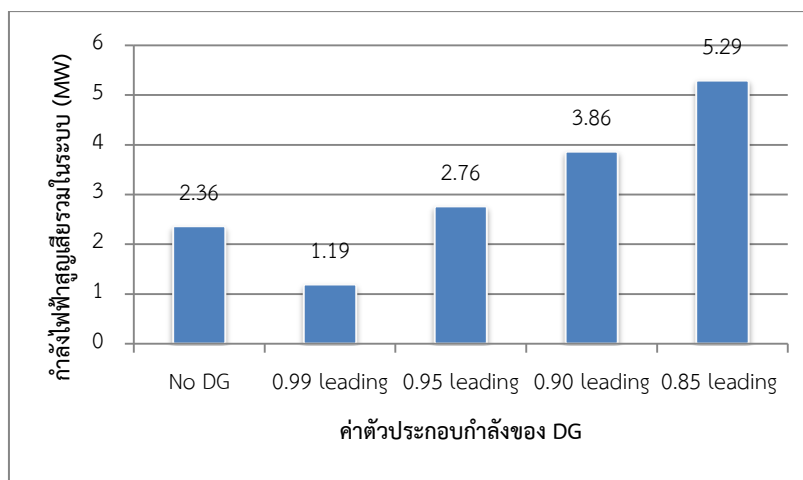
จากตารางที่ 6.8 แสดงการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง A B C และ D ขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 จะเห็นได้ว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง A และ B ซึ่งอยู่ใกล้กับแหล่งจ่ายของการไฟฟ้า ลดลงตามขนาดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าน้อยลง แต่ในทางกลับกัน เมื่อสังเกตที่ สายส่ง C และ D ซึ่งอยู่ใกล้กับแหล่งจ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าเพิ่มขึ้น เมื่อปรับขนาดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ เนื่องจากสายส่ง C และ D มีกำลังไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าไหลผ่านเพิ่มขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ทำการศึกษการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW ในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง ดังนี้



รูปที่ 6.5 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ
เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง

รูปที่ 6.5 แสดง การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง จะเห็นว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง มีค่าน้อยกว่า ขณะที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 เนื่องจาก การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง จะเป็นการจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุกเข้าสู่ระบบ ซึ่งการจ่ายกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุกเข้าสู่ระบบ จะสามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นได้ และเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง จะสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบได้อีก เนื่องจากการจ่ายกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุกเข้าสู่ระบบเพิ่มมากขึ้น



รูปที่ 6.6 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ
เมื่อเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า

รูปที่ 6.6 แสดง การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า จะเห็นว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.99 นำหน้า มีค่าน้อยกว่า ขณะที่ไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบและทำหน้าที่เป็นเสมือนโหลดที่รับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ แต่กำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำที่ถูกรับมามีค่าน้อยอยู่ ทำให้สามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบได้เช่นกัน แต่เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น 0.95 นำหน้า กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบมีค่าสูงกว่า ในขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจาก กำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำที่รับออกไปจากระบบมีค่าสูงขึ้น ทำให้การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่สามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบลงได้ และเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง ซึ่งเป็นการรับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำมากขึ้น ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบมีค่าเพิ่มมากขึ้นได้เช่นกัน และอาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ามีปัญหาได้

และเมื่อทำการศึกษาการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น ขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง จะได้ผลดังแสดงใน ตารางที่ 6.9 และ 6.10

ตารางที่ 6.9 กำลังสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น
ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง

ค่าตัวประกอบกำลัง ของ DG	กำลังสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น (kW)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
No DG	739.93	740	180.90	150.5	22.98	0.44	1.59	-
0.99 lagging	280.86	281	86.56	229.46	22.96	0.44	1.58	347.28
0.98 lagging	171.71	172	50.74	172.46	22.23	0.42	1.50	331.64
0.97 lagging	135.35	135	39.36	156.39	21.94	0.41	1.48	329.72
0.96 lagging	110.41	110	31.82	146.76	21.73	0.41	1.45	329.98
0.95 lagging	91.31	91.30	26.25	140.45	27.55	0.41	1.44	331.37
0.94 lagging	75.94	76	21.93	136.27	21.39	0.40	1.42	333.50
0.93 lagging	63.15	63.20	18.52	133.6	21.25	0.40	1.41	336.20
0.92 lagging	52.34	54.30	15.78	132.12	21.12	0.40	1.39	339.34
0.91 lagging	43.00	43.00	13.55	131.59	20.99	0.39	1.38	342.90
0.90 lagging	35.06	35.10	11.80	131.88	20.88	0.39	1.37	346.77
0.89 lagging	28.66	28.70	10.52	132.75	20.78	0.39	1.39	350.61
0.88 lagging	22.65	22.65	9.46	134.37	20.67	0.39	1.35	355.13
0.87 lagging	17.63	17.63	8.74	136.53	20.57	0.39	1.34	359.80
0.86 lagging	13.37	13.38	8.29	139.21	20.47	0.38	1.33	364.74
0.85 lagging	9.81	9.82	8.10	142.4	20.38	0.38	1.32	369.94

ตารางที่ 6.9 แสดง การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น ขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง จะเห็นว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น ส่วนใหญ่จะมีค่าลดลง เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง เนื่องจากการจ่ายรับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุเข้าสู่ระบบมากยิ่งขึ้น แต่เมื่อสังเกต ที่สายส่ง D และ DG เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง ถึงค่าๆ หนึ่ง กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากเป็นสายส่งที่อยู่ใกล้กับระบบผลิตไฟฟ้ากระจายตัวมากที่สุด เมื่อมีการจ่ายกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุเข้าสู่ระบบมากขึ้น จึงทำให้กระแสหรือกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งนั้นๆ เพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งอาจส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งเพิ่มขึ้นได้เช่นกัน

ตารางที่ 6.10 กำลังสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น
ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า

ค่าตัวประกอบกำลัง ของ DG	กำลังสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น (kW)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
No DG	739.93	740	180.9	150.5	22.98	0.44	1.59	-
0.99 leading	429.71	430	137.83	319.13	23.8	0.45	1.67	381.65
0.98 leading	506.99	507	165.03	368.75	24.2	0.46	1.71	402.89
0.97 leading	584.08	584	192.44	419.68	24.57	0.47	1.75	425.63
0.96 leading	640.51	641	212.65	457.71	24.83	0.48	1.78	443.06
0.95 leading	704.06	704	235.54	501.72	25.12	0.48	1.81	463.36
0.94 leading	767.73	728	258.58	545.28	25.4	0.49	1.85	484.3
0.93 leading	838.09	838	284.15	594.55	25.7	0.5	1.88	507.95
0.92 leading	901.8	902	307.4	639.7	25.97	0.5	1.91	529.93
0.91 leading	968.22	968	331.73	687.17	26.24	0.51	1.95	553.24
0.90 leading	1059.1	1059	365.07	752.46	26.61	0.52	1.99	585.4
0.89 leading	1132.5	1132.61	392.15	805.84	26.9	0.52	2.03	612.02
0.88 leading	1212.15	1215.27	422.69	866.27	27.22	0.53	2.07	642.28
0.87 leading	1303.31	1303.31	455.35	931.15	27.55	0.54	2.11	674.91
0.86 leading	1398.03	1398.17	490.53	1001.23	27.91	0.54	2.15	710.31
0.85 leading	1500.61	1500.76	528.71	1077.61	28.29	0.55	2.2	748.96

ตารางที่ 6.10 แสดง การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้น ขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าประกอบกำลังเป็น นำหน้า จะเห็นว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งแต่ละเส้นมีค่าเพิ่มขึ้น เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำหน้าที่ เสมือนเป็นโหลดที่รับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ

6.4 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับสายส่ง

6.4.1 ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของ loading ของสายส่งแต่ละเส้น

เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง โดยกำหนดให้ 100% loading เท่ากับ 1.6 kA (กระแสพิคกิ้งของสายส่ง) จะได้ผลแสดง ดังตารางที่ 6.11 และ 6.12

ตารางที่ 6.11 loading ของสายส่ง (%)

ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	Loading ของสายส่ง (%)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
No DG	70.89	70.9	54.08	31.97	16.85	22.16	31.97	-
1	43.06	43.1	37.41	39.47	16.84	22.13	31.9	58.02
0.99 lagging	34.15	34.2	28.64	34.22	16.57	21.73	31.13	56.7
0.98 lagging	30.32	30.3	25.23	32.59	16.46	21.58	30.83	65.4
0.97 lagging	27.38	27.4	22.68	31.57	16.36	21.46	30.61	56.56
0.96 lagging	24.9	24.9	20.6	30.88	16.31	21.36	30.42	56.68
0.95 lagging	22.71	22.7	18.84	30.42	16.25	21.27	30.26	56.86
0.94 lagging	20.71	20.7	17.31	30.12	16.2	21.19	30.12	57.09
0.93 lagging	18.85	18.9	15.97	29.95	16.15	21.12	29.98	57.34
0.92 lagging	17.09	17.1	14.8	29.89	16.1	21.05	29.85	57.65
0.91 lagging	15.43	15.4	13.81	29.93	16.01	20.99	29.73	57.98
0.90 lagging	13.95	14	13.04	30.02	16.02	20.93	29.63	58.3
0.89 lagging	12.4	12.4	12.37	30.21	15.98	20.87	29.52	58.67
0.88 lagging	10.94	10.9	11.89	30.45	15.94	20.81	29.42	59.06
0.87 lagging	9.53	9.53	11.58	30.75	15.9	20.76	29.32	59.76
0.86 lagging	8.16	8.16	11.44	31.1	15.86	20.7	29.22	59.88
0.85 lagging	6.85	6.85	11.47	31.49	15.83	20.65	29.13	60.32

ตารางที่ 6.12 loading ของสายส่ง (%)
 ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วย ค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	Loading ของสายส่ง (%)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
No DG	70.89	70.9	54.08	31.97	16.85	22.16	31.97	-
0.99 leading	54.02	54	47.21	46.55	17.14	22.59	32.79	60.82
0.98 leading	58.68	58.7	51.65	50.04	17.28	22.8	33.2	62.49
0.97 leading	62.98	63	55.78	53.38	17.42	23	33.6	64.23
0.96 leading	65.95	66	58.64	55.75	17.51	23.14	33.88	65.54
0.95 leading	69.15	69.2	61.71	58.34	17.61	23.29	34.19	67.02
0.94 leading	72.21	72.2	64.66	60.85	17.71	23.44	34.49	68.52
0.93 leading	75.44	75.4	67.78	63.54	17.81	23.6	34.82	70.17
0.92 leading	78.26	78.3	70.5	65.91	17.91	23.74	35.11	71.67
0.91 leading	81.09	81.1	73.23	68.31	18	23.88	35.41	73.23
0.90 leading	84.81	84.8	76.83	71.48	18.12	24.07	35.81	75.33
0.89 leading	87.7	87.7	79.63	73.97	18.22	24.22	36.13	77.02
0.88 leading	90.84	90.84	82.67	76.7	18.33	24.38	36.48	78.91
0.87 leading	94.08	94.08	85.8	79.52	18.44	24.56	36.86	80.89
0.86 leading	97.44	97.44	89.06	82.46	18.56	24.74	37.26	82.98
0.85 leading	101	101	92.46	85.54	28.29	24.93	37.69	85.21

ตารางที่ 6.11 และ 6.12 แสดง การเปลี่ยนแปลงของ %loading ของสายส่ง เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า - 0.85 ล้าหลัง จะเห็นว่า % loading ของสายส่งแต่ละเส้น เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 ค่า % loading ของสายส่งแต่ละเส้นมีค่าน้อยลง เนื่องจาก มีแหล่งจ่ายเพิ่มเข้ามาในระบบไฟฟ้า ทำให้ระยะทางการไหลของกำลังไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าน้อยลง และทำให้ขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้นลดน้อยลงตามไปด้วย เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น ล้าหลัง จะสามารถลด % loading ของสายส่งได้อีก เนื่องจากมีการจ่ายกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุเพิ่มเข้าสู่ระบบ

และเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น นำหน้า % loading ของสายส่งแต่ละเส้นจะมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำหน้าที่เสมือนเป็น โหลดที่รับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ ทั้งนี้ หากสายส่งเส้นไหน มี % loading มากเกินไป อาจทำให้เกิดความร้อนในสายมากขึ้น ซึ่งอาจส่งผลให้สายส่งย้วยหรือตกร่องข้างได้

เมื่อนำการเปลี่ยนแปลงของ % loading ของสายส่งแต่ละเส้น มาตรวจสอบกับข้อกำหนด การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งกำหนดให้ %loading ของสายส่ง แต่ละเส้น จะต้องไม่เกิน 80% ทำให้ทราบว่า มีเพียง ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลัง ขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.91-0.85 นำหน้า ที่มี %loading ของสายส่งแต่ละ เส้นเกิน 80 %

6.4.2 ศึกษาการเปลี่ยนแปลงแรงดันตกที่เกิดขึ้นในสายส่งแต่ละเส้น

ระหว่างไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และ ปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า – 0.85 ล้าหลัง โดยกำหนดให้ แรงดันไฟฟ้า 100% เท่ากับ 115 kV ผลที่ได้ แสดงดังตารางที่ 6.13 – 6.16

ตารางที่ 6.13 แรงดันตกในสายส่ง (%)

ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	แรงดันตกในสายส่ง (%)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
No DG	1.54	1.52	0.49	0.71	0.18	0	0.02	-
1	1.41	1.42	0.46	0.63	0.18	0	0.01	-0.07
0.99 lagging	1.1	1.11	0.33	0.34	0.18	0	0.01	-0.25
0.98 lagging	0.98	0.98	0.28	0.22	0.18	0	0.01	-0.33
0.97 lagging	0.89	0.89	0.24	0.13	0.18	0	0.01	-0.39
0.96 lagging	0.81	0.81	0.21	0.05	0.18	0	0.01	-0.44
0.95 lagging	0.74	0.74	0.18	-0.01	0.17	0	0.01	-0.42
0.94 lagging	0.67	0.67	0.15	-0.08	0.17	0	0.01	-0.52
0.93 lagging	0.61	0.61	0.12	-0.13	0.17	0	0.01	-0.65

ตารางที่ 6.14 แรงดันตกในสายส่ง (%)

ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง (ต่อ)

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	แรงดันตกในสายส่ง (%)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
0.92 lagging	0.55	0.56	0.1	-0.19	0.17	0	0.01	-0.59
0.91 lagging	0.5	0.5	0.08	-0.24	0.17	0	0.01	-0.63
0.90 lagging	0.45	0.45	0.06	-0.29	0.17	0	0.01	-0.66
0.89 lagging	0.4	0.4	0.04	-0.33	0.17	0	0.01	-0.69
0.88 lagging	0.35	0.35	0.02	-0.38	0.17	0	0.01	-0.72
0.87 lagging	0.31	0.31	0	-0.42	0.17	0	0.01	-0.75
0.86 lagging	0.26	0.26	-0.02	-0.47	0.17	0	0.01	-0.78
0.85 lagging	0.22	0.22	-0.04	-0.51	0.17	0	0.01	-0.81

ตารางที่ 6.15 แรงดันตกในสายส่ง (%)

ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	แรงดันตกในสายส่ง (%)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
No DG	1.54	1.52	0.49	0.71	0.18	0	0.02	-
0.99 leading	1.74	1.75	0.59	0.94	0.19	0	0.01	0.13
0.98 leading	1.89	1.9	0.65	1.08	0.19	0	0.01	0.22
0.97 leading	2.03	2.04	0.71	1.21	0.19	0	0.01	0.31
0.96 leading	2.13	2.13	0.75	1.3	0.19	0	0.01	0.36
0.95 leading	2.23	2.24	0.79	1.04	0.19	0	0.01	0.42
0.94 leading	2.33	2.34	0.83	1.49	0.19	0	0.01	0.48
0.93 leading	2.43	2.44	0.88	1.59	0.19	0	0.01	0.54
0.92 leading	2.52	2.53	0.19	1.68	0.19	0	0.01	0.59
0.91 leading	2.61	2.62	0.95	1.76	0.2	0	0.01	0.65

ตารางที่ 6.16 แรงดันตกในสายส่ง (%)

ขณะเชื่อมต่อ DG ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า (ต่อ)

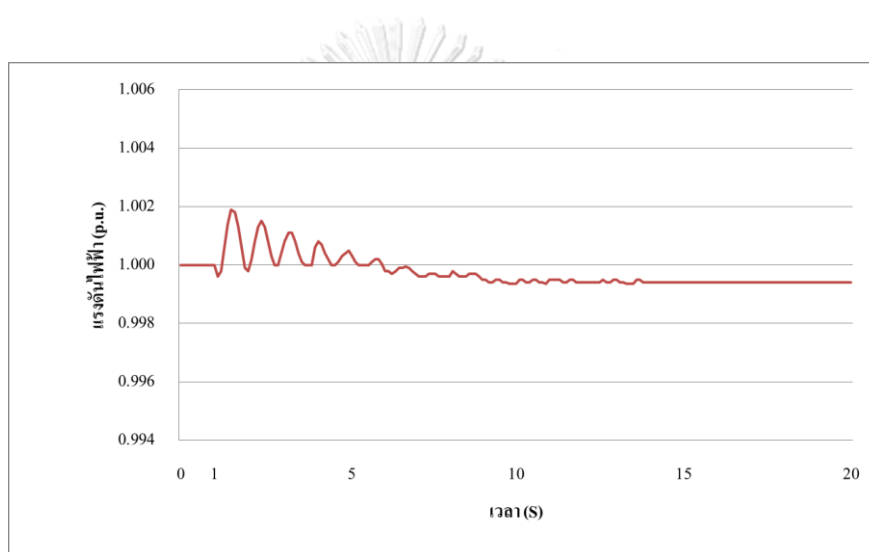
ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	แรงดันตกในสายส่ง (%)							
	Line A	Line B	Line C	Line D	Line AB	Line BC	Line CD	Line DG
0.90 leading	2.73	2.74	1	1.87	0.2	0	0.01	0.72
0.89 leading	2.83	2.84	1.04	1.96	0.2	0	0.01	0.77
0.88 leading	2.93	2.94	1.08	2.05	0.20	0	0.01	0.83
0.87 leading	3.03	3.04	1.12	2.15	0.2	0	0.01	0.89
0.86 leading	3.14	3.15	1.17	2.25	0.2	0	0.01	0.95
0.85 leading	3.25	3.27	1.21	2.36	0.2	0	0.01	1.01

ตารางที่ 6.13 - 6.16 แสดง การเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกในสายส่งแต่ละเส้น เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า - 0.85 ล้าหลัง จะเห็นว่า % แรงดันตกในสายส่งแต่ละเส้น ขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 มีค่าน้อยกว่า ขณะที่ไม่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจาก มีแหล่งจ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มเข้ามา ทำให้ระยะการไหลของกำลังไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าน้อยลง ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าตกในสายส่งแต่ละเส้นลดน้อยลงเช่นกัน เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น ล้าหลัง แรงดันไฟฟ้าตกในสายส่งแต่ละเส้นมีค่าลดลงกว่า ขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 เนื่องจากมีการจ่ายกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุเข้าสู่ระบบด้วย แต่เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น นำหน้า แรงดันไฟฟ้าตกในสายส่งแต่ละเส้น มีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำหน้าที่เสมือนเป็นโหลดที่รับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ

6.5 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านเสถียรภาพ

6.5.1 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG แยกตัว อย่างกะทันหัน

ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว หลุดหรือแยกตัวออกจากระบบไฟฟ้าอย่างกะทันหัน และกำหนดให้ แรงดันไฟฟ้า 1 p.u. เท่ากับ แรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดการหลุดหรือแยกตัวออก ในขณะที่ต่ออยู่กับระบบไฟฟ้า โดยจำลองให้ระบบ ผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแยกตัวออกที่เวลา 1 วินาที และทำการจำลองจนกว่าระบบจะเข้าสู่ ช่วงคงที่(Steady state) ดังนี้



รูปที่ 6.7 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG ขนาด 40 MW ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 แยกตัวออก อย่างกะทันหัน

รูปที่ 6.7 แสดง การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบ กระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 40 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 แยกตัวออกอย่างกะทันหัน ซึ่งกำหนดให้ แรงดันไฟฟ้า 1 p.u. เท่ากับ แรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดการหลุดหรือแยกตัวออก เห็นได้ว่า มีการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 40 MW ที่จ่ายกำลังด้วย ค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 แยกตัวออกที่เวลา 1 วินาที แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เกิดการแกว่ง เล็กน้อย ก่อนจะเข้าสู่ระดับแรงดันไฟฟ้าใหม่ที่มีแนวโน้มที่จะลดลง โดยคิดเป็น 0.1% เมื่อเปรียบเทียบระหว่าง แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ไม่ได้แยกตัวออกและขณะที่แรงดันไฟฟ้าเข้าสู่ช่วงคงที่ หลังจาก ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว แยกตัวออกอย่างกะทันหัน

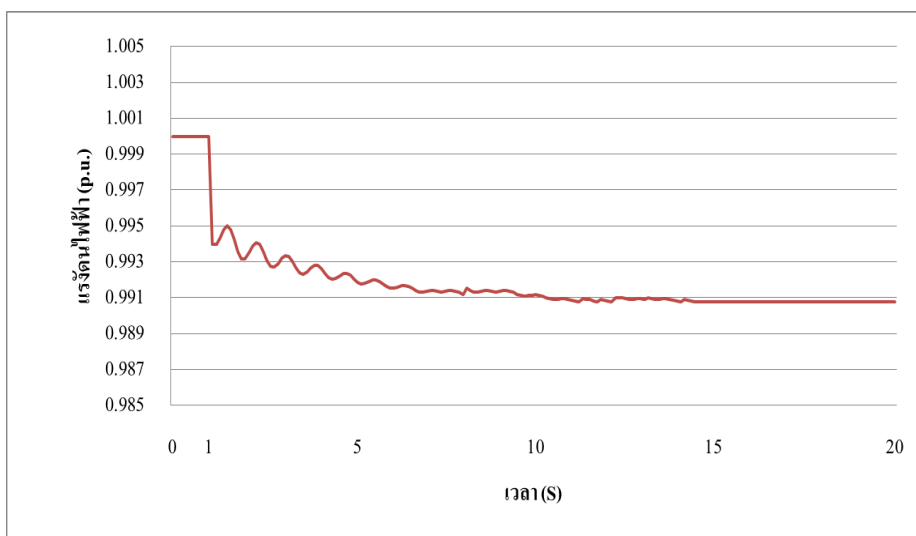
และเมื่อปรับขนาดการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ปลดหรือแยกตัวออกเป็น 90, 120, 180 MW จะได้ขนาดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ดังแสดงในตารางที่ 6.17

ตารางที่ 6.17 แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG แยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหัน

ค่าตัวประกอบกำลัง ของ DG	ขนาดของ DG (MW)	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อ DG แยกตัวออก (%)
1	40	-0.1
	90	-0.37
	120	-0.51
	180	-1.15

ตารางที่ 6.17 แสดง ขนาดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหันที่เวลา 1 วินาที เห็นได้ว่า เมื่อปรับขนาดการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มขึ้น จะทำให้การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เพิ่มขึ้นเช่นกัน ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่มีค่าสูง อาจส่งผลกระทบต่อโหลดบางประเภทที่ต้องการความคงที่ของแรงดันไฟฟ้า และอาจส่งผลร้ายแรงจนทำให้ระบบไฟฟ้าสูญเสียเสถียรภาพได้

ต่อมา ทำการปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น 1 แล้ว และปรับขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่แยกตัวออกจากระบบไฟฟ้าเป็น 40 90 120 180 MW เพื่อวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ จะได้ผล ดังนี้



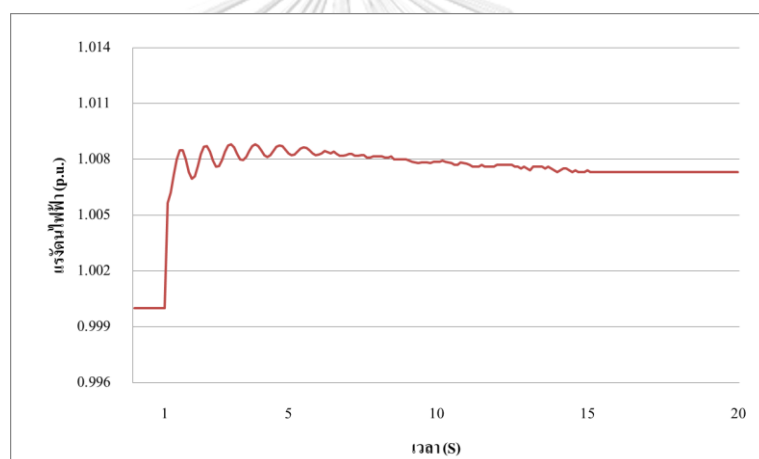
รูปที่ 6.8 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเมื่อ DG ขนาด 40 MW ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.95 ล้าหลัง แยกตัวออก

รูป 6.8 แสดงการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 40 MW เป็น 0.95 ล้าหลัง โดยกำหนดให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ 1 p.u. เท่ากับ แรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดการหลุดหรือแยกตัวออก จะเห็นได้ว่า ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.95 ล้าหลัง แยกตัวออก แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าลดลงกว่าขณะที่เชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 เนื่องจาก การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น ล้าหลัง มีการจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจู เข้าสู่ระบบ ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ มีค่าสูงกว่า ขณะที่เชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 ซึ่งเป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบเพียงอย่างเดียว และการแยกตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำให้เกิดการแกว่งของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเล็กน้อย ก่อนจะเข้าสู่ระดับแรงดันไฟฟ้าใหม่ซึ่งมีแนวโน้มจะลดลง และเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้มิต้าน้อยลง จะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อจะตกลงมากกว่าเดิม เนื่องจากการจ่ายกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจูเข้าสู่ระบบมากขึ้น ในขณะที่ยังไม่เกิดการแยกตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวออก และเมื่อปรับขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่แยกตัวออกเป็น 90, 120, 180 MW จะได้ผลออกมา ดังแสดงในตารางที่ 6.18

ตารางที่ 6.18 แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเมื่อ DG แยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหัน

ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	ขนาดของ DG (MW)	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อ DG แยกตัวออก (%)
0.95 lagging	40	-0.94
	90	-2.27
	120	-3.03
	180	-4.98

ต่อมา ทำการปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น
นำหน้า และปรับขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่แยกตัวออกจากระบบไฟฟ้าเป็น 40 90
120 180 MW เพื่อวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ จะได้ผล ดังนี้



รูปที่ 6.9 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อ DG ขนาด 40 MW
ที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.95 นำหน้า แยกตัวออก อย่างกะทันหัน

รูป 6.9 แสดงการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบ
กำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 40 MW เป็น นำหน้า เมื่อเกิดการหลุด
หรือแยกตัวออกอย่างกะทันหันที่เวลา 1 วินาที โดยกำหนดให้ แรงดันไฟฟ้า 1 p.u. เท่ากับ
แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อก่อนเกิดการหลุดหรือแยกตัว จะเห็นได้ว่า ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบ
กระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 0.99 นำหน้า แยกตัวออก แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่า
เพิ่มขึ้น แตกต่างจาก ขณะที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1
และ ล้าหลัง เนื่องจาก การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น
นำหน้า กับระบบไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำหน้าที่ 2 อย่างด้วยกัน คือ

จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบ และทำหน้าที่เสมือนเป็นโหลดที่รับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อก่อนเกิดการแยกตัวมีค่าต่ำกว่า ขณะที่ไม่เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และเมื่อเกิดการแยกตัวออกของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ มีค่าสูงขึ้น คล้ายๆ กับการกลับสู่แรงดันไฟฟ้าปกติขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว นั่นเอง และแรงดันไฟฟ้าจะมีการแกว่งของแรงดันไฟฟ้าเล็กน้อย ก่อนจะเข้าสู่ระดับแรงดันไฟฟ้าใหม่ และเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง นำการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อจะเพิ่มขึ้นมากกว่าเดิม เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำหน้าที่เสมือนโหลดรับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ยังไม่เกิดการแยกตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวออกและเมื่อปรับขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่แยกตัวออกเป็น 90, 120, 180 MW จะได้ผลดัง แสดงในตารางที่ 6.19

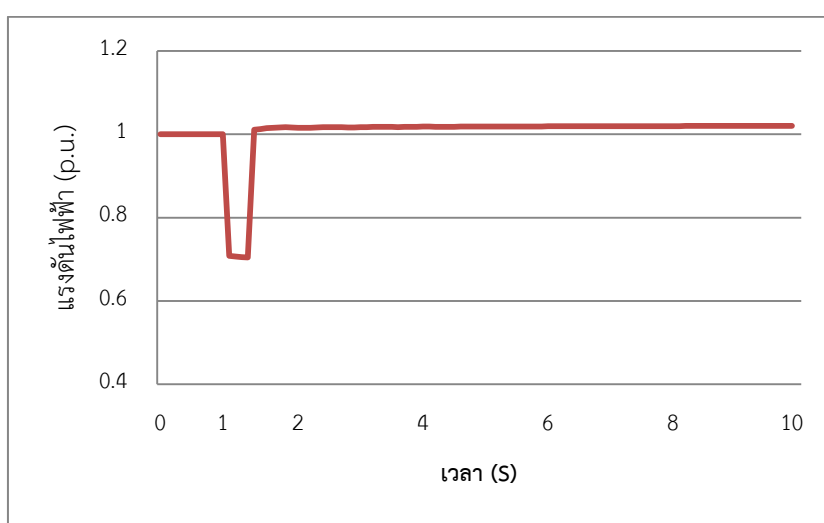
ตารางที่ 6.19 แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเมื่อ DG แยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหัน

ค่าตัวประกอบกำลัง ของ DG	ขนาดของ DG (MW)	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อ DG แยกตัวออก (%)
0.95 leading	40	1.12
	90	2.25
	120	2.82
	180	3.76

จากผลลัพธ์ทั้งหมดในหัวข้อ 6.5.1 สามารถสรุปได้ว่า การปรับค่าตัวประกอบกำลังและขนาดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแยกตัวออกจากระบบอย่างกะทันหัน โดย เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้น้อยลง จะยิ่งทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเพิ่มมากขึ้น และเมื่อปรับขนาดกำลังไฟฟ้าของ DG ให้เพิ่มมากขึ้น จะทำให้การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเพิ่มมากขึ้นด้วย และทำให้เวลาในการกลับเข้าสู่สภาวะปกติของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เพิ่มขึ้นตามขนาดของ DG ที่เพิ่มขึ้นด้วยเช่นกันซึ่งโดยทั่วไปการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าแบบกะทันหัน เกินกว่า 3% สามารถส่งผลกระทบต่อการทำงานของโหลดบางประเภทที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าแบบกะทันหันและ ถ้าหากขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาดใหญ่กว่านี้ อาจส่งผลกระทบต่อระบบสูญเสียเสถียรภาพได้

6.5.2 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อ巴士โหลดแยกตัวออกหลังจากการเกิดลัดวงจรในระบบ

ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อ巴士โหลดแยกตัวออกหลังจากการเกิดลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน และ 3 เฟส โดยจะศึกษาการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าของ巴士ที่อยู่ใกล้กับจุดที่เกิดการลัดวงจรมากที่สุด เนื่องจากเป็น巴士ที่มีการเปลี่ยนแปลงมากที่สุด ในขณะที่เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 ดังนี้



รูปที่ 6.10 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ Bus B เมื่อเกิดการลัดวงจรประเภท 1 เฟสลงดิน ที่巴士 load_AB

รูปที่ 6.10 แสดง การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่ Bus B เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่巴士 load_AB เวลาที่ 1 วินาที และกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 1.3 วินาที โดยการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของ巴士 load_AB ในขณะที่เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 ซึ่งเห็นได้ว่า แรงดันไฟฟ้าที่ Bus B ซึ่งเป็น巴士ที่อยู่ใกล้กับจุดเกิดการลัดวงจรมากที่สุด ตกลงมาเหลือประมาณ 0.7 p.u. เมื่อเทียบกับขณะไม่เกิดการลัดวงจร ซึ่งกำหนดให้เป็นค่าฐานเท่ากับ 1 p.u. และเมื่อปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์เพื่อกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 1.3 วินาที แรงดันไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นสูงกว่าขณะที่ยังไม่เกิดการลัดวงจร เนื่องจากโหลดขนาด 40 MW หลุดออกจากระบบ และแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปหลังปลดโหลดออกไป จะเปรียบเทียบระหว่างแรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดการลัดวงจรและแรงดันไฟฟ้า

ขณะที่เข้าสู่ช่วงคงที่(Steady State) หลังจากกำจัดการลัดวงจรออกไปแล้ว ซึ่งในกรณีนี้ จะสามารถคิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเป็น 0.02 %

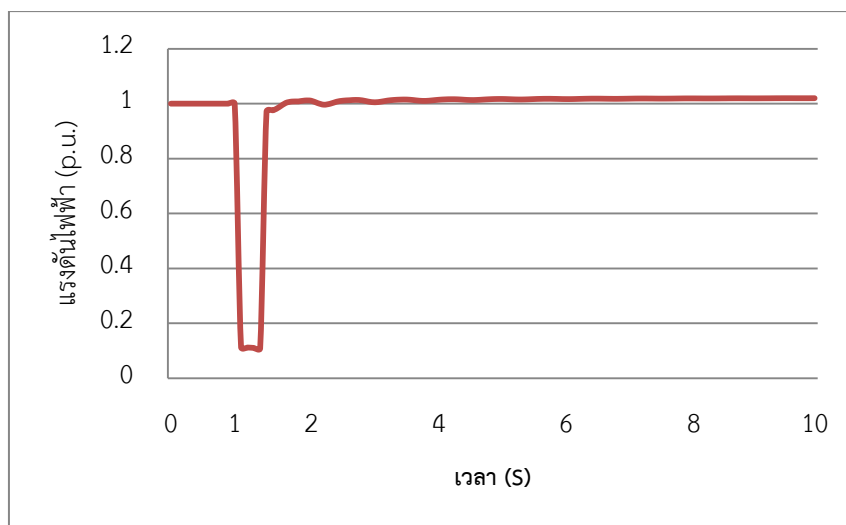
ต่อมา ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดการแยกตัวของโหลดบัสต่างๆ เนื่องจากการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน โดยการแยกตัวของ Load_AB หลังจากการเกิดการลัดวงจรจะวัดค่าแรงดันไฟฟ้าที่ Bus C และการแยกตัวของ Load_CD หลังจากการเกิดการลัดวงจรจะวัดแรงดันไฟฟ้า Bus D จะได้ผล ดังตารางที่ 6.20

ตารางที่ 6.20 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่โหลดแต่ละบัส
เมื่อเกิดลัดวงจรประเภท 1 เฟสลงดิน

บัส โหลด	แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ		การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อปลดโหลดออก (%)
	เมื่อเกิดการลัดวงจร (p.u.)		
Load AB 40 MW	Bus B	0.70	0.02
Load BC 60 MW	Bus C	0.65	0.03
Load CD 80 MW	Bus D	0.64	0.05

ตารางที่ 6.20 แสดง การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่บัส เมื่อเกิดการแยกตัวของโหลดบัสต่างๆ หลังจากเกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่เวลา 1 วินาที และกำจัดการลัดวงจรโดยการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของบัสโหลดที่เกิดการลัดวงจรออกที่เวลา 1.3 วินาที จะเห็นว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ หลังจากการปลดโหลดออก จะมีค่าเพิ่มขึ้น ตามขนาดของโหลดที่ถูกปลดออก

ต่อมา ศึกษาการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ เมื่อการเกิดลัดวงจรแบบ 3 เฟสจะได้ผล ดังนี้



รูปที่ 6.11 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ Bus B
เมื่อเกิดการลัดวงจรประเภท 3 phase

รูปที่ 6.11 แสดง การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่ Bus B เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟส ที่บัส load_AB เวลาที่ 1 วินาที และกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 1.3 วินาที โดยการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ของบัส load_AB ในขณะที่เชื่อมต่อบรรยากาศไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 ซึ่งเห็นได้ว่า แรงดันไฟฟ้าที่ Bus B ซึ่งเป็นบัสที่อยู่ใกล้กับจุดเกิดการลัดวงจรมากที่สุด ตกลงมาเหลือประมาณ 0.11 p.u. เมื่อเทียบกับขณะไม่เกิดการลัดวงจร ซึ่งกำหนดให้เป็นค่าฐานเท่ากับ 1 p.u. และเมื่อปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์เพื่อกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 1.3 วินาที แรงดันไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นสูงกว่าขณะที่ยังไม่เกิดการลัดวงจร เนื่องจากโหลดขนาด 40 MW หลุดออกจากระบบ เปลี่ยนแปลงไปเล็กน้อยคิดเป็น 0.02 % เมื่อเทียบกับสภาวะปกติ นอกจากนี้ เมื่อเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปหลังจากกำจัดการลัดวงจรออกหลังจากเกิดการลัดวงจรทั้ง 2 ประเภท เห็นได้ว่า แรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป มีขนาดเท่ากัน เนื่องจาก โหลดที่ถูกปลดออก มีขนาดเท่ากัน

ต่อมา ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดการแยกตัวของโหลดบัสต่างๆ เนื่องจากการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน โดยการแยกตัวของ Load_AB หลังจากการเกิดการลัดวงจรจะวัดค่าแรงดันไฟฟ้าที่ Bus C และการแยกตัวของ Load_CD หลังจากการเกิดการลัดวงจรจะวัดแรงดันไฟฟ้า Bus D จะได้ผล ดังตารางที่ 6.21

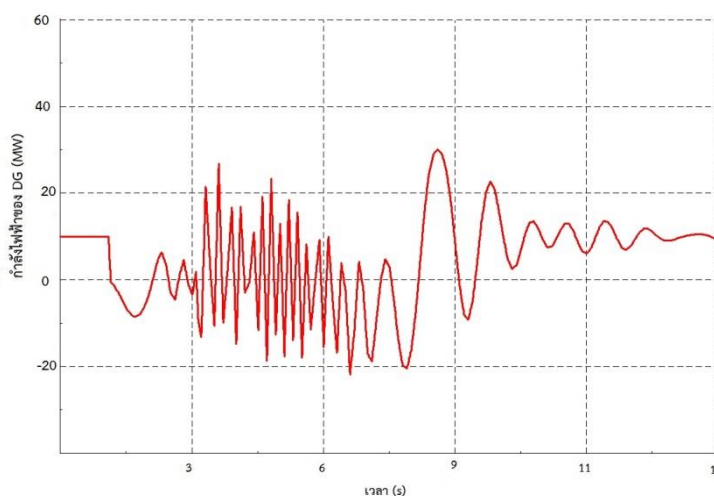
ตารางที่ 6.21 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่บัสโหลดแต่ละบัส
เมื่อเกิดการลัดวงจรชนิด 3 เฟส

บัส โหลด	แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ เมื่อเกิดการลัดวงจร (p.u.)		การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เมื่อปลดโหลดออก (%)
	Bus	Value	
Load AB 40 MW	Bus B	0.11	0.02
Load BC 60 MW	Bus C	0.001	0.03
Load CD 80 MW	Bus D	0.001	0.05

จากผลการศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดการแยกตัวของโหลด หลังจากการเกิดการลัดวงจรทั้ง 2 ประเภท ทำให้ทราบว่า แรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละบัส เมื่อเกิดการลัดวงจรประเภท 3 เฟส จะส่งผลรุนแรงต่อระบบมากกว่าการลัดวงจรประเภท 1 เฟสลงดิน และขนาดของโหลดที่แยกตัวออกจากระบบ จะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ โดย ถ้าหากขนาดโหลดที่แยกตัวออกมีขนาดเพิ่มขึ้น แรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปหลังจากโหลดแยกตัวออก จะยังมีขนาดเพิ่มขึ้นเช่นกัน เมื่อเทียบกับตอนที่ไมเกิดการลัดวงจร

6.5.3 การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

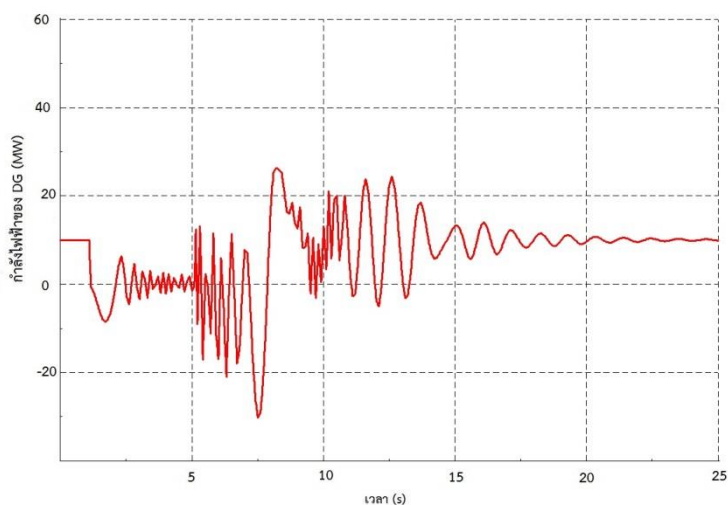
ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เมื่อเกิดการลัดวงจรชนิด 3 เฟส ที่บัสต่างๆ โดยเปรียบเทียบ กำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลง ขณะเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 จ่ายกำลังขนาด 10 MW และ 40 MW และหาค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดการลัดวงจร ซึ่งได้ผลการจำลอง ดังนี้



รูปที่ 6.12 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 3 วินาที

รูปที่ 6.12 แสดง การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 10 MW เมื่อเกิดลัดวงจรชนิด 3 เฟส ที่บัส A เวลา 1 วินาที และกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 3 วินาที โดยทำการจำลองทั้งหมด 15 วินาที เห็นได้ว่า กำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 10 MW เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าเมื่อกำจัดการลัดวงจรออกจากระบบแล้ว ก่อนที่มีแนวโน้มจะกลับสู่กำลังไฟฟ้าเดิม ก่อนเกิดการลัดวงจร

ต่อมา ทำการปรับเวลากำจัดการลัดวงจรเป็น 5 วินาที และจำลองทั้งหมด 25 วินาที จะได้ผลลัพธ์ ดังนี้

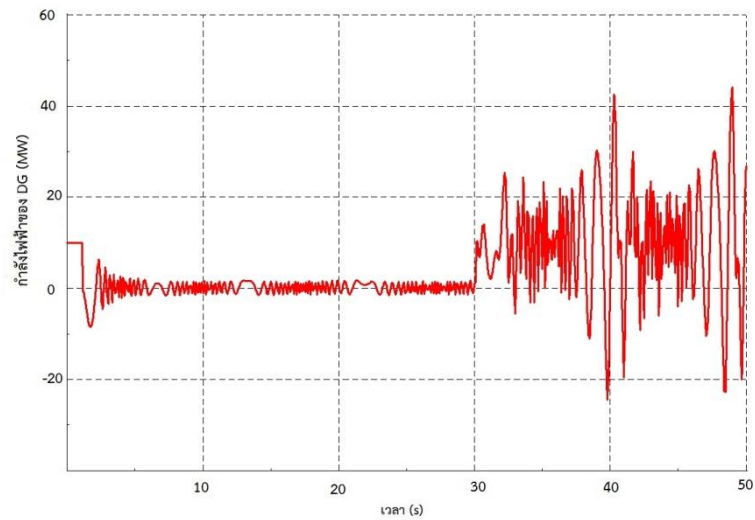


รูปที่ 6.13 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 5 วินาที

รูปที่ 6.13 แสดง การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 10 MW เมื่อเกิดลัดวงจรชนิด 3 เฟส ที่บัส A เวลา 1 วินาที และปรับเวลาในการกำจัดการลัดวงจรเป็น 5 วินาที โดยทำการจำลองทั้งหมด 25 วินาที เห็นได้ว่าการคืนตัวหรือการกลับมาของกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และการแกว่งของกำลังไฟฟ้าจริง มีค่าสูง และมีเวลานานกว่า ขณะที่กำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 3 วินาที

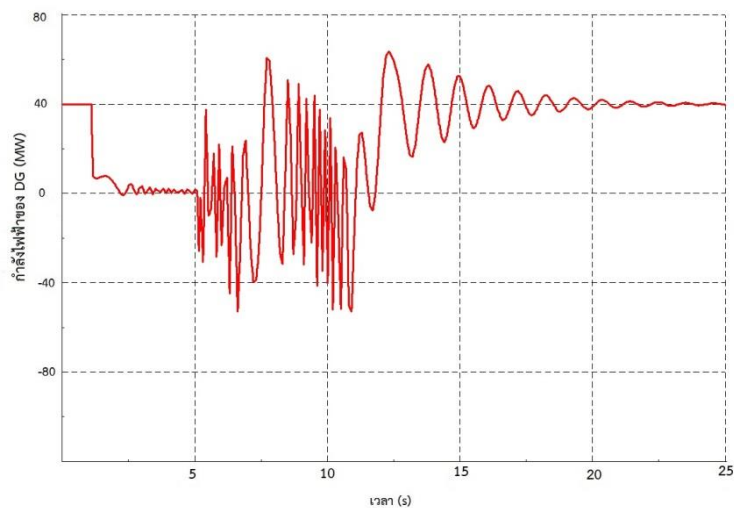
ต่อมา เพิ่มเวลาในการกำจัดการลัดวงจรที่ละ 0.1 วินาที จนกว่าจะเกิดการสูญเสียเสถียรภาพของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว(out of step) เพื่อหาเวลาวิกฤติในการกำจัดการลัดวงจร(Critical Clearing Time, CCT) ซึ่งคือ เวลาสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถคืนตัวหรือกลับมาจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เหมือนเดิม และหากเวลาในการกำจัดการลัดวงจรออกไปเกินค่านี้ จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสูญเสียเสถียรภาพได้

ในขณะที่เชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 10 MW และเกิดการลัดวงจรชนิด 3 เฟส ที่บัส A เวลาวิกฤติในการกำจัดการลัดวงจรจะเท่ากับ 29.5 วินาที และหากจำลองเวลากำจัดการลัดวงจรออกเป็น 29.6 วินาที ทำให้เกิดการสูญเสียเสถียรภาพของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว มีลักษณะของกำลังไฟฟ้าจริง ดังแสดง ในรูปที่ 6.14



รูปที่ 6.14 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 30 วินาที

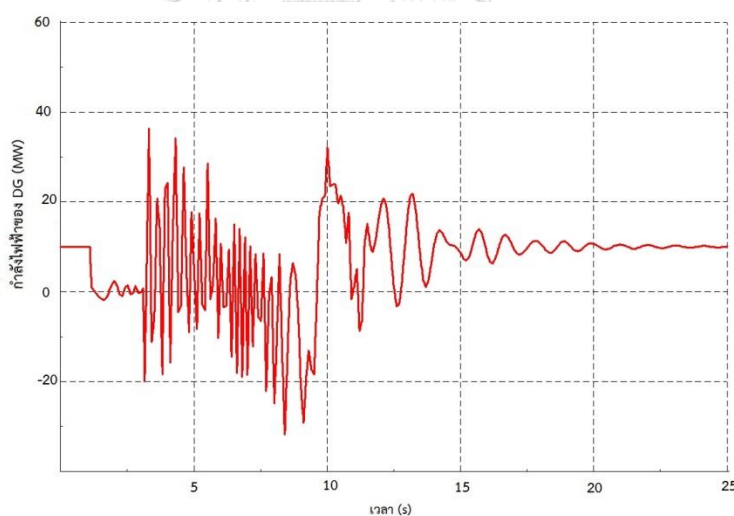
ต่อมา ปรับ การจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น 40 MW และจำลองการเกิดการลัดวงจรชนิด 3 เฟส ที่บัส A เวลา 1 วินาที และกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 3 วินาที โดยจำลองทั้งหมด 15 วินาที การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะมีลักษณะดัง รูปที่ 6.15



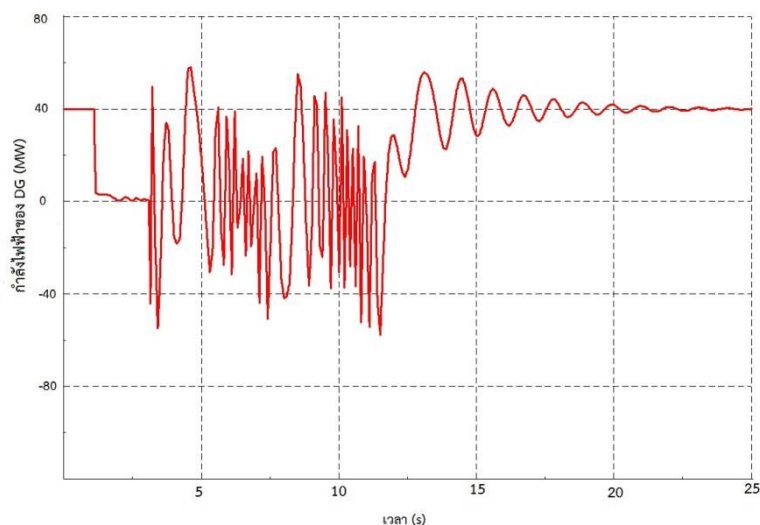
รูปที่ 6.15 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG เมื่อเกิดลัดวงจรที่บัส A และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 5 วินาที

รูปที่ 6.15 แสดง การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่จ่ายกำลังขนาด 40 MW เมื่อเกิดลัดวงจรชนิด 3 เฟส ที่บัส A เวลา 1 วินาที และปรับเวลาในการกำจัดลัดวงจรเป็น 5 วินาที โดยทำการจำลองทั้งหมด 25 วินาที เห็นได้ว่า เมื่อเกิดการลัดวงจรชนิด 3 เฟส และกำจัดลัดวงจรที่เวลา 5 วินาที กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว หลังจากกำจัดลัดวงจรออกไปแล้ว มีการแกว่งเพิ่มขึ้นและเวลาในการกลับมาหรือคืนตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ใช้เวลานานกว่า เมื่อเทียบกับขณะที่เชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 10 MW และเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจรเท่ากับ 8 วินาที

ต่อมา จำลองการเกิดลัดวงจรชนิด 3 เฟส โดยการเปลี่ยนตำแหน่งการเกิดลัดวงจร จากบัส A มาเป็นบัส D ซึ่งใกล้เคียงกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมากขึ้น และปรับขนาดการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น 10 และ 40 MW เพื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและหาค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจรออกไป จะได้ผลดังนี้



รูปที่ 6.16 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG ที่จ่ายกำลังเท่ากับ 10 MW และกำจัดลัดวงจรที่เวลา 3 วินาที



รูปที่ 6.17 กำลังไฟฟ้าจริงของ DG ที่จ่ายกำลังเท่ากับ 40 MW และกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 3 วินาที

รูปที่ 6.16 และ 6.17 แสดง การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 10 และ 40 MW เมื่อเกิดลัดวงจรชนิด 3 เฟส ที่บัส D เวลา 1 วินาที และกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 3 วินาที โดยทำการจำลองทั้งหมด 25 วินาที เห็นได้ว่า กำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 40 MW มีการแกว่งมากกว่าและใช้เวลาในการกลับมาหรือคืนตัวนานกว่าระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 10 MW โดยที่ค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดการลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 10 MW คือ 11 วินาที และค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดการลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากับ 40 MW คือ 4.2 วินาที

และเมื่อเปรียบเทียบขณะที่เชื่อมต่อบริเวณระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังเท่ากัน แต่ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรคนละตำแหน่ง เห็นได้ว่า ตำแหน่งการเกิดลัดวงจรที่อยู่ใกล้กับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมากกว่า จะทำให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมากกว่าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวใช้เวลาในการกลับมาหรือคืนตัวมากกว่า ตำแหน่งการเกิดลัดวงจรที่อยู่ห่างจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

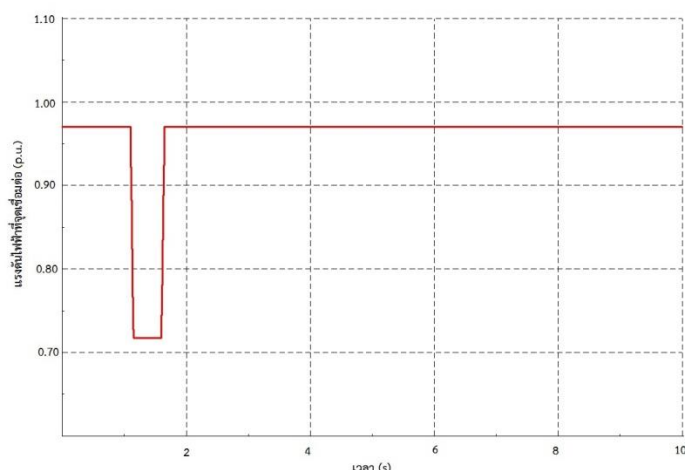
จากผลการจำลองทั้งหมด สามารถสรุปได้ว่า

- ขนาดการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลต่อค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดการลัดวงจร โดย ขนาดการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าสูง จะทำให้ค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดการลัดวงจรสั้นลง

- ตำแหน่งการเกิดลัดวงจร ส่งผลต่อค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจร โดย ตำแหน่งการเกิดลัดวงจรที่อยู่ใกล้กับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะทำให้ค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจรน้อยลงเช่นกัน

6.6 ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันตกชั่วขณะ

ศึกษาความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัสต่างๆ โดยทำการจำลองทั้งหมด 10 วินาที และจำลองการเกิดลัดวงจรชนิด 1 เฟสลงดิน ที่เวลา 1 วินาที กำหนดให้ ค่า Fault Impedance มีค่าเท่ากับ 0 เพื่อศึกษาในกรณีที่ร้ายแรงที่สุด และกำจัดลัดวงจรออกที่เวลา 1.5 วินาที โดยเปรียบเทียบผลที่เกิดขึ้นขณะไม่เชื่อมต่อและเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1 ดังนี้



รูปที่ 6.18 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ
เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A ขณะไม่เชื่อมต่อ DG

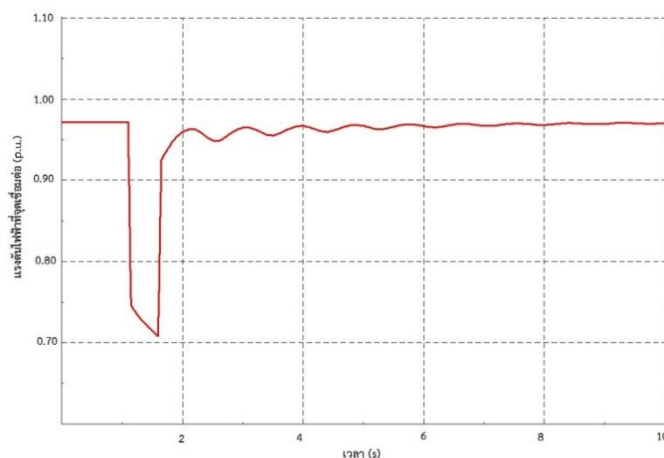
รูปที่ 6.18 แสดง การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรชนิด 1 เฟสลงดิน ที่บัส A เวลา 1 วินาที และกำจัดลัดวงจรออกที่เวลา 1.5 วินาที ขณะไม่เชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะเห็นได้ว่า ก่อนการเกิดลัดวงจร แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว มีค่าเท่ากับ 0.99 p.u. เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อจะตกลงมาและมีค่าเท่ากับ 0.73 p.u. ดังนั้น ความลึกในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ จะเท่ากับ $0.99 - 0.73 = 0.26$ p.u.

ทำการเปลี่ยนตำแหน่งการเกิดการลัดวงจรเป็นบัสอื่นๆ ในระบบไฟฟ้า และจำลองการเกิดลัดวงจรชนิด 1 เฟสลงดิน เพื่อศึกษาความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ จะได้ผล ดังแสดงในตารางที่ 6.22

ตารางที่ 6.22 ความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัสขณะไม่เชื่อมต่อ DG

ตำแหน่งการเกิดการลัดวงจร	ความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (p.u.)
Bus 1	0.35
Bus A	0.26
Bus B	0.20
Bus AB	0.18
Bus C	0.22
Bus BC	0.19
Bus D (จุดเชื่อมต่อ)	0.97
Bus CD	0.16

ต่อมา ทำการศึกษาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อและความลึกในการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 จะได้ผล ดังนี้



รูปที่ 6.19 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส A
ขณะเชื่อมต่อ DG ที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1

รูปที่ 6.19 แสดง การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เมื่อเกิดการลัดวงจรชนิด 1 เฟสลงดิน ที่บัส A เวลา 1 วินาที และกำจัดการลัดวงจรออกที่เวลา 1.5 วินาที ขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 จะเห็นได้ว่า เมื่อกำจัดการลัดวงจรออกจากระบบแล้ว แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ มีการแกว่งเล็กน้อย ก่อนจะเข้าสู่ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ ซึ่งแตกต่างจากขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และค่าความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อ เนื่องจากการลัดวงจรที่บัสต่างๆ จะคำนวณมาจาก ค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดการลัดวงจร - ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดที่วัดได้ก่อนกำจัด การลัดวงจรออก ซึ่งได้ผลดังแสดง ในตารางที่ 6.23

ตารางที่ 6.23 ความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อ
เมื่อเกิดการลัดวงจร ขณะเชื่อมต่อ DG ที่มีค่าตัวประกอบกำลังเป็น 1

ตำแหน่งการเกิดการลัดวงจร	ความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (p.u.)
Bus 1	0.49
Bus A	0.42
Bus B	0.42
Bus AB	0.51
Bus C	0.50
Bus BC	0.57
Bus D (จุดเชื่อมต่อ)	0.97
Bus CD	0.56

ตารางที่ 6.23 แสดง ค่าความลึกของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อ เนื่องจากการลัดวงจรชนิด 1 เฟสลงดิน ที่บัสต่างๆ จะเห็นได้ว่า ขณะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังขนาด 180 MW และมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 ความลึกในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะมากกว่าขณะไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และมีแนวโน้มที่จะตกลงอีก หากไม่มีการกำจัดการลัดวงจรออกไป เมื่อกำจัดการลัดวงจรที่เวลา 1.5 วินาที แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ จะมีการแกว่งเล็กน้อย ก่อนเข้าสู่ช่วงคงที่

บทที่ 7

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาดใหญ่ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กบนระบบส่งย่อย โดยตรวจสอบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้การเชื่อมต่อเป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ และระบบส่งย่อยที่นำมาศึกษา เป็นระบบส่งย่อยที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าเท่ากับ 115 kV และระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่มาเชื่อมต่อเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส โดยจำลองระบบไฟฟ้านี้ด้วยโปรแกรม DigSILENT ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ จะสามารถสรุป ได้ดังนี้

7.1 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถช่วยควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าได้ โดยสามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบให้สูงขึ้น เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น ล้าหลัง (lagging) เพื่อจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจูเข้าสู่ระบบ และสามารถลดระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบได้ เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น นำหน้า (leading) โดยระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบและทำหน้าที่เสมือนเป็นโหลดที่รับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงเหนี่ยวนำ ทั้งนี้ ก็เพื่อควบคุมให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

7.2 เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า จะทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นในระบบเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากมีกระแสลัดวงจรไหลมาจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่อีกทาง ซึ่งขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า มีค่าสูงเกินกว่าที่ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้กำหนดไว้ ดังนั้น ทางผู้วิจัยจึงเสนอวิธีการลดกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้า โดยการติดตั้ง Fault Current Limiter มาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าทางฝั่งของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก นอกจากนี้ การปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่ส่งผลต่อขนาดกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้น

7.3 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบไฟฟ้า สามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบได้ เนื่องจากระยะการไหลของกระแสหรือกำลังไฟฟาลดลง และหากเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีขนาดและค่าตัวประกอบกำลังที่เหมาะสม จะสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มากกว่าเดิม โดยถ้าปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็น ล้าหลัง (lagging) เนื่องจากการจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจู

เข้าสู่ระบบ ทั้งนี้ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ไม่ได้ขึ้นกับขนาดและค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพียงอย่างเดียว แต่ขึ้นกับปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าในสายส่งอีกด้วย

7.4 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังเป็นล้าหลัง สามารถลดภาระในสายส่งและทำให้ค่าแรงดันตกในสายส่งลดลงอีกด้วย

7.5 การแยกตัวของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวหรือโหลด ในขณะที่ต่อกับระบบไฟฟ้าอย่างกะทันหัน อาจส่งผลกระทบต่อโหลดบางประเภทที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าหรือความถี่แบบกะทันหันและทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพได้

7.6 ขนาดการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลกระทบต่อค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจร โดย ขนาดการจ่ายกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีค่าสูง จะทำให้ค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจรสั้นลง และ ตำแหน่งการเกิดลัดวงจร ส่งผลกระทบต่อค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจร โดย ตำแหน่งการเกิดลัดวงจรที่อยู่ใกล้กับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะทำให้ค่าเวลาวิกฤติในการกำจัดลัดวงจรน้อยลงเช่นกัน

7.7 เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ทำให้ความถี่ในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าสูงขึ้น เมื่อเทียบกับขณะที่ไม่ได้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และก่อนจะเข้าสู่สภาวะปกติ จะมีการแกว่งของแรงดันไฟฟ้าเล็กน้อย ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ในอุตสาหกรรมต่างๆ ได้ เนื่องจากอุปกรณ์ไม่สามารถทำงานได้อย่างถูกต้องที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่ากำหนด และถ้าหากเกิดบ่อยครั้ง อาจส่งผลร้ายแรงได้เทียบเท่ากับการเกิดไฟดับได้

7.8 ผลกระทบด้านต่างๆ ที่เกิดจากการปรับค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว สามารถสรุปได้ ดังตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 ผลกระทบจากการปรับค่าตัวประกอบกำลังของ DG

ผลกระทบที่เกิดขึ้น	ค่าตัวประกอบกำลังของ DG	
	ล่าช้า (lagging)	นำหน้า (leading)
แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส	เพิ่มขึ้น	ลดลง
ขนาดกระแสลัดวงจร	ไม่มีผล	
กำลังสูญเสีย	ลดลง	เพิ่มขึ้น
Loading ในสายส่ง	ลดลง	เพิ่มขึ้น
แรงดันตกในสายส่ง	ลดลง	เพิ่มขึ้น

ข้อเสนอแนะ

1. ในการศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น จะใช้ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง เป็นหลัก เนื่องจากระบบที่นำมาศึกษาเป็นระบบ 115 kV ของการไฟฟ้านครหลวง หากเป็นระบบอื่น ที่ไม่ใช่ของการไฟฟ้านครหลวง ข้อกำหนดต่างๆ อาจจะแตกต่างกันไป ซึ่งในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้รวบรวมและทำตารางเปรียบเทียบไว้ในบทที่ 3
2. ควรศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทอื่นด้วย เนื่องจากในวิทยานิพนธ์เล่มนี้พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าประเภทซิงโครนัสเพียงอย่างเดียว หากเป็นระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินดักชันหรือระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ อาจให้ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น แตกต่างกันได้
3. สำหรับการปรับการจ่ายกำลังด้วยค่าตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ควรจะศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องของการคิดค่าไฟจากการไฟฟ้า ซึ่งอาจทำให้เกิดความไม่คุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ เนื่องจาก หากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยมีการรับกำลังรีแอกแตนซ์เชิงประจุจากการไฟฟ้า การไฟฟ้าจะคิดค่าไฟฟ้าในส่วนนี้ อาจทำให้ผลตอบแทนที่ได้รับจากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าไม่คุ้มค่าแก่การลงทุนได้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รายการอ้างอิง

- [1] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, 2000, vol. 3, pp. 1645-1656: IEEE.
- [2] Z. W. Khan and S. Khan, "Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile," in *Emerging Technologies (ICET), 2015 International Conference on*, 2015, pp. 1-4: IEEE.
- [3] N. Rugthaicharoencheep and S. Auchariyamet, "Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 64, p. 288, 2012.
- [4] R. Thallam, S. Suryanarayanan, G. Heydt, and R. Ayyanar, "Impact of interconnection of distributed generation of electric distribution systems-a dynamic simulation perspective," in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, 2006, p. 8 pp.: IEEE.
- [5] I. Committee, "IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems," *New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 2003.
- [6] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, 2006.
- [7] C. Mozina, "Impact of Green Power Distributed Generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 16, no. 4, pp. 55-62, 2010.
- [8] A. Saidian, M. Heidari, and D. Mirabbasi, "Improvement of voltage unbalance and voltage sag in radial distribution systems using DG," in *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2010 the 5th IEEE Conference on*, 2010, pp. 835-839: IEEE.
- [9] R. K. Sinha, R. Kumar, M. Venmathi, and L. Ramesh, "Analysis of voltage sag with different DG for various faulty conditions," *International Journal of*

- computer communication and information system*, vol. 2, no. 1, pp. 189-193, 2010.
- [10] M. H. Bollen and M. Häger, "Impact of increasing penetration of distributed generation on the number of voltage dips experienced by end-customers," in *Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on*, 2005, pp. 1-5: IET.
- [11] Nongcom.blogspot.com. ระบบไฟฟ้ากำลัง (Electrical Power Systems) [Online]. Available: <http://nongcom-electrical.blogspot.com/>
- [12] บ. เอื้ออาภรณ์, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2004.
- [13] A. F. Sarabia, "Impact of distributed generation on distribution system," *Aalborg University, Denmark*, 2011.
- [14] ช. ประภาณุกุล, "การปรับตั้งระบบป้องกันที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะและระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า," จุฬาลงกรณ์ มหาวิทยาลัย.
- [15] ๓. สุริสุนทร, "ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะ," จุฬาลงกรณ์ มหาวิทยาลัย.
- [16] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, 2008.
- [17] การไฟฟ้านครหลวง, ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2558. 2015.
- [18] การไฟฟ้าฝ่ายผลิต, ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2551. 2008.
- [19] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2559. 2016.



ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY