

การศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ต่อกระแสลัดวงจรใน
ระบบส่งกำลังไฟฟ้า



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A STUDY OF THE IMPACT OF INVERTER-BASED RENEWABLE ENERGY GENERATIONS ON
THE SHORT-CIRCUIT CURRENT IN TRANSMISSION SYSTEM

Mr. Thummachart Petchnopparat



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

Department of Electrical Engineering

FACULTY OF ENGINEERING

Chulalongkorn University

Academic Year 2019

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
	ชนิดอินเวอร์เตอร์ต่อกระแสสลับตัวจอร์ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า
โดย	นายธรรมชาติ เพ็ชรนพรัตน์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.สุรพงษ์ สุวรรณกวิน

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

.....	คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)	
คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์	ประธานกรรมการ
.....	
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล)	
.....	อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุรพงษ์ สุวรรณกวิน)	
.....	กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.วิจารย์ หวังดี)	

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ธรรมชาติ เพ็ชรนพรัตน์ : การศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ต่อกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้า. (A STUDY OF THE IMPACT OF INVERTER-BASED RENEWABLE ENERGY GENERATIONS ON THE SHORT-CIRCUIT CURRENT IN TRANSMISSION SYSTEM) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.สุรพงษ์ สุวรรณภวิน

วิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาระบบป้องกันในระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 22 kV ถึง 500 kV ที่ถูกติดตั้งอยู่ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งหมด 252 สถานี มีประเด็นหลักที่ศึกษา 3 ประเด็น คือ 1) ศึกษาผลกระทบจากกระแสผิดพลาดที่ลดลงต่อการปรับตั้งค่าระบบป้องกัน 2) ศึกษาผลกระทบจากอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าต่อขนาดแรงดันไฟฟ้าลำดับลบ และนำเสนอการใช้อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้าเพื่อลดขนาดแรงดันไฟฟ้าลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร และ 3) ศึกษาความเป็นไปได้ในการชดเชยกระแสผิดพลาดด้วยการปรับเพิ่มการผลิตสำรองพร้อมจ่ายและ/หรือการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ผลการจำลองการทำงานด้วยโปรแกรม DigSILENT Powerfactory ตามมาตรฐาน IEC 60909 แสดงถึงผลการศึกษาที่มีต่อ 3 ประเด็นข้างต้นดังนี้ 1) ในกรณีที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแสงอาทิตย์และพลังงานลมในสัดส่วน 36% ของกำลังผลิตทั้งหมด จะส่งผลให้ระบบป้องกันภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 26 สถานี ตรวจจับกระแสผิดพลาดลดลงมากกว่า 10% ของค่าที่ปรับตั้งไว้ ซึ่งมากกว่าย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. 2) อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้าสามารถช่วยชดเชยกระแสผิดพลาดในลำดับบวกและลำดับลบได้อย่างเหมาะสม ซึ่งช่วยทำให้แรงดันไฟฟ้าลำดับลบมีขนาดลดลงอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับในกรณีที่ใช้อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า และ 3) การปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถช่วยเพิ่มกระแสผิดพลาดภายในระบบส่งให้กลับมาอยู่ในเกณฑ์ของค่าปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

ปีการศึกษา 2562

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

6170184021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: Inverter-based renewable energy, Reduction of negative-sequence voltage

Thummachart Petchnopparat : A STUDY OF THE IMPACT OF INVERTER-BASED RENEWABLE ENERGY GENERATIONS ON THE SHORT-CIRCUIT CURRENT IN TRANSMISSION SYSTEM. Advisor: Assoc. Prof. SURAPONG SUWANKAWIN, Ph.D.

This thesis considers the protection system in the power transmission system of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). The investigation is conducted with the protection system installed throughout 252 substations where the voltage levels are ranged from 22 kV up to 500 kV. The studies comprise of three main issues, including: 1) the effect of fault-current decreasing to the protection schemes is examined, 2) the effects of the current-controlled mode of inverters on the negative-sequence voltage are investigated, and the voltage-controlled mode for inverters is introduced to reduce the negative-sequence voltage during the unsymmetrical fault, and 3) the recovery of fault current is explored, the feasibility of increasing the spinning reserve and/or the use of Battery Energy Storage Systems (BESS). Simulation is conducted with DigSILENT Powerfactory program in accordance with IEC 60909 standard, The corresponding outcomes of each study are as follows: 1) Regarding the scenario of the amount of 36% of inverter-based renewable energy is installed in the transmission system, there are 26 stations where the decreases of 10% of fault currents are occurred, which are exceeded the acceptable range of EGAT's guidelines. 2) Inverters in voltage-controlled mode can compensate properly the positive and negative sequence fault currents, and, in comparison to the current-controlled mode, the negative-sequence voltage can be significantly decreased. And 3) Increasing the spinning reserve and/or the use of BESS can help recover the fault-current level to satisfy the EGAT's guidelines.

Field of Study: Electrical Engineering

Student's Signature

Academic Year: 2019

Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดีจากการช่วยเหลือดูแลเอาใจใส่อย่างดียิ่งของ รศ. ดร.สุรพงษ์ สุวรรณภานิน อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์นี้ ผู้ที่หมอบความรู้ต่างๆ หลักคิดในการทำงาน การแก้ไขปัญหา ตลอดจนความช่วยเหลือต่างๆที่เป็นประโยชน์ต่อการทำงานวิจัยและเป็นแบบอย่างที่ดีให้กับข้าพเจ้า ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ไว้ ณ ที่นี้ด้วย ขอขอบคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่มอบทุนการศึกษาให้ในครั้งนี้ ขอขอบคุณรุ่นพี่จากรุ่นน้องจากกองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และกองควบคุมระบบไฟฟ้า ที่อำนวยความสะดวกในด้านข้อมูลที่นำมาใช้ในการศึกษา รวมถึงคำแนะนำในการใช้โปรแกรมเพื่อวิเคราะห์ข้อมูล ขอขอบคุณ สำหรับคำแนะนำและกำลังใจจากรุ่นพี่รุ่นน้องทุกคนในห้องปฏิบัติการอิเล็กทรอนิกส์กำลัง

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา ญาติพี่น้อง ผู้ซึ่งให้โอกาสทางการศึกษาและเป็นกำลังใจให้กับข้าพเจ้าตลอดมา

ธรรมชาติ เพ็ชรนพรัตน์



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญรูปภาพ.....	ฎ
นิยามสัญลักษณ์.....	ต
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.1.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP 2018).....	1
1.1.2 ผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	2
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย.....	5
1.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
1.4 ปัญหาของงานวิจัยที่ผ่านมา.....	7
1.5 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	7
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	7
1.7 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ.....	7
บทที่ 2 โครงข่ายไฟฟ้า ระบบป้องกัน การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและอินเวอร์เตอร์.....	8
2.1 โครงข่ายไฟฟ้า.....	8
2.2 ระบบป้องกันในโครงข่ายไฟฟ้า.....	9
2.2.1 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Tie Transformer).....	9

2.2.2 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Loading Transformer)	9
2.2.3 การปรับตั้งค่าเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน.....	10
2.3 การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย.....	12
2.4 การควบคุมอินเวอร์เตอร์สำหรับพลังงานหมุนเวียน.....	16
2.4.1 โครงสร้างพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า	16
2.4.2 การควบคุมอินเวอร์เตอร์	19
2.4.2.1 อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า.....	20
2.4.2.2 อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ	23
2.4.2.3 อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดัน.....	25
บทที่ 3 หลักการพื้นฐานของการวิเคราะห์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง	28
3.1 ประเภทของความผิดปกติ (Fault Category)	28
3.1.1 ความผิดปกติแบบสมมาตร (Symmetrical Fault).....	29
3.1.1.1 ความผิดปกติชนิดสามเฟส (3-Phase Fault).....	29
3.1.2 ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical Fault)	29
3.1.2.1 ความผิดปกติชนิดสองเฟส (2-Phase Fault).....	29
3.1.2.2 ความผิดปกติชนิดสองเฟสลงดิน (2-Phase-To-Ground Fault)	29
3.1.2.3 ความผิดปกติชนิดหนึ่งเฟสลงดิน (Single-Line-To-Ground Fault).....	30
3.2 องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component).....	30
3.3 วงจรสมมูลย์ (Equivalent Circuit).....	33
3.3.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)	33
3.3.2 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer).....	34
3.3.3 อินเวอร์เตอร์ (Inverter).....	36
3.3.4 สายส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Line).....	36
3.3.5 โหลด (Load)	36

3.4 การวิเคราะห์หากระแสผิตพ่วง.....	37
3.4.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส	37
3.4.2 การลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน	39
3.4.3 ตัวอย่างการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.....	42
บทที่ 4 ผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อค่ากระแสผิตพ่วงในระบบส่ง.....	47
4.1 วิเคราะห์หากระแสผิตพ่วง	48
4.1.1 การวิเคราะห์กระแสผิตพ่วงของ ปี 2562 ที่พิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และไม่คำนึงถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์	48
4.1.2 การวิเคราะห์กระแสผิตพ่วงเมื่อมีกำลังผลิตติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 4,315 MW (ข้อมูล ณ ปัจจุบัน 2562)	49
4.1.3 การวิเคราะห์กระแสผิตพ่วงเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 18,453 MW (ตามแผน PDP ในปี 2580 [1]).....	54
4.1.3.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิสูงสุด (Peak Demand).....	55
4.1.3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิต่ำสุด (Low Demand).....	61
4.2 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน	66
4.2.1 การลดลงของกระแสผิตพ่วง.....	66
4.2.2 การเพิ่มขึ้นของกระแสผิตพ่วง	69
บทที่ 5 การแก้ไขผลกระทบจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์.....	71
5.1 การใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบบ.....	71
5.2 การปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย	76
5.2.1 การปรับกำลังผลิตสำรองสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์..	76
5.2.2 การปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อแก้ไขสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ	78
5.2.2.1 การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามแผนของ กฟผ.....	78
5.2.2.2 การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ80	

5.3 การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	85
5.4 การปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมด้วย ..	88
บทที่ 6 สรุปและข้อเสนอแนะ	92
6.1 บทสรุปงานวิจัย	92
6.2 ข้อเสนอแนะสำหรับพัฒนางานวิจัยในลำดับถัดไป.....	93
บรรณานุกรม.....	94
ภาคผนวก ก.....	96
ประวัติผู้เขียน.....	99



สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1	กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ปี พ.ศ.2562 และปี พ.ศ.2580 [1].....	2
ตารางที่ 2.1	ลำดับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า.....	12
ตารางที่ 2.2	ลักษณะสมบัติของโหมดการควบคุมต่างๆของอินเวอร์เตอร์ในการจ่ายกระแสผิดพลาด 27	
ตารางที่ 3.1	องค์ประกอบลำดับต่างๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	34
ตารางที่ 3.2	วงจรสมมูลขององค์ประกอบลำดับศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้า.....	35
ตารางที่ 3.3	วงจรสมมูลขององค์ประกอบลำดับศูนย์ของโหลด	37
ตารางที่ 3.4	ค่าอิมพีแดนซ์แต่ละองค์ประกอบ และกระแสผิดพลาดแบบ 1 เฟสลงดิน	46
ตารางที่ 4.1	ตารางเปรียบเทียบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า	49
ตารางที่ 4.2	กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมต่อโรงไฟฟ้าทั้งหมด [1].	54
ตารางที่ 4.3	กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามฤดูกาล.....	55
ตารางที่ 4.4	กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในฤดูร้อน.....	56
ตารางที่ 4.5	กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดตามฤดูกาล.....	61
ตารางที่ 4.6	กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในฤดูหนาว.....	62
ตารางที่ 4.7	กระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า 500/230 ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงราชบุรี 3 (RB3)67	
ตารางที่ 5.1	ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์	76
ตารางที่ 5.2	การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของ กฟผ.	79
ตารางที่ 5.3	การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ	81
ตารางที่ 5.4	ราคาการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อแก้ไขผลกระทบจากค่ากระแสผิดพลาดที่ลดลง	84
ตารางที่ 5.5	กระแสผิดพลาดที่ Main Bus เมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า	86

ตารางที่ 5.6 ขนาดและราคาของ BESS สำหรับแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นจากการลดลงของกระแสไฟฟ้ร่อง 87

ตารางที่ 5.7 ราคากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 10 ยูนิต..... 89

ตารางที่ 5.8 ขนาดและราคาของ BESS สำหรับใช้ร่วมกับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย 90



สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1.1 ตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ปี พ.ศ. 2562 [1].....	2
รูปที่ 1.2 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิม [3]	3
รูปที่ 1.3 รูปคลื่นการจ่ายกระแสผิตรงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิม [3].....	3
รูปที่ 1.4 การควบคุมกระแสไฟฟ้าออกจากอินเวอร์เตอร์ [4].....	4
รูปที่ 1.5 รูปคลื่นการจ่ายกระแสผิตรงของอินเวอร์เตอร์ [4].....	4
รูปที่ 1.6 กราฟแสดงข้อกำหนดของ PEA Grid Code [5].....	5
รูปที่ 1.7 แรงแดันลำดับลบที่ลดลงจากการใช้ Inverter-Based RE ช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้ลำดับลบ	6
รูปที่ 2.1 แผนภาพโครงข่ายไฟฟ้า [15]	8
รูปที่ 2.2 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดใหญ่ [16].....	9
รูปที่ 2.3 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดเล็ก [16].....	9
รูปที่ 2.4 การตั้งค่าเวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน [17].....	10
รูปที่ 2.5 กราฟเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟส [17].....	11
รูปที่ 2.6 กราฟเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์ [17]	12
รูปที่ 2.7 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด.....	13
รูปที่ 2.8 กำลังผลิตและกำลังผลิตรวมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด .	14
รูปที่ 2.9 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด.....	14
รูปที่ 2.10 กำลังผลิตและกำลังผลิตรวมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด	14
รูปที่ 2.11 วงจรอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส.....	16
รูปที่ 2.12 โครงสร้างของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid-Connected Inverter) .	17
รูปที่ 2.13 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า .	18
รูปที่ 2.14 ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ชนิดอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า	18

รูปที่ 2.15 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมชนิดอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า	19
รูปที่ 2.16 เวกเตอร์ไดอะแกรมของของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์	20
รูปที่ 2.17 บล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า	20
รูปที่ 2.18 การจำกัดกระแส (Current Limit) ของอินเวอร์เตอร์.....	22
รูปที่ 2.19 วงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า.....	22
รูปที่ 2.20 บล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า	24
รูปที่ 2.21 การจำกัดกระแสของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลำดับลบ	24
รูปที่ 2.22 วงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ	25
รูปที่ 2.23 บล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า	25
รูปที่ 2.24 วงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า.....	26
รูปที่ 3.1 ความผิดพลาดชนิดสามเฟส	29
รูปที่ 3.2 ความผิดพลาดชนิดสองเฟส	29
รูปที่ 3.3 ความผิดพลาดชนิดสองเฟสลงดิน	29
รูปที่ 3.4 ความผิดพลาดชนิดหนึ่งเฟสลงดิน	30
รูปที่ 3.5 องค์ประกอบสมมาตร.....	30
รูปที่ 3.6 ผลรวมเฟสเซอร์แรงดันจากองค์ประกอบสมมาตร	31
รูปที่ 3.7 วงจรสมมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร.....	33
รูปที่ 3.8 วงจรสมมูลของสายส่งกำลังไฟฟ้า.....	36
รูปที่ 3.9 โครงข่ายไฟฟ้าจำลอง	38
รูปที่ 3.10 วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส.....	38
รูปที่ 3.11 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน แยกตามองค์ประกอบต่างๆ	39
รูปที่ 3.12 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน (อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าบวกและลบ ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า).....	40

รูปที่ 3.13 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน (อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าบวกและลบ ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า).....	41
รูปที่ 3.14 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน.....	41
รูปที่ 3.15 โครงข่ายไฟฟ้าและอุปกรณ์ในระบบของ กฟผ. [16].....	43
รูปที่ 3.16 โครงข่ายไฟฟ้าจำลองการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่บัสบาร์ 230 kV สฟ.ราชบุรี 3 ...	44
รูปที่ 3.17 องค์ประกอบที่ลำดับต่างๆ จากกรณีที่ 1.....	45
รูปที่ 3.18 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน จากกรณีที่ 1.....	45
รูปที่ 3.19 องค์ประกอบที่ลำดับต่างๆ จากกรณีที่ 2.....	45
รูปที่ 3.20 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน จากกรณีที่ 2.....	46
รูปที่ 4.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. [16].....	47
รูปที่ 4.2 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตเขตกรุงเทพและปริมณฑล (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)....	50
รูปที่ 4.3 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคใต้ (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2).....	50
รูปที่ 4.4 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคเหนือ 1 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2).....	51
รูปที่ 4.5 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคเหนือ 2 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2).....	51
รูปที่ 4.6 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 1 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2).....	52
รูปที่ 4.7 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 2 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2).....	52
รูปที่ 4.8 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง 1 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2).....	53
รูปที่ 4.9 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง 2 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2).....	53
รูปที่ 4.10 แผนภูมิการกระจายตัวความเปลี่ยนแปลงของกระแสผิดพลาด.....	54
รูปที่ 4.11 ตำแหน่งที่ตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW ...	55
รูปที่ 4.12 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า 12 ยูนิต.....	56
รูปที่ 4.13 ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 13 สถานี.....	57
รูปที่ 4.14 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Peak (โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า) 58	
รูปที่ 4.15 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Peak (โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า)58	

รูปที่ 4.16	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในภาคกลาง :Peak (โหมตควบคุมกระแสไฟฟ้า)	58
รูปที่ 4.17	ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 20 สถานี	59
รูปที่ 4.18	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Peak (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	60
รูปที่ 4.19	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Peak (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	60
รูปที่ 4.20	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในภาคกลาง :Peak (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	60
รูปที่ 4.21	ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า 17 ยูนิต	62
รูปที่ 4.22	ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 23 สถานี	63
รูปที่ 4.23	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Low (โหมตควบคุมกระแสไฟฟ้า)	63
รูปที่ 4.24	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Low (โหมตควบคุมกระแสไฟฟ้า)	64
รูปที่ 4.25	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในภาคกลาง :Low (โหมตควบคุมกระแสไฟฟ้า)	64
รูปที่ 4.26	ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 26 สถานี	65
รูปที่ 4.27	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Low (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	65
รูปที่ 4.28	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Low (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	66
รูปที่ 4.29	กระแสผิตพ่วงที่ลดลงในภาคกลาง :Low (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	66
รูปที่ 4.30	เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 3 เฟส ที่สฟ. RB3	68
รูปที่ 4.31	เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 1 เฟสลงดิน ที่สฟ. RB3	69
รูปที่ 4.32	เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน ที่สฟ. RB3	69
รูปที่ 4.33	เวลาการทำงานทั้งหมดของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน	70
รูปที่ 5.1	ผลศึกษากรณีพิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	72
รูปที่ 5.2	ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายเฉพาะกระแสไฟฟ้าลำดับบวก (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	72
รูปที่ 5.3	ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลบ (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)	72
รูปที่ 5.4	ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายเฉพาะกระแสไฟฟ้าลำดับบวก (โหมตควบคุมกระแสไฟฟ้า)	73
รูปที่ 5.5	ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลบ (โหมตควบคุมกระแสไฟฟ้า)	73
รูปที่ 5.6	แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	73

รูปที่ 5.7 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงเขตกรุงเทพและปริมณฑล 1	74
รูปที่ 5.8 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงเขตกรุงเทพและปริมณฑล 2	74
รูปที่ 5.9 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงในภาคกลาง 1	75
รูปที่ 5.10 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงในภาคกลาง 2	75
รูปที่ 5.11 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ค่านิ่งถึง SR ของ RE).....	77
รูปที่ 5.12 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ค่านิ่งถึง SR ของ RE)	77
รูปที่ 5.13 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ค่านิ่งถึง SR ของ RE).....	78
รูปที่ 5.14 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องเพิ่มขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า 15 ยูนิต.....	79
รูปที่ 5.15 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR โดยอ้างอิงตาม กฟผ.).....	79
รูปที่ 5.16 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR โดยอ้างอิงตาม กฟผ.) ...	80
รูปที่ 5.17 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR โดยอ้างอิงตาม กฟผ.).....	80
รูปที่ 5.18 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องเพิ่มขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า 14 ยูนิต.....	81
รูปที่ 5.19 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR โกลด์สฟ.ที่ได้รับผลกระทบ)	82
รูปที่ 5.20 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR โกลด์สฟ.ที่ได้รับผลกระทบ)	82
รูปที่ 5.21 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR โกลด์สฟ.ที่ได้รับผลกระทบ)	82
รูปที่ 5.22 วิธีการเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากค่ากระแสผิดพลาด	83
รูปที่ 5.23 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR ทั้ง 2 วิธี เทียบกัน)	84
รูปที่ 5.24 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR ทั้ง 2 วิธี เทียบกัน).....	85
รูปที่ 5.25 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR ทั้ง 2 วิธี เทียบกัน).....	85
รูปที่ 5.26 ความเปลี่ยนแปลงของกระแสผิดพลาดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์ และชัยบาดาล..	86
รูปที่ 5.27 ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ติดตั้ง BESS เพิ่มเติม	87
รูปที่ 5.28 ราคาและขนาดความจุของแบตเตอรี่.....	88
รูปที่ 5.29 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องและสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ติดตั้ง BESS เพิ่มเติม	89
รูปที่ 5.30 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR และใช้ BESS).....	90

รูปที่ 5.31 กระแสผิตพรวงที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR และใช้ BESS)	91
รูปที่ 5.32 กระแสผิตพรวงที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR และใช้ BESS).....	91



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

นิยามสัญลักษณ์

i	:	กระแสไฟฟ้าชั่วขณะ (Instantaneous Current)
v	:	แรงดันไฟฟ้าชั่วขณะ (Instantaneous Voltage)
I	:	กระแสไฟฟ้าเฟส (Phase Current)
V	:	แรงดันไฟฟ้าเฟส (Phase Voltage)
Z	:	อิมพีแดนซ์ (Impedance)
$ v $:	ขนาดของแรงดันไฟฟ้า (Voltage magnitude)
$ i $:	ขนาดของกระแสไฟฟ้า (Current magnitude)
i^*	:	กระแสไฟฟ้าค่าสังของอินเวอร์เตอร์
v^*	:	แรงดันไฟฟ้าค่าสังของอินเวอร์เตอร์
p^*	:	กำลังไฟฟ้าจริงค่าสังของอินเวอร์เตอร์
q^*	:	กำลังไฟฟารีแอกทีฟค่าสังของอินเวอร์เตอร์

บทที่ 1

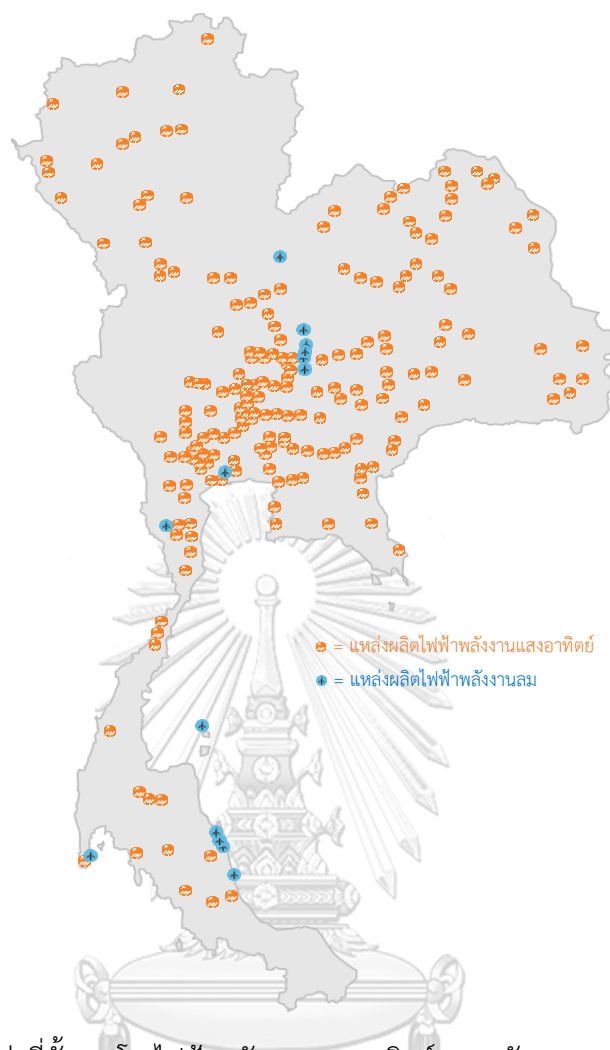
บทนำ

การเพิ่มขึ้นของประชากร ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โดยแหล่งพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยส่วนใหญ่มาจากแก๊สธรรมชาติ แต่ปัจจุบันสถานะโลกร้อนที่เกิดจากแก๊สเรือนกระจกนั้นรุนแรงมากขึ้นทุกปี รัฐบาลจึงได้สนับสนุนให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นเพื่อลดการเกิดสถานะโลกร้อน เป็นผลทำให้มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้นในทุกปี การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงต้องมีการวางแผนรับมือ เพื่อตอบสนองต่อสัดส่วนกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นมา เช่น การปรับลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และปลดโรงไฟฟ้าออกจากโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งการปลดโรงไฟฟ้าออกนั้นเป็นหนึ่งในเหตุผลที่ทำให้กระแสผิดพลาด (Fault Current) ที่เกิดขึ้นลดลง แต่อีกเหตุผลหนึ่ง คือโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดที่มีอินเวอร์เตอร์เป็นวงจรแปลงผันในการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า (Inverter-Based Renewable Energy) นั้นสามารถจ่ายกระแสผิดพลาดได้สูงสุดเท่ากับค่ากระแสพิคกิ้งของอินเวอร์เตอร์ทำให้เกิดความแตกต่างกับโรงไฟฟ้าทั่วไปที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิม (Synchronous Generator) ที่สามารถจ่ายกระแสผิดพลาดได้ 2-6 เท่าของค่ากระแสพิคกิ้ง ด้วยเหตุนี้จึงทำให้ระบบป้องกันจะตรวจจับกระแสผิดพลาดลดลงมากกว่า 10% ของค่าที่ปรับตั้งไว้ ซึ่งเกินกว่าย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของกฟผ. สำหรับการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งไฟฟ้า เพื่อความมั่นคง และความน่าเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

1.1.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP 2018)

จากแผน PDP 2018 [1] ระบุว่าปี พ.ศ.2562 โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 4,315 MW ในขณะที่โรงไฟฟ้าทั้งประเทศมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 50,932 MW ดังแสดงในรูปที่ 1.1 ซึ่งจะแสดงให้เห็นถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม โดยจะพบว่ามีการกระจายตัวอยู่บริเวณพื้นที่ภาคกลางของประเทศมากที่สุด และแผน PDP 2018 ได้มีการพยากรณ์กำลังผลิตติดตั้งของปี พ.ศ.2580 ระบุว่า กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมจะเพิ่มขึ้นเป็น 18,453 MW ในขณะที่กำลังผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าทุกประเภทจะเพิ่มขึ้นเป็น 77,211 MW ดังแสดงในตารางที่ 1.1 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าในปี 2580 โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจะมีกำลังผลิตติดตั้งคิดเป็น 24% ของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด



รูปที่ 1.1 ตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ปี พ.ศ. 2562 [1]

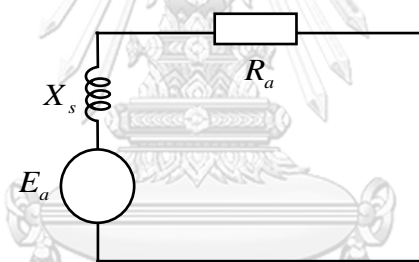
ตารางที่ 1.1 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ปี พ.ศ.2562 และปี พ.ศ.2580 [1]

ประเภทของโรงไฟฟ้า				
ปี	ทุกประเภท		พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
2562	50,932	100	4,315	8.5
2580	77,211	100	18,453	23.9

1.1.2 ผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

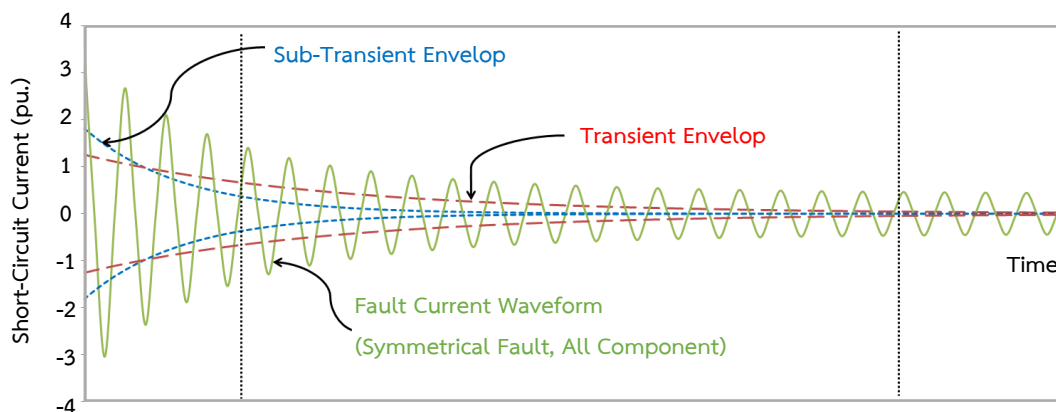
การมีกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในปริมาณที่มากขึ้น ทำให้ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า เนื่องจากทำให้ต้องมีการลดการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมลง เพื่อตอบสนองกับกำลังการผลิตที่เพิ่มเข้ามาในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังคงมีค่าเท่าเดิม เมื่อมีการลดการผลิตของโรงไฟฟ้าออกจากโครงข่ายไฟฟ้าจะทำให้

กระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นลดลง อีกทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดที่มีอินเวอร์เตอร์เป็นวงจรแปลงผันนั้น สามารถจ่ายกระแสผิดพลาดได้สูงสุดเท่ากับค่ากระแสพิภักของอินเวอร์เตอร์ทำให้เกิดความแตกต่างกับโรงไฟฟ้าทั่วไปที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์แบบดั้งเดิมที่สามารถจ่ายกระแสผิดพลาดได้ 2-6 เท่าของค่ากระแสพิภัก [2] ด้วยเหตุนี้จึงยิ่งส่งผลให้กระแสผิดพลาดลดลงมากขึ้น ซึ่งการลดลงของกระแสผิดพลาดจะทำให้ระบบป้องกันในโครงข่ายไฟฟ้าทำงานช้าลง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีหน้าที่ในการผลิตไฟฟ้านั้นจึงจ่ายกระแสผิดพลาดนานขึ้น ส่งผลให้อุปกรณ์ต่างๆ ที่ต่ออยู่กับโครงข่ายไฟฟ้าได้รับความเสียหาย เพราะต้องรับภาระจากกระแสผิดพลาดที่นานขึ้น และเกิดความร้อนสะสมมากขึ้น เป็นผลให้อุปกรณ์เสื่อมสภาพเร็วกว่าที่ควรจะเป็น วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอปัญหาที่เกิดขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดใดจุดหนึ่ง แรงดันไฟฟ้า ณ จุดนั้น จะตกลงและกระแสไฟฟ้าจะสูงขึ้น ซึ่งอุปกรณ์ที่เป็นตัวจ่ายกระแสไฟฟ้านั้นคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยวงจรภายในจะประกอบด้วย แรงเคลื่อนไฟฟ้า (Internal Voltage ; E_a) ซิงโครนัสรีแอกแตนซ์ (Synchronous Reactance ; X_s) ความต้านทานขดลวดอาร์เมเจอร์ (Armature Resistance ; R_a) ดังแสดงในรูปที่ 1.2



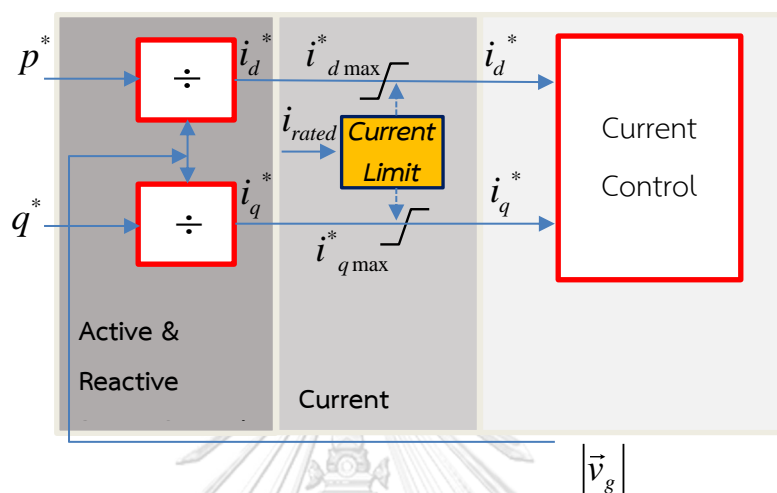
รูปที่ 1.2 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์แบบดั้งเดิม [3]

โดยสามารถแบ่งตามสถานะต่างๆ ขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้นได้ 3 สถานะ คือ สถานะชั่วขณะ (Sub-Transient) สถานะชั่วคราว (Transient) และ สถานะอิมิตัว (Steady State) ดังแสดงในรูปที่ 1.3

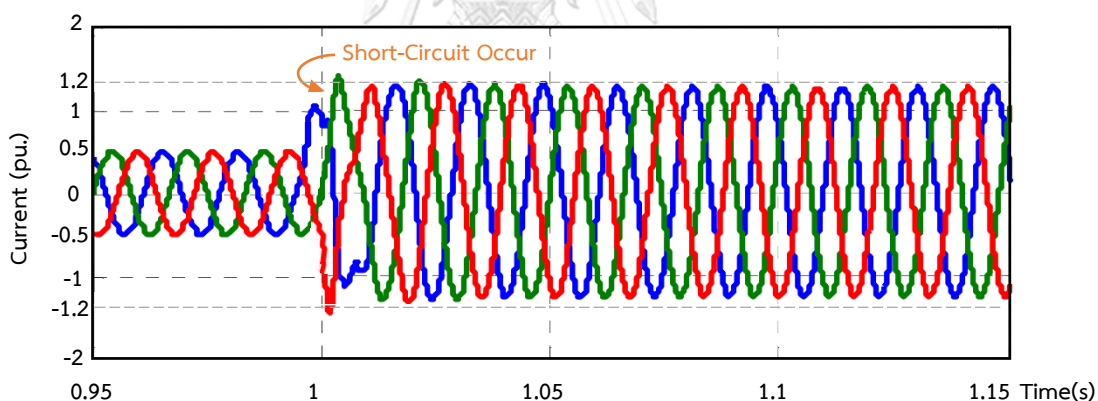


รูปที่ 1.3 รูปคลื่นการจ่ายกระแสผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์แบบดั้งเดิม [3]

ในกรณีที่เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ใช้อินเวอร์เตอร์เป็นตัวแปลงผันพลังงาน โครงสร้างโดยทั่วไปจะมีวงรอบการควบคุมกระแสที่มีการจำกัดกระแสไว้ที่พิกัด ดังแสดงในรูปที่ 1.4 วงรอบควบคุมกระแส เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้นกระแสไฟฟ้าที่ถูกส่งออกมานั้นจะมีรูปคลื่น ดังแสดงในรูปที่ 1.5

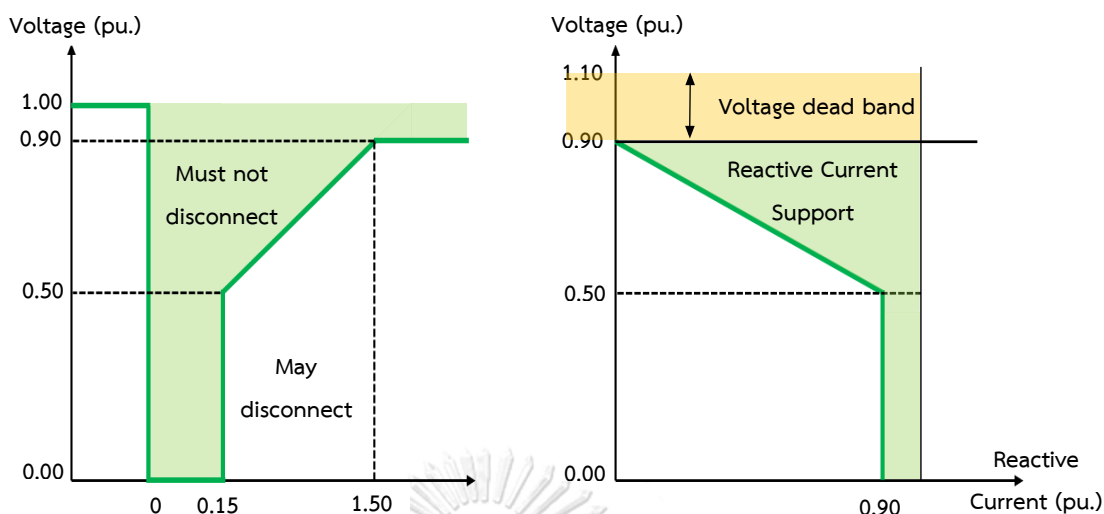


รูปที่ 1.4 การควบคุมกระแสไฟฟ้าออกจากอินเวอร์เตอร์ [4]



รูปที่ 1.5 รูปคลื่นการจ่ายกระแสผิดพ้องของอินเวอร์เตอร์ [4]

โดยการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์นั้นจะเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า (PEA Grid Code 2016) [5] คือระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากโครงข่ายไฟฟ้า ภายในเวลาที่ได้มีการกำหนดไว้ ขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through ; LVRT) ในโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดต่อเชื่อมดังแสดงในรูปที่ 1.6 ก) และเมื่อเกิดแรงดันตกชั่วขณะ แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จะเปลี่ยนมาทำงานในโหมดสนับสนุนโครงข่าย โดยจ่ายกระแสรีแอกทีฟ ดังแสดงในรูปที่ 1.6 ข) (Reactive Power Support Requirement)



ก) Low Voltage Fault Ride Through ข) Reactive Power Support Requirement

รูปที่ 1.6 กราฟแสดงข้อกำหนดของ PEA Grid Code [5]

นอกเหนือไปจากผลกระทบของกระแสผิดพลาดแล้ว ยังมีผลกระทบจากแรงดันลำดับลบที่เพิ่มขึ้น ซึ่งมีสาเหตุมาจากการทำงานในโหมดควบคุมกระแสของอินเวอร์เตอร์ ที่ไม่สามารถจ่ายกระแสผิดพลาดได้อย่างเหมาะสมเมื่อเกิดการผิดพลาดแบบไม่สมมาตร ดังนั้นการศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จึงเป็นสิ่งสำคัญ เพื่อให้ทราบว่าระบบสามารถรองรับการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วน 36% ตามแผน PDP 2018 ได้หรือไม่

1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

- 1) ศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ต่อระบบป้องกันขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ. ทั้งหมด 252 สถานี
- 2) ศึกษาผลกระทบและการปรับตั้งค่าของระบบป้องกันกระแสเกินแบบ 3 เฟส (3-Phase) และ 1 เฟสลงดิน (Single-Line-To Ground) เพื่อป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ในโครงข่ายไฟฟ้า
- 3) พิจารณาการใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบเพื่อช่วยในการปรับความสมดุลของโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้น

1.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัย [6] ได้นำเสนอผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าชนิดอินเวอร์เตอร์ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการมีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในปริมาณที่มากขึ้นทำให้ค่าของกระแสผิดพลาดลดลง เนื่องจากอินเวอร์เตอร์มีการจำกัดกระแสไฟฟ้าด้านขาออกให้ไม่เกินกระแสพิกัด

งานวิจัย [7] ได้นำเสนอปริมาณกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเมื่อค่าของกระแสผิดพลาดลดลงจะทำให้เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันช้าลง

งานวิจัย [8] ได้นำเสนอปริมาณกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยการปรับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ให้สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ 1.6 และ 2 เท่า ของกระแสผิดพลาด ซึ่งแสดงให้เห็นว่ากระแสไฟฟ้าที่เกิดขึ้นมีค่าใกล้เคียงกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครงข่ายมากขึ้น

งานวิจัย [9] ได้นำเสนอปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม โดยมีค่าประมาณ 1 % ของกำลังผลิตทั้งหมด ซึ่งแสดงให้เห็นว่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ต้องสำรองไว้นั้นมีปริมาณน้อยมาก โดยจะขึ้นอยู่กับค่าเบี่ยงเบนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้านั้นๆ ในแต่ละช่วงเวลา

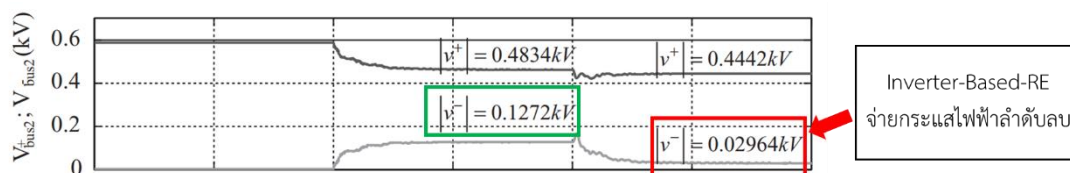
งานวิจัย [10] ได้นำเสนอปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของประเทศต่างๆ ที่อยู่ในทวีปเอเชีย ซึ่งแสดงให้เห็นว่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของแต่ละประเทศนั้นจะขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า

งานวิจัย [11] ได้นำเสนอผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อการบริหารสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงของโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเมื่อมีกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น โรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมจึงจำเป็นต้องลดกำลังการผลิตลงเพื่อให้ตอบสนองกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ยังคงเท่าเดิม

งานวิจัย [12] ได้นำเสนอวิธีการปรับเพิ่มความสมดุลของแรงดันไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า โดยใช้อินเวอร์เตอร์จ่ายทั้งกระแสไฟฟ้าลำดับบวก และกระแสไฟฟ้าลำดับลบพร้อมกันในขณะที่จ่ายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าแรงดันไฟฟ้าในช่วงที่พิจารณานั้นมีความสมดุลมากขึ้น

งานวิจัย [13] ได้นำเสนอการใช้กระแสไฟฟ้าลำดับลบในการพิจารณาเพื่อหาตำแหน่งของจุดที่เกิดการลัดวงจร และการใช้กระแสไฟฟ้าลำดับลบในการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาปกติในโครงข่ายไฟฟ้า

งานวิจัย [14] ได้นำเสนอวิธีการปรับเพิ่มความสมดุลของแรงดันไฟฟ้า ขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้น โดยใช้อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบ เข้าไปที่ที่เกิดการลัดวงจร ซึ่งแสดงให้เห็นว่าแรงดันไฟฟ้าในช่วงนั้นมีความสมดุลมากขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 1.7



รูปที่ 1.7 แรงดันลำดับลบที่ลดลงจากการใช้ Inverter-Based RE ช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบ

งานวิจัย [15] ได้นำเสนอวิธีการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และระบบสื่อสารให้รองรับต่อกระแสผิดพ่วงที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใด จากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

1.4 ปัญหาของงานวิจัยที่ผ่านมา

1) จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการตั้งค่าระบบป้องกันกระแสเกินทำให้พบว่า การตั้งค่าระบบป้องกันให้เป็นไปตามปริมาณกระแสผิดพ่วงที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลาได้นั้นทำได้ยาก เนื่องจากต้องมีการลงทุนเพื่อปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ระบบสื่อสารเพิ่มเติม

2) จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณหาค่ากระแสผิดพ่วงที่เกิดขึ้นทำให้พบว่า ไม่ได้มีการคำนึงถึงกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

3) จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับอินเวอร์เตอร์ทำให้พบว่า แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์สามารถปรับเพิ่มความสมดุลของแรงดันไฟฟ้าได้ แต่ยังไม่พบวิธีการชดเชยกระแสผิดพ่วงคืนสู่ระบบไฟฟ้า โดยการใช้การชดเชยด้วยกระแสไฟฟ้าลำดับลบที่เหมาะสม

1.5 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ทั้งหมด 252 สถานี ในระดับแรงดันตั้งแต่ 22 kV ขึ้นไป
- 2) พิจารณาการเกิดกระแสผิดพ่วงแบบ 3 เฟส และแบบ 1 เฟสลงดิน
- 3) พิจารณาเฉพาะอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินที่ใช้สำหรับป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) การปรับตั้งค่าอุปกรณ์เพื่อให้ตอบสนองกับปริมาณกระแสผิดพ่วงที่มีการเปลี่ยนแปลง
- 2) การชดเชยด้วยกระแสไฟฟ้าลำดับลบ เพิ่มความสมดุลของโครงข่ายไฟฟ้า
- 3) ระบบไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือมากขึ้น
- 4) อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ามีความปลอดภัยมากขึ้น

1.7 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ

- 1) ศึกษาบทความ งานวิจัย และหนังสือที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์
- 2) ศึกษาการผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
- 3) ศึกษาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งไฟฟ้า
- 4) ศึกษาการทำงานของอินเวอร์เตอร์
- 5) วิเคราะห์หาค่ากระแสผิดพ่วงที่เกิดขึ้นโดยใช้โปรแกรม DigSILENT Powerfactory
- 6) นำเสนอผลกระทบและวิธีการแก้ไข เมื่อค่ากระแสผิดพ่วงมีการเปลี่ยนแปลงจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

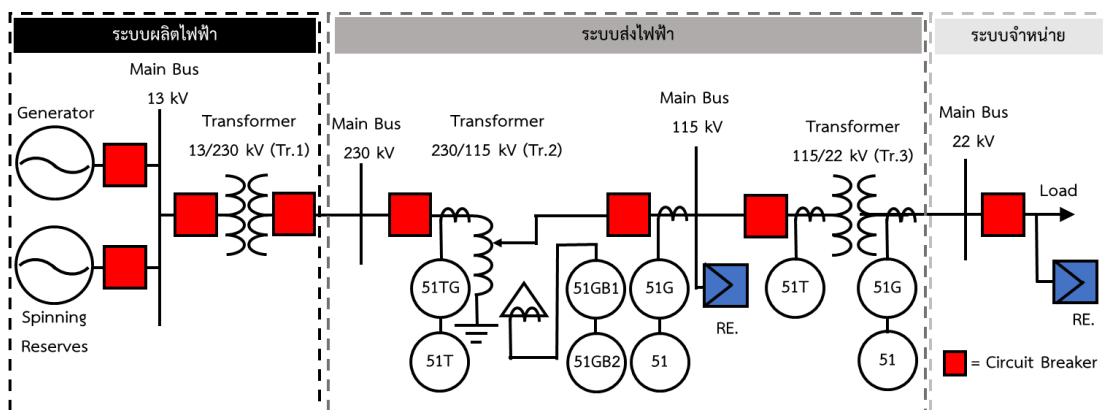
บทที่ 2

โครงข่ายไฟฟ้า ระบบป้องกัน การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและอินเวอร์เตอร์

การเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้ต้องมีการการปรับเปลี่ยนลำดับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และปรับเพิ่มหรือลดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย เพื่อให้ตอบสนองต่อกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นมาในขณะที่ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ายังคงเท่าเดิม ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้กระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นมีการเปลี่ยนแปลงเป็นอย่างมาก ดังนั้นเพื่อให้ทราบถึงปริมาณความเปลี่ยนแปลงของกระแสผิดพลาดที่จะเกิดขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างแม่นยำ สิ่งสำคัญที่จำเป็นจะต้องทราบ คือ 1) โครงข่ายไฟฟ้า 2) ระบบป้องกันในโครงข่ายไฟฟ้า 3) การเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย 4) อินเวอร์เตอร์ เพื่อนำไปใช้ในการศึกษาค้นคว้าและหาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ต่อโครงข่ายไฟฟ้า

2.1 โครงข่ายไฟฟ้า

โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยแบ่งออกเป็น 3 ส่วน [16] ส่วนแรก คือระบบผลิตไฟฟ้า มีหน้าที่ผลิตไฟฟ้า และส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าโดยผ่านระบบส่งไฟฟ้า ประกอบด้วยอุปกรณ์ที่สำคัญคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้า ส่วนที่สอง คือระบบส่งไฟฟ้า มีหน้าที่ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปยังจุดต่างๆ ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วยอุปกรณ์ที่สำคัญคือ หม้อแปลงไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้า ส่วนสุดท้ายคือระบบจำหน่าย มีหน้าที่ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ที่ต้องการใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วยโหลด หรือภาระทางไฟฟ้า โดยมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอยู่ทั้งในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่าย และสิ่งจำเป็นที่จะต้องมียู่ในทุกส่วนของโครงข่ายไฟฟ้า คือระบบป้องกัน ซึ่งทำหน้าที่ป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นต่ออุปกรณ์ต่างๆ เมื่อการการลัดวงจรในโครงข่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.1



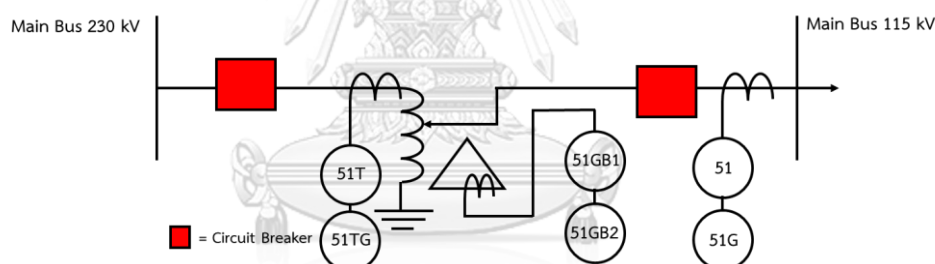
รูปที่ 2.1 แผนภาพโครงข่ายไฟฟ้า [15]

2.2 ระบบป้องกันในโครงข่ายไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าที่อยู่ในระบบส่งไฟฟ้า จากรูปที่ 7 หม้อแปลงไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ชนิด [17] โดยชนิดแรก คือหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Tr.2) ที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าด้านแรงดันสูง ตั้งแต่ 230 kV ขึ้นไป ชนิดที่สอง คือหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Tr.3) ที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าด้านแรงดันสูงตั้งแต่ 115 kV ลงไป

2.2.1 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Tie Transformer)

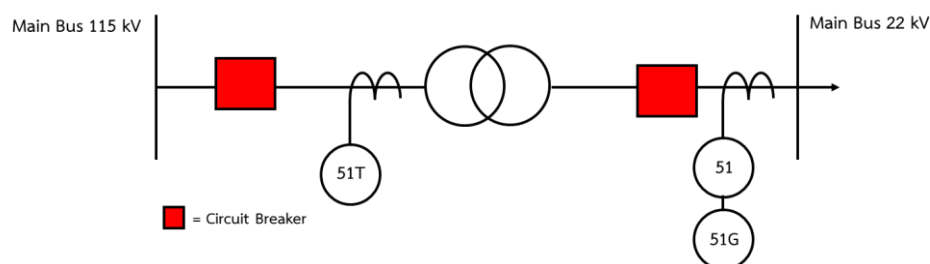
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาดใหญ่จะมีอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน 5 ชนิด คือ อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟสด้านแรงดันไฟฟ้าสูง (High Side Over Current ; 51T) อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟสด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ (Low Side Over Current ; 51) อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์ด้านแรงดันไฟฟ้าสูง (High Side Over Current Ground ; 51TG) อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์ด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ (Low Side Over Current Ground ; 51G) และอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์สำหรับขดลวดเทอเทียรี (Overcurrent Ground Back-up Relay Tertiary Winding ; 51GB1, 51GB2) ดังแสดงในรูปที่ 2.2 โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะไม่กล่าวถึงอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟสกราวด์สำหรับขดลวดเทอเทียรี เนื่องจากไม่มีนัยสำคัญ



รูปที่ 2.2 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดใหญ่ [16]

2.2.2 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Loading Transformer)

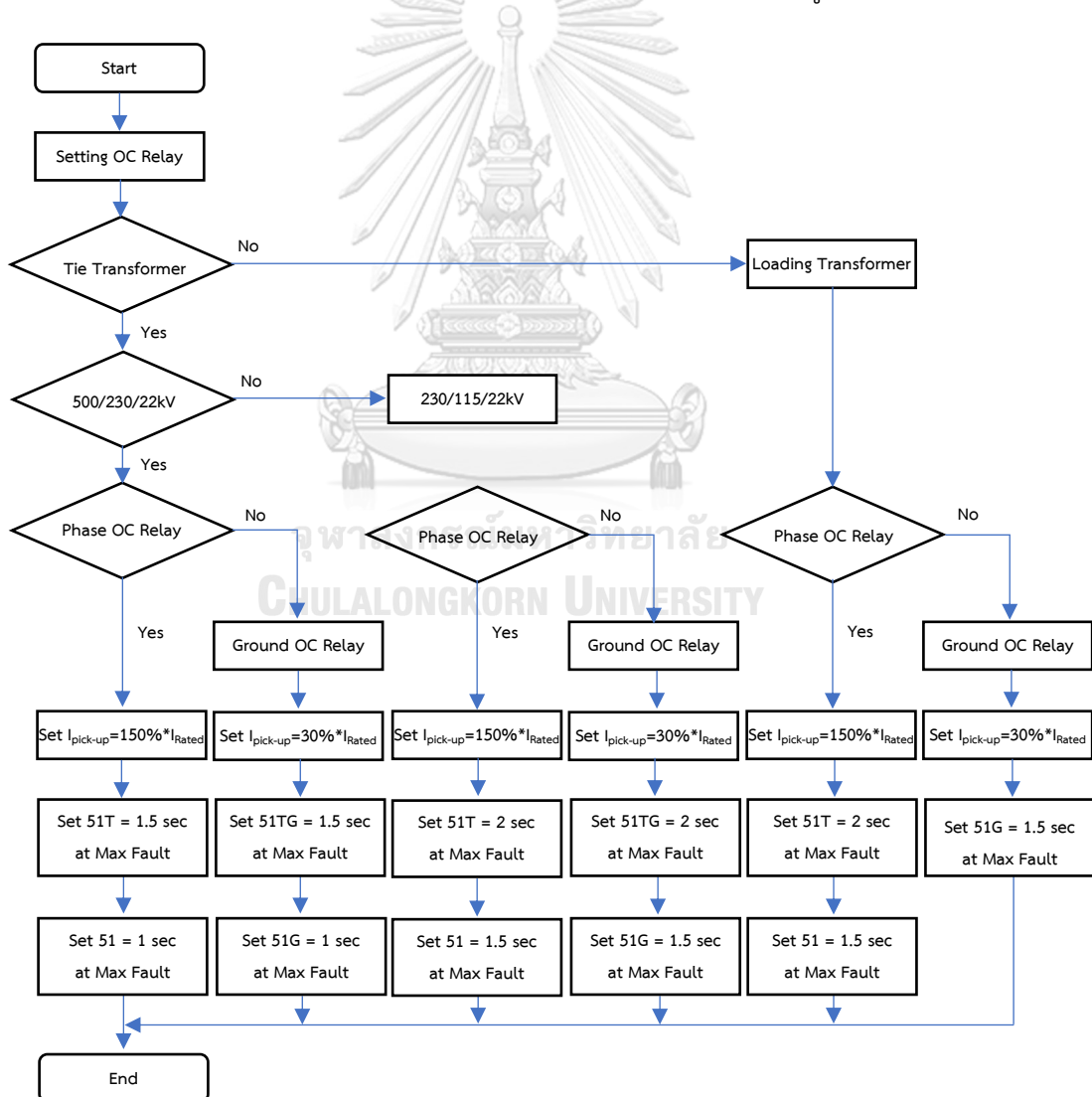
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาดเล็กจะมีอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน 3 ชนิด คือ อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟสด้านแรงดันไฟฟ้าสูง (51T) อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟสด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ (51) และอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์ด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ (51G) ดังแสดงในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดเล็ก [16]

2.2.3 การปรับตั้งค่าเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน

เวลาในการทำงานที่เหมาะสมของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินนั้น คิดจากกรณีที่เกิดกระแสผิดปกติรุนแรงที่สุด คือการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าทุกโรงที่สามารถใช้งานได้ในโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อหาค่ากระแสผิดปกติสูงสุด และนำมาตั้งค่าเป็นเวลาในการทำงาน [17] โดยอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟส จะตั้งค่ากระแสไฟฟ้าเริ่มทำงาน ($I_{pick-up}$) ไว้ที่ 150% ของค่ากระแสพิภักัดหม้อแปลงไฟฟ้า (I_{rated}) ส่วนอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์ จะตั้งค่ากระแสไฟฟ้าเริ่มทำงานไว้ที่ 30% ของค่ากระแสพิภักัดหม้อแปลงไฟฟ้า เมื่อเกิดกระแสผิดปกติระหว่างเฟส หรือ เฟสลงกราวด์ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่ด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินจะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและปลดวงจรออกที่เวลา 1.5 วินาที ส่วนด้านแรงดันไฟฟ้าสูงจะทำงานที่ 2 วินาที ยกเว้นหม้อแปลงไฟฟ้า 500/230/22kV จะทำงานที่ 1 และ 1.5 วินาทีตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 การตั้งค่าเวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน [17]

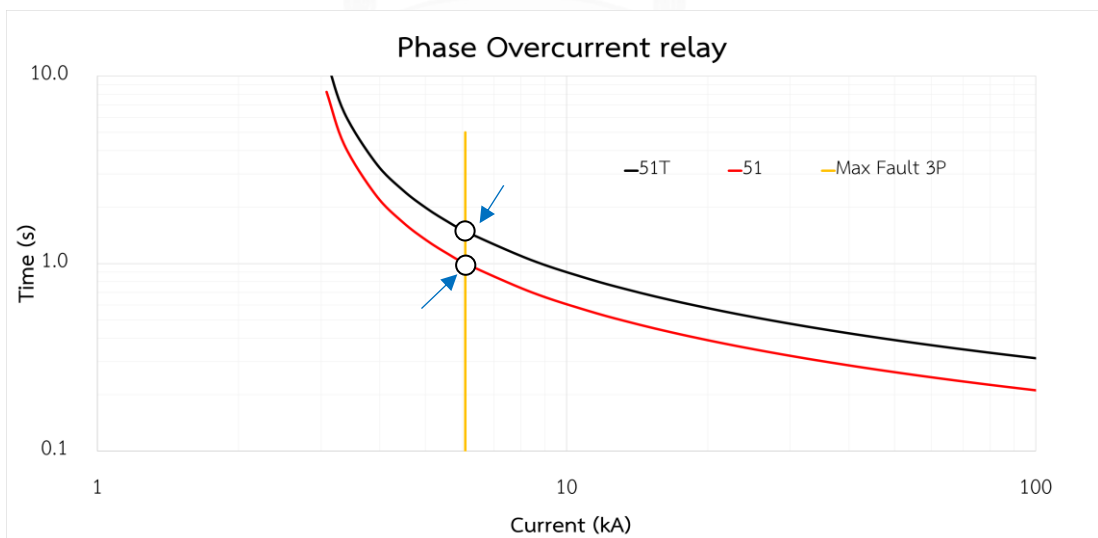
โดยกฟผ. จะมีการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินใหม่ทุกปี หรือทุกครั้งที่มีการนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งาน หรือปลดอุปกรณ์ที่มีอยู่เดิมออก และทำให้ค่ากระแสผิดพลาดสูงสุดที่เกิดขึ้นเปลี่ยนแปลงมากเกินกว่า 10 % [17] ซึ่งกราฟเวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินจะใช้แบบ Standard Inverse (SI) ตามสมการ

$$t = \frac{TD \times 0.14}{\left[\frac{I_f}{I_{pick-up}}\right]^{0.02} - 1} \quad (2.1)$$

และ

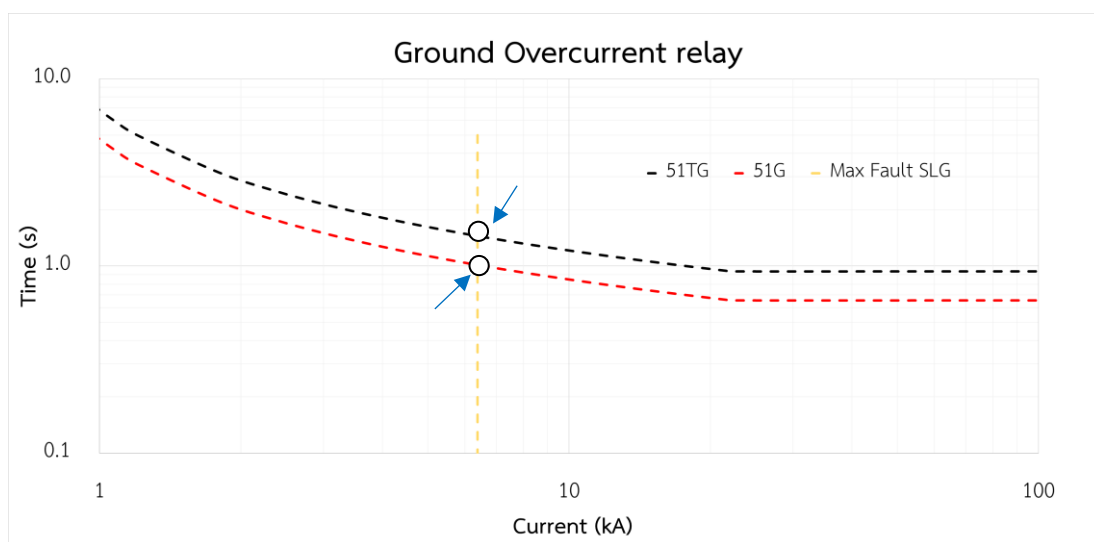
- t = เวลาที่อุปกรณ์ทำงาน
- TD = ตัวคูณเวลา (Time Dial) เพื่อปรับกราฟ
- I_f = ค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้น
- $I_{pick-up}$ = ค่ากระแสไฟฟ้าที่อุปกรณ์เริ่มทำงาน

เมื่อใช้มาตรฐาน Standard Inverse จากสมการ (2.1) และวิธีการตั้งค่าเวลาการทำงานจากรูปที่ 2.4 มาวาดกราฟการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับหม้อแปลง 500/230/22kV ในขณะที่เกิดกระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 3 เฟส (Max 3-Phase Fault) จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟสด้านแรงดันไฟฟ้าสูงของหม้อแปลงไฟฟ้า จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและสั่งปลดวงจรรอกที่เวลา 1.5 วินาที ส่วนด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำของหม้อแปลงไฟฟ้า จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและสั่งปลดวงจรรอกที่เวลา 1 วินาที ดังแสดงในรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 กราฟเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟส [17]

ในทำนองเดียวกันเมื่อเกิดกระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 1 เฟสลงดิน (Max SLG Fault) จะพบว่า อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์ด้านแรงดันไฟฟ้าสูงของหม้อแปลงไฟฟ้า จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและสั่งปลดวงจรออกที่เวลา 1.5 วินาที ส่วนด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำของหม้อแปลงไฟฟ้า จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและสั่งปลดวงจรออกที่เวลา 1 วินาที ดังแสดงในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 กราฟเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์ [17]

2.3 การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าจะพิจารณาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก ซึ่งจะ เป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยหลักการที่ใช้ในการพิจารณาเพื่อเลือกลำดับในการเดินเครื่อง โรงไฟฟ้าก่อน-หลัง คือ เลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนในการผลิตต่ำก่อน จากนั้นพิจารณา ปริมาณแก๊สจากแหล่งแก๊สต่างๆ และพิจารณาปริมาณน้ำสะสมที่มีอยู่ในอ่างเก็บน้ำจากเขื่อนต่างๆ [18] ดังแสดงในตารางที่ 2.1 โดยจำนวนของโรงไฟฟ้าจะมีผลต่อค่ากระแสผิดพลาดที่เพิ่มขึ้นโดยตรง นอกจากนี้ลำดับการเดินเครื่องจะสะท้อนถึงตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันที่จะได้รับผลกระทบ

ตารางที่ 2.1 ลำดับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า

ลำดับ	หลักเกณฑ์การพิจารณา
1	ต้นทุนในการผลิตต่ำ
2	ปริมาณแก๊สจากแหล่งแก๊สตะวันออกเฉียงเหนือ ≥ 33 ล้านลูกบาศก์ฟุต ต่อวัน
3	ปริมาณแก๊สจากแหล่งแก๊สตะวันออก ≥ 150 ล้านลูกบาศก์ฟุต ต่อวัน
4	ปริมาณน้ำที่อ่างเก็บน้ำเขื่อนภาคตะวันออกเฉียงเหนือ $\geq 1,460$ ล้านลูกบาศก์เมตร ต่อวัน
5	ปริมาณน้ำที่อ่างเก็บน้ำเขื่อนภาคกลาง $\geq 13,460$ ล้านลูกบาศก์เมตร ต่อวัน
6	ปริมาณแก๊สจากแหล่งแก๊สตะวันตก ≥ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุต ต่อวัน

การปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในโครงข่ายไฟฟ้า เป็นอีกหนึ่งสาเหตุที่ทำให้กระแสผิดพลาดเกิดการเปลี่ยนแปลง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องศึกษาหาปริมาณการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย เพื่อให้มีความเหมาะสม จึงจะสามารถนำไปวิเคราะห์เพื่อค่าค่ากระแสผิดพลาดที่มีความถูกต้อง และนำไปปรับตั้งเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินอย่างแม่นยำ ซึ่งในส่วนของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserves ; SR) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [18] สามารถหาได้จากผลต่างของกำลังผลิตสูงสุดและกำลังผลิตที่ผลิตอยู่ ณ ขณะนั้น โดยกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมสำหรับโครงข่ายไฟฟ้านั้นจะต้องมีมากกว่าหรือเท่ากับกำลังผลิตสูงสุดของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุด 1 หน่วย ที่เดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าอยู่ขณะนั้นตามสมการ

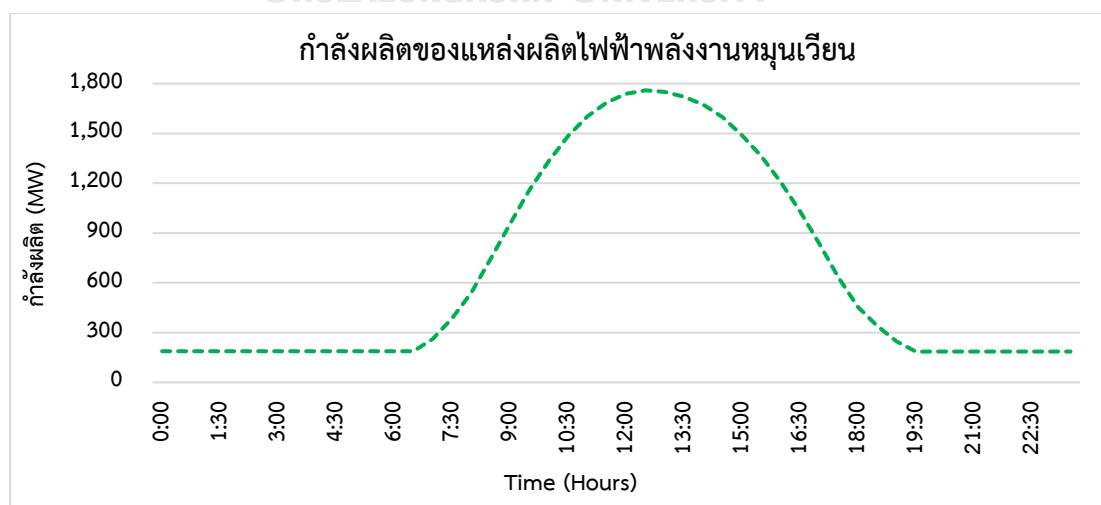
$$SR \geq \max(\mu_i' P^{\max}) \quad (2.2)$$

เมื่อ

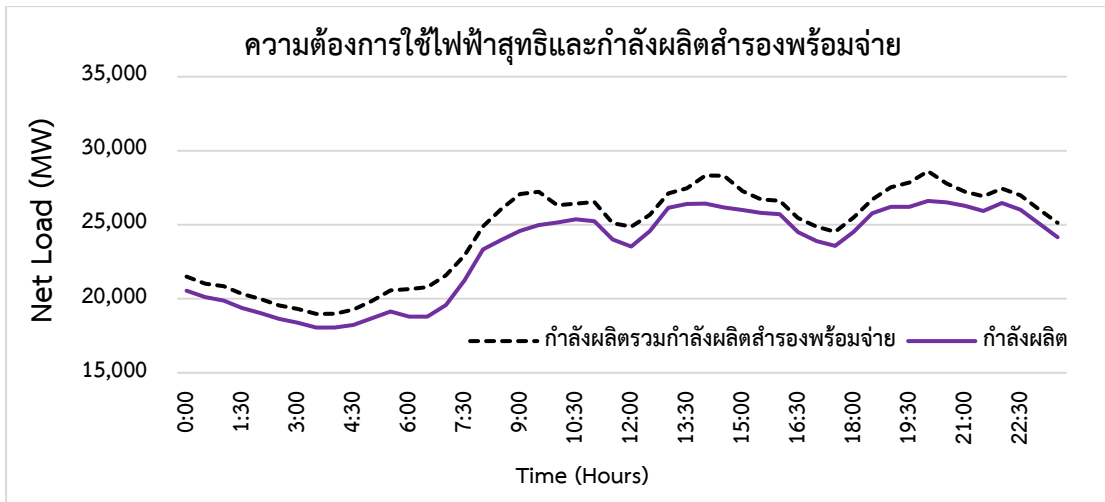
SR = กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (MW)

$\mu_i' P^{\max}$ = กำลังผลิตสูงสุดของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุด หน่วยที่ i ณ เวลา t (MW)

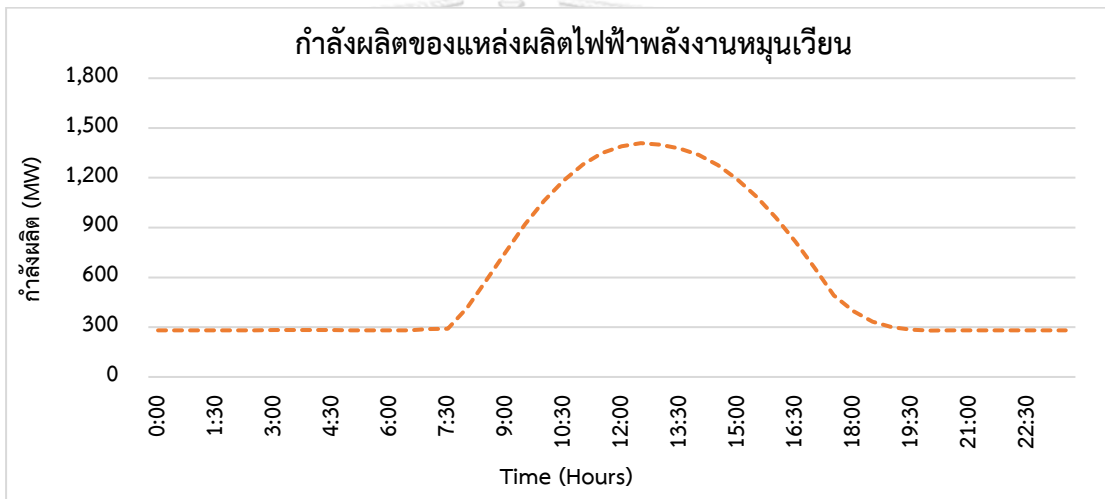
โดยเมื่อนำข้อมูลกำลังผลิตของวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบปี 2562 [19] มาวาดกราฟเพื่อเปรียบเทียบกับกำลังผลิตรวมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย ที่มีกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ดังแสดงในรูปที่ 2.7 จะได้กราฟ ดังแสดงในรูปที่ 2.8 และเมื่อนำข้อมูลกำลังผลิตของวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในรอบปี 2562 [19] มาวาดกราฟเพื่อเปรียบเทียบกับกำลังผลิตรวมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย ที่มีกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ดังแสดงในรูปที่ 2.9 จะได้กราฟ ดังแสดงในรูปที่ 2.10 โดยอุปกรณ์ที่เป็นหัวใจสำคัญของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม คือ อินเวอร์เตอร์ที่จะทำการอธิบายในหัวข้อถัดไป



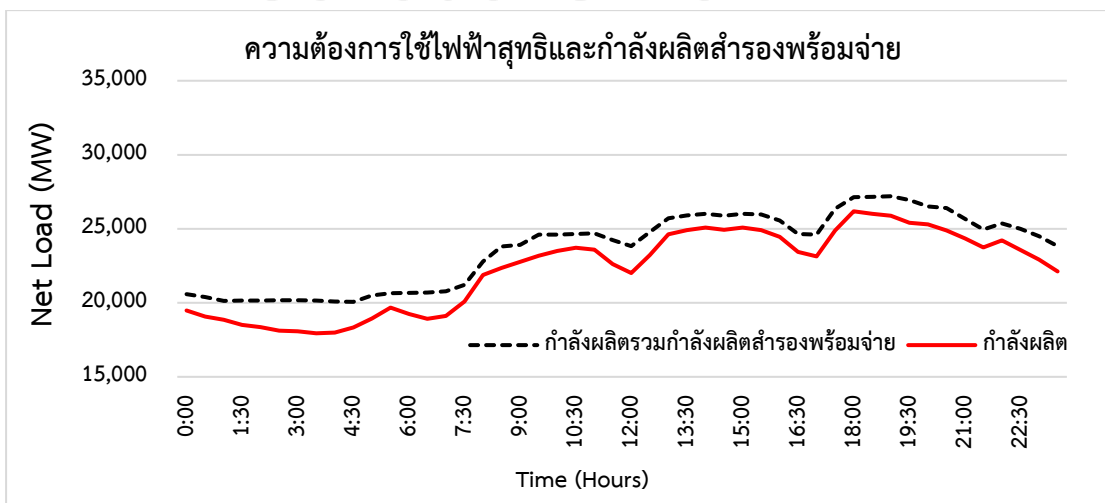
รูปที่ 2.7 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด



รูปที่ 2.8 กำลังผลิตและกำลังผลิตรวมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด



รูปที่ 2.9 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 2.10 กำลังผลิตและกำลังผลิตรวมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด

ซึ่งกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของประเทศไทยนั้น ไม่ได้มีการสำรองไว้สำหรับกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เมื่อทำการศึกษาค้นคว้าจึงทำให้พบว่า ศูนย์ปฏิบัติการด้านพลังงานทดแทนแห่งชาติของกระทรวงพลังงานสหรัฐอเมริกา (NREL) [13] ได้มีการประมาณค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมไว้ดังสมการ

$$SR = 3 \times \sqrt{\left(\frac{1.5\% \text{ Hourly Load}}{3}\right)^2 + (\sigma_{WST}(\text{Hourly Wind}))^2 + (\sigma_{SST}(\text{Hourly Solar}))^2} \quad (2.3)$$

เมื่อ

- SR = กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (MW)
 σ_{WST} = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังการผลิตจากพลังงานลม
 σ_{SST} = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์

หรือหากคิดเฉพาะกำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจะได้ดังสมการ

$$SR_{WS} = \sqrt{(\sigma_{WST}(\text{Hourly Wind}))^2 + (\sigma_{SST}(\text{Hourly Solar}))^2} \quad (2.4)$$

เมื่อ

- SR_{WS} = กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ (MW)
 σ_{WST} = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังการผลิตจากพลังงานลม
 σ_{SST} = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์

โดยการคิดส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานนั้นคิดจากสูตร

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (X_i - \bar{X})^2}{N}} \quad (2.5)$$

เมื่อ

- σ = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
 X_i = กำลังการผลิต ณ เวลานั้นๆ
 \bar{X} = กำลังการผลิตเฉลี่ยในหนึ่งชั่วโมง
 N = จำนวนของกำลังการผลิตที่นำมาคิดส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

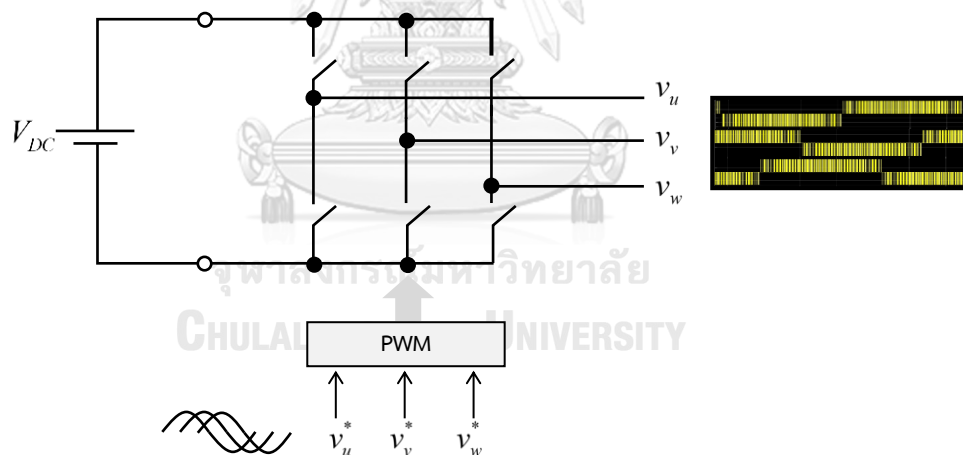
โดยส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานนั้นคิดจากค่ากำลังการผลิตย้อนหลัง 1 ชั่วโมง ซึ่งใช้ข้อมูลกำลังการผลิตทุก 10 นาที และหากนำกำลังการผลิตสำรองพร้อมจ่ายของประเทศไทยมาประยุกต์ใช้จะได้ดังสมการ

$$SR = 3 \times \sqrt{\left(\frac{\max(\mu, P^{\max})}{3}\right)^2 + (\sigma_{WST}(\text{Hourly Wind}))^2 + (\sigma_{SST}(\text{Hourly Solar}))^2} \quad (2.6)$$

2.4 การควบคุมอินเวอร์เตอร์สำหรับพลังงานหมุนเวียน

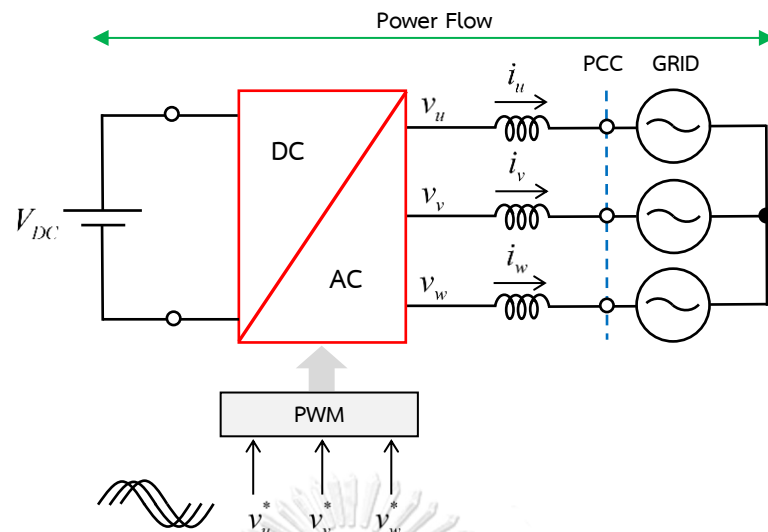
อินเวอร์เตอร์มีหน้าที่ในการแปลงผันกำลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า ในการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องทราบถึงลักษณะสมบัติของอินเวอร์เตอร์ที่ทำงานร่วมกับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เนื่องจากลักษณะสมบัติของอินเวอร์เตอร์เมื่อเชื่อมต่อกับโครงข่ายจะขึ้นอยู่กับโครงสร้างของวงจรอินเวอร์เตอร์ และวิธีการควบคุม ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง โครงสร้างพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า และวิธีการควบคุมอินเวอร์เตอร์ใน 2 โหมดหลักๆ คือ โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า และโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า ทั้งนี้ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า จะสามารถพิจารณาให้อินเวอร์เตอร์มีลักษณะสมบัติเหมือนแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า และในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า จะสามารถพิจารณาให้อินเวอร์เตอร์มีลักษณะสมบัติเหมือนแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ซึ่งคุณสมบัติของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์นี้ จะทำให้สามารถวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในโครงข่ายไฟฟ้าได้ดังจะกล่าวในบทถัดไป

2.4.1 โครงสร้างพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 2.11 วงจรอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส

รูปที่ 2.11 แสดงถึงโครงสร้างของวงจรอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส แบบแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า (Voltage-Source Inverter) ที่มีด้านเข้าเป็นแรงดันไฟตรง (V_{DC}) และด้านออกเป็นแรงดันไฟสลับ (v_u, v_v, v_w) กระบวนการสร้างแรงดันด้านออกจะอาศัยเทคนิคการมอดูเลตแบบปรับความกว้างพัลส์ (Pulse Width Modulation; PWM) ที่รับแรงดันคำสั่ง (v_u^*, v_v^*, v_w^*) มาจากส่วนควบคุม ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อถัดไป แรงดันด้านออกของอินเวอร์เตอร์ (v_u, v_v, v_w) จึงรูปคลื่นเป็นสัญญาณ PWM ด้วยเช่นกัน



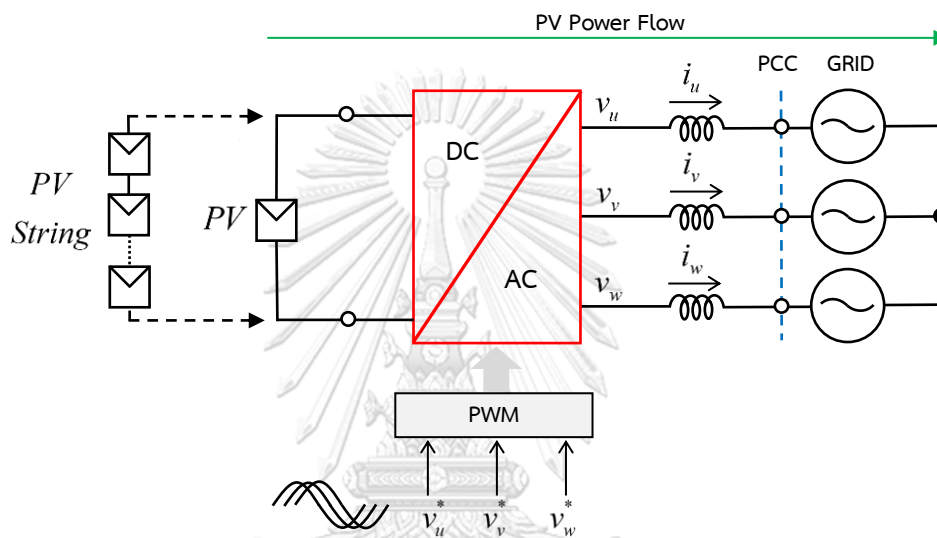
รูปที่ 2.12 โครงสร้างของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid-Connected Inverter)

รูปที่ 2.12 แสดงถึงโครงสร้างของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid-Connected Inverter) ในส่วนด้านออกของอินเวอร์เตอร์จะมีตัวเหนี่ยวนำต่ออยู่ เพื่อทำหน้าที่กรององค์ประกอบความถี่สูงของแรงดันพีดีบีเอ็มก่อนเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า ตัวเหนี่ยวนำนี้มีส่วนสำคัญในการกำหนดลักษณะสมบัติของอินเวอร์เตอร์ที่จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า (Point of Common Coupling ; PCC) ในสภาวะปกติอินเวอร์เตอร์มีหน้าที่แปลงผันกำลังงานจริง (P) ให้ไหลเข้า หรือออกที่จุดเชื่อมต่อ รวมถึงยังสามารถทำให้เกิดการไหลของกำลังรีแอกทีฟ (Q) ระหว่างอินเวอร์เตอร์และโครงข่ายไฟฟ้าได้ ซึ่งการกำหนดการไหลกำลังจริง และกำลังรีแอกทีฟจะอาศัยการควบคุมอินเวอร์เตอร์

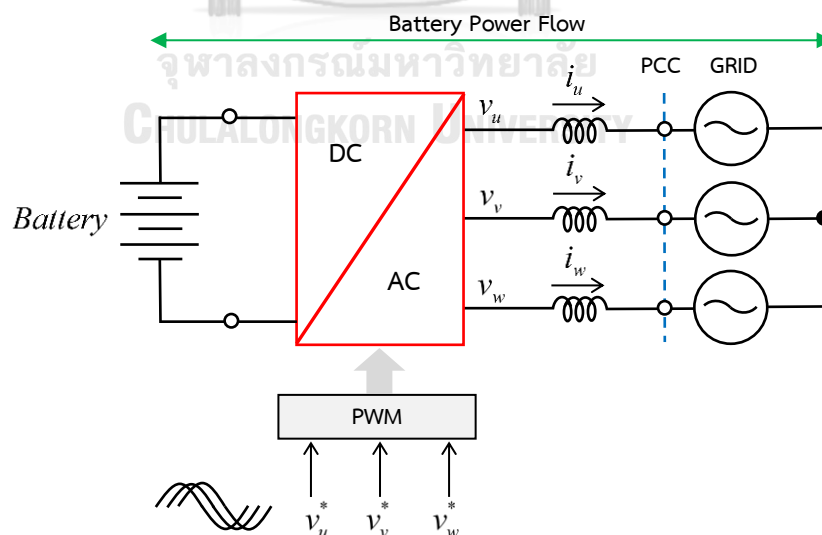
โครงสร้างของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าที่ประยุกต์กับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จะแสดงดังรูปที่ 2.13-2.15 เนื่องจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เป็นแรงดันไฟตรง จึงสามารถเชื่อมต่อที่ด้านเข้า (ไฟตรง) ของอินเวอร์เตอร์ได้โดยตรง ดังรูปที่ 2.13-2.14 สำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม การเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์จะขึ้นกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งในทางปฏิบัติโดยส่วนใหญ่จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ โดยรูปที่ 2.15 แสดงถึงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนัส โดยการเชื่อมต่อที่ด้านเข้ากับอินเวอร์เตอร์จะต้องมีคอนเวอร์เตอร์อีกชุดหนึ่ง เพื่อทำหน้าที่แปลงผันแรงดันไฟสลับเป็นแรงดันไฟตรงก่อน ซึ่งคอนเวอร์เตอร์ที่นิยมใช้กันเป็นส่วนใหญ่คือ คอนเวอร์เตอร์เรียงกระแสแบบพีดีบีเอ็ม (PWM Rectifier) เมื่อพิจารณาคอนเวอร์เตอร์ทั้ง 2 ชุดพร้อมๆกันคือ ทั้งคอนเวอร์เตอร์เรียงกระแสแบบพีดีบีเอ็ม และอินเวอร์เตอร์ จะทำให้สามารถนิยามคอนเวอร์เตอร์ขึ้นใหม่ได้ และจะเรียกว่า คอนเวอร์เตอร์แบบหลังชนหลัง (Back-to-Back

Converter) อาจกล่าวได้ว่าคอนเวอร์เตอร์แบบหลังชนหลังนี้เป็น คอนเวอร์เตอร์ที่ทำหน้าที่แปลงผันระหว่าง ไฟสลับ-ไฟสลับ นั่นเอง

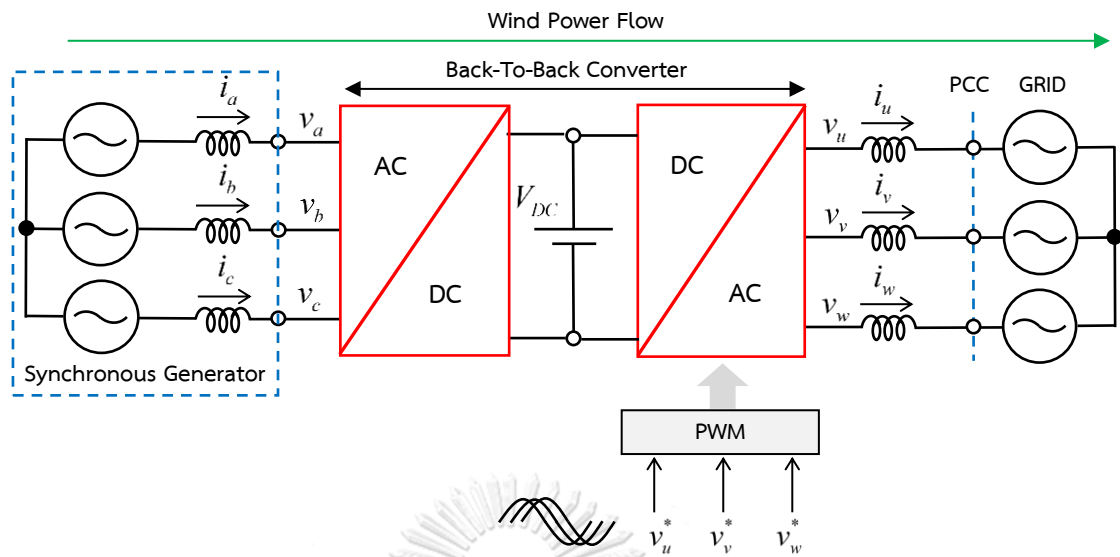
โดยรูปที่ 2.13-2.15 จะเห็นได้ว่าหากพิจารณาที่จุดเชื่อมต่อโครงข่าย PCC อินเวอร์เตอร์ของทั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จะมีลักษณะคุณสมบัติเหมือนกัน และในการวิเคราะห์กระแสสลับวงจร จะสามารถใช้วงจรสมมูลเหมือนกันได้ โดยอาจเป็นแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า หรือแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า ซึ่งขึ้นอยู่กับวิธีการควบคุมอินเวอร์เตอร์ที่จะกล่าวในหัวข้อถัดไป



รูปที่ 2.13 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 2.14 ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ชนิดอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 2.15 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมชนิดอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า

2.4.2 การควบคุมอินเวอร์เตอร์

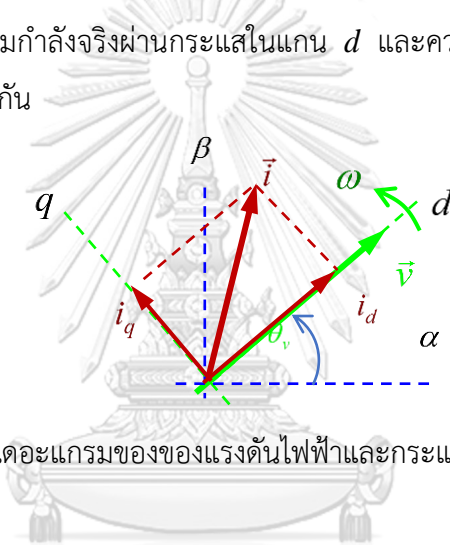
การควบคุมอินเวอร์เตอร์สามารถแยกได้เป็น 2 โหมด ได้แก่ โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า (Current-Controlled Mode) และ โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage-Controlled Mode) โดยส่วนใหญ่แล้วแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะใช้อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าเกือบทั้งหมด สำหรับโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะมีประยุกต์ใช้กับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เช่น แหล่งจ่ายไฟแบบไม่ตัดตอน (Uninterrupted Power Supply; UPS) หรือระบบไมโครกริด หากพิจารณาในประเด็นของกระแสผิดพลาด โหมดควบคุมแต่ละโหมดมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไป ข้อดีของโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า คือ อินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายกระแสผิดพลาดเท่ากับค่าพิกัดให้แก่โครงข่ายได้โดยไม่ขึ้นกับตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาด ในขณะที่ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า กระแสผิดพลาดที่อินเวอร์เตอร์ป้อนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาด กล่าวอีกนัยหนึ่ง คือในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้ากระแสผิดพลาดจะขึ้นกับอิมพีแดนซ์ของโครงข่ายไฟฟ้า และอาจทำให้กระแสผิดพลาดมีขนาดน้อยกว่าค่าพิกัด อย่างไรก็ตาม ข้อด้อยของโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า คือ อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถจ่ายกระแสผิดพลาดดับบวกและลัดลบได้อย่างเหมาะสมเมื่อมีความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรเกิดขึ้น เนื่องจากไม่ทราบค่าอิมพีแดนซ์ของโครงข่ายไฟฟ้า และยังผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้าลัดลบที่สูงขึ้น ในขณะที่ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์จะมีพฤติกรรมเหมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส หรือแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า ซึ่งสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าลัดบวกและลัดลบให้สอดคล้องกับอิมพีแดนซ์ลัดบวกและลัดลบที่เกิดขึ้นจากความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรได้

2.4.2.1 อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า

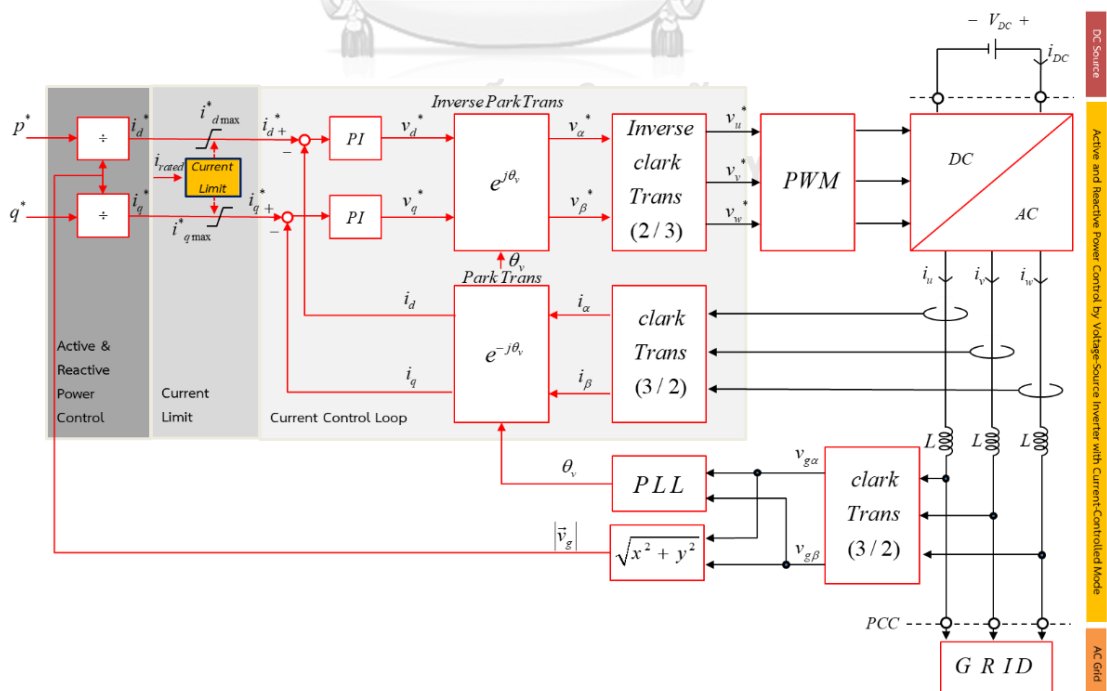
การควบคุมกำลังจริง (p^*) และกำลังรีแอกทีฟ (q^*) ของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าจะพิจารณาจากสมการ

$$\vec{s} = \vec{v} \cdot \vec{i}^* = (v_d + j0) \cdot (i_d + ji_q)^* = \overbrace{v_d i_d}^p - \overbrace{jv_d i_q}^q \quad (2.7)$$

และสเปซเวกเตอร์ในรูปที่ 2.16 การควบคุมกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟจะอาศัยการควบคุมกระแสไฟฟ้าที่อ้างอิงกับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ โดยกำหนดให้แกน d ชี้ในทิศทางเดียวกับเวกเตอร์แรงดัน และแกน q อยู่ในทิศตั้งฉากกับแกน d สมการที่ (2.7) แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่าง กระแสในองค์ประกอบแกน d กับกำลังจริง และกระแสในองค์ประกอบในแกน q กับกำลังรีแอกทีฟ กล่าวอีกนัยคือ เราสามารถควบคุมกำลังจริงผ่านกระแสในแกน d และควบคุมกำลังรีแอกทีฟผ่านกระแสในแกน q ได้อย่างอิสระต่อกัน



รูปที่ 2.16 เวกเตอร์ไดอะแกรมของของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์



รูปที่ 2.17 บล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า

รูปที่ 2.17 แสดงถึงบล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า โดยมีส่วนประกอบหลักดังนี้

- ส่วนตรวจจับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ พร้อมกับเฟสล็อกลูป (Phase-Locked Loop; PLL) ส่วนนี้จะให้ข้อมูลขนาด ($|V_g|$) และ ความถี่ (ω) และมุมของเวกเตอร์แรงดัน (θ_v) ซึ่งเป็นมุมอ้างอิงสำหรับการควบคุมกระแสไฟฟ้า
- ส่วนตรวจจับกระแส จะอาศัยมุมของแรงดัน (θ_v) และการแปลงแบบพาร์ก (Park Transformation) เพื่อแปลงกระแสให้อยู่ในองค์ประกอบ ($d-q$) พร้อมกับป้อนกลับไปยังส่วนควบคุมกระแสไฟฟ้า
- ส่วนควบคุมกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ ส่วนนี้จะอาศัยความสัมพันธ์ในสมการที่ (2.1) ในการคำนวณค่ากระแสคำสั่งในแต่ละองค์ประกอบ ($d-q$) ทั้งนี้จะอาศัยข้อมูลขนาดแรงดันจากส่วนตรวจจับแรงดันก่อนหน้าคำนวณค่ากระแสคำสั่ง
- ส่วนจำกัดค่ากระแสคำสั่ง (Current Limit) จะจำกัดขนาดกระแสคำสั่งไว้ไม่ให้เกินพิกัดของอินเวอร์เตอร์
- วงรอบควบคุมกระแสไฟฟ้า จะใช้ตัวควบคุมแบบ PI สำหรับควบคุมกระแสในแต่ละองค์ประกอบ โดยสัญญาณด้านออกของตัวควบคุมแบบ PI เป็นสัญญาณแรงดันคำสั่งให้แก่อินเวอร์เตอร์ (v_u^*, v_v^*, v_w^*)

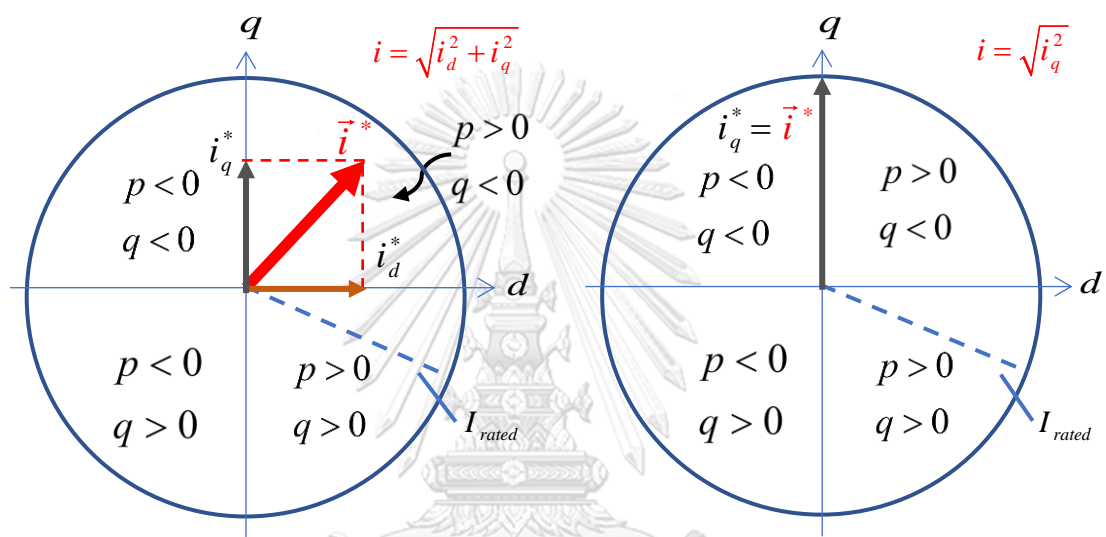
หลักการควบคุมของอินเวอร์เตอร์ที่กล่าวข้างต้น จะมีผลตอบสนองทางพลวัตที่รวดเร็วมก จึงสามารถตอบสนองต่อสภาวะชั่วคราว ขณะที่มีการเกิดความผิดปกติหรือขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้าได้ดี จากองค์ประกอบต่างๆของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ ส่วนประกอบสำคัญที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรคือ ส่วนจำกัดค่ากระแสคำสั่งของอินเวอร์เตอร์ (Current Limit) ซึ่งจะขอกกล่าวส่วนนี้ในรายละเอียดเพื่อเชื่อมโยงไปยังวงจรมูลของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรต่อไป

รูปที่ 2.18 ก) แสดงถึงกระแสคำสั่งของอินเวอร์เตอร์ ในสภาวะการทำงานปกติ เวกเตอร์กระแสคำสั่งจะอยู่ถูกจำกัดไว้ไม่ให้เกินพิกัด อย่างไรก็ตาม ในสภาวะที่เกิดความผิดปกติในโครงข่ายไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์ต้องทำงานตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อ โดยกระแสคำสั่งจะมีเฉพาะองค์ประกอบในแกน q เพื่อจ่ายกำลังรีแอกทีฟเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.18 ข) ทั้งนี้ปริมาณกระแสในแกน q ที่จ่ายในสภาวะนี้จะแตกต่างกันไป ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของแต่ละประเทศ อาทิเช่น ประเทศเยอรมัน และจีน จะกำหนดปริมาณของกระแสในแกน q จะแปรผกผันกับระดับแรงดัน และ

จ่ายถึงกระแสถึงค่าพิกัดเมื่อขนาดแรงดันมีค่าน้อยกว่า 10% เป็นต้น สำหรับข้อกำหนดของประเทศ
ไทยโดยตามระเบียบของ กฟภ. ไม่ได้มีการกำหนดปริมาณกระแสไฟฟ้าเอาไว้ ดังนั้นในการวิเคราะห์
กระแสลัดวงจรในวิทยานิพนธ์นี้จะถือว่าอินเวอร์เตอร์จะจ่ายกระแสในแกน q เท่ากับค่าพิกัดของ
อินเวอร์เตอร์ โดยจะเห็นได้ว่าส่วนจำกัดกระแสค่าสิ่งที่ค่าพิกัดนี้ ทำให้กระแสผิตพรองของแหล่งผลิต
ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์มีค่าลดลง

**Passive Sign Convention

$p > 0$ = Absorbing Watts ; $p < 0$ = Supply Watts ; $q > 0$ = Absorbing Vars ; $q < 0$ = Supply Vars

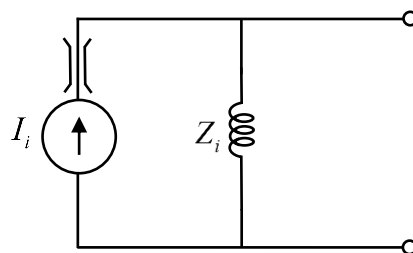


ก) สภาวะปกติ

ข) สภาวะเมื่อเกิดความผิตพรอง

รูปที่ 2.18 การจำกัดกระแส (Current Limit) ของอินเวอร์เตอร์

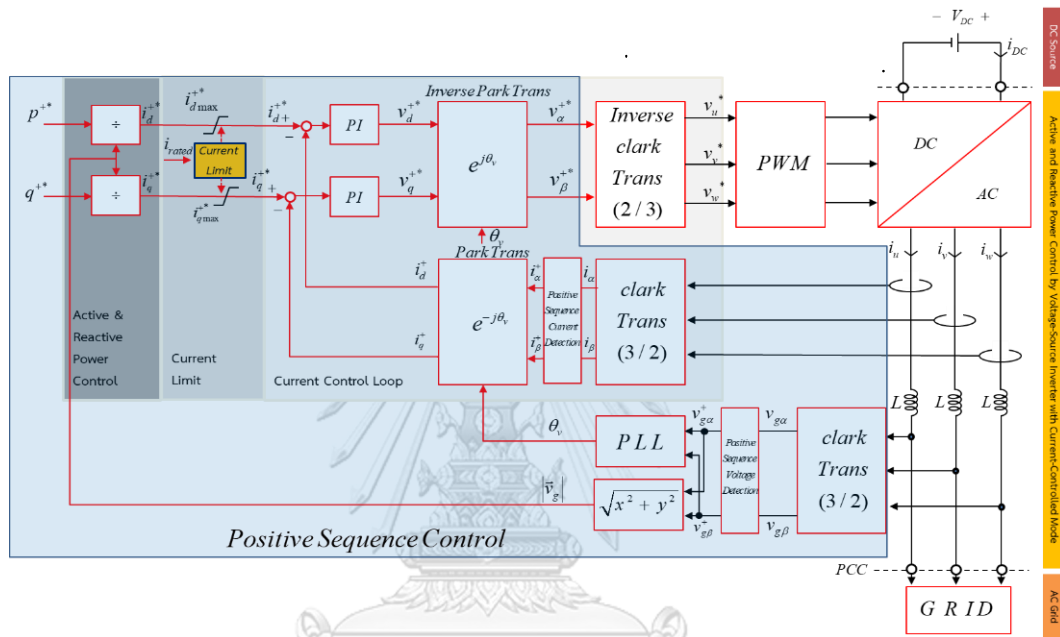
จากแนวคิดของโหมตควบคุมกระแสไฟฟารวมถึงการจำกัดกระแสของอินเวอร์เตอร์ จะทำให้
สามารถเขียนวงจรมูลของอินเวอร์เตอร์ได้ดังรูปที่ 2.19 ที่ประกอบด้วยจ่ายกระแสไฟฟ้าหนึ่งตัว (I_i)
ต่อขนานกับอิมพีแดนซ์หนึ่งตัว (Z_i) ซึ่งจะสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เพื่อหากระแสลัดวงจร
ได้ในบทัดไป



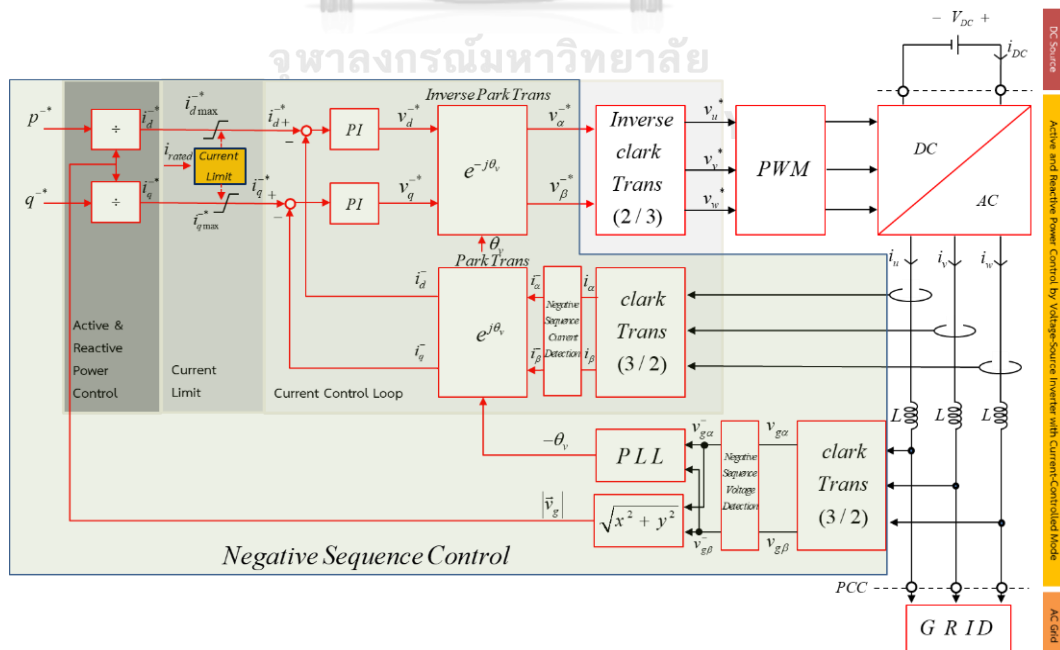
รูปที่ 2.19 วงจรมูลของอินเวอร์เตอร์ในโหมตควบคุมกระแสไฟฟ้า

2.4.2.2 อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ

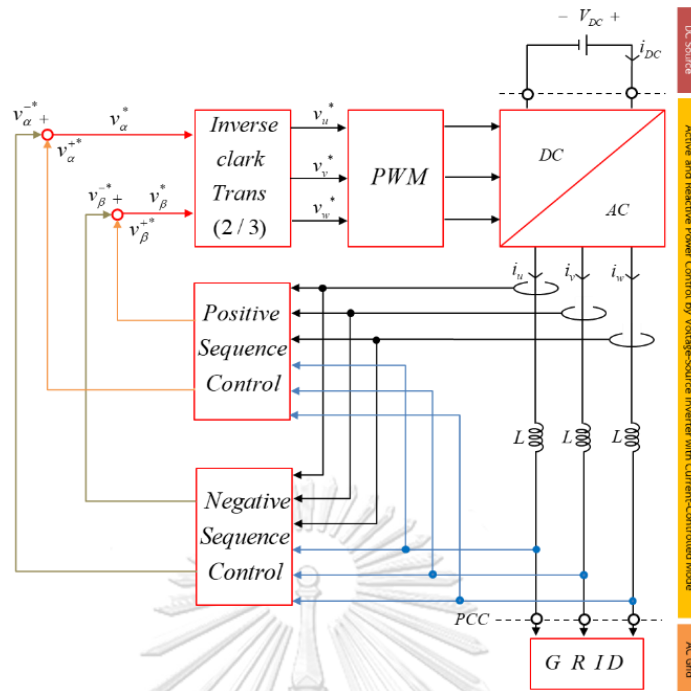
ในกรณีที่เราให้ความสำคัญต่อการจ่ายกระแสผิดพลาดในโครงข่ายไฟฟ้า ข้อต่อที่สำคัญของโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าในหัวข้อ 2.4.2.1 คืออินเวอร์เตอร์จะจ่ายกระแสผิดพลาดเฉพาะลำดับบวก (Positive-Sequence Fault Current) เท่านั้น ซึ่งไม่รองรับในกรณีที่เกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรที่ต้องการให้อินเวอร์เตอร์ป้อนกระแสผิดพลาดลำดับลบ (Negative-Sequence Fault Current) เพื่อลดทอนปริมาณแรงดันลำดับลบที่จะเกิดขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า



ก) บล็อกไดอะแกรมการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าลำดับบวก



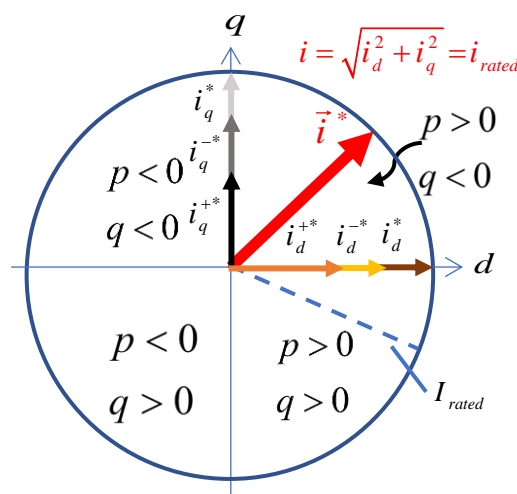
ข) บล็อกไดอะแกรมการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าลำดับลบ



ค) บล็อกไดอะแกรมการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลบ

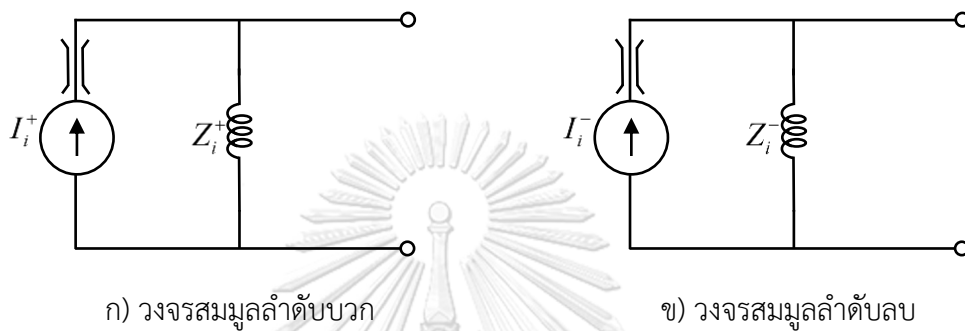
รูปที่ 2.20 บล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า

จากโครงสร้างการควบคุมของอินเวอร์เตอร์ในรูปที่ 2.17 สามารถเพิ่มเติมส่วนควบคุมกระแสลำดับลบได้ดังแสดงในรูปที่ 2.20 ซึ่งจะเห็นได้ว่าการควบคุมยังคงใช้โครงสร้างหลักของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในรูปที่ 2.17 โดยได้เพิ่มส่วนควบคุมของกระแสลำดับลบซึ่งมีตัวควบคุม PI แยกออกมาอีก 1 ชุด และในการตรวจจับกระแสลำดับลบจะทำการแปลงแบบพาร์กที่มุมอ้างอิงของแรงดันในทิศตามเข็มนาฬิกา ($-\theta_v$) สำหรับการจำกัดกระแสคำสั่งนั้น กระแสคำสั่งลำดับบวกและลำดับลบจะต้องรวมกันแล้วอยู่ภายในพิสัยของอินเวอร์เตอร์ดังแสดงในรูปที่ 2.21



รูปที่ 2.21 การจำกัดกระแสของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลำดับลบ

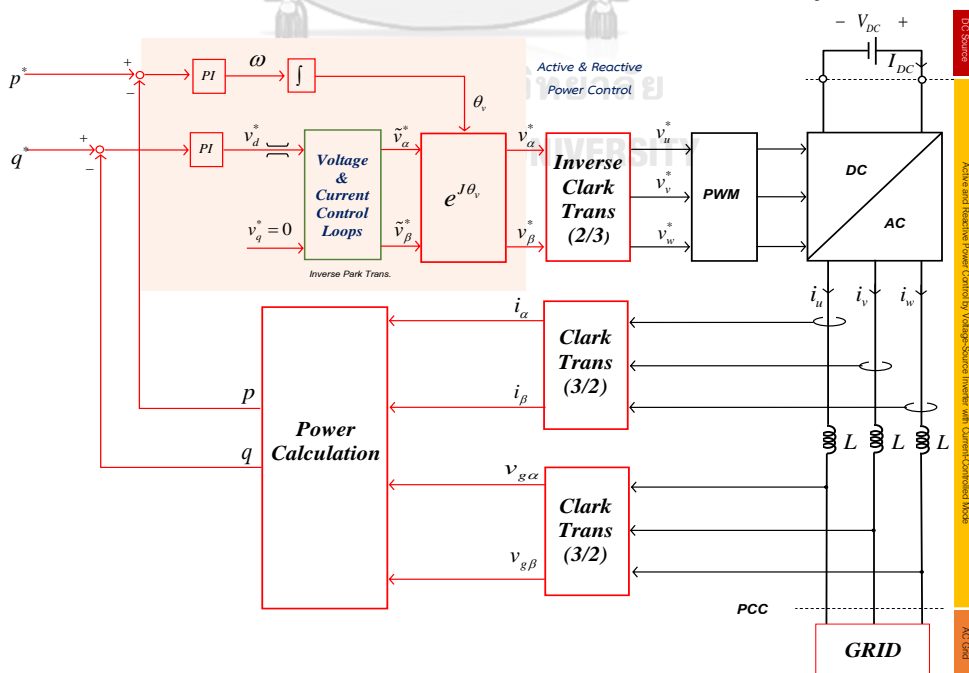
ถึงแม้ว่าอินเวอร์เตอร์จะสามารถป้อนกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลำดับลบได้ แต่ข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์แบบควบคุมกระแสไฟฟ้าคือ การแบ่งสัดส่วนระหว่างกระแสลำดับบวกและลำดับลบให้สอดคล้องกับค่าอิมพีแดนซ์ของโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดปกติ โดยวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดให้กระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลำดับลบมีขนาดเท่ากัน ($i_q^{+*} = i_q^{-*}$) สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ ซึ่งจะเขียนวงจรมุมูลของอินเวอร์เตอร์ได้ดังรูปที่ 2.22



รูปที่ 2.22 วงจรมุมูลของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ

2.4.2.3 อินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดัน

โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะทำให้อินเวอร์เตอร์มีพฤติกรรมเหมือนแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า กำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟจะถูกควบคุมผ่านความถี่และแรงดันตามลำดับ โดยการควบคุมจะคล้ายกับหลักการควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ดังแสดงในรูปที่ 2.23



รูปที่ 2.23 บล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า

รูปที่ 2.23 แสดงถึงบล็อกไดอะแกรมของการควบคุมอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า โดยมีส่วนประกอบหลักดังนี้

- ส่วนตรวจจับแรงดันและกระแสที่จุดเชื่อมต่อ
- ส่วนคำนวณกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ จะอาศัยข้อมูลแรงดันและกระแสที่ตรวจจับได้ และสมการ (2.7)
- ส่วนควบคุมกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ จะใช้ตัวควบคุมแบบ PI โดยสัญญาณด้านออกของตัวควบคุมแบบ PI เป็นสัญญาณความถี่คำสั่ง และแรงดันคำสั่ง
- วงรอบควบคุมแรงดันและวงรอบกระแส โดยจะมีการจำกัดค่ากระแสคำสั่ง (Current Limit) ไว้ไม่ให้เกินพิกัดของอินเวอร์เตอร์ด้วยเช่นกัน

ในสถานะที่เกิดความผิดพลาด อินเวอร์เตอร์จะทำตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโดยกำหนดค่าคำสั่งของกำลังจริง (p^*) เท่ากับศูนย์ และค่าคำสั่งของกำลังรีแอกทีฟเท่ากับ (q^*) เท่ากับค่าพิกัดโวลต์-แอมป์ (Volt-Amp; VA) ของอินเวอร์เตอร์ และเนื่องด้วยส่วนจำกัดค่ากระแสคำสั่งภายในวงรอบควบคุมกระแส ทำให้อินเวอร์เตอร์จะจ่ายกระแสไม่เกินค่าพิกัด จากแนวคิดของโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า จะทำให้สามารถเขียนวงจรสมมูลได้ดังรูปที่ 2.24 ซึ่งจะเห็นได้ว่าวงจรสมมูลนั้น มีความคล้ายคลึงกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีวงจรสมมูลทั้งลำดับบวกและลำดับลบ โดยจะมีการจำกัดกระแสไว้ที่ค่าพิกัดของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรได้ในบดถัดไป



ก) วงจรสมมูลลำดับบวก

ข) วงจรสมมูลลำดับลบ

รูปที่ 2.24 วงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า

ตารางที่ 2.2 เปรียบเทียบลักษณะสมบัติของโหมดการควบคุมต่างๆของอินเวอร์เตอร์ในการจ่ายกระแสผิดพลาด จะเห็นได้ว่าหากพิจารณาเฉพาะปริมาณกระแสผิดพลาดที่จ่ายให้โครงข่ายไฟฟ้า โหมดการควบคุมกระแสไฟฟ้า และโหมดการควบคุมกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบมีคุณสมบัติที่ดีกว่าโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า แต่หากพิจารณาถึงการลดทอนแรงดันไฟฟ้าลำดับลบ โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้ามีคุณสมบัติที่ดีที่สุด กล่าวโดยสรุปคือ โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าจะเหมาะสมกับในกรณีที่เกิดความผิดพลาดแบบสมมาตร ซึ่งอินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายกระแสผิดพลาดได้เท่ากับพิกัดเสมอโดยไม่ขึ้นกับตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดในโครงข่ายไฟฟ้า ในขณะที่โหมดควบคุม

แรงดันไฟฟ้าจะเหมาะสมกับในกรณีที่เกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร ซึ่งอินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายทั้งกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลำดับลบให้สอดคล้องกับอิมพีแดนซ์ของโครงข่ายไฟฟ้าที่ไม่สมมาตรได้ ผลการจำลองการทำงานกับระบบส่งในบทที่ 4 และ 5 จะแสดงให้เห็นถึงลักษณะสมบัติของโหมดการควบคุมทั้ง 3 โหมดของอินเวอร์เตอร์นี้

ตารางที่ 2.2 ลักษณะสมบัติของโหมดการควบคุมต่างๆของอินเวอร์เตอร์ในการจ่ายกระแสผิดพลาด

การควบคุมของอินเวอร์เตอร์	ปริมาณกระแสผิดพลาดที่อินเวอร์เตอร์ป้อนเข้าโครงข่าย	การจ่ายกระแสลำดับลบ	การลดทอนแรงดันลำดับลบ
1) โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า	$= 100\%$ [†]	ไม่ได้	ไม่ดี
2) โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ	$= 100\%$	ได้	พอใช้
3) โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า	$\leq 100\%$	ได้	ดี

หมายเหตุ 100% คือค่าพิกัดกระแสของอินเวอร์เตอร์

บทที่ 3

หลักการพื้นฐานของการวิเคราะห์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความผิดปกติ หมายถึง ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจจะเกิดจากอุบัติเหตุ ความประมาท และจากผูปฏิบัติงานโดยตรง หรือจากปรากฏการณ์ทางธรรมชาติต่างๆ เช่น ฟ้าผ่า วัตภัย อุทกภัย ทำให้อิมพีแดนซ์ของระบบส่งไฟฟ้ามีค่าลดลง ส่งผลให้มีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านจุดที่เกิดความผิดปกติมากกว่าปกติหลายเท่า โดยทั่วไปจะเรียกว่า กระแสผิดปกติ (Fault Current) โดยการเกิดกระแสผิดปกติจะทำให้เกิดความเครียดทางความร้อน (Thermal stress) และความเครียดทางกล (Mechanical stress) ส่งผลให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบส่งไฟฟ้าเกิดความเสียหาย และอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สินของมนุษย์ ซึ่งการศึกษากระแสผิดปกติในระบบไฟฟ้าแรงสูงนั้นเป็นสิ่งจำเป็นที่จะต้องพิจารณาเป็นอันดับต้นๆ และสิ่งจำเป็นที่จะต้องเข้าใจ คือ 1) ประเภทของความผิดปกติ (Fault category) 2) องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component) และ 3) วงจรสมมูลของอุปกรณ์ (equivalent circuit) เนื่องจากเป็นสิ่งจำเป็นต้องใช้ในการวิเคราะห์หาค่ากระแสผิดปกติ หากระบบไฟฟ้าแรงสูงเกิดความผิดปกติจะทำให้เกิดการถ่ายเทพลังงานอย่างรุนแรงเกินพิกัดของอุปกรณ์ที่สามารถทนได้ ซึ่งจะทำให้เกิดเหตุการณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าตามมา เช่น แรงดันไฟฟ้าสูง หรือ แรงดันไฟฟ้าต่ำในบางกรณี และอาจจะทำให้อุปกรณ์เสียหายได้ โดยการศึกษากระแสผิดปกติจะเป็นการพิจารณาหาปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านอุปกรณ์ในโครงข่ายไฟฟ้า ในช่วงเวลาต่างๆ ซึ่งต้องกระทำเพื่อ

- ศึกษาความเพียงพอของอุปกรณ์ตัดตอนระบบไฟฟ้า คือ ฟิวส์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์
- ศึกษาการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกัน
- ศึกษาผลกระทบของกระแสผิดปกติต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า เช่น สายส่ง หม้อแปลง
- ศึกษาแรงดันไฟฟ้าต่ำที่มีผลเนื่องจากการเกิดกระแสผิดปกติ และมีผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้า
- คำนวณ และออกแบบระบบกราวด์

ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณา เฉพาะการเกิดความผิดปกติในโครงข่ายไฟฟ้า กรณี 3 เฟส และกรณี 1 ลงดิน อันมีสาเหตุมาจากการเสื่อมสภาพของฉนวน หรือการเกิดอุบัติเหตุต่างๆ โดยอ้างอิงแนวทางปฏิบัติจากองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า กฟผ. [16] เพื่อใช้ในการศึกษา

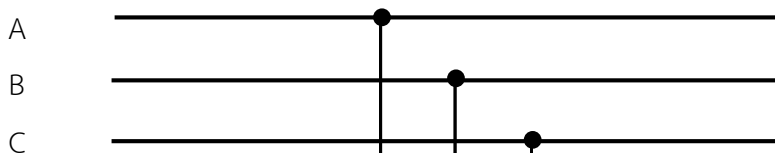
3.1 ประเภทของความผิดปกติ (Fault Category)

ความผิดปกติถูกแบ่งออกเป็น 2 ชนิดคือ ความผิดปกติแบบสมมาตร (Symmetrical Fault) และความผิดปกติแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical Fault) ตามลักษณะการลัดวงจรในโครงข่ายไฟฟ้า [3]

3.1.1 ความผิดปกติพร้อมแบบสมมาตร (Symmetrical Fault)

3.1.1.1 ความผิดปกติพร้อมชนิดสามเฟส (3-Phase Fault)

ความผิดปกติพร้อมชนิดนี้ส่วนใหญ่แล้วจะมีความรุนแรงมากที่สุดเมื่อเทียบกับความผิดปกติพร้อมชนิดอื่นๆ ซึ่งเกิดระหว่างสายเฟสกับสายเฟส ทุกเฟส ดังแสดงในรูปที่ 3.1 โดยขณะที่เกิดความผิดปกติพร้อมขึ้นนั้น แรงดันและกระแสไฟฟ้าจะมีความสมมาตรกัน



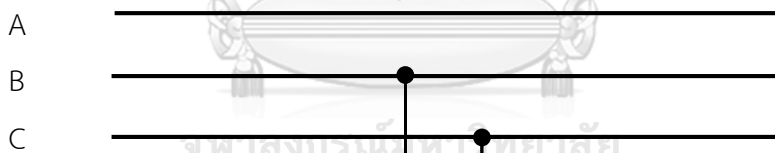
รูปที่ 3.1 ความผิดปกติพร้อมชนิดสามเฟส

3.1.2 ความผิดปกติพร้อมแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical Fault)

ความผิดปกติพร้อมแบบสมมาตรสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กรณีดังนี้

3.1.2.1 ความผิดปกติพร้อมชนิดสองเฟส (2-Phase Fault)

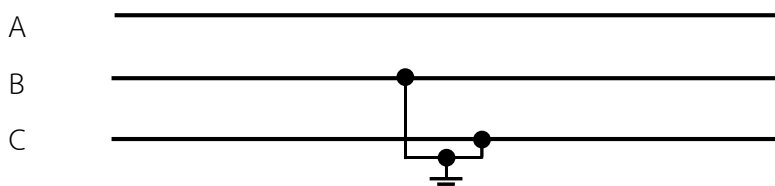
ความผิดปกติพร้อมชนิดนี้จะเกิดขึ้นระหว่างสายเฟสกับสายเฟส ซึ่งมีความรุนแรงรองลงมาจากความผิดปกติพร้อมชนิดสามเฟส โดยปกติตามทฤษฎีแล้วจะให้เกิดระหว่างเฟส B กับ เฟส C และให้เฟส A เป็น เฟสอ้างอิง ดังแสดงในรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 ความผิดปกติพร้อมชนิดสองเฟส

3.1.2.2 ความผิดปกติพร้อมชนิดสองเฟสลงดิน (2-Phase-To-Ground Fault)

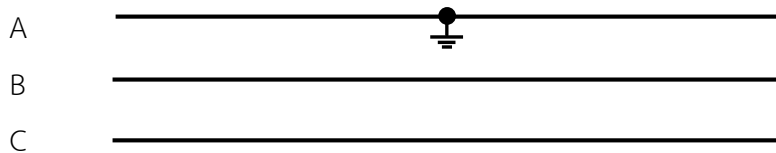
ความผิดปกติพร้อมชนิดนี้เกิดขึ้นระหว่างสายเฟสกับสายเฟส และมีการเชื่อมต่อกับดิน โดยปกติตามทฤษฎีแล้วจะให้เกิดระหว่างเฟส B กับ เฟส C และให้เฟส A เป็น เฟสอ้างอิง ดังแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ความผิดปกติพร้อมชนิดสองเฟสลงดิน

3.1.2.3 ความผิดปกติชนิดหนึ่งเฟสลงดิน (Single-Line-To-Ground Fault)

ความผิดปกติชนิดนี้เกิดระหว่างเฟสใดเฟสหนึ่งกับดิน และเป็นความผิดปกติที่มีโอกาสในการเกิดบ่อยที่สุดเมื่อเทียบกับความผิดปกติชนิดอื่นๆ โดยให้เฟส A เป็นเฟสอ้างอิง ดังแสดงในรูปที่ 3.4

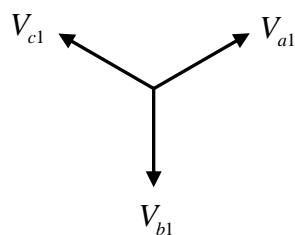


รูปที่ 3.4 ความผิดปกติชนิดหนึ่งเฟสลงดิน

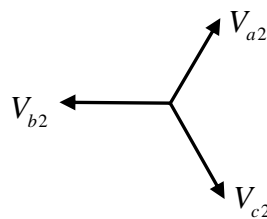
โดยวิทยานิพนธ์นี้จะอ้างอิงการนำค่ากระแสผิดปกติไปใช้งานสำหรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. [17] ซึ่งพิจารณาเฉพาะความผิดปกติชนิด 3 เฟส และความผิดปกติชนิด 1 เฟสลงดิน โดยขณะที่เกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตรขึ้นนั้น แรงดันและกระแสไฟฟ้าจะไม่มีความสัมพันธ์กันจึงไม่สามารถใช้วงจรสมมูลแบบ 1 เฟส ในการคำนวณเพื่อหาค่ากระแสผิดปกติที่เกิดขึ้นได้จึงจำเป็นต้องใช้เทคนิคทางด้านคณิตศาสตร์เข้ามาช่วยเพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณ ซึ่งเรียกว่า องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component)

3.2 องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component)

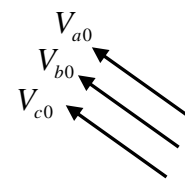
วิทยานิพนธ์นี้จะกล่าวถึงองค์ประกอบสมมาตรของเฟสเซอร์ในระบบไฟฟ้า 3 ลำดับ คือ 1) องค์ประกอบลำดับบวก (Positive Sequence Components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 ชุดที่มีมุมเฟสต่างกัน 120 องศา แต่ขนาดเท่ากัน โดยมีลำดับเฟสเหมือนกับเฟสเซอร์เริ่มต้น และมีทิศทางของเฟสเซอร์ตามเข็มนาฬิกา 2) องค์ประกอบลำดับลบ (Negative Sequence Components) ประกอบไปด้วยเฟสเซอร์ 3 ชุดที่มีมุมเฟสต่างกัน 120 องศา แต่ขนาดเท่ากัน โดยมีลำดับเฟสตรงข้ามกับเฟสเซอร์เริ่มต้น และมีทิศทางของเฟสเซอร์ทวนเข็มนาฬิกา 3) องค์ประกอบลำดับศูนย์ (Zero Sequence Components) ประกอบไปด้วยเฟสเซอร์ 3 ชุดที่มีมุมระหว่างเฟสเซอร์เป็น 0 องศา โดยมีขนาดเท่ากัน และมีทิศทางของเฟสเซอร์ไปในทางเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 3.5 ก) ข) และ ค)



ก) องค์ประกอบลำดับบวก



ข) องค์ประกอบลำดับลบ



ค) องค์ประกอบลำดับศูนย์

รูปที่ 3.5 องค์ประกอบสมมาตร

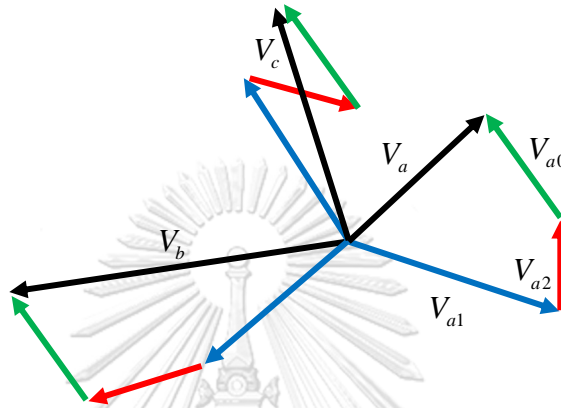
เมื่อต้องการวิเคราะห์หาแรงดันไฟฟ้าแต่ละเฟสขณะเกิดการลัดวงจรสามารถคำนวณได้จากสมการ

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (3.1)$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (3.2)$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (3.3)$$

และสามารถนำมาเขียนได้ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 ผลรวมเฟสเซอร์แรงดันจากองค์ประกอบสมมาตร

จากสมการ (3.1)-(3.3) องค์ประกอบทั้ง 3 ในแต่ละกลุ่มของเฟสเซอร์เริ่มต้น นั้นมีความสมมาตรในการจัดลำดับ คือ มีมุมห่างกัน 120 องศา จึงได้มีการกำหนดตัวกระทำ (Operator) เพื่อให้สะดวกในการนำไปใช้งาน สำหรับเขียนความสัมพันธ์ของเฟสเซอร์ที่มีมุมเฟสต่างกัน 120° โดยให้ตัวกระทำเป็นเฟสเซอร์ขนาด 1 หน่วย และมีค่ามุมเฟส θ เมื่อนำไปคูณกับเฟสเซอร์ใดๆ ตาม มุมเฟสของเฟสเซอร์นั้นจะเคลื่อนตามไปเป็นมุม θ โดยสามารถใช้ตัวกระทำ a (a-Operator) ของระบบ 3 เฟส ได้ดังนี้

$$a = 1 \angle 120^\circ = e^{j2\pi/3} = -0.5 + j0.866 \quad (3.4)$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = e^{j4\pi/3} = -0.5 - j0.866 \quad (3.5)$$

จะได้

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} ; V_{c1} = a V_{a1} \quad (3.6)$$

$$V_{b2} = a V_{a2} ; V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (3.7)$$

จากสมการ (3.6)-(3.7) สามารถสร้างการแปลงเชิงเส้น (Linear Transformation) ของแรงดันไฟฟ้าสำหรับองค์ประกอบทั้ง 3 ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

โดยกำหนดให้ T คือ เมตริกซ์ในการแปลง (Transformation Matrix) ดังสมการ

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

เมื่อนำสมการที่ (3.8) และ (3.9) มารวมกันจะได้

$$V_{abc} = TV_{012} \quad (3.10)$$

และในทำนองเดียวกันสำหรับกระแสไฟฟ้าจะได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

สามารถเขียนให้อยู่ในรูปแบบเมตริกซ์ได้คือ

$$I_{abc} = TI_{012} \quad (3.12)$$

โดยมี T^* เป็น สังกะยู่เชิงซ้อน (Complex Conjugate) ของ T ดังนี้

$$T^* = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

และจะพบว่า

$$V_{012} = T^* Z_{abc} T I_{012} = Z_{012} I_{012} \quad (3.14)$$

ดังนั้น

$$Z_{abc} = TZ_{012}T^* \quad (3.15)$$

โดย

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

และ Z_0 คือ อิมพีแดนซ์องค์ประกอบลำดับศูนย์ (Zero-Sequence Impedance)

Z_1 คือ อิมพีแดนซ์องค์ประกอบลำดับบวก (Positive-Sequence Impedance)

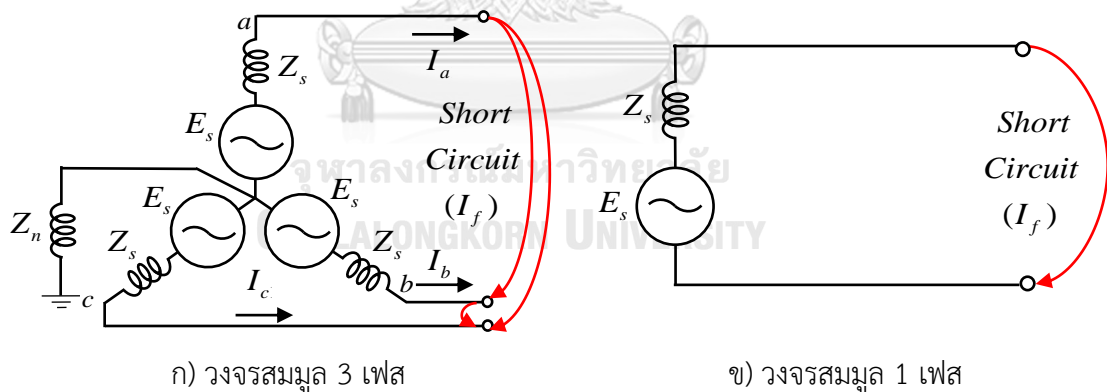
Z_2 คือ อิมพีแดนซ์องค์ประกอบลำดับลบ (Negative-Sequence Impedance)

3.3 วงจรสมมูลย์ (Equivalent Circuit)

โครงข่ายไฟฟ้าประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่างๆ หลายชนิด จึงทำให้การวิเคราะห์เพื่อหาค่ากระแส ผิดพร้อมนั้นทำได้ยาก ดังนั้นนอกจากการใช้องค์ประกอบสมมาตรมาช่วยเหลือในการวิเคราะห์แล้ว สิ่งสำคัญที่จะช่วยทำให้การวิเคราะห์ง่ายขึ้น คือวงจรสมมูลย์ของอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้แทน ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของอุปกรณ์ให้อยู่ในรูปแบบของวงจรไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะกล่าวถึง วงจรสมมูลย์ที่จำเป็นต้องใช้ในการวิเคราะห์เพื่อหาค่ากระแสผิดพร้อม ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์ สายส่งไฟฟ้า และโหลด ซึ่งเมื่อทำการจัดรูปและยุบวงจรของอุปกรณ์ ทั้งหมดแล้วจะสามารถเขียนแทนได้ด้วยแหล่งจ่ายพลังงานหนึ่งตัวต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์หนึ่งตัว

3.3.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านไปยัง ระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยปกติแล้วกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตออกมานั้น สามารถ เปลี่ยนแปลงได้ เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานแต่ต้องไม่เกินขีดจำกัดสูงสุดหรือ ขีดจำกัดต่ำสุดและจะมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้งานแบบสตาร์ลงกราวด์ (Y_g) ผ่านอิมพีแดนซ์ (Z_n) โดยอ้างอิงแนวทางปฏิบัติจากองคิวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า กฟผ. [16] ดังแสดงในรูปที่ 3.7 ก) เมื่อวิเคราะห์หาค่ากระแสผิดพร้อม (I_f) แบบ 3 เฟส จะสามารถเขียนแทนได้ด้วยวงจรสมมูลแบบ 1 เฟส ซึ่งมีจะแหล่งจ่ายแรงดัน (E_s) ต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์ (Z_s) ดังแสดงในรูปที่ 3.7 ข)



รูปที่ 3.7 วงจรสมมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร

แต่หากทำการวิเคราะห์เพื่อหาค่ากระแสผิดพร้อมแบบ 1 เฟสลงดิน จะต้องใช้องค์ประกอบสมมาตร เพื่อช่วยในการวิเคราะห์หาค่ากระแสผิดพร้อม โดยสามารถนำมาเขียนเป็นองค์ประกอบลำดับบวก ที่ประกอบด้วยอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อกับแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าและเชื่อมต่อกับบัส อ้างอิง องค์ประกอบลำดับลบที่ประกอบด้วยอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับบัสอ้างอิง และองค์ประกอบลำดับศูนย์ประกอบไปด้วยอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และอิมพีแดนซ์กราวด์ เชื่อมต่อกับบัสอ้างอิงได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 องค์ประกอบลำดับต่างๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

องค์ประกอบ	ลักษณะการต่อวงจร	วงจรสมมูล
ลำดับบวก		
ลำดับลบ		
ลำดับศูนย์		

3.3.2 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

การต่อใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 5 แบบ คือ สตาร์ลงกราวด์-สตาร์ลงกราวด์ ($\underline{Y} / \underline{Y}$) สตาร์ลงกราวด์-สตาร์ ($\underline{Y} / \underline{Y}$) เดลต้า-เดลต้า (Δ / Δ) สตาร์ลงกราวด์-เดลต้า (\underline{Y} / Δ) สตาร์-เดลต้า (\underline{Y} / Δ) โดย กพพ. จะนิยมใช้การต่อหม้อแปลงไฟฟ้าแบบ สตาร์ลงกราวด์-เดลต้า ในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่าย และในส่วนของระบบส่งจะต่อหม้อแปลงไฟฟ้าแบบ สตาร์ลงกราวด์-สตาร์ลงกราวด์ [16] หากพิจารณาที่องค์ประกอบสมมาตรของหม้อแปลงไฟฟ้า ในขณะที่เกิดการลัดวงจรจะพบว่า องค์ประกอบลำดับบวก และองค์ประกอบลำดับลบของหม้อแปลงไฟฟ้าจะประกอบด้วยอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้าด้านแรงดันไฟฟ้าสูง (Z_H) และด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ (Z_L) จะเชื่อมต่อกับบัสอ้างอิง ส่วนองค์ประกอบลำดับศูนย์จะมีความแตกต่างออกไป โดยจะแบ่งแยกตามการต่อใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 วงจรสมมูลขององค์ประกอบลำดับศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้า

แบบที่	สัญลักษณ์	ลักษณะการต่อวงจร	องค์ประกอบลำดับศูนย์
1			
2			
3			
4			
5			

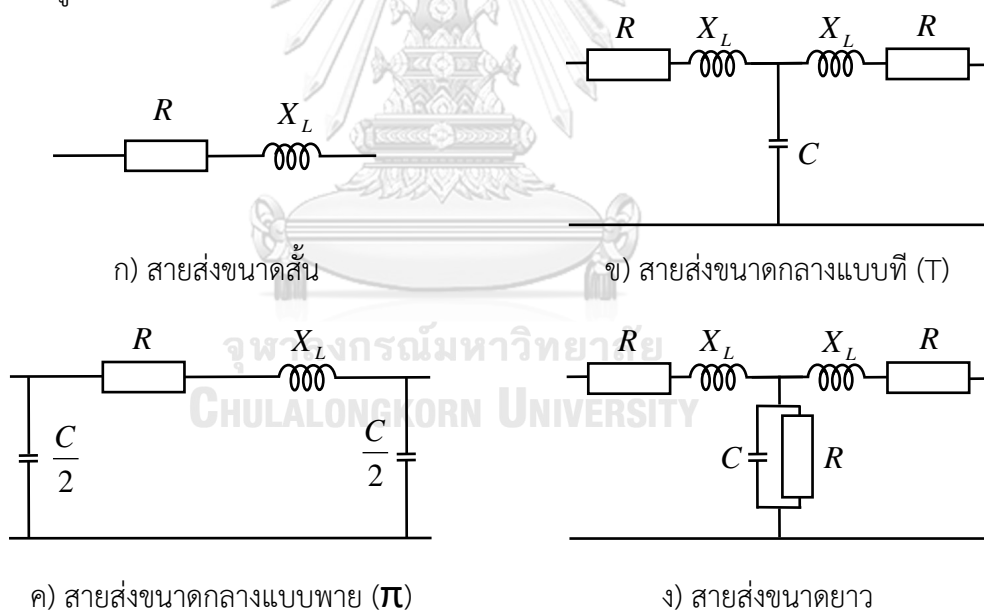
จากตารางที่ 3.2 การต่อหม้อแปลงไฟฟ้าในกรณีที่ 1 จะทำให้องค์ประกอบลำดับศูนย์มีการเชื่อมต่อกันระหว่างขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าสูง และขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ การต่อหม้อแปลงไฟฟ้าในกรณีที่ 2 จะทำให้องค์ประกอบลำดับศูนย์ของขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าสูงและขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำไม่เชื่อมต่อกัน การต่อหม้อแปลงไฟฟ้าในกรณีที่ 3 จะทำให้องค์ประกอบลำดับศูนย์ด้านขดลวดแรงดันไฟฟ้าสูงและขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำมีการเชื่อมต่อกับโหนดอ้างอิง การต่อหม้อแปลงไฟฟ้าในกรณีที่ 4 จะทำให้องค์ประกอบลำดับศูนย์มีการเชื่อมต่อกับขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าสูงและโหนดอ้างอิง และการต่อหม้อแปลงไฟฟ้าในกรณีที่ 5 จะทำให้องค์ประกอบลำดับศูนย์ด้านขดลวดแรงดันไฟฟ้าสูงและขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำไม่มีการเชื่อมต่อกัน อีกทั้งยังไม่เชื่อมต่อกับโหนดอ้างอิง ซึ่งการเลือกรูปแบบการเชื่อมต่อระหว่างขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าสูง และขดลวดด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำนั้น จะขึ้นอยู่กับความเหมาะสมในการใช้งาน

3.3.3 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

อินเวอร์เตอร์ คือ อุปกรณ์ที่ใช้แปลงแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม โดยวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์สามารถดูได้จากบทที่ 2 หัวข้อ 2.4

3.3.4 สายส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Line)

วงจรสมมูลของสายส่งกำลังไฟฟ้านั้นจะประกอบได้ด้วย ความต้านทาน (Resistance) ความเหนี่ยวนำ (Reactance) และความจุไฟฟ้า (Capacitance) ของสายส่ง โดยสายส่งในโครงข่ายไฟฟ้ากำลังถูกแบ่งออกเป็น 3 ประเภทตามความยาวของสายส่ง คือ สายส่งขนาดสั้น มีความยาวน้อยกว่า 80 กิโลเมตร จะแทนด้วยวงจรสมมูล ดังแสดงในรูปที่ 3.8 ก) สายส่งขนาดกลาง มีความยาวระหว่าง 80 ถึง 240 กิโลเมตร จะแทนด้วยวงจรสมมูลได้ 2 แบบ คือ แบบที่ (T) และแบบพาย (π) ดังแสดงในรูปที่ 3.8 ข) และ ค) โดยระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น ส่วนใหญ่จะใช้วงจรสมมูลแบบพายเป็นหลัก [16] และสายส่งขนาดยาว มีความยาวมากกว่า 240 กิโลเมตร จะแทนด้วยวงจรสมมูล ดังแสดงในรูปที่ 3.8 ง)




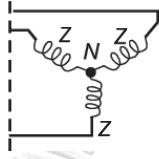
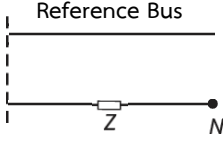

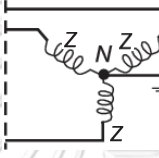
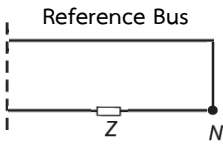
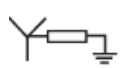
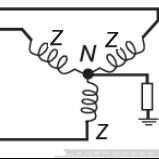
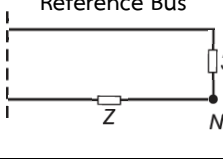

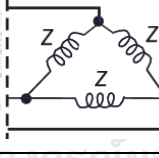
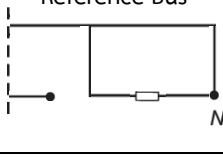
รูปที่ 3.8 วงจรสมมูลของสายส่งกำลังไฟฟ้า

3.3.5 โหลด (Load)

โหลดเป็นอุปกรณ์ที่รับกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ ซึ่งมีกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟคงที่ โดยการวิเคราะห์เพื่อหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้า หรือค่ากระแสผิดพลาด จะเขียนแทนด้วยกำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power) ที่มีค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่บัสบาร์ใดๆ ตามลำดับ โดยการต่อโหลดนั้นจะต่อทั้งหมด 4 แบบคือ สตาร์ (Y) สตาร์ลงกราวด์ (Y_g) สตาร์ลง

กราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์ (Y_g) และ เดลต้า (Δ) โดยการต่อแบบสตาร์จะนิยมในการใช้งานมากที่สุด หากพิจารณาที่องค์ประกอบสมมาตรของโหลด ในขณะที่เกิดการลัดวงจรในโครงข่ายไฟฟ้าจะพบว่า องค์ประกอบลำดับบวก และองค์ประกอบลำดับลบของโหลด จะประกอบด้วยอิมพีแดนซ์โหลด (Z) เชื่อมต่อกับบัสอ้างอิง ส่วนองค์ประกอบลำดับศูนย์จะมีความแตกต่างออกไป ดังแสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 วงจรสมมูลขององค์ประกอบลำดับศูนย์ของโหลด

แบบที่	สัญลักษณ์	ลักษณะการต่อวงจร	องค์ประกอบลำดับศูนย์
1			
2			
3			
4			

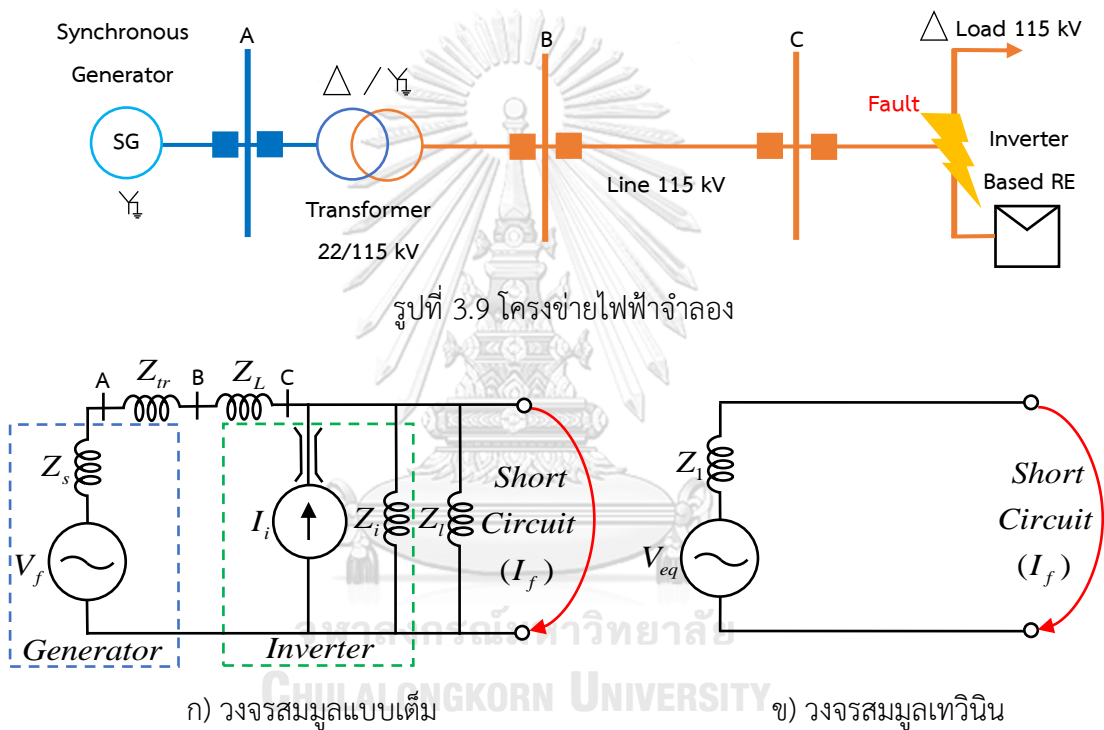
3.4 การวิเคราะห์หากระแสผิดพลาด

วิทยานิพนธ์นี้อ้างอิงแนวปฏิบัติในการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของ กฟผ. [17] ที่พิจารณาเฉพาะการลัดวงจรแบบ 3 เฟส และการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน เพื่อใช้ในการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน โดยจะใช้โครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และความรู้พื้นฐานจากที่ได้กล่าวมาตั้งแต่ต้น ในการศึกษาเพื่อหาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่ากระแสผิดพลาด ที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในโครงข่ายไฟฟ้า

3.4.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส

เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟสที่ จะทำให้กระแสไฟฟ้าไหลมารวมกันที่จุดที่เกิดการลัดวงจร จึงทำให้กระแสไฟฟ้าที่จุดนั้นมีค่าสูงขึ้น และแรงดันไฟฟ้าที่จุดที่เกิดการลัดวงจรจะมีค่าต่ำลง โดยกระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นนั้นจะมีเฉพาะกระแสลำดับบวกเท่านั้น เนื่องจากการลัดวงจรแบบสมมาตร ซึ่งสามารถใช้วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่ง อินเวอร์เตอร์

และโหนดที่ได้กล่าวมาข้างต้นในการยู่บวงจรของอุปกรณ์เพื่อนำมาใช้ในการคำนวณหาค่ากระแสผิดพร่องได้ โดยหากมีโครงข่ายไฟฟ้าจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 3.9 เมื่อทำการยู่บวงจรจะสามารถเขียนแทนได้ด้วยแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าหนึ่งตัว (V_f) ต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Z_s) อิมพีแดนซ์หม้อแปลงไฟฟ้า (Z_{tr}) อิมพีแดนซ์สายส่ง (Z_L) และแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า (I_i) ที่ต่อขนานกับอิมพีแดนซ์อินเวอร์เตอร์ (Z_i) อิมพีแดนซ์โหลด (Z_L) ดังแสดงในรูปที่ 3.10 ก) โดยเมื่อนำรูปที่ 3.10 ก) มาทำการยู่บวงจรโดยใช้หลักการของเทวินิน (Thevenin's Theorem) [3] จะสามารถเขียนแทนได้ด้วยแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าหนึ่งตัว (V_{eq}) ต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์หนึ่งตัว (Z_1) เพื่อใช้คำนวณหาค่ากระแสผิดพร่องดังแสดงในรูปที่ 3.10 ข)



รูปที่ 3.10 วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส

โดยความรุนแรงของกระแสผิดพร่องนั้นจะขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่ง อินเวอร์เตอร์ และโหลด โดยมีความสัมพันธ์โดยตรงกับปริมาณโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ในโครงข่ายไฟฟ้า ณ ขณะนั้น ซึ่งหมายความว่าหากมีปริมาณโรงไฟฟ้าเดินเครื่องอยู่ในโครงข่ายไฟฟ้ามก จะทำให้ค่ากระแสผิดพร่องที่เกิดขึ้นมีค่ามากตาม เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์จะน้อยลง เพราะปกติแล้วโรงไฟฟ้าจะต้องต่อขนานเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า จึงเป็นสาเหตุที่ทำให้อิมพีแดนซ์มีค่าลดลง ในทางกลับกันหากมีปริมาณโรงไฟฟ้าเดินเครื่องอยู่ในโครงข่ายไฟฟ้าน้อย จะทำให้ค่ากระแสผิดพร่องที่เกิดขึ้นมีค่าน้อยตามไปด้วย เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์จะมีค่ามาก ซึ่งสามารถคำนวณหาค่าได้จากสมการ

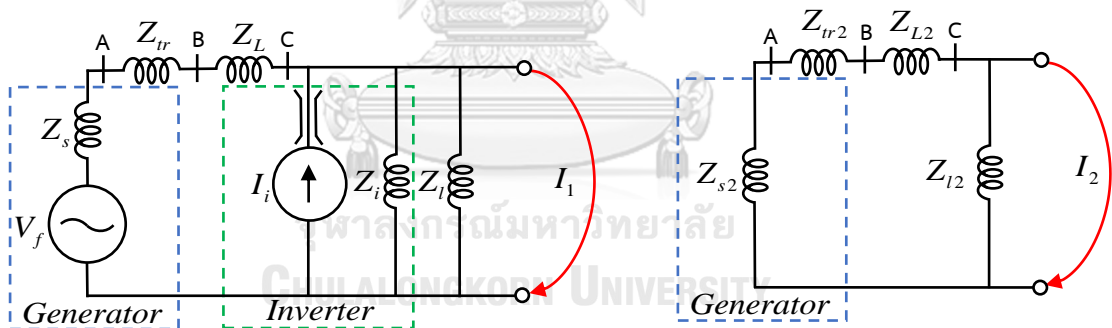
$$I_f = \frac{V_{eq}}{Z_1} \tag{3.17}$$

เมื่อ

- I_f = ปริมาณกระแสผิดพลาด (kA)
- V_{eq} = แรงดันไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร (kV)
- Z_1 = อิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า (Ω)

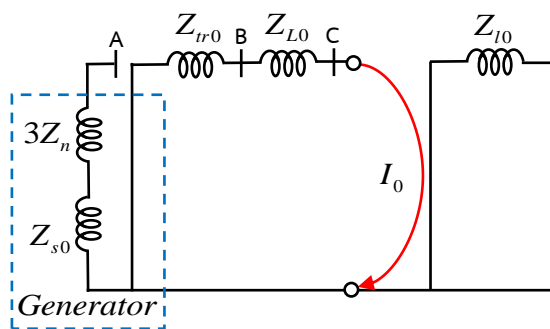
3.4.2 การลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน

เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่เฟสใดเฟสหนึ่งจะทำให้มีกระแสไฟฟ้าไหลมารวมที่เฟสนั้น จึงทำให้กระแสไฟฟ้าที่เฟสนั้น มีค่าสูงขึ้น ซึ่งการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน เป็นการลัดวงจรแบบไม่สมมาตร ดังนั้นจึงทำให้มีองค์ประกอบเกิดขึ้นทั้ง 3 ลำดับ โดยองค์ประกอบลำดับบวกจะเหมือนกับกรณีการลัดวงจรแบบ 3 เฟส ในส่วนขององค์ประกอบลำดับลบแหล่งจ่ายพลังงานและอินเวอร์เตอร์จะไม่ถูกนำมาพิจารณา (ยกเว้นกรณีที่ให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟาลำดับลบ) และในส่วนขององค์ประกอบลำดับศูนย์จะคล้ายกับองค์ประกอบลำดับลบ แต่จะนำอิมพีแดนซ์ที่ต่อลงดินมาพิจารณาด้วย และหากใช้รูป 3.9 ในการอ้างอิง จะต้ององค์ประกอบแต่ละลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 3.11 ก) ข) และ ค)



ก) องค์ประกอบลำดับบวก

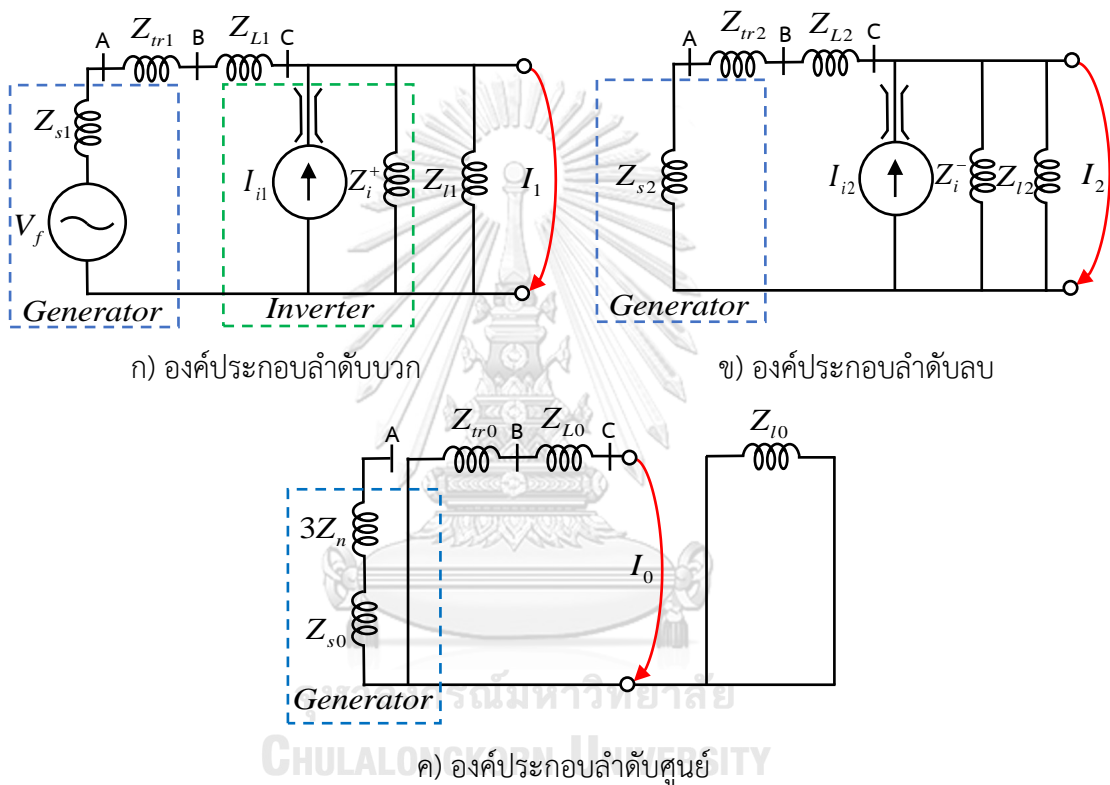
ข) องค์ประกอบลำดับลบ



ค) องค์ประกอบลำดับศูนย์

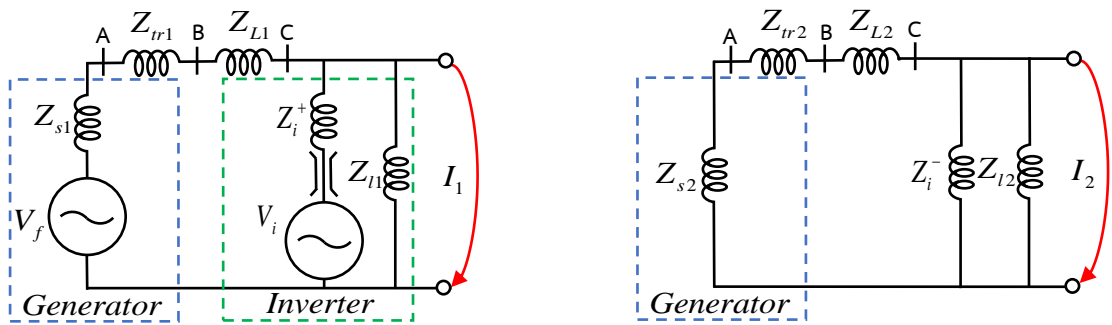
รูปที่ 3.11 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน แยกตามองค์ประกอบต่างๆ

แต่หากกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า (Current-Controlled Mode) และบังคับให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ ณ ขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้น จะต้องนำวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ซึ่งประกอบด้วยแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า (I_i^+) ที่ต่อขนานกับอิมพีแดนซ์อินเวอร์เตอร์ (Z_i^+) มาพิจารณาในองค์ประกอบลำดับบวก และนำแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า (I_i^-) ที่ต่อขนานกับอิมพีแดนซ์อินเวอร์เตอร์ (Z_i^-) มาพิจารณาในองค์ประกอบลำดับลบ เพื่อหาค่ากระแสผิดพลาดด้วย ส่วนองค์ประกอบลำดับศูนย์ยังคงเหมือนเดิม ซึ่งจะสามารถเขียนองค์ประกอบแต่ละลำดับ ได้ดังแสดงในรูปที่ 3.12 ก) ข) และ ค)



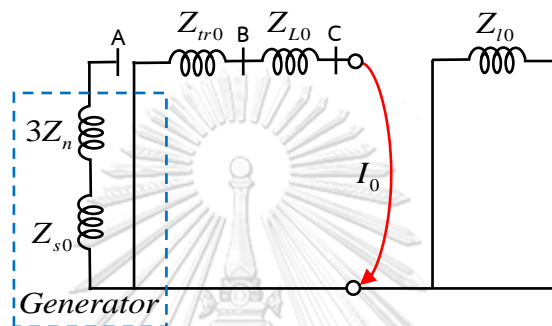
รูปที่ 3.12 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน (อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าบวกและลบ ในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า)

ในทำนองเดียวกันหากกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage-Controlled Mode) และบังคับให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าทั้งลำดับบวกและลำดับลบ ณ ขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้น จะต้องนำวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ซึ่งประกอบด้วยแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า (V_i) ที่ต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์ของอินเวอร์เตอร์ (Z_i^+) มาพิจารณาในองค์ประกอบลำดับบวก และองค์ประกอบลำดับลบจะต้องนำอิมพีแดนซ์ของอินเวอร์เตอร์ (Z_i^-) มาพิจารณาเพื่อใช้ในการหาค่ากระแสผิดพลาดด้วย ส่วนองค์ประกอบลำดับศูนย์ยังคงเหมือนเดิม ซึ่งจะสามารถเขียนองค์ประกอบแต่ละลำดับ ได้ดังแสดงในรูปที่ 3.13 ก) ข) และ ค)



ก) องค์ประกอบลำดับบวก

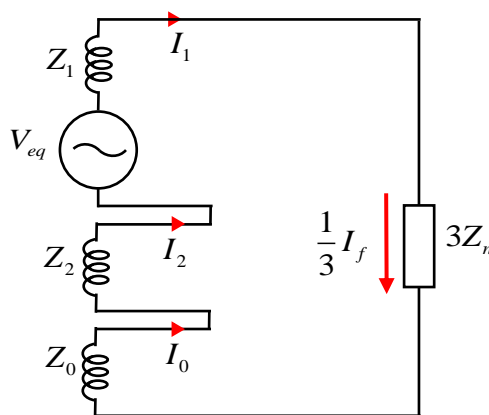
ข) องค์ประกอบลำดับลบ



ค) องค์ประกอบลำดับศูนย์

รูปที่ 3.13 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน (อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าบวกและลบ ในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)

โดยเมื่อทำการยุบวงจรของอุปกรณ์ทั้งหมดในแต่ละองค์ประกอบแล้วนำมาต่ออนุกรมตามหลักการวิเคราะห์การลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน [3] สามารถเขียนแทนด้วยแหล่งจ่ายพลังงานหนึ่งตัว (V_{eq}) ต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์ลำดับบวก (Z_1) อิมพีแดนซ์ลำดับลบ (Z_2) อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ (Z_0) และอิมพีแดนซ์กราวด์ ($3Z_n$) ดังแสดงในรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน

โดยสามารถคำนวณหาค่ากระแสผิดพลาดได้จากสมการ

$$I_f = I_1 + I_2 + I_0 = 3I_1 = \frac{3V_{eq}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n} \quad (3.18)$$

เมื่อ

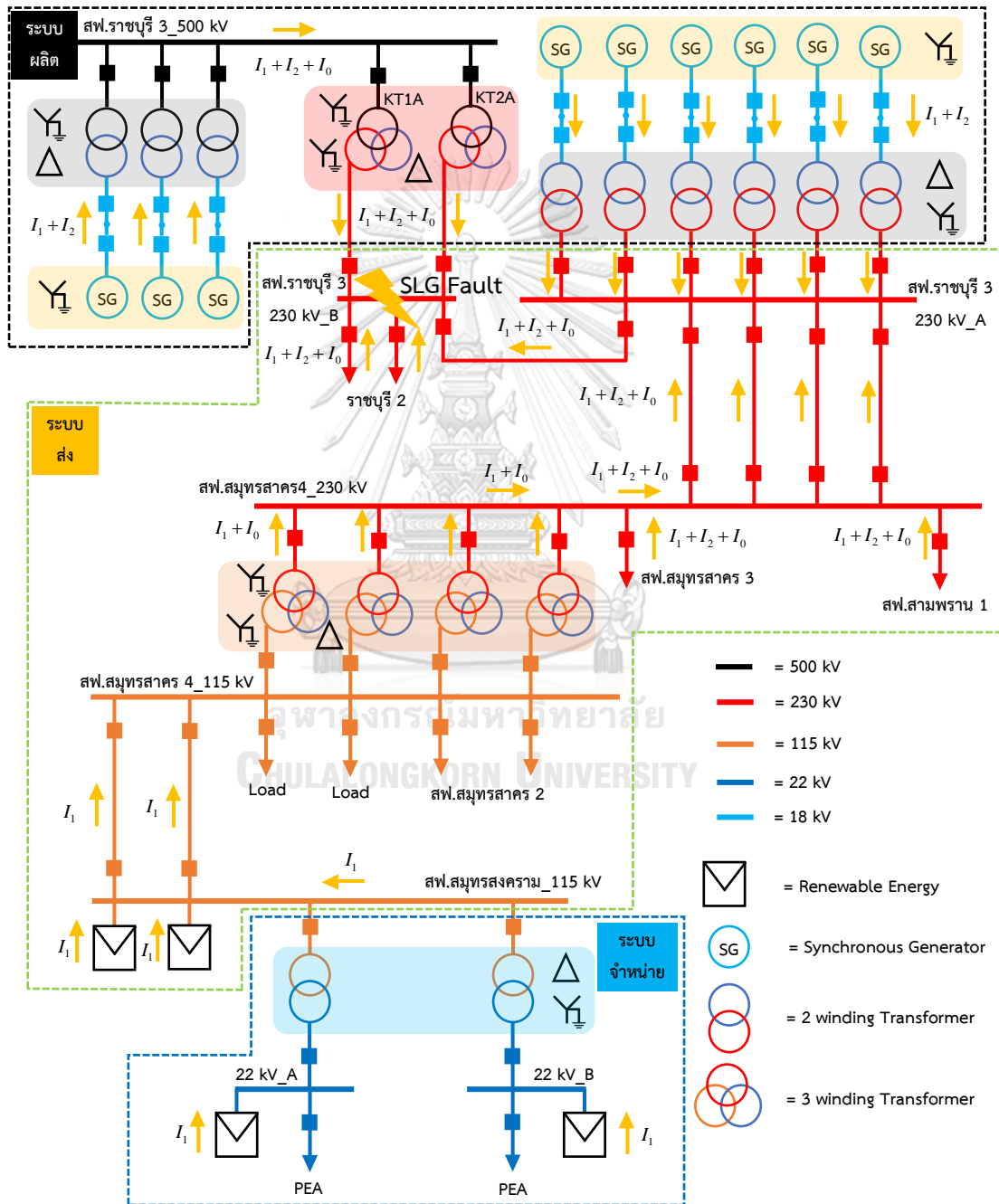
- I_f = ปริมาณกระแสผิดพลาด (kA)
- $I_{1,2,0}$ = ปริมาณกระแสผิดพลาดที่องค์ประกอบต่างๆ (kA)
- V_{eq} = แรงดันไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร (kV)
- $Z_{1,2,0}$ = อิมพีแดนซ์ขององค์ประกอบต่างๆ (Ω)
- Z_n = อิมพีแดนซ์ของกราวด์ (Ω)

3.4.3 ตัวอย่างการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

การศึกษามลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่ากระแสผิดพลาดนั้นสิ่งสำคัญที่จำเป็นจะต้องรู้และเข้าใจ คือโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้จะใช้โครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. [16] ในการอ้างอิงเพื่อศึกษาถึงผลกระทบต่าง ๆ ที่จะเกิดขึ้นเมื่อมีการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ โดยในระบบของ กฟผ. นั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต่อแบบ สตาร์ลงกราวด์ (Y_n) หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าขึ้น (Step-Up) ด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำจะต่อแบบเดลต้า ส่วนด้านแรงดันไฟฟ้าสูงจะต่อแบบสตาร์ลงกราวด์ (Δ/Y_n) หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบส่งที่แปลงแรงดันไฟฟ้าลง (Step-Down) ด้านแรงดันไฟฟ้าสูงและด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำจะต่อแบบสตาร์ลงกราวด์ (Y_n/Y_n) ส่วนด้านขดลวดตติยภูมิจะต่อแบบเดลต้า (Δ) หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่ายที่แปลงแรงดันไฟฟ้าลง ด้านแรงดันไฟฟ้าสูงจะต่อแบบเดลต้า ส่วนด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำจะต่อแบบสตาร์ลงกราวด์ (Δ/Y_n)

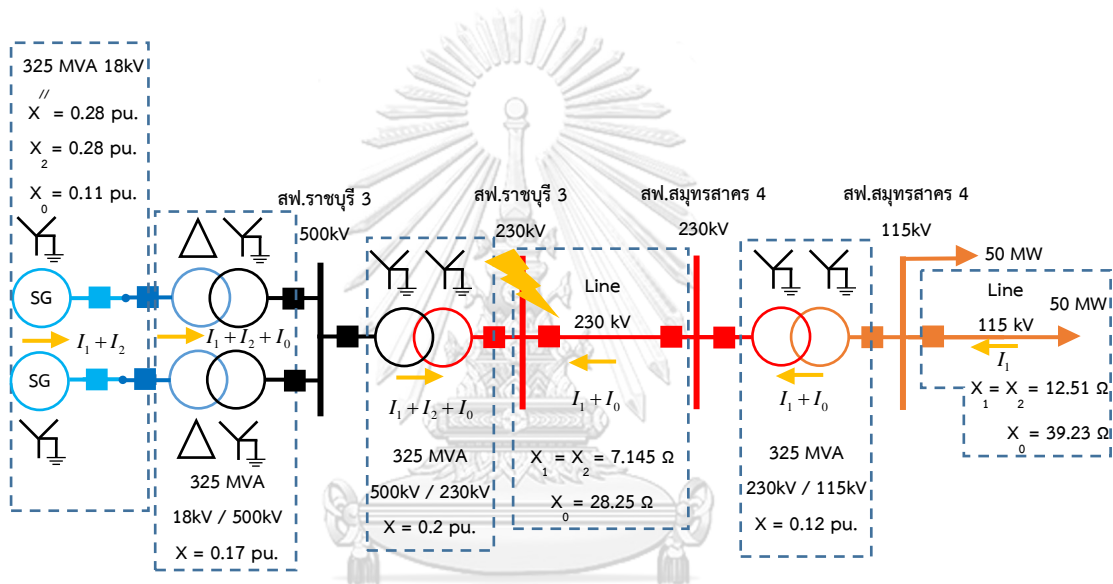
โดยในกรณีที่เกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟส จะมีเฉพาะกระแสไฟฟ้าลำดับบวก (I_1) เท่านั้นส่วนในกรณีที่เกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน จะมีทั้งกระแสไฟฟ้าลำดับบวก (I_1) กระแสไฟฟ้าลำดับลบ (I_2) และกระแสไฟฟ้าลำดับศูนย์ (I_0) ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนัสแบบดั้งเดิมจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ทั้ง ลำดับบวก และลำดับลบ ส่วนแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ปกติจะจ่ายกระแสไฟฟ้าเฉพาะลำดับบวก แต่ถ้าต้องการจ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบก็สามารถทำได้ โดยกระแสไฟฟ้าลำดับศูนย์จะเกิดจากจุดที่มีการต่อลงดิน ได้แก่ หม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งปริมาณลำดับบวกเป็นสิ่งที่บ่งบอกถึงขนาดของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า ปริมาณลำดับลบจะบ่งบอกถึงความไม่สมดุลของโครงข่ายไฟฟ้า และปริมาณลำดับศูนย์จะบ่งบอกถึงการความไม่สมดุลของโครงข่ายไฟฟ้าที่มีการลงดิน ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาค่ากระแสผิดพลาดเพื่อศึกษาหาผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

เพิ่มขึ้น และนำค่ากระแสผิดพลาดไปใช้ในการตั้งเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินที่จะคิดจากกระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ามายังบัสบาร์ที่เกิดการลัดวงจร โดยจะขอยกตัวอย่างการเกิดการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่บัสบาร์ 230 kV_B ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงราชบุรี 3 [16] เพื่อให้เห็นถึงส่วนประกอบลำดับต่างๆ และทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า ทั้ง 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 3.15

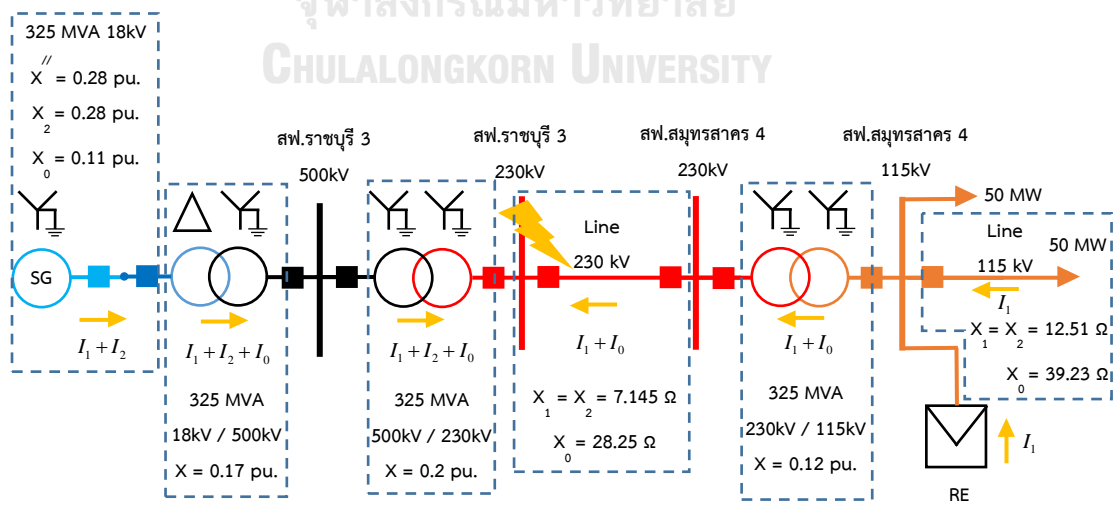


รูปที่ 3.15 โครงข่ายไฟฟ้าและอุปกรณ์ในระบบของ กฟผ. [16]

เพื่อให้เกิดความเข้าใจมากยิ่งขึ้นจึงขอยกตัวอย่างการคำนวณหาค่ากระแสผิดปร้องจากการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่บริเวณบัสบาร์ 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงราชบุรี 3 โดยเลือกมาเพียง 1 วงจร และแบ่งออกเป็น 2 กรณี ซึ่งความแตกต่างของ กรณีที่ 1 และ 2 คือ จำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส และแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ โดยกรณีที่ 1 จะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส 2 เครื่องต่อขนานกัน ดังแสดงในรูปที่ 3.16 ก) และในส่วนของกรณีที่ 2 จะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสเพียง 1 เครื่อง แต่จะมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์เพิ่มเข้ามาที่บัสบาร์ 115 kV โดยมีกำลังการผลิตเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่หายไป ดังแสดงในรูปที่ 3.16 ข)



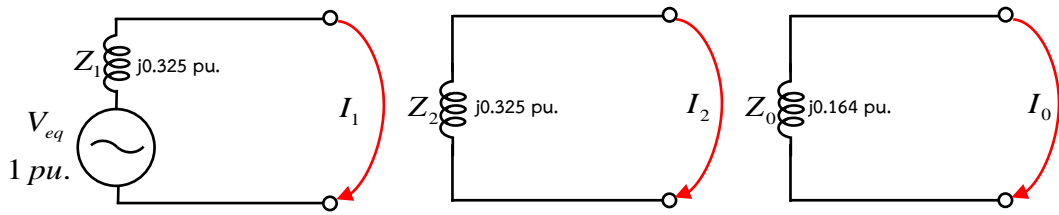
ก) กรณีที่ 1



ข) กรณีที่ 2

รูปที่ 3.16 โครงข่ายไฟฟ้าจำลองการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่บัสบาร์ 230 kV สฟ.ราชบุรี 3

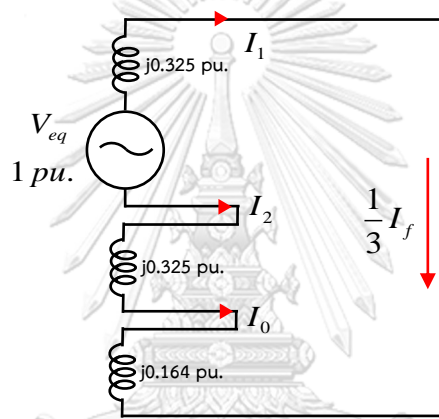
จากรูปที่ 3.16 ก) เมื่อนำมาเขียนตามองค์ประกอบต่างๆ จะได้ดังแสดงในรูปที่ 3.17 ก) ข) และ ค)



ก) องค์ประกอบลำดับบวก ข) องค์ประกอบลำดับลบ ค) องค์ประกอบลำดับศูนย์

รูปที่ 3.17 องค์ประกอบที่ลำดับต่างๆ จากกรณีที่ 1

เมื่อนำองค์ประกอบมาต่ออนุกรมกันจะได้ดังแสดงในรูปที่ 3.18

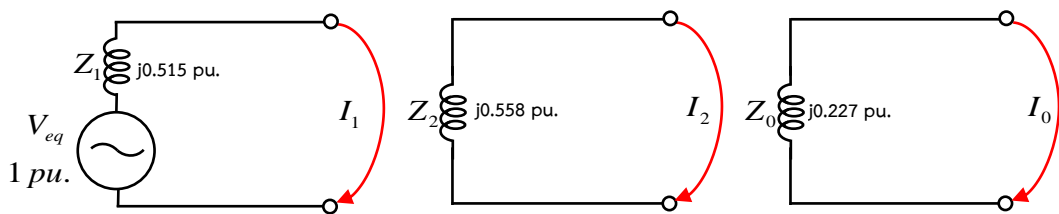


รูปที่ 3.18 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน จากกรณีที่ 1

เมื่อคำนวณหาค่ากระแสผิดตามสมการ (3.18) จะได้

$$I_f = I_1 + I_2 + I_0 = 3I_1 = \frac{3(1\angle 0^\circ)}{j(0.325 + 0.325 + 0.164)} = 3.686\angle -90^\circ \text{ pu.} \quad (3.19)$$

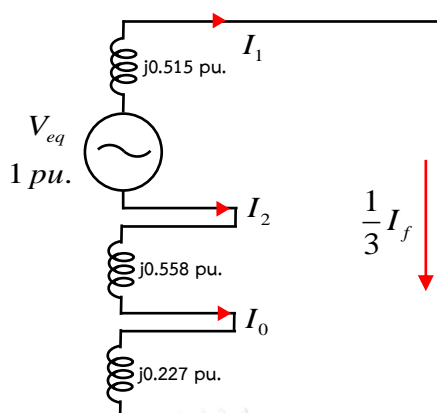
จากรูปที่ 3.16 ข) เมื่อนำมาเขียนตามองค์ประกอบต่างๆ จะได้ดังแสดงในรูปที่ 3.19 ก) ข) และ ค)



ก) องค์ประกอบลำดับบวก ข) องค์ประกอบลำดับลบ ค) องค์ประกอบลำดับศูนย์

รูปที่ 3.19 องค์ประกอบที่ลำดับต่างๆ จากกรณีที่ 2

เมื่อนำองค์ประกอบมาต่ออนุกรมกันจะได้ดังแสดงในรูปที่ 3.20



รูปที่ 3.20 วงจรสมมูลของการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน จากกรณีที่ 2

เมื่อคำนวณหาค่ากระแสผิดตามสมการ (3.18) จะได้

$$I_f = I_1 + I_2 + I_0 = 3I_1 = \frac{3(1\angle 0^\circ)}{j(0.515 + 0.558 + 0.227)} = 2.308\angle -90^\circ \text{ pu.} \quad (3.20)$$

โดยจะพบว่า ค่ากระแสผิดพ่วงจากการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดินในกรณีที่ 1 และ กรณีที่ 2 มีค่าแตกต่างกัน ซึ่งชี้ให้เห็นว่าเมื่อมีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสออก แล้วเพิ่มกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์เข้าไปทดแทนกำลังผลิตในส่วนที่ขาดหายไปนั้น จะส่งผลให้ค่าอิมพีแดนซ์รวมในแต่ละองค์ประกอบเพิ่มมากขึ้น และทำให้ค่ากระแสผิดพ่วงลดลง ดังแสดงในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ค่าอิมพีแดนซ์แต่ละองค์ประกอบ และกระแสผิดพ่วงแบบ 1 เฟสลงดิน

กรณีที่	อิมพีแดนซ์ (pu.)			กระแสผิดพ่วง (pu.)
	ลำดับบวก	ลำดับลบ	ลำดับศูนย์	
1	0.325	0.325	0.164	3.686
2	0.515	0.558	0.227	2.308
เปลี่ยนแปลง	0.190	0.233	0.063	-1.378

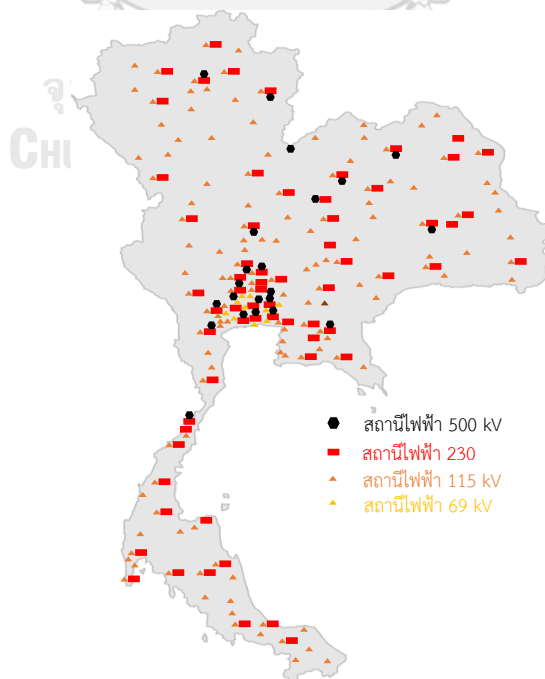
บทที่ 4

ผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อค่ากระแสமிตพ่วงในระบบส่ง

วิทยานิพนธ์นี้พิจารณาสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ในระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 22 kV ถึง 500kV จำนวนทั้งหมด 252 สถานีไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น 5 ภูมิภาค คือ

- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 16 สถานีไฟฟ้าแรงสูง
- ภาคใต้จำนวน 37 สถานีไฟฟ้าแรงสูง
- ภาคเหนือจำนวน 47 สถานีไฟฟ้าแรงสูง
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 65 สถานีไฟฟ้าแรงสูง
- ภาคกลางจำนวน 87 สถานีไฟฟ้าแรงสูง

และแบ่งการวิเคราะห์เพื่อหาค่ากระแสமிตพ่วงที่เกิดขึ้นตามระดับแรงดันไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4.1 โดยการวิเคราะห์กระแสமிตพ่วงจะใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory และใช้มาตรฐาน IEC 60909 ในการศึกษาหาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ต่อโครงข่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงหลักเศรษฐศาสตร์การจ่ายไฟฟ้ากำลัง (Economic Dispatch) [18] และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) เพื่อใช้ในการปรับเปลี่ยนลำดับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และปลดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าออกจากโครงข่ายไฟฟ้าจากการเปลี่ยนแปลงปริมาณกำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม



รูปที่ 4.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. [16]

4.1 วิเคราะห์หาค่ากระแสผิดพลาด

วิทยานิพนธ์นี้จะวิเคราะห์หาค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ทั้งหมด 252 สถานี การวิเคราะห์จะพิจารณาเฉพาะ การผิดพลาดแบบ 3 เฟส (3-Phase Fault) และ 1 เฟสลงดิน (Single-Line-To-Ground Fault) ตามแนวทางปฏิบัติจากกองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า กฟผ. [16] ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 3 กรณี ดังนี้

- 1) การวิเคราะห์กระแสผิดพลาดของ ปี 2562 ที่พิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และไม่คำนึงถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์
- 2) การวิเคราะห์กระแสผิดพลาดเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 4,315 MW (ข้อมูล ณ ปัจจุบัน 2562)
- 3) การวิเคราะห์กระแสผิดพลาดเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 18,453 MW (ตามแผน PDP ในปี 2580 [1])

โดยทั้ง 3 กรณีจะใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิของประเทศไทย [19] เพื่อศึกษาและอ้างอิง

4.1.1 การวิเคราะห์กระแสผิดพลาดของ ปี 2562 ที่พิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และไม่คำนึงถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

การวิเคราะห์นี้ เป็นวิธีที่ ณ ปัจจุบัน กฟผ. ใช้สำหรับหาค่ากระแสผิดพลาด ซึ่งใช้ Main Bus เป็นจุดอ้างอิง เพื่อหาค่ากระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านไปยังอุปกรณ์ต่างๆ และนำไปใช้ปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้ง 252 สถานีในระบบส่ง โดยจะพิจารณาว่าในขณะที่เกิดการผิดพลาดนั้น แหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสทั้งหมดจะถูกป้อนเข้ามาที่ระบบส่ง และทำให้เกิดกระแสผิดพลาดสูงสุด โดยแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จะไม่ถูกนำมาพิจารณา ทั้งนี้อาจจะเนื่องด้วยสมมติฐานว่าแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีสัดส่วนไม่มากนักและยังไม่มีความสำคัญต่อการปรับตั้งระบบป้องกัน ดังนั้นจากข้อมูลแผน PDP 2018 [1] ในปี พ.ศ. 2561 แหล่งผลิตไฟฟ้าที่นำมาคิดกระแสลัดวงจรสำหรับกรณีนี้คือ $50,932 \text{ MW} - 4,315 \text{ MW} = 46,617 \text{ MW}$

จะเห็นได้ว่าการปรับตั้งค่าลัดวงจรของระบบป้องกันดังกล่าวเป็นการพิจารณาในกรณีที่แย่มากที่สุดที่ระบบส่งจะมีกระแสผิดพลาดสูงสุด ซึ่งในทางปฏิบัติแล้วกระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นอาจจะมีค่าน้อยกว่าค่าที่ปรับตั้งได้เนื่องจากปริมาณแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อโครงข่ายจะสัมพันธ์กับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละช่วงเวลา ดังนั้นในช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าเบาบาง ก็จะมีเพียงแหล่งผลิตจำนวนหนึ่งมีใช้ทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับโครงข่าย ซึ่งเมื่อเกิดความผิดพลาดในช่วงเวลาดังกล่าวก็จะมีกระแสผิดพลาดน้อยกว่าค่ากระแสผิดพลาดสูงสุด อย่างไรก็ตาม แนวปฏิบัติของ กฟผ. จะยอมรับความแปรปรวนของกระแสผิดพลาดที่ยังอยู่ภายในย่าน $\pm 10\%$ ของค่าที่

ปรับตั้ง และจะมีการทบทวนค่าที่ปรับตั้งเป็นรายปี เพื่อรองรับแหล่งจ่ายและสายส่งที่มีการแปรเปลี่ยนไป ดังรูปที่ 2.4 ซึ่งแสดงตัวอย่างการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน

4.1.2 การวิเคราะห์กระแสผิดพลาดเมื่อมีกำลังผลิตติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 4,315 MW (ข้อมูล ณ ปัจจุบัน 2562)

จากแผน PDP 2018 [1] ในปี พ.ศ. 2562 โรงไฟฟ้าทุกประเภทจะมีกำลังผลิตติดตั้งอยู่ที่ 50,932 MW โดยแบ่งเป็นกำลังผลิตติดตั้งจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ จากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม 4,315 MW

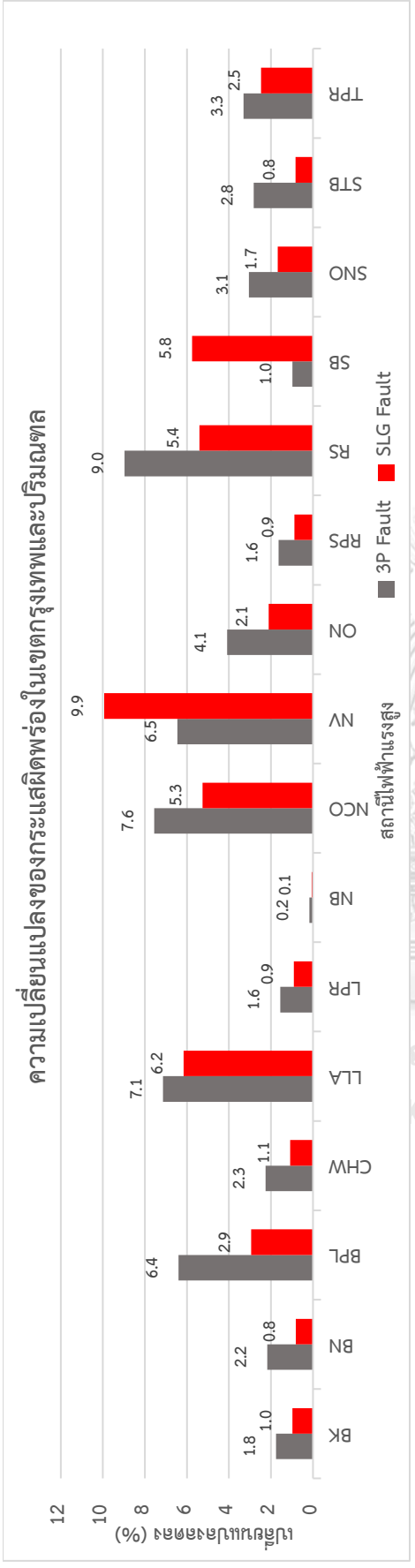
เงื่อนไขที่ใช้ในการวิเคราะห์หากระแสผิดพลาด ประกอบด้วย

- 1) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า จะเลือกช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด
- 2) ปริมาณแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอินเวอร์เตอร์จะเลือกตามเงื่อนไข 1)
- 3) กำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแส (ภาคผนวก ก)
- 4) ปริมาณแหล่งผลิตที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส จะกำหนดจากส่วนต่างในข้อ 1) และ 2) รวมถึงกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

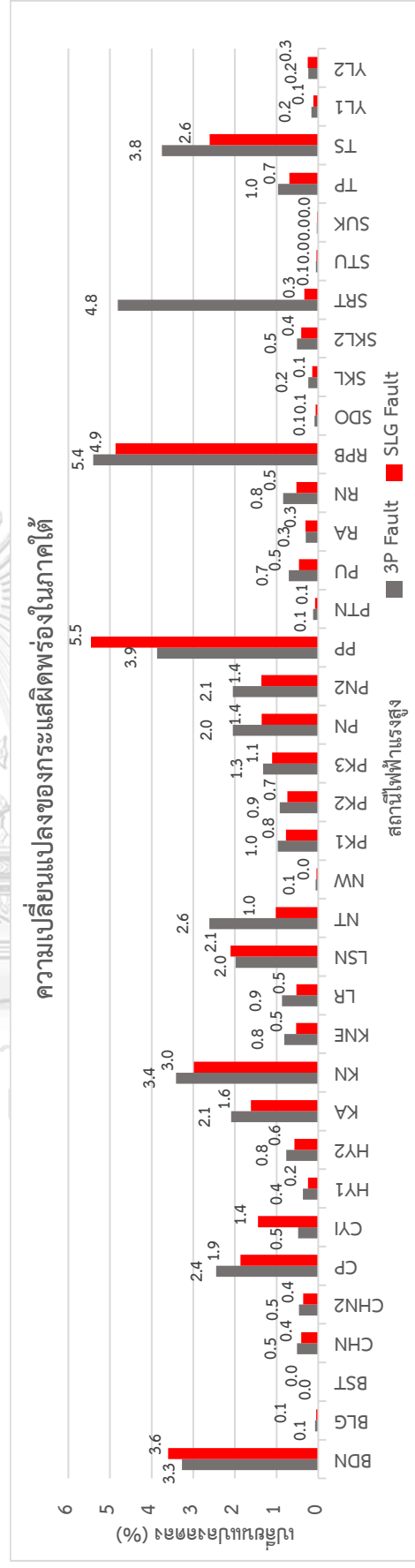
เงื่อนไขดังกล่าวนี้ จะแสดงให้เห็นถึงการลดลงของกระแสผิดพลาดที่มากที่สุด โดยตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบให้เห็นถึงปริมาณการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบซิงโครนัส จะเห็นได้ว่าแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นทำให้ กฟผ. ต้องลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจำนวน 10 หน่วย ซึ่งเป็นสาเหตุให้กระแสผิดพลาดลดลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ แต่กระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นนั้น ยังคงเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 10% ตามย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. หากเปรียบเทียบกับกรณีที่พิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และไม่คำนึงถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ โดยสามารถแยกออกตามภูมิภาคได้ ดังแสดงในรูปที่ 4.2-4.9

ตารางที่ 4.1 ตารางเปรียบเทียบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า

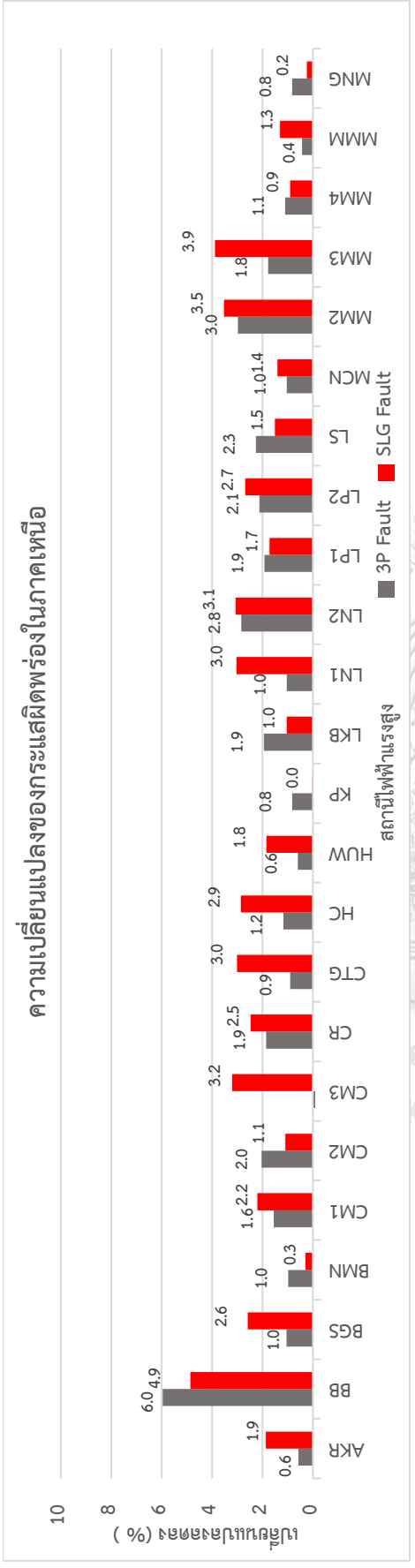
จำนวนโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ		
กรณี	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ (MW)	จำนวนโรงไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่ถูกปลดออก (หน่วย)
4.1.1 (ไม่คำนึงถึง RE)	28,397 (สูงสุดในฤดูร้อน)	ไม่มีการปลดโรงไฟฟ้าออก
4.1.2 (RE 4,315 MW)	22,619 (ต่ำสุดในฤดูหนาว)	10



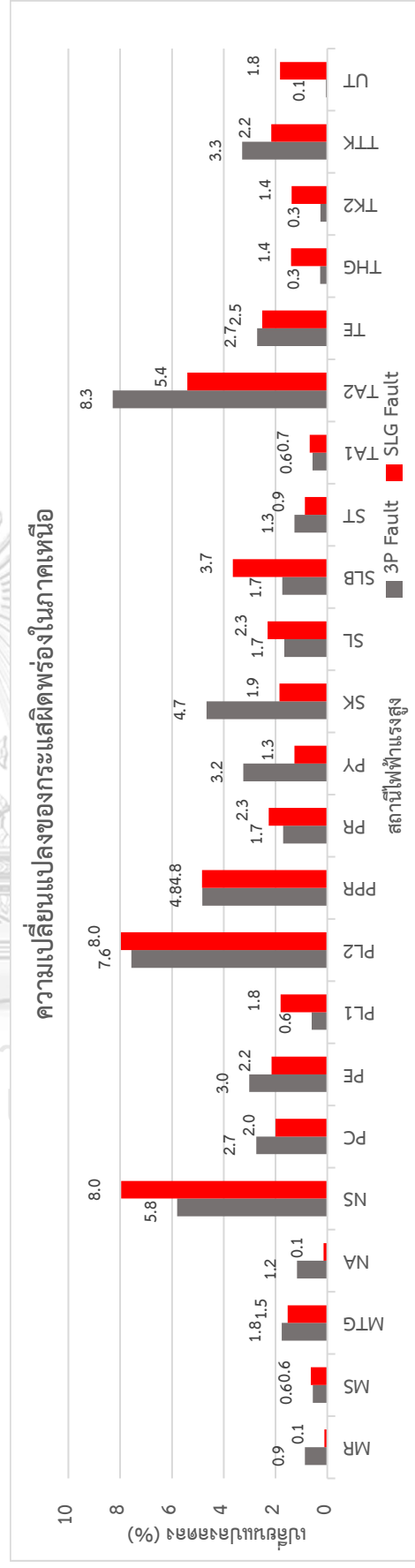
รูปที่ 4.2 กระแสไฟฟ้าพร้อมที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)



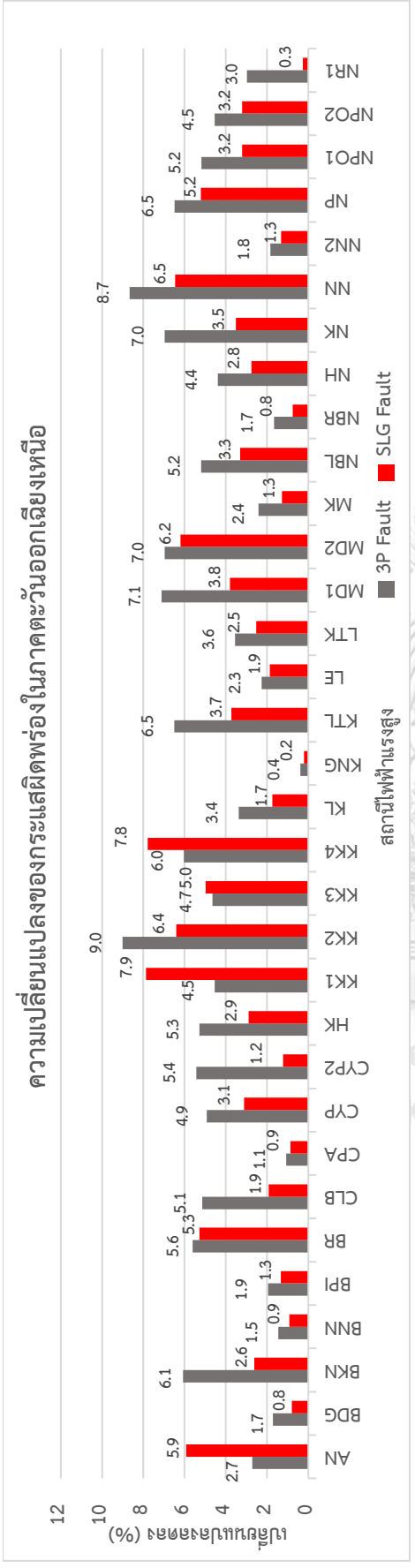
รูปที่ 4.3 กระแสไฟฟ้าพร้อมที่ลดลงในภาคใต้ (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)



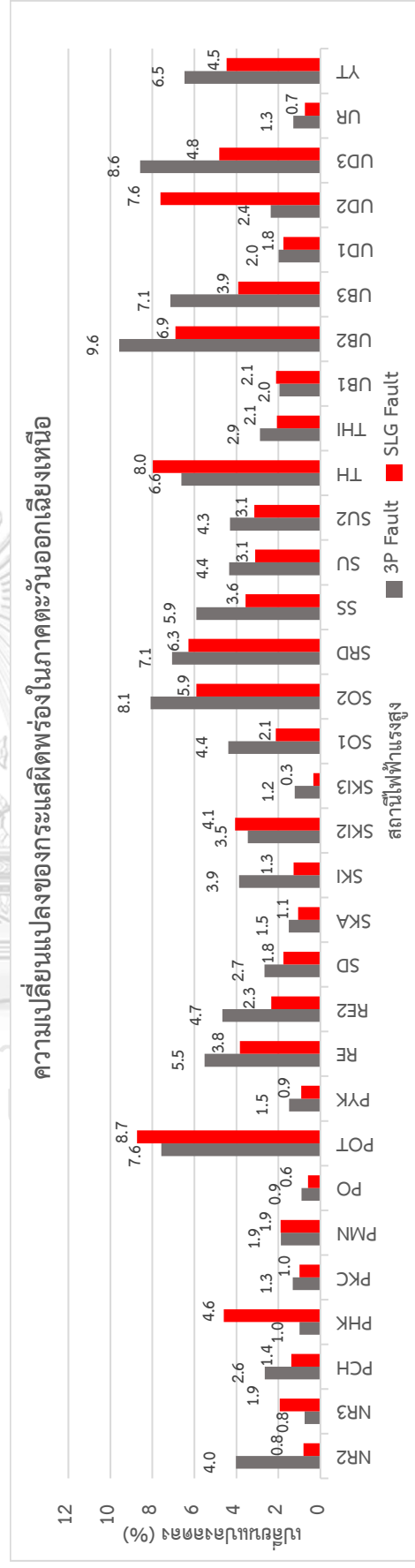
รูปที่ 4.4 กระแสไฟฟ้าแรงสูงที่ลดลงในภาคเหนือ 1 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)



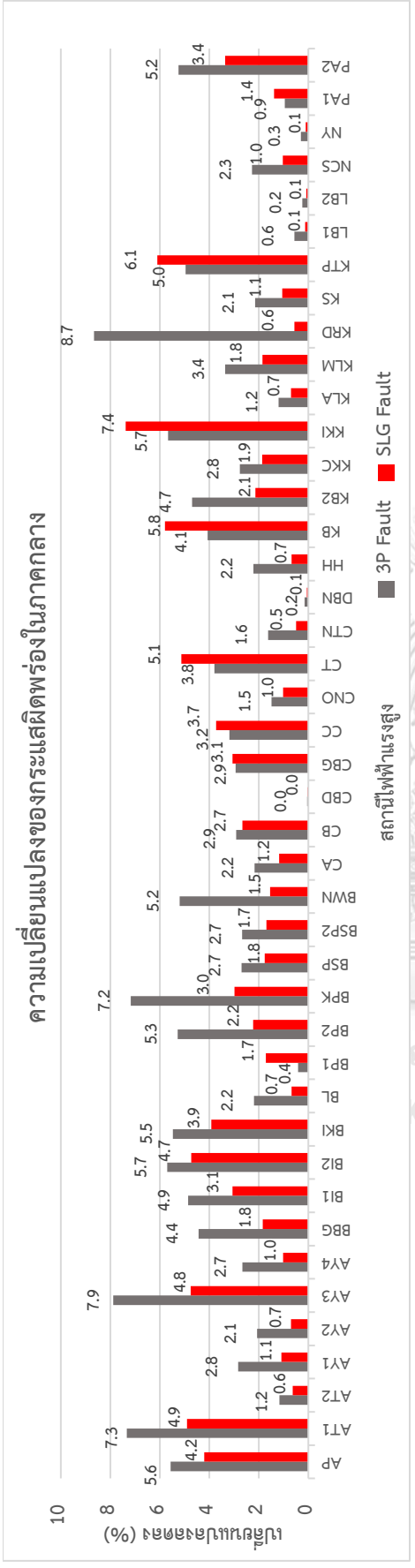
รูปที่ 4.5 กระแสไฟฟ้าแรงสูงที่ลดลงในภาคเหนือ 2 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)



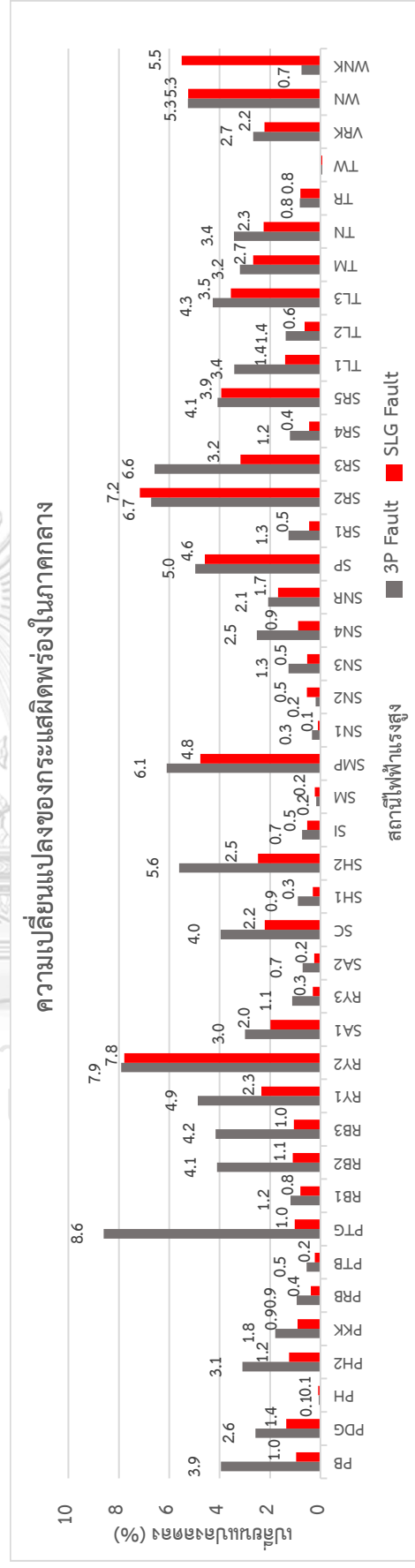
รูปที่ 4.6 กระแสไฟฟ้าพร้อมที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 1 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)



รูปที่ 4.7 กระแสไฟฟ้าพร้อมที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 2 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)

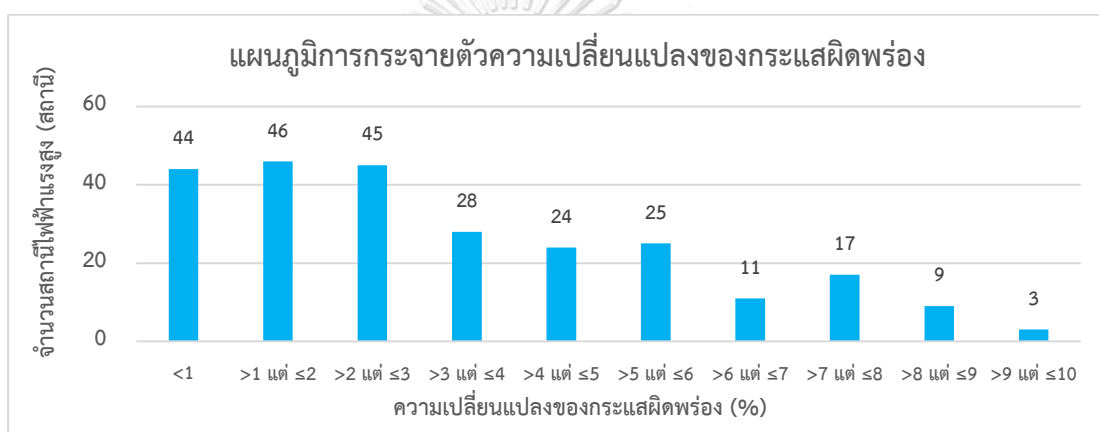


รูปที่ 4.8 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง 1 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)



รูปที่ 4.9 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง 2 (กรณี 4.1.1 เทียบกับ 4.1.2)

ผลการวิเคราะห์ในรูปแบบที่ 4.2-4.9 แสดงให้เห็นว่า แม้การเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง 4,315 MW พร้อมกับปลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบซิงโครนัสออกจากโครงข่ายจำนวน 10 ยูนิท จะทำให้กระแสผิตพ่วงลดลง แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ของ กฟผ. ที่มีการเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 10% จากค่าปรับตั้งในหัวข้อ 4.1.1 ซึ่งสอดคล้องกับสมมติฐานของ กฟผ. ที่ไม่นำพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์มาพิจารณา อย่างไรก็ตามหากพิจารณาจากแผนภูมิการกระจายตัว ในรูปที่ 4.10 จะเห็นว่า มีสถานีไฟฟ้าที่กระแสผิตพ่วงลดลงมากกว่า 9% จำนวน 3 สถานี และ อยู่ในช่วง 7%-9% จำนวน 26 สถานี ซึ่งสะท้อนว่าช่วงเผื่อ (margin) ของกระแสผิตพ่วงนั้น มีค่าน้อย และมีโอกาสมากกว่า 10% ได้ หากสัดส่วนของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์มีปริมาณมากขึ้น โดยจะแสดงให้เห็นในหัวข้อถัดไป



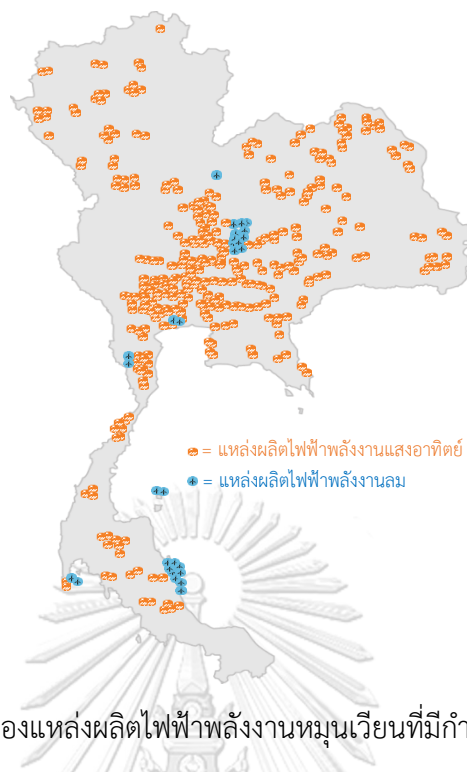
รูปที่ 4.10 แผนภูมิการกระจายตัวความเปลี่ยนแปลงของกระแสผิตพ่วง

4.1.3 การวิเคราะห์กระแสผิตพ่วงเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 18,453 MW (ตามแผน PDP ในปี 2580 [1])

เมื่อใช้ข้อมูลปี พ.ศ. 2580 ตามแผน PDP 2018 [1] อ้างอิง จะพบว่ากำลังผลิตติดตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ 18,453 MW นั้นคิดเป็นสัดส่วน 36% ของทั้งหมด ดังแสดงในตารางที่ 4.2 และมีตำแหน่งที่ตั้งดังแสดงในรูปที่ 4.11 ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้จะทำการเปรียบเทียบค่ากระแสผิตพ่วงในกรณีที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิสูงสุด และต่ำสุด

ตารางที่ 4.2 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมต่อโรงไฟฟ้าทั้งหมด [1]

กรณีศึกษา	กำลังผลิตติดตั้ง		พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม	
	ทุกประเภท (MW)	(%)	(MW)	(%)
4.1.2	50,932	100	4,315	8.5
4.1.3	50,932	100	18,453	36.2



รูปที่ 4.11 ตำแหน่งที่ตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW

4.1.3.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิสูงสุด (Peak Demand)

หากเลือกวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงกลางวัน ของปี พ.ศ. 2562 [19] เป็นช่วงเวลาอ้างอิงให้เห็นถึงกำลังผลิตจากของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ ที่มีปริมาณมาก ตามฤดูกาลต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 4.3 จะพบว่าเมื่อมีกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์เพิ่มขึ้นจาก 4,315 MW เป็น 18,453 MW จะทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าลดลงจากเดิม [19]

ตารางที่ 4.3 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามฤดูกาล

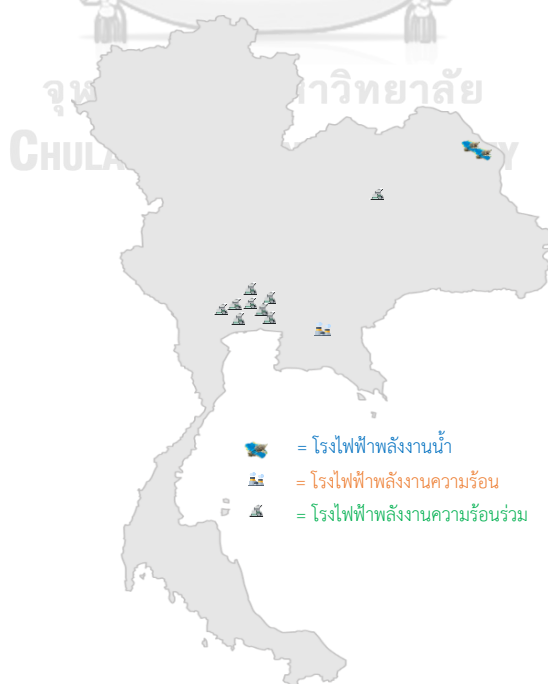
กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ (MW)						
กรณีที่	ฤดูร้อน		ฤดูฝน		ฤดูหนาว	
	กำลังผลิตสูงสุด	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	กำลังผลิตสูงสุด	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	กำลังผลิตสูงสุด	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ
1 (RE 4,315)	1,673	26,431	1,339	25,805	1,445	25,566
2 (RE 18,453)	8,494	21,226	6,677	21,761	6,932	21,482

จากตารางที่ 4.3 ฤดูกาลที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิลดลงมากที่สุดหากมีการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ คือฤดูร้อน ดังนั้นจึงเลือกใช้กำลังผลิต และความต้องการใช้

ไฟฟ้าสุทธิของฤดูร้อนในการอ้างอิง โดยใช้ข้อมูลโหลดโพรไฟล์จากรูปที่ 2.8 เพื่อให้ทราบถึงค่ากระแส ผิดพร้อมที่เปลี่ยนแปลงไปหากมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิสูงสุดในช่วงกลางวัน โดยมีกำลังผลิตสูงสุด จากพลังงานแสงอาทิตย์จะเพิ่มขึ้นเป็น 8,112 MW และกำลังผลิตจากพลังงานลมจะเพิ่มขึ้นเป็น 382 MW ซึ่งทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่ กฟผ. ตรวจวัดได้ลดลงเหลือ 21,226 MW ทำให้ต้องลด การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและปลดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมออกทั้งหมด 12 ยูนิต โดยใช้เกณฑ์ใน การพิจารณาตามตารางที่ 2.1 ซึ่งต้องคำนึงถึงกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อรองรับในกรณีฉุกเฉิน หากมีโรงไฟฟ้าหลุดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า และต้องมีการปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตามสมการ (2.2) ให้อยู่ในความเหมาะสม จึงเป็นเหตุให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายลดลงเหลือ 1,426 MW ดัง แสดงในตารางที่ 4.4 ซึ่งจะพบว่าโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกไปนั้นส่วนใหญ่จะอยู่บริเวณภาคกลาง และมี บางส่วนที่อยู่บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังแสดงในรูปที่ 4.12

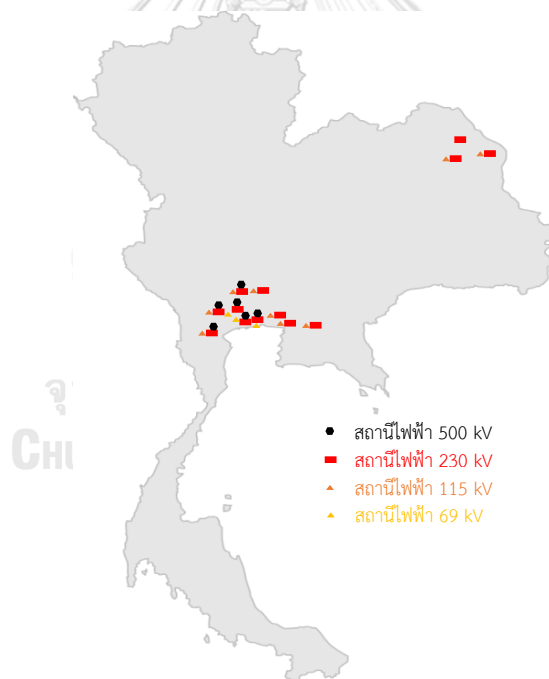
ตารางที่ 4.4 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในฤดูร้อน

กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิในฤดูร้อน (MW)						
กรณี	พลังงานแสงอาทิตย์		พลังงานลม		ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย
	กำลังผลิตติดตั้ง	กำลังผลิตสูงสุด	กำลังผลิตติดตั้ง	กำลังผลิตสูงสุด		
1 (RE 4,315)	2,827	1,483	1,488	190	26,431	1,995
2 (RE 18,453)	15,464	8,112	2,989	382	21,226	1,426



รูปที่ 4.12 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า 12 ยูนิต

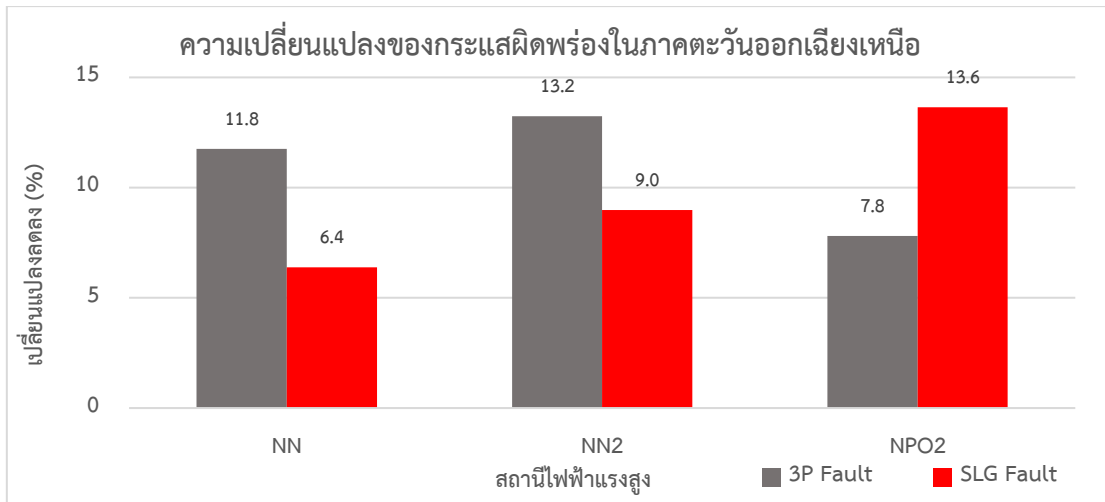
เมื่อวิเคราะห์หาค่ากระแสผิดพลาดพร้อมตามการนำไปใช้ตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน ออกเป็น 2 ชนิด คือ การลัดวงจรแบบ 3 เฟส (3-Phase Fault ; 3P) และการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน (Single-Line-To-Ground Fault ; SLG) โดยทำการเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ตามแนวทางปฏิบัติจากกองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า กฟผ. [16] กับกรณีที่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW โดยกำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า และกำหนดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าเฉพาะลำดับบวกเท่านั้น (ภาคผนวก ก) ซึ่งจะทำให้สามารถส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าได้คงที่ตลอด ไม่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณแรงดันไฟฟ้า และสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดเท่ากับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ในช่วงที่เกิดการลัดวงจร จะทำให้พบว่ามีสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งหมด 13 สถานี ดังแสดงในรูปที่ 4.13 ที่มีกระแสผิดพลาดลดลงมากกว่า 10% ซึ่งเกินกว่าย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของกฟผ. สำหรับการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งไฟฟ้า [17]



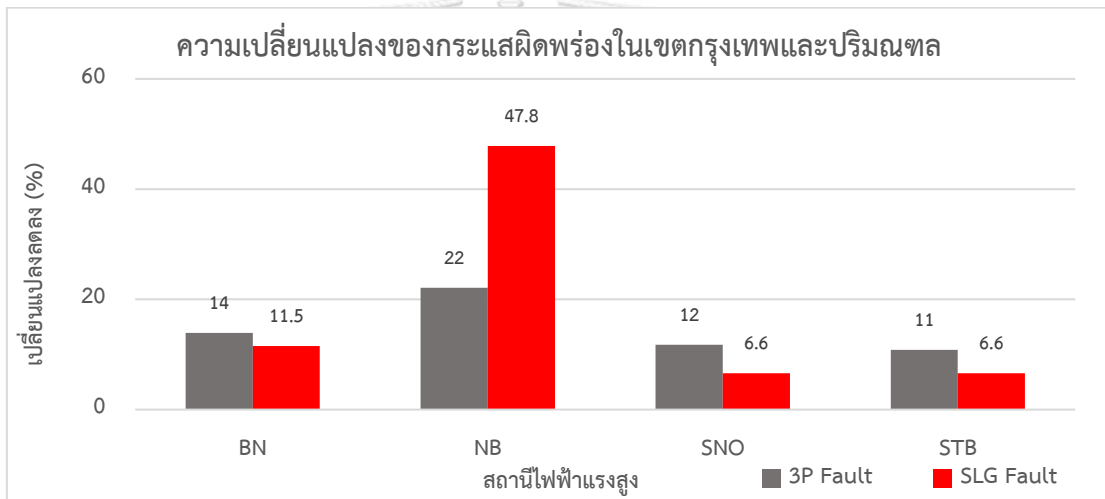
รูปที่ 4.13 ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 13 สถานี

โดยเมื่อพิจารณาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบจากการลดลงของกระแสผิดพลาด และส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันนั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

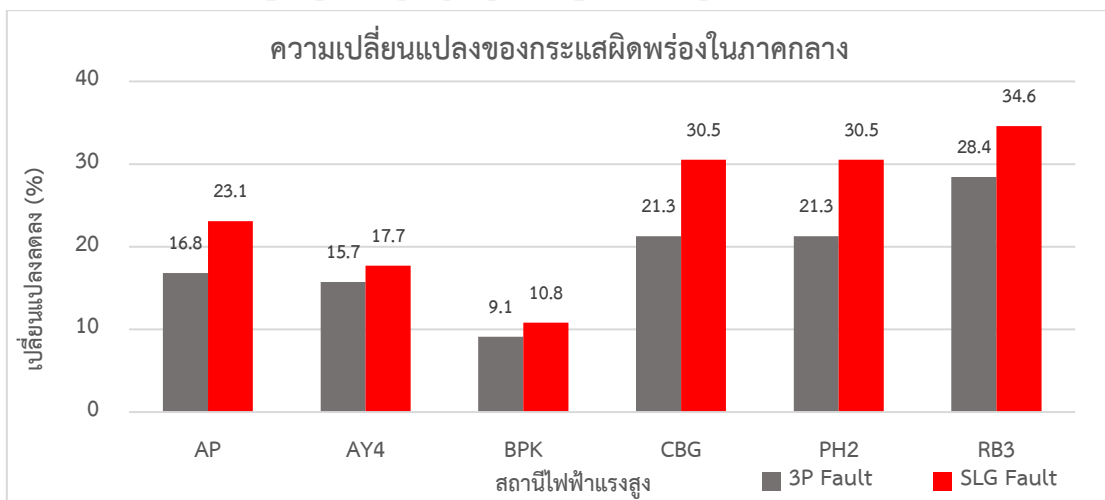
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 3 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.14
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 4 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.15
- ภาคกลางจำนวน 6 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.16



รูปที่ 4.14 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Peak (ใหม่ควบคุมกระแสไฟฟ้า)

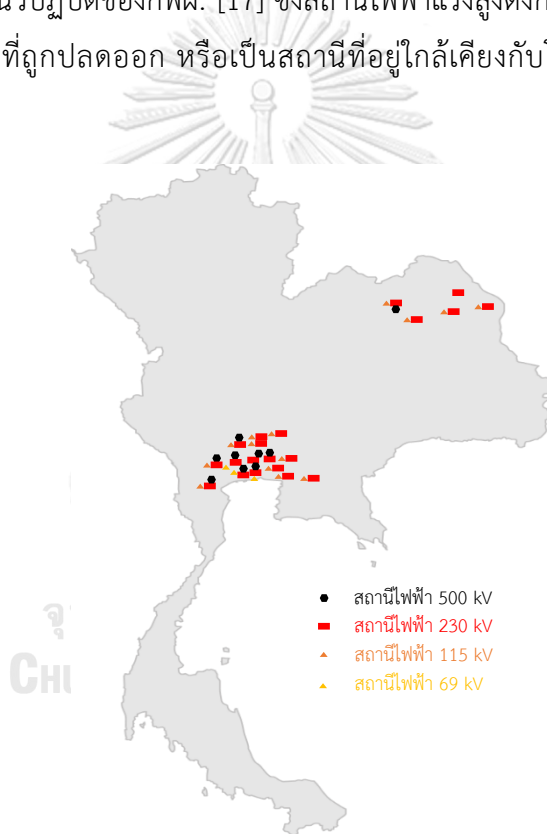


รูปที่ 4.15 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Peak (ใหม่ควบคุมกระแสไฟฟ้า)



รูปที่ 4.16 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง :Peak (ใหม่ควบคุมกระแสไฟฟ้า)

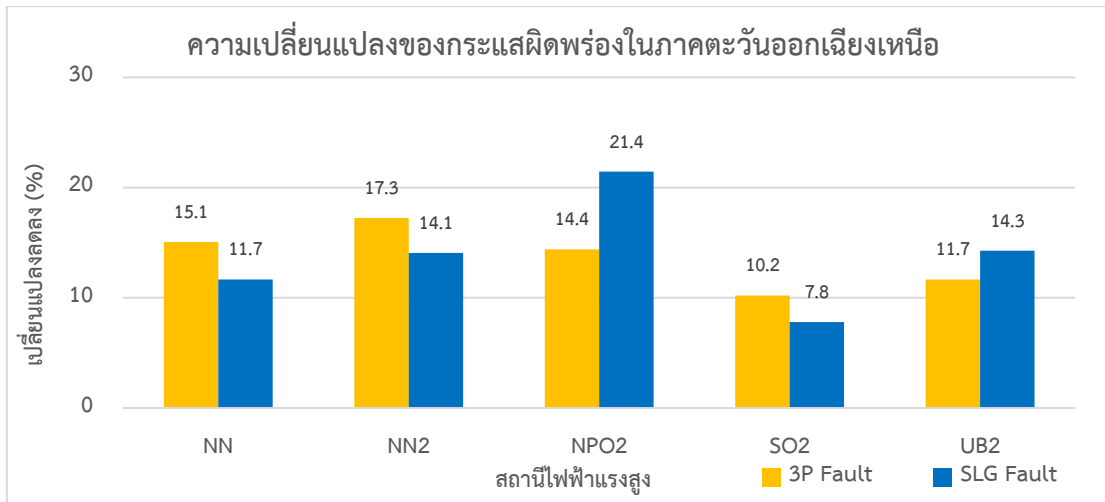
แต่ถ้ากำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า และกำหนดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าเฉพาะลำดับบวกเท่านั้น (ภาคผนวก ก) อินเวอร์เตอร์จะทำหน้าที่เสมือนกับเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่ถูกจำกัดกระแสไฟฟ้าไว้ที่พิกัดของอินเวอร์เตอร์ขณะที่เกิดการลัดวงจร ค่ากระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณของแรงดันไฟฟ้า หากเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ กับกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW จะทำให้พบว่า มีสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งหมด 20 สถานี ดังแสดงในรูปที่ 4.17 ที่มีกระแสผิดพลาดลดลงมากกว่า 10% และเกินกว่าย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของกพพ. [17] ซึ่งสถานีไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนี้ จะเป็นสถานีที่มีการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออก หรือเป็นสถานีที่อยู่ใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า



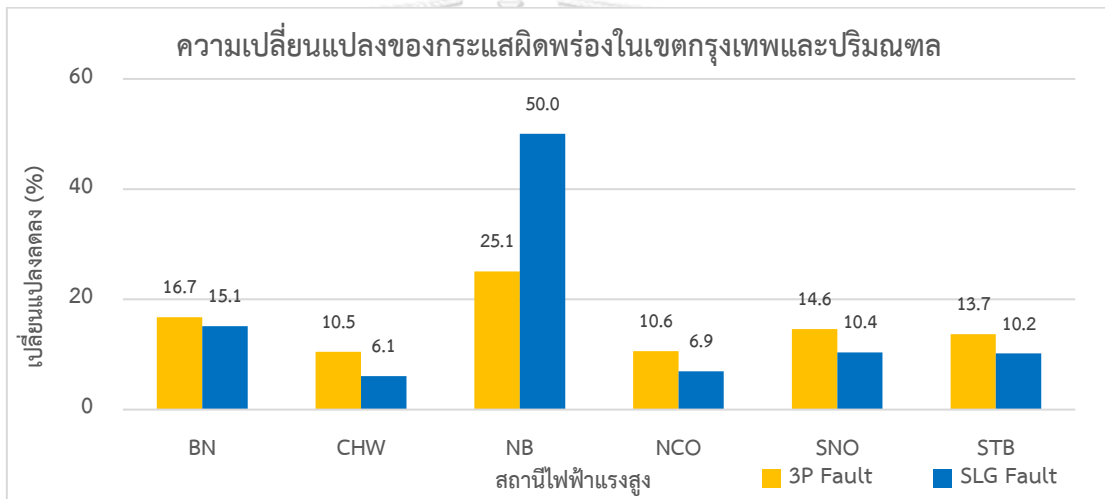
รูปที่ 4.17 ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 20 สถานี

โดยเมื่อพิจารณาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบจากการลดลงของกระแสผิดพลาด และส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันนั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

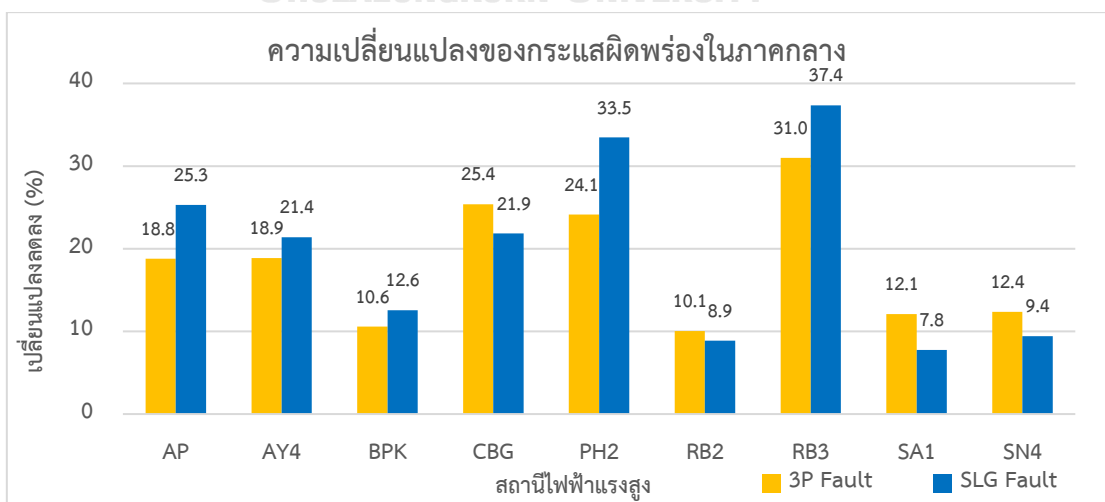
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.18
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 6 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.19
- ภาคกลางจำนวน 9 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.20



รูปที่ 4.18 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Peak (โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



รูปที่ 4.19 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Peak (โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



รูปที่ 4.20 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง :Peak (โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)

4.1.3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิต่ำสุด (Low Demand)

เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยลง โรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในโครงข่ายไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องลดการเดินเครื่องลง และหากมีปริมาณกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์เพิ่มเข้ามาจะยิ่งทำให้ส่งผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้ามากขึ้น ดังนั้นวันที่จะมีกำลังผลิตน้อยที่สุด คือวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุดของปี 2562 [19] หากพิจารณาในช่วงกลางวันจะพบว่าโรงไฟฟ้ามีการเดินเครื่องน้อยที่สุด และมีกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามา ดังแสดงในตารางที่ 4.5 ซึ่งจะพบว่า เมื่อมีกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์เพิ่มมากขึ้นความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจะมีค่าลดลง

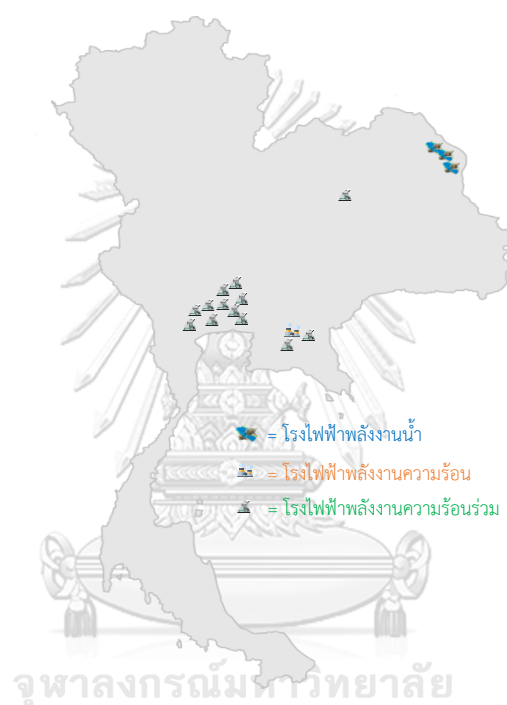
ตารางที่ 4.5 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดตามฤดูกาล

กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ (MW)						
กรณี	ฤดูร้อน		ฤดูฝน		ฤดูหนาว	
	กำลังผลิตสูงสุด	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	กำลังผลิตสูงสุด	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	กำลังผลิตสูงสุด	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ
1 (RE 4,315)	1,472	24,644	1,271	23,248	1,362	22,619
2 (RE 18,453)	7,211	20,330	6,298	19,449	6,477	18,826

จากตารางที่ 4.5 ฤดูกาลที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิน้อยที่สุดของปี 2562 [19] คือฤดูหนาว ดังนั้นหัวข้อนี้จึงเลือกใช้กำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิของฤดูหนาวในการอ้างอิง เนื่องจากจะส่งผลต่อค่ากระแสผิวดำเนินการที่เกิดขึ้น และทำให้ค่ากระแสผิวดำเนินการมากที่สุด โดยใช้ข้อมูลโหลดโปรไฟล์จากรูปที่ 2.10 เพื่อให้ทราบถึงค่ากระแสผิวดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงไปหากมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิต่ำสุดในช่วงกลางวัน โดยมีกำลังผลิตสูงสุดจากพลังงานแสงอาทิตย์จะเพิ่มขึ้นเป็น 5,913 MW และกำลังผลิตจากพลังงานลมจะเพิ่มขึ้นเป็น 564 MW ซึ่งทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่กพผ. ตรวจวัดได้ลดลงเหลือ 18,826 MW ทำให้ต้องลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและปลดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมออกทั้งหมด 17 หน่วย โดยใช้เกณฑ์ในการพิจารณาตามตารางที่ 2.1 ซึ่งต้องคำนึงถึงกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อรองรับในกรณีฉุกเฉินหากมีโรงไฟฟ้าหลุดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า และต้องมีการปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตามสมการ (2.2) ให้อยู่ในความเหมาะสม จึงเป็นเหตุให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายลดลงเหลือ 1,308 MW ดังแสดงในตารางที่ 4.6 ซึ่งจะพบว่าโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกไปนั้นส่วนใหญ่จะอยู่บริเวณภาคกลาง และมีบางส่วนที่อยู่บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังแสดงในรูปที่ 4.21

ตารางที่ 4.6 กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในฤดูหนาว

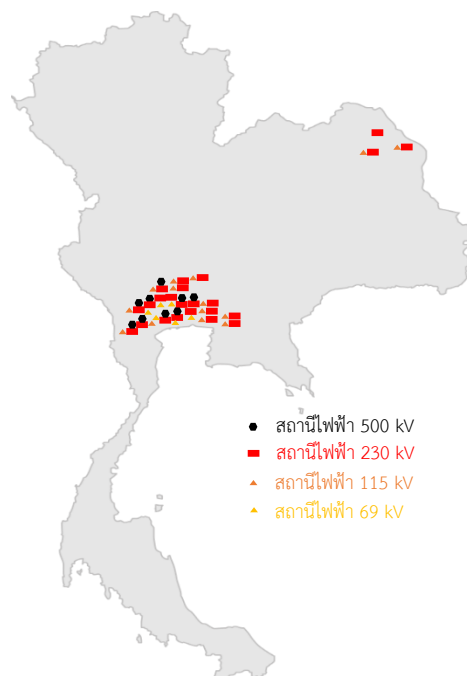
กำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิในฤดูหนาว (MW)						
กรณี	พลังงานแสงอาทิตย์		พลังงานลม		ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย
	กำลังผลิตติดตั้ง	กำลังผลิตสูงสุด	กำลังผลิตติดตั้ง	กำลังผลิตสูงสุด		
1 (RE 4,315)	2,827	1,081	1,488	281	22,619	1,621
2 (RE 18,453)	15,464	5,913	2,989	564	18,826	1,308



รูปที่ 4.21 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า 17 ยูนิ

เมื่อวิเคราะห์หาค่ากระแสผิดพลาดพร้อมตามการนำไปใช้ตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน ออกเป็น 2 ชนิด คือ การลัดวงจรแบบ 3 เฟส (3-Phase Fault ; 3P) และการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน (Single-Line-To-Ground Fault ; SLG) โดยทำการเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ตามแนวทางปฏิบัติจากกองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า กฟผ. [16] กับกรณีที่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW โดยกำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า และกำหนดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าเฉพาะลำดับบวกเท่านั้น (ภาคผนวก ก) ซึ่งจะช่วยให้สามารถส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าได้คงที่ตลอด ไม่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณแรงดันไฟฟ้า และสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดเท่ากับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ในช่วงที่เกิดการลัดวงจร จะทำให้พบว่ามีสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งหมด 23 สถานี

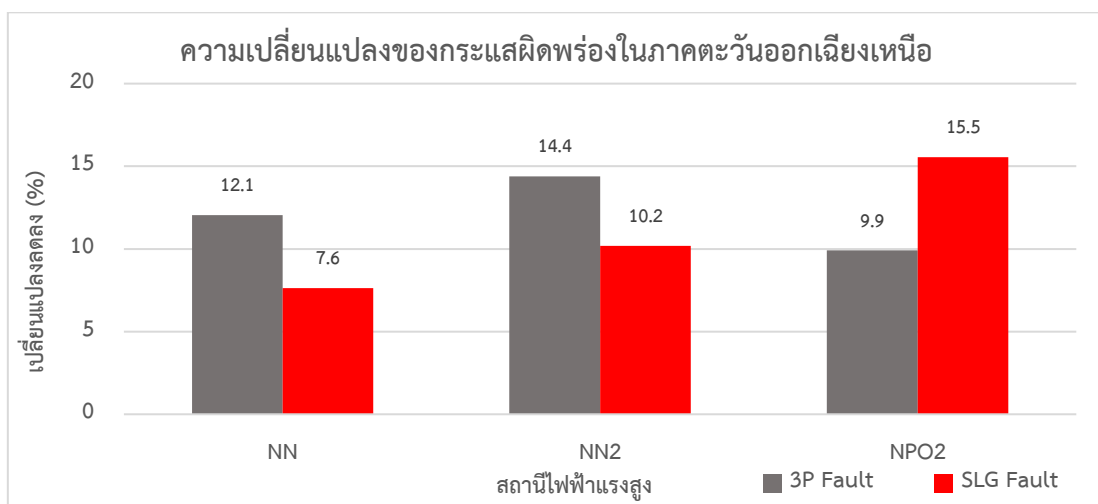
ดังแสดงในรูปที่ 4.22 ที่มีกระแสผิดพลาดพร้อมลดลงมากกว่า 10% ซึ่งเกินกว่าย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของกฟผ. สำหรับการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งไฟฟ้า [17]



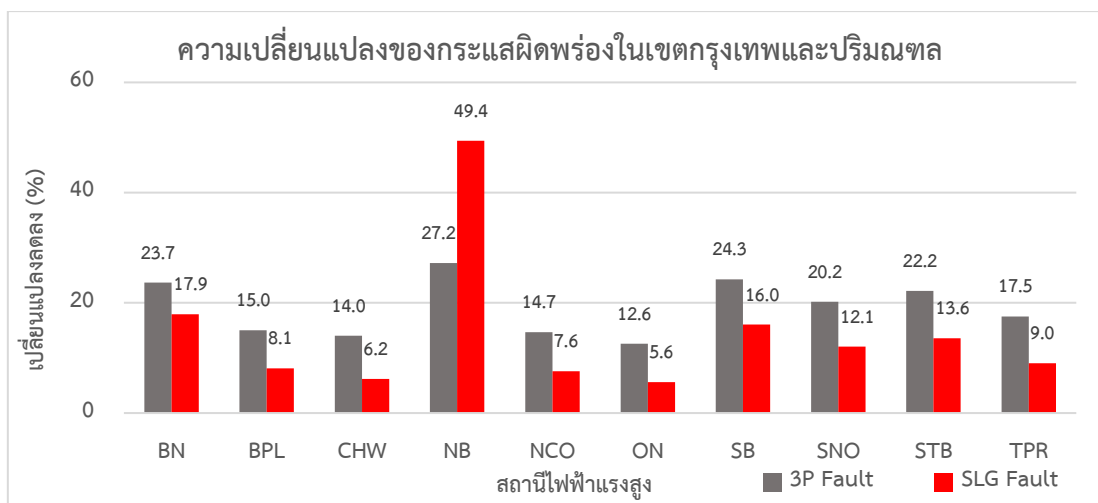
รูปที่ 4.22 ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 23 สถานี

โดยเมื่อพิจารณาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบจากการลดลงของกระแสผิดพลาด และส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันนั้น จะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

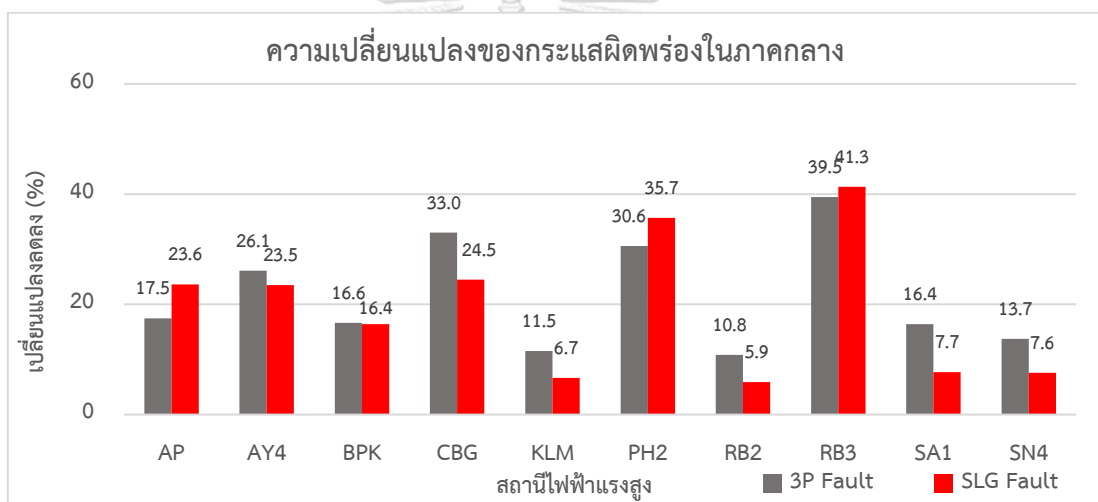
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 3 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.23
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.24
- ภาคกลางจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.25



รูปที่ 4.23 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Low (โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า)



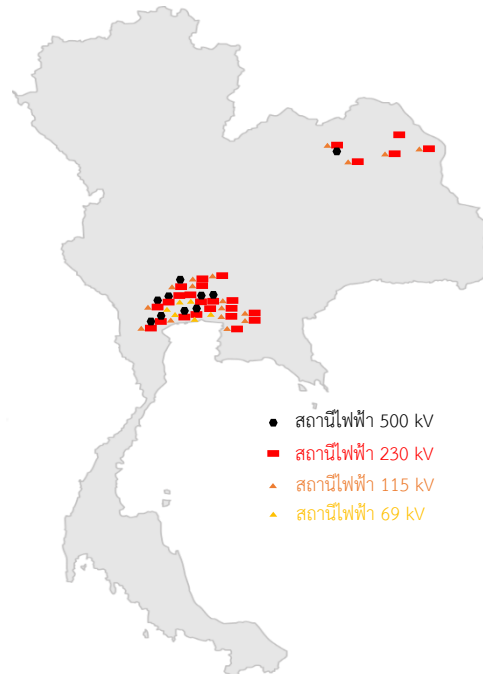
รูปที่ 4.24 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Low (โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า)



รูปที่ 4.25 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง :Low (โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า)

แต่ถ้ากำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า และกำหนดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าเฉพาะลำดับบวกเท่านั้น (ภาคผนวก ก) อินเวอร์เตอร์จะทำหน้าที่เสมือนกับเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่ถูกจำกัดกระแสไฟฟ้าไว้ที่พิกัดของอินเวอร์เตอร์ขณะที่เกิดการลัดวงจร ค่ากระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณของแรงดันไฟฟ้า หากเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ กับกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW จะทำให้พบว่า มีสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งหมด 26 สถานี ดังแสดงในรูปที่ 4.26 ที่มีกระแสผิดพลาดลดลงมากกว่า 10% และเกินกว่าย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของกฟผ. [17] ซึ่งสถานีไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนี้ จะเป็นสถานีที่มีการ

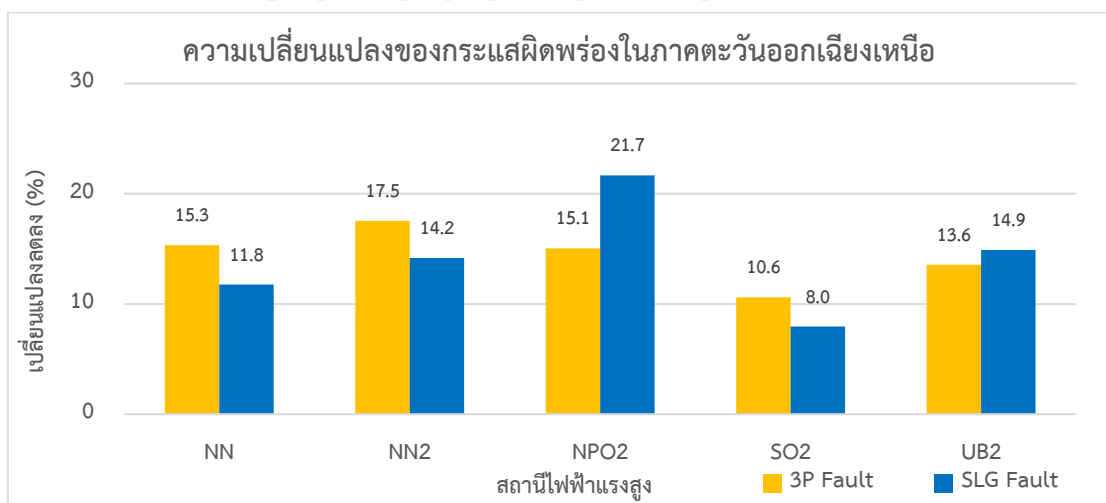
เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออก หรือเป็นสถานที่ที่อยู่ใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจาก
โครงข่ายไฟฟ้า



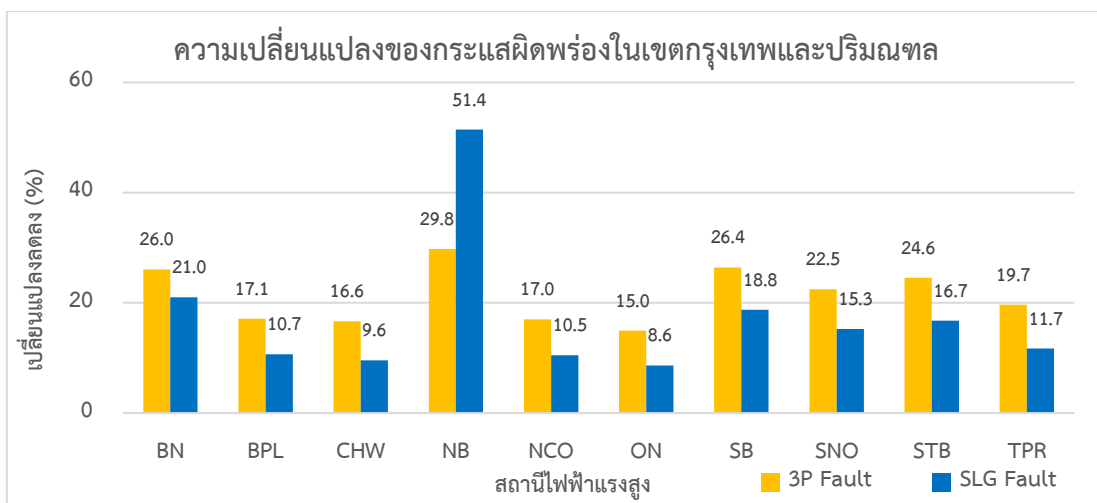
รูปที่ 4.26 ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ 26 สถานี

โดยเมื่อพิจารณาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบจากการลดลงของกระแสดีพร้อม และส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันนั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

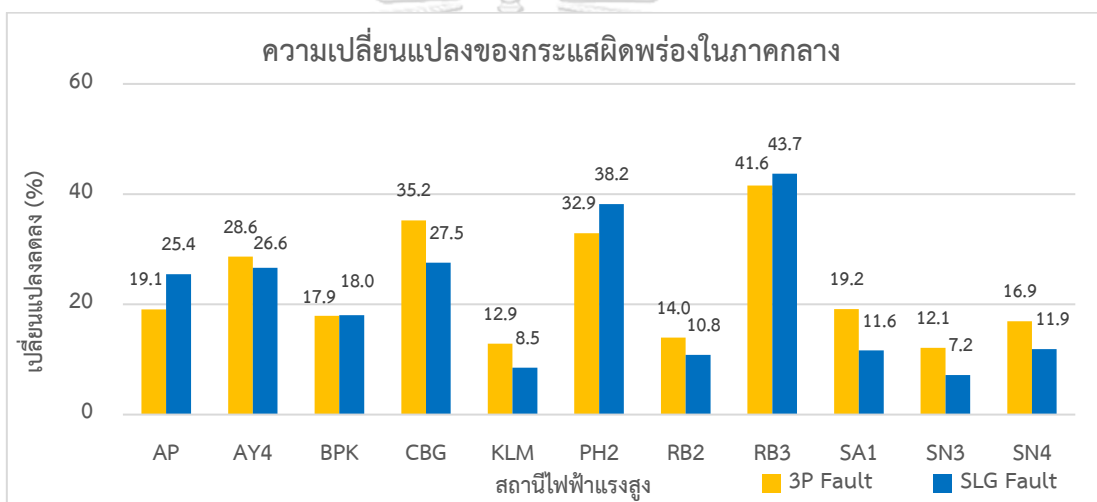
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในตารางที่ 4.27
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในตารางที่ 4.28
- ภาคกลางจำนวน 11 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในตารางที่ 4.29



รูปที่ 4.27 กระแสดีพร้อมที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ :Low (โหมตควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



รูปที่ 4.28 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล :Low (โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



รูปที่ 4.29 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง :Low (โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)

4.2 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน

4.2.1 การลดลงของกระแสผิดพลาด

การเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในสัดส่วน 36 % ทำให้ค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นลดลงมากกว่า 10% ซึ่งเกินกว่าย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. [17] ในการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในโครงข่ายไฟฟ้าส่งผลกระทบทำให้อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทำงานช้าลง ก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ต่างๆ ที่เชื่อมต่อเข้ากับหม้อแปลงไฟฟ้า ทำให้อุปกรณ์เหล่านั้นเสียหายได้ โดยถ้าแบ่งตามความต้องการใช้ไฟฟ้าจะพบว่า ในกรณีที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าจะมีสถานีไฟฟ้าแรงสูงได้รับผลกระทบทั้งหมด 13 สถานี แต่หากให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะทำให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงได้รับผลกระทบทั้งหมด 20 สถานี ส่วนใน

กรณีมีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดและให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้าจะมีสถานีไฟฟ้าแรงสูงได้รับผลกระทบทั้งหมด 23 สถานี แต่หากให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะทำให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงได้รับผลกระทบทั้งหมด 26 สถานี

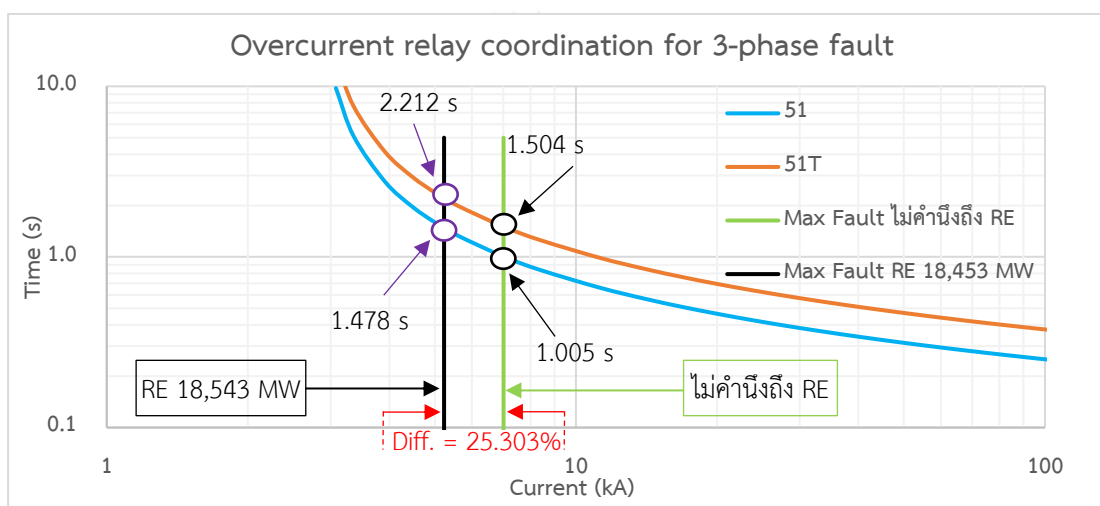
เมื่อพิจารณาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงราชบุรี 3 (RB3) จากกรณีที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในช่วงฤดูหนาว โดยกำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า และกำหนดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าเฉพาะลำดับบวกเท่านั้น (ภาคผนวก ก) อินเวอร์เตอร์จะทำหน้าที่เสมือนกับเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่ถูกจำกัดกระแสไฟฟ้าไว้ที่พิกัดของอินเวอร์เตอร์ขณะที่เกิดการลัดวงจร ค่ากระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณของแรงดันไฟฟ้า หากนำข้อมูลการเกิดกระแสผิดพลาดแบบ 3 เฟส และแบบ 1 เฟสลงดินมาเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ตามแนวทางปฏิบัติของ กฟผ. [16] กับกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW และพิจารณาเฉพาะค่ากระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า KT1A ขนาด 500/230/22kV จะได้ข้อมูลดังแสดงในตารางที่ 4.7 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการเกิดกระแสผิดพลาดของทั้ง 2 กรณีนั้น หม้อแปลงไฟฟ้ามีกระแสผิดพลาดสูงสุดไหลผ่านลดลงเกินกว่า 10 % ทำให้ต้องมีการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินใหม่ ซึ่งแนวทางปฏิบัติในการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินจะใช้กระแสผิดพลาดสูงสุดที่ไหลผ่านหม้อแปลงไปยัง Main Bus ด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำในการตั้งค่า และเลือกใช้กราฟการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ SI ตามสมการ (2.1)

ตารางที่ 4.7 กระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า 500/230 ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงราชบุรี 3 (RB3)

กระแสผิดพลาดที่หม้อแปลง KT1A (kA)		
กรณี	3 เฟส	1 เฟสลงดิน
4.1.1 (ไม่คำนึงถึง RE)	7.011	7.578
4.1.3 (RE 18,453)	5.237	5.426
เปลี่ยนแปลง (%)	-25.303	-28.398

เมื่อพิจารณากระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 3 เฟส ที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า KT1A จากทั้ง 2 กรณีในตารางที่ 4.7 โดยใช้กระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 3 เฟส จากกรณีที่ 4.1.1 ในการอ้างอิงเพื่อตั้งค่า และวาดกราฟการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟส จะพบว่าเมื่อเกิดกระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 3 เฟส อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ (51) จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและปลดวงจรออกที่เวลา 1.005 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 7.011 kA ในทางกลับกันหากพิจารณากระแสผิดพลาดจากกรณีที่ 4.1.3 แต่ยังคงใช้กระแสผิดพลาดสูงสุดจากกรณีที่ 4.1.1 ในการตั้งค่า

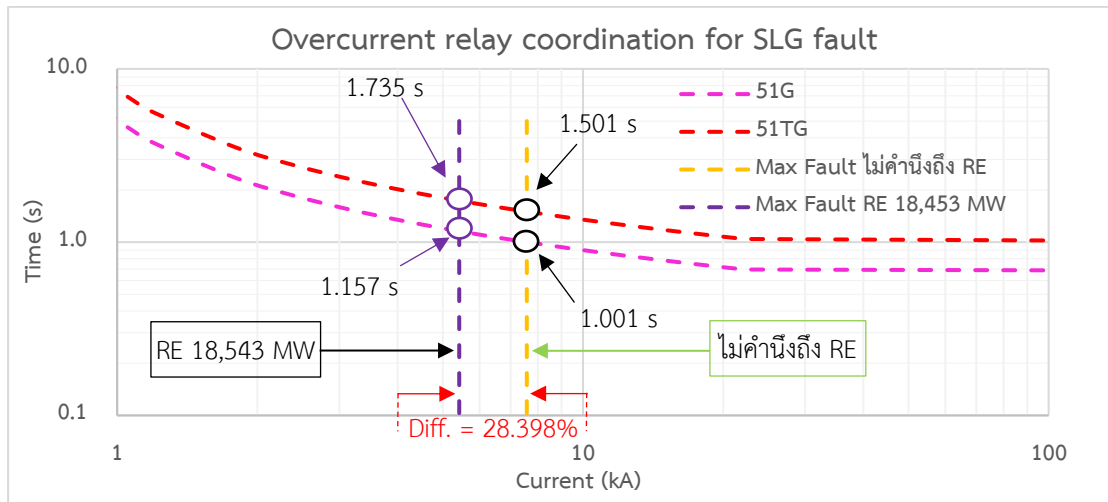
จะทำให้อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทำงานช้าลง และสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานที่เวลา 1.478 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 5.237 kA ซึ่งทั้ง 2 กรณีนั้นมีระยะเวลาที่แตกต่างกัน 0.473 วินาที ในส่วนของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินด้านแรงดันไฟฟ้าสูง (51T) จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและปลดวงจรออกที่เวลา 1.504 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 7.011 kA ในทางกลับกันหากพิจารณากระแสผิดพลาดจากกรณีที่ 4.1.3 แต่ยังคงใช้กระแสผิดพลาดสูงสุดจากกรณีที่ 4.1.1 ในการตั้งค่า จะทำให้อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทำงานช้าลง และสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานที่เวลา 2.212 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 5.237 kA ซึ่งทั้ง 2 กรณีนี้มีระยะเวลาที่ต่างกัน 0.708 วินาที ดังแสดงในรูปที่ 4.30



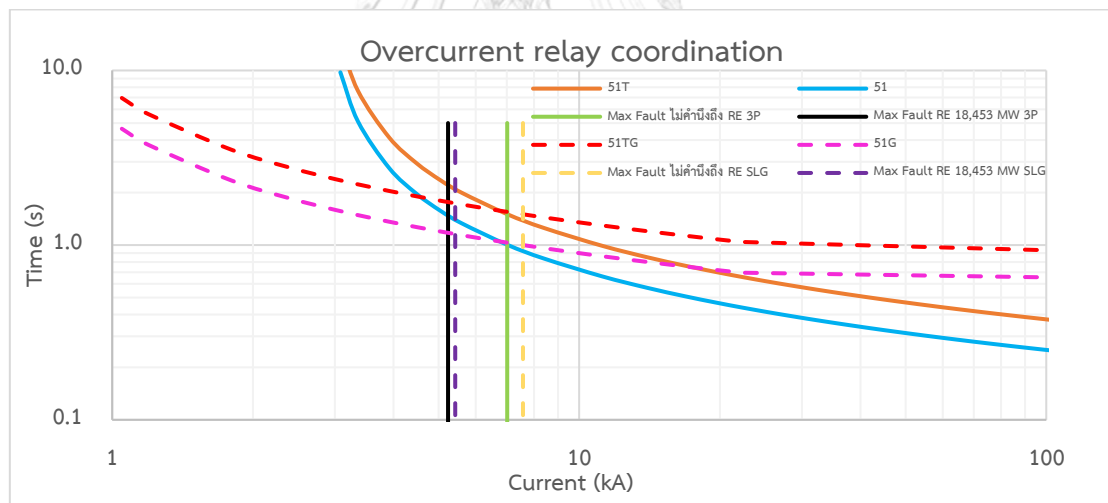
รูปที่ 4.30 เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 3 เฟส ที่สฟ. RB3

ในทำนองเดียวกันเมื่อพิจารณากระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 1 เฟสลงดิน ที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า KT1A จากทั้ง 2 กรณี ในตารางที่ 4.7 โดยใช้กระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 1 เฟสลงดิน จากกรณีที่ 4.1.1 ในการอ้างอิงเพื่อตั้งค่าและวาดกราฟการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบกราวด์จะพบว่าเมื่อเกิดกระแสผิดพลาดสูงสุดแบบ 1 เฟสลงดิน อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำ (51G) จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและปลดวงจรออกที่เวลา 1.001 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 7.578 kA ในทางกลับกันหากพิจารณากระแสผิดพลาดจากกรณีที่ 4.1.3 แต่ยังคงใช้กระแสผิดพลาดสูงสุดจากกรณีที่ 4.1.1 ในการตั้งค่า จะทำให้อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทำงานช้าลง และสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานที่เวลา 1.157 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 5.426 kA ซึ่งทั้ง 2 กรณีนี้มีระยะเวลาที่แตกต่างกัน 0.156 วินาที ในส่วนของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินด้านแรงดันไฟฟ้าสูง (51TG) จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานและปลดวงจรออกที่เวลา 1.501 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 7.578 kA ในทางกลับกันหากพิจารณากระแสผิดพลาดจากกรณีที่ 4.1.3 แต่ยังคงใช้กระแสผิดพลาดสูงสุดจากกรณีที่ 4.1.1 ในการตั้งค่าจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทำงานช้าลง และสั่งให้เซอร์กิต

เบรกเกอร์ทำงานที่เวลา 1.735 วินาที โดยมีกระแสผิดพลาดสูงสุด 5.426 kA ซึ่งทั้ง 2 กรณีนั้นมีระยะเวลาที่แตกต่างกัน 0.234 วินาที ดังแสดงในรูปที่ 4.31 และสามารถวาดกราฟการประสานการทำงานระหว่างอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบเฟส และแบบกราวด์ได้ดังแสดงในรูปที่ 4.32



รูปที่ 4.31 เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 1 เฟสลงดิน ที่สฟ. RB3



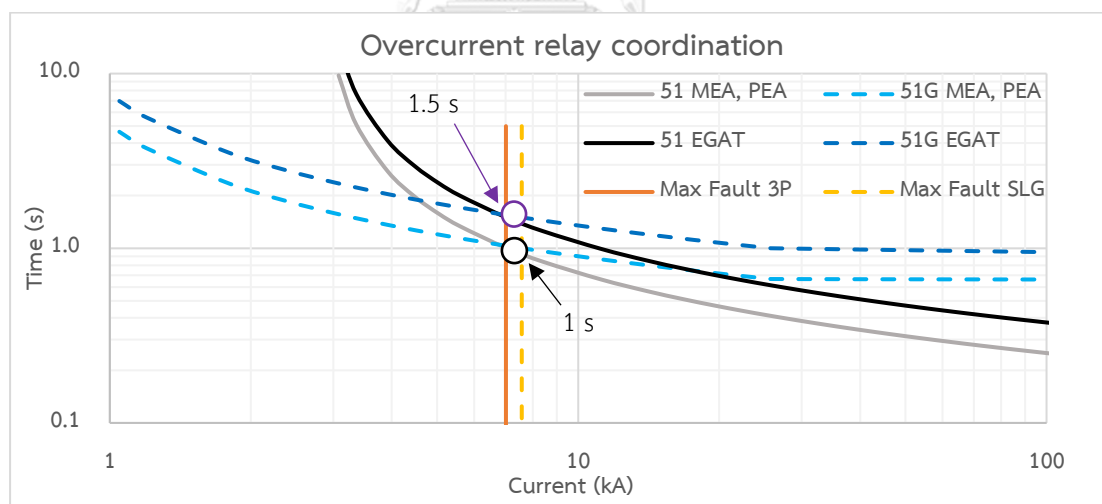
รูปที่ 4.32 เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน ที่สฟ. RB3

4.2.2 การเพิ่มขึ้นของกระแสผิดพลาด

นอกจากการลดลงของกระแสผิดพลาดแล้ว ในทำนองเดียวกันกระแสผิดพลาดยังมีการเพิ่มขึ้นด้วย โดยสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่อยู่ไกลจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่มีปริมาณแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในปริมาณที่มาก จะมีค่าของกระแสผิดพลาดเพิ่มขึ้น เพราะการมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเข้ามาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงใดๆนั้น จะเสมือนกับว่าสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้นมีโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้ามา กระแสผิดพลาดจึงสูงขึ้นตามไปด้วย แต่ถึงอย่างนั้นค่ากระแสผิดพลาดยังคง

เปลี่ยนแปลงไม่เกิน 10% ตามย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. [17] เว้นแต่ว่าจะมีปริมาณของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นมากกว่านี้ ซึ่งอาจจะทำให้ค่ากระแสผิดพลาดเพิ่มขึ้นและเปลี่ยนแปลงเกิน 10% ได้ โดยสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่จะได้รับผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของกระแสผิดพลาดโดยตรงคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV เพราะแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่จะเชื่อมต่อเข้ากับระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV และ 22 kV

การเพิ่มขึ้นของค่ากระแสผิดพลาดจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV ซึ่งจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทำงานเร็วขึ้นกว่าปกติ และจะมีผลต่อการประสานงานการทำงาน (Coordination) ระหว่างอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. [16] เพราะหม้อแปลงไฟฟ้า 115/22 kV เป็นหม้อแปลงที่ใช้ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยัง กฟภ. และ กฟน. เพื่อจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีเงื่อนไขในการประสานงานการทำงานระหว่าง กฟผ. กฟน. และ กฟภ. คือ อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของ กฟน. และ กฟภ. จะต้องทำงานเร็วกว่าของ กฟผ. 0.5 วินาที ดังแสดงในรูปที่ 4.33 ซึ่งหมายความว่า เมื่ออุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินด้านแรงต่ำของ กฟผ. ทำงานที่เวลา 1.5 วินาที อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของ กฟน. และ กฟภ. จะต้องทำงานที่เวลา 1 วินาที ดังนั้นการเพิ่มขึ้นของกระแสผิดพลาดจึงเป็นสาเหตุที่ทำให้ต้องมีการปรับเปลี่ยนเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในส่วนของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ.



รูปที่ 4.33 เวลาการทำงานทั้งหมดของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน

บทที่ 5

การแก้ไขผลกระทบจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

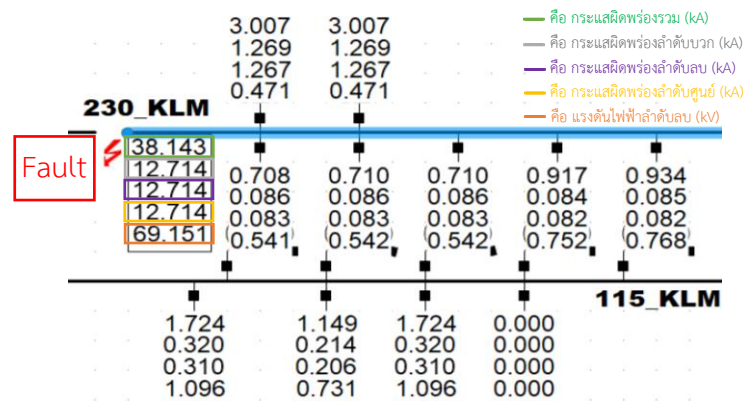
การลดลงของปริมาณกระแสผุดพ่วงจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์นั้น ทำให้ค่ากระแสผุดพ่วงที่เกิดขึ้นเปลี่ยนแปลงมากเกินกว่า 10% จากย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. ในการตั้งค่าระบบป้องกัน ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาแนวทางแก้ไขเพื่อให้ค่ากระแสผุดพ่วงที่เกิดขึ้นเปลี่ยนแปลงไม่เกินเกณฑ์ที่กำหนด เนื่องจากไม่สามารถปรับตั้งเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้ตอบสนองต่อปริมาณกำลังผลิตแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในแต่ละช่วงเวลาได้ โดยแนวทางแก้ไขสามารถทำได้หลายวิธี อาทิ การพิจารณาปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ และการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System ; BESS) นอกจากนี้ยังสามารถใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบบเพื่อช่วยปรับความสมดุลของแรงดันไฟฟ้าได้อีกด้วย

5.1 การใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบ

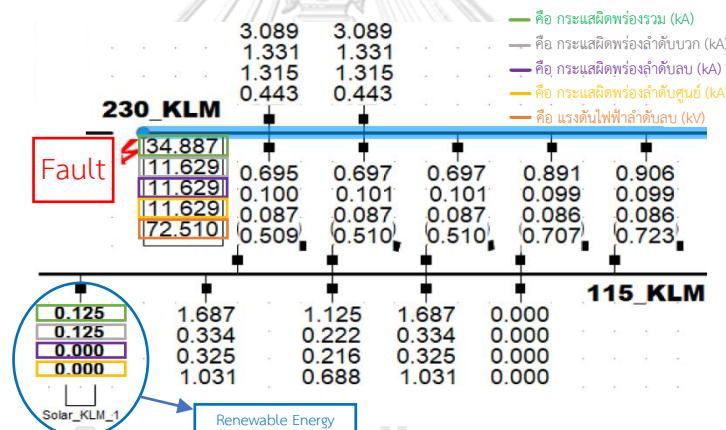
การปรับให้อินเวอร์เตอร์ช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบพร้อมกับจ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับบวกนั้น ไม่ได้ช่วยทำให้กระแสผุดพ่วงที่เกิดขึ้นมีค่ามากขึ้น เนื่องจากกระแสไฟฟ้าขาออกจะถูกจำกัดไว้ที่พิกัดของอินเวอร์เตอร์ แต่การให้อินเวอร์เตอร์ช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบจะช่วยทำให้แรงดันไฟฟ้าลำดับลบมีค่าลดลง ซึ่งจะช่วยให้แรงดันไฟฟ้า ณ ขณะที่เกิดการลัดวงจรมีความสมดุลมากขึ้น และช่วยลดความสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้า [20]

โดยค่าแรงดันไฟฟ้าลำดับลบในกรณีที่พิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และไม่คำนึงถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์นั้นจะมีค่าน้อยที่สุด แต่หากเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าลำดับลบในกรณีที่มีกำลังผลิตติดตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ 18,543 MW ในช่วงฤดูหนาว จากตารางที่ 4.6 ณ ขณะที่เกิดความผุดพ่วงแบบ 1 เฟสลงดิน ระหว่างกรณีที่ให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage-Controlled Mode) กับกรณีที่ให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า (Current-Controlled Mode) (ภาคผนวก ก) พร้อมทั้งให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับบวกอย่างเดียวหรือ จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและกระแสไฟฟ้าลำดับลบเท่ากัน จะทำให้ทราบถึงความเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้น ซึ่งจะพบว่าผลรวมของกระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจากอินเวอร์เตอร์ยังคงมีค่าเท่าเดิม แต่ขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้นแรงดันไฟฟ้าลำดับลบของกรณีที่ให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า จะมีค่าน้อยกว่ากรณีที่ให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลศึกษาดังแสดงในรูปที่ 5.1-5.5 ดังนั้นควรให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า

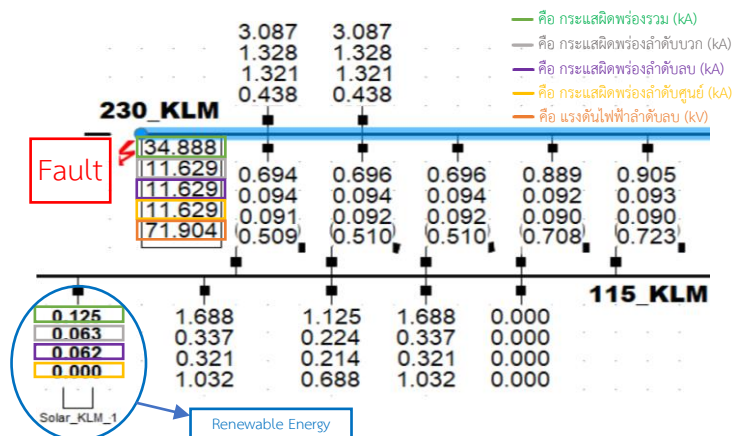
และให้อินเวอร์เตอร์ช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับลบ เนื่องจากจะส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้าลำดับลบมีค่าน้อยลง และใกล้เคียงกับกรณีที่ไม่คำนึงถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นผลดีต่อโครงข่ายไฟฟ้า เพราะจะทำให้แรงดันไฟฟ้ามีความสมดุลมากขึ้น และสะท้อนให้เห็นถึงความเป็นจริงที่ไม่ต้องการให้แรงดันไฟฟ้าลำดับลบมีค่ามาก ณ ขณะที่เกิดการลัดวงจร



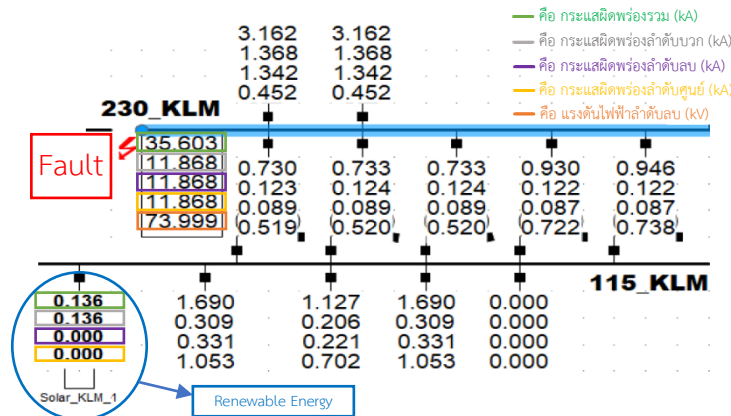
รูปที่ 5.1 ผลศึกษากรณีพิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัส



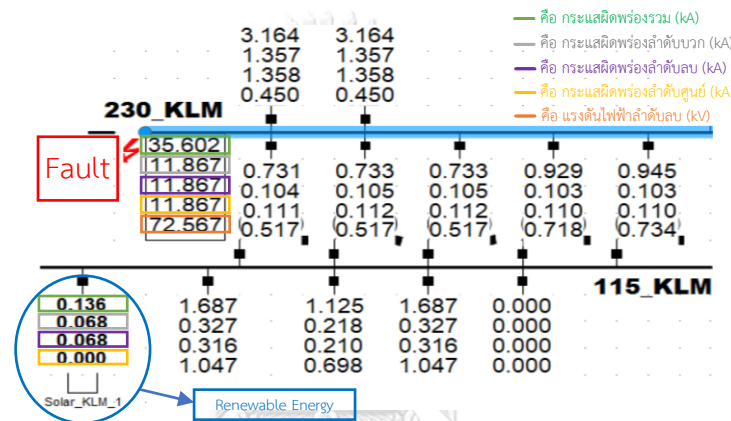
รูปที่ 5.2 ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายเฉพาะกระแสไฟฟ้าลำดับบวก (โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



รูปที่ 5.3 ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลบ (โหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



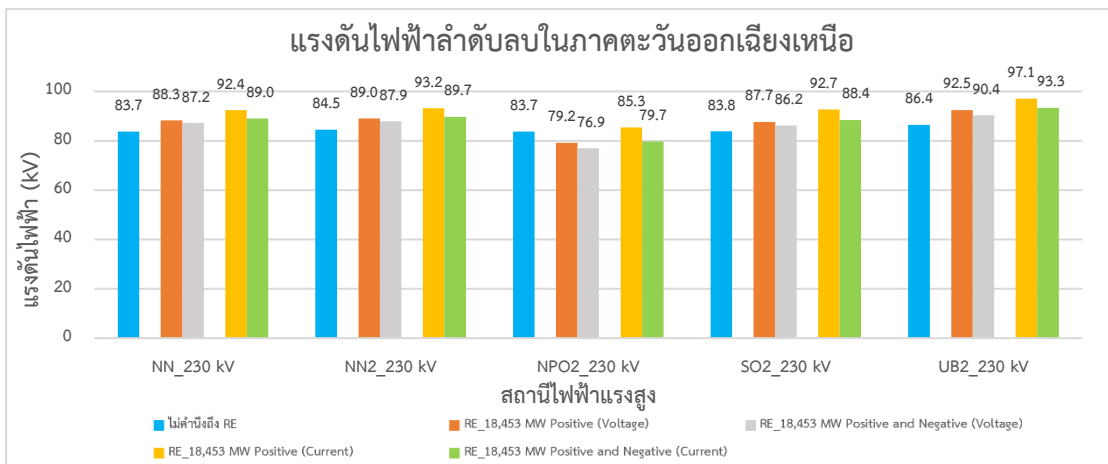
รูปที่ 5.4 ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายเฉพาะกระแสไฟฟ้าลำดับบวก (โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า)



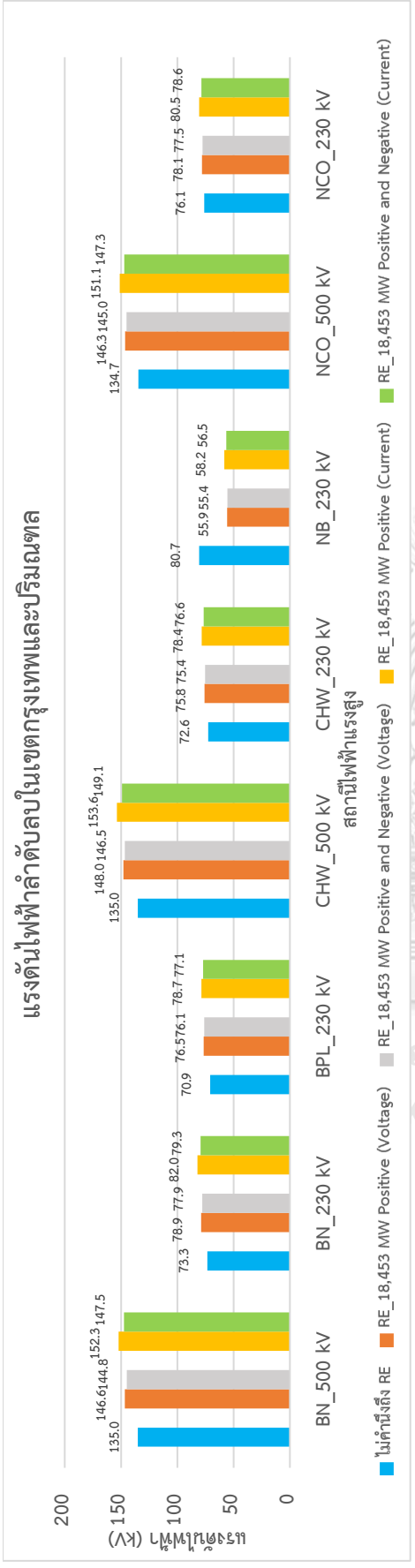
รูปที่ 5.5 ผลศึกษากรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสไฟฟ้าลำดับบวกและลบ (โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า)

โดยเมื่อพิจารณาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

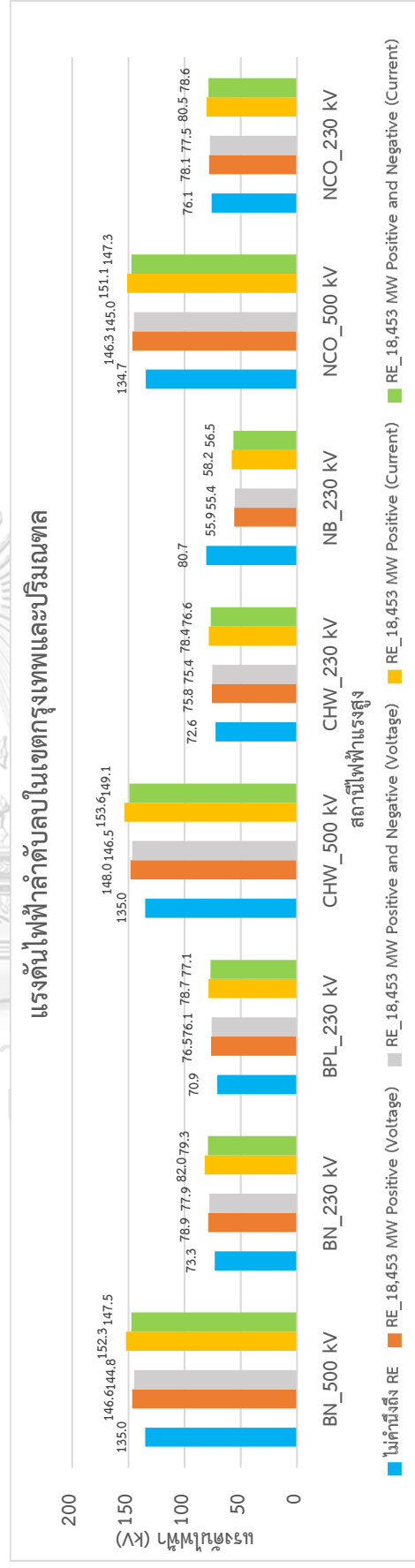
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.6
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.7 และ รูปที่ 5.8
- ภาคกลางจำนวน 11 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.9 และ รูปที่ 5.10



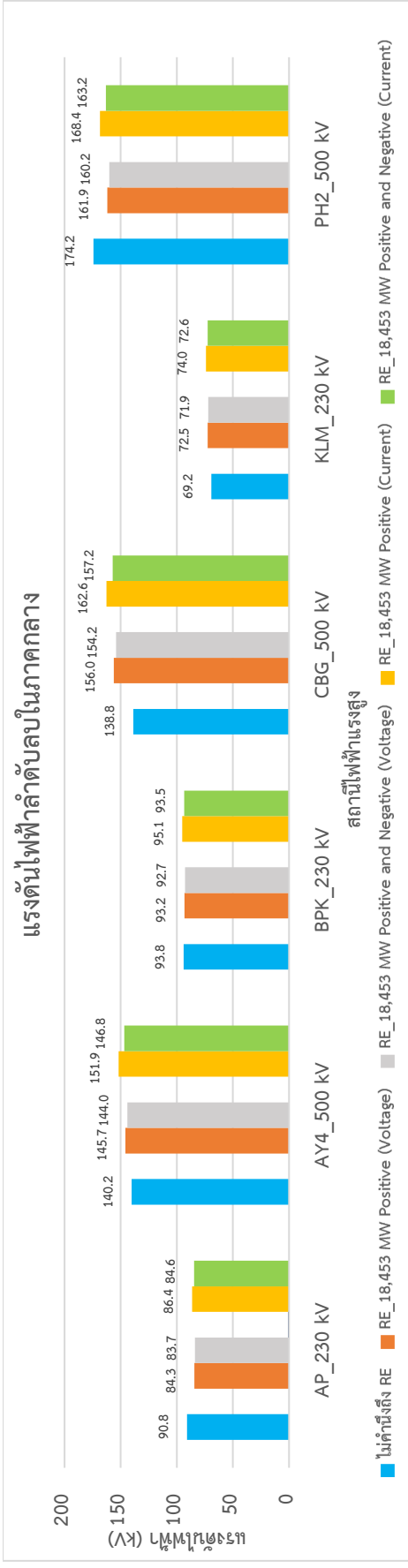
รูปที่ 5.6 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



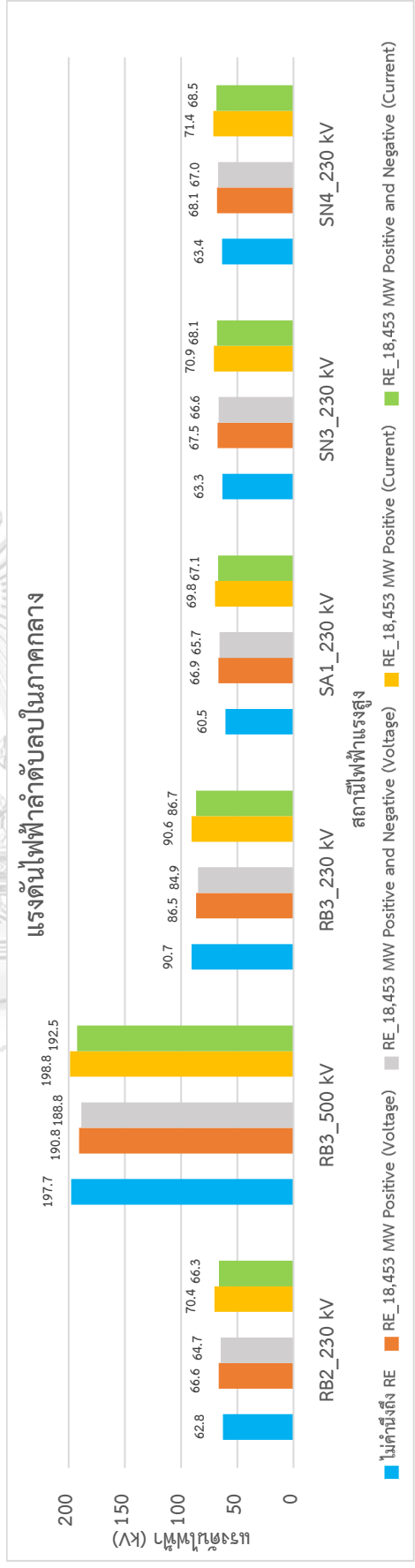
รูปที่ 5.7 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล 1



รูปที่ 5.8 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล 2



รูปที่ 5.9 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงในภาคกลาง 1



รูปที่ 5.10 แรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่เปลี่ยนแปลงในภาคกลาง 2

5.2 การปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

การปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะส่งผลทำให้กระแสผลิตพร้อมมีค่ามากขึ้น เนื่องจากโรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้จะทำการเสนอแนวทางในการแก้ไขด้วยการปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย 2 วิธีคือ ปรับกำลังผลิตสำรองเพื่อรองรับเฉพาะความผันผวนของปริมาณแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ และการปรับกำลังผลิตสำรองเพื่อแก้ไขสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบทั้งหมด

5.2.1 การปรับกำลังผลิตสำรองสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

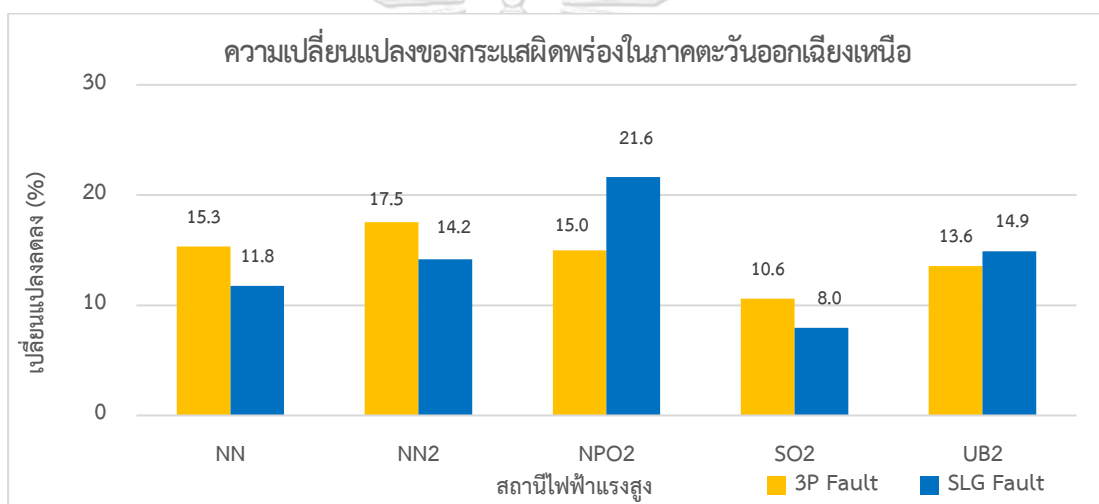
ปัจจุบัน กฟผ. ยังไม่ได้คำนึงถึงปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากมีกำลังการผลิตน้อย โดยมีกำลังผลิตติดตั้งอยู่ที่ 4,315 MW หรือคิดเป็นสัดส่วนเพียง 8.5% ของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด แต่หากมีการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์เป็น 18,453 MW หรือคิดเป็น 36% และคิดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายโดยคิดเฉพาะความผันผวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ตามสมการ (2.4) โดยใช้ข้อมูลในช่วงฤดูหนาวจากตารางที่ 4.6 ซึ่งมีข้อมูลกำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ดังแสดงในรูปที่ 2.9 เพื่อนำมาเปรียบเทียบกันให้เห็นความแตกต่าง และกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (ภาคผนวก ก) เพราะจะทำให้มีสถานีไฟฟ้าแรงสูงได้รับผลกระทบมากที่สุด ซึ่งจะได้ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (σ) ดังแสดงในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

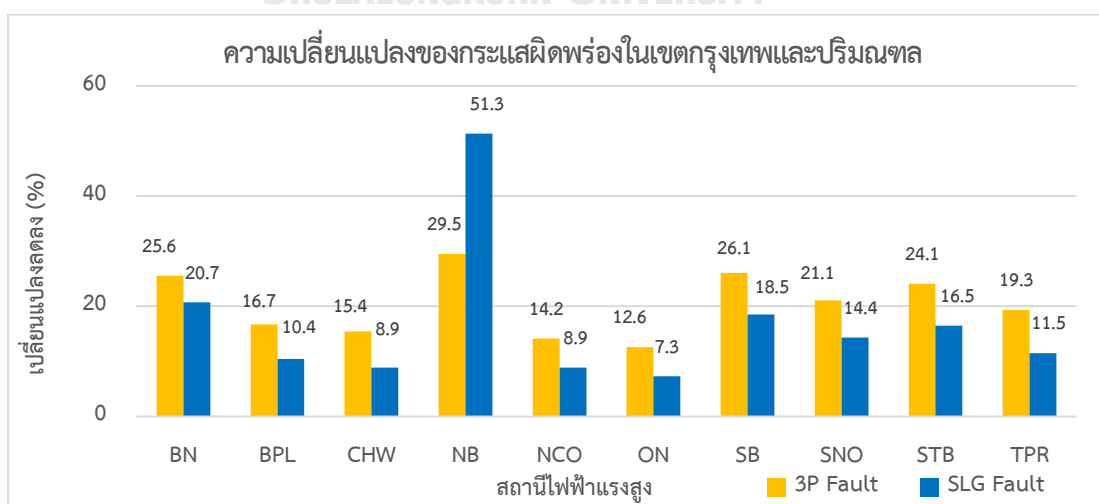
กำลังผลิตและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ (MW)				
ช่วงเวลา (น.)	ฤดูหนาว			
	RE 4,315 MW		RE 18,453 MW	
	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานแสงลม	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานแสงลม
11:00	930	303	5,088	605
11:10	956	298	5,230	595
11:20	983	293	5,373	585
11:30	1,009	288	5,515	575
11:40	1,032	285	5,648	570
11:50	1,055	283	5,780	566
12:00	1,081	281	5,913	561
ส่วนเบี่ยงเบน	0	0	279	17

กรณีที่มีกำลังผลิตติดตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม 18,453 MW จะทำให้มีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 296 MW โดยถ้าวิเคราะห์ตามแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า [18] จะทำให้ต้องมีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) ในภาคกลางเพิ่มขึ้น 1 ยูนิต หากเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ จะพบว่าสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบยังคงเท่าเดิมแต่ความเปลี่ยนแปลงของค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นนั้นมีค่าน้อยลง โดยสามารถแบ่งออกเป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

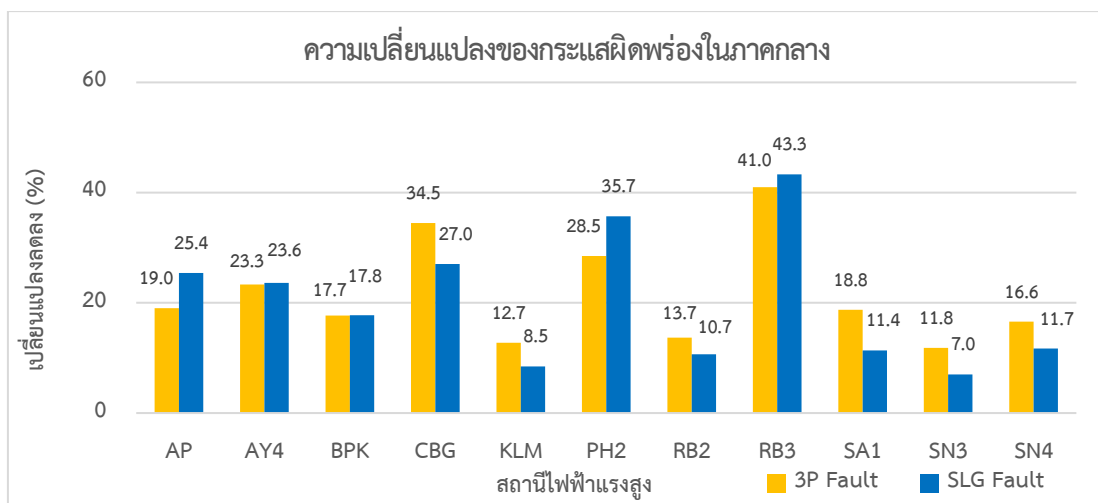
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.11
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.12
- ภาคกลางจำนวน 11 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.13



รูปที่ 5.11 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (คำนึงถึง SR ของ RE)



รูปที่ 5.12 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล (คำนึงถึง SR ของ RE)



รูปที่ 5.13 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (คำนวณถึง SR ของ RE)

5.2.2 การปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อแก้ไขสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ

การแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ด้วยการปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าแบบซิงโครนัสสามารถทำได้ 2 วิธี คือ การปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายโดยการเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามแผนของ กฟผ. และ การปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายโดยการเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ

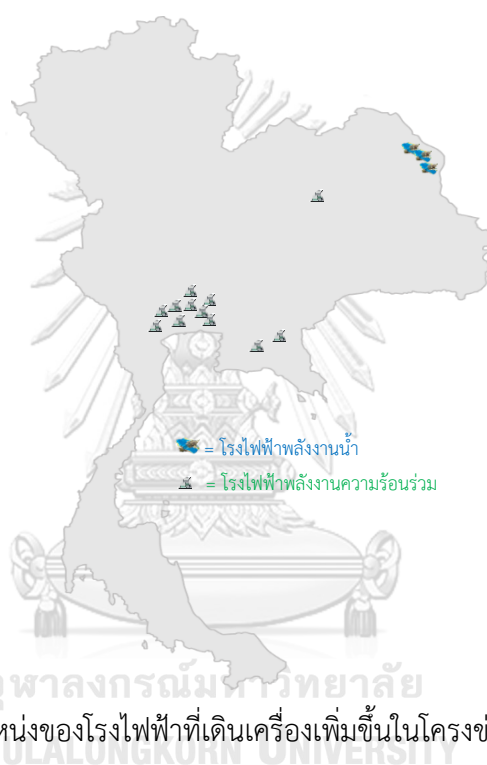
5.2.2.1 การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามแผนของ กฟผ.

เมื่อพิจารณาช่วงฤดูหนาวที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ 18,453 MW จากตารางที่ 4.6 โดยให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า จะพบว่าสถานีไฟฟ้าทั้งหมด 26 สถานี ได้รับผลกระทบ ดังนั้นหากต้องการปรับเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าด้วยการปรับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อแก้ไขสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบทั้งหมดตามแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของ กฟผ. [18] จึงจำเป็นที่จะต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทั้งหมด 15 ยูนิต ดังแสดงในตารางที่ 5.2 โดยมีตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้างแสดงในรูปที่ 5.14 และเมื่อทำการเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ จะทำให้พบว่าค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นลดลงน้อยกว่า 10% ตามย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

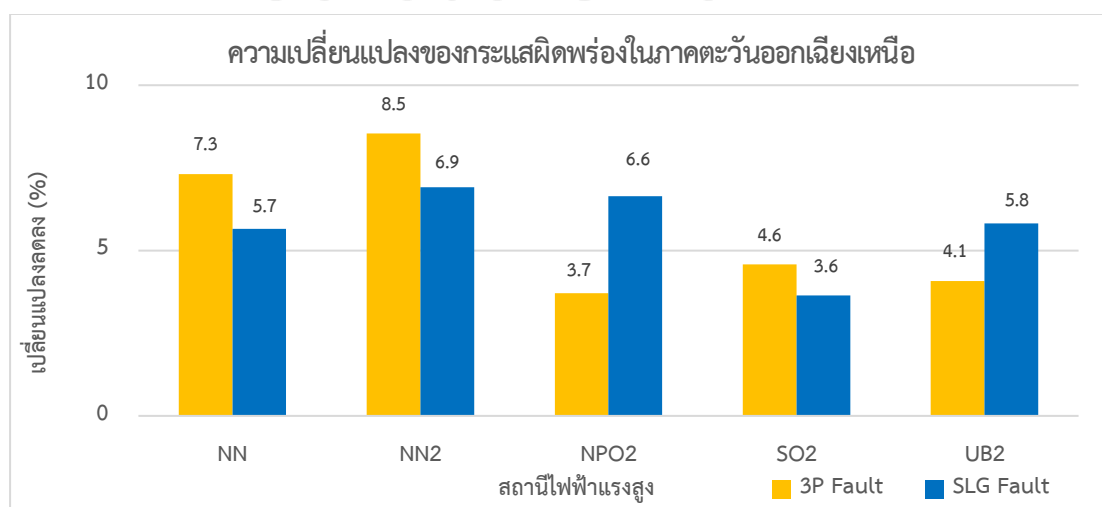
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.15
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.16
- ภาคกลางจำนวน 11 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.17

ตารางที่ 5.2 การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

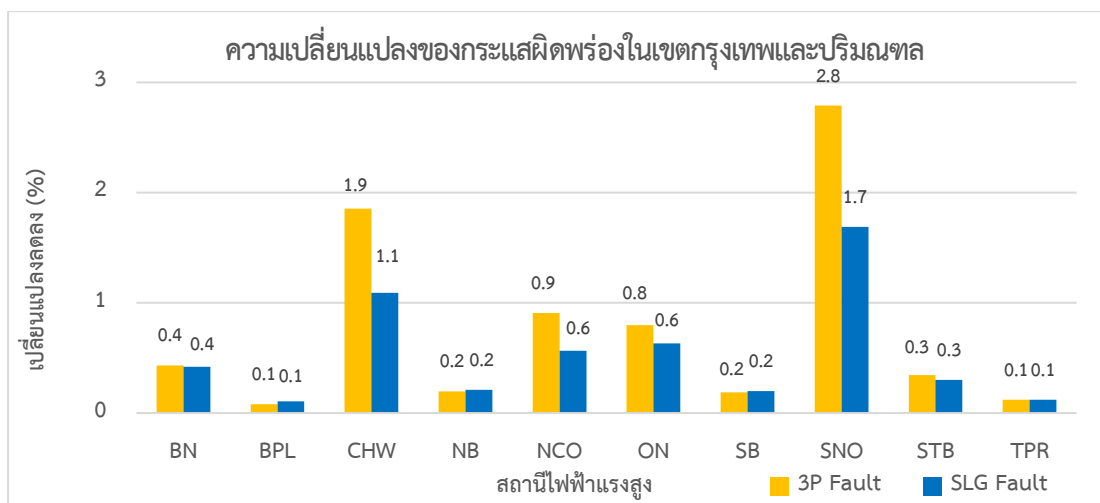
ประเภทของโรงไฟฟ้า กำลังการผลิตและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย				
ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวนโรงไฟฟ้า (ยูนิต)	กำลังผลิตสูงสุด (MW)	กำลังผลิตต่ำสุด (MW)	กำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่าย (MW)
พลังงานความร้อนร่วม	12	8,386	5,005	3,381
พลังงานน้ำ	3	390	290	100
รวม	15	8,777	5,295	3,481



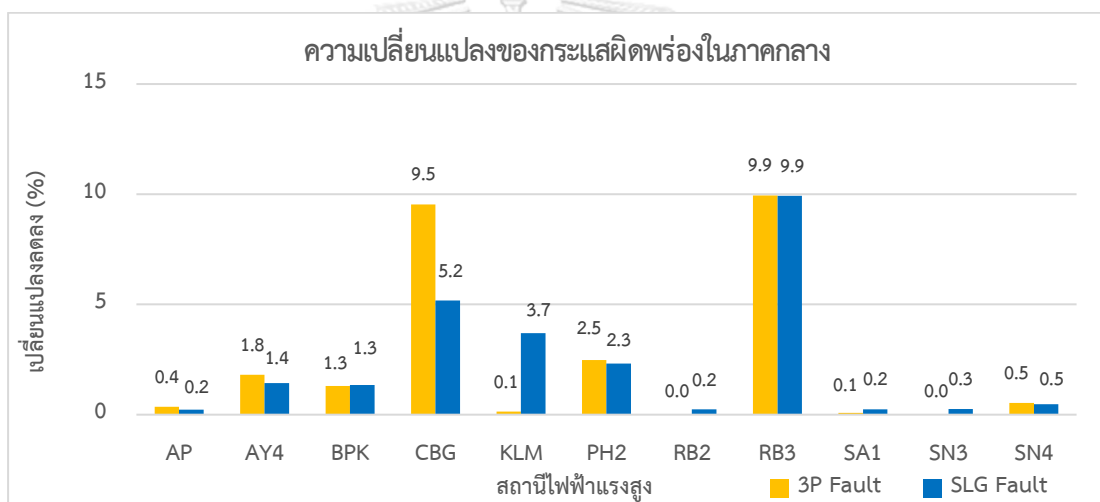
รูปที่ 5.14 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องเพิ่มขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า 15 ยูนิต



รูปที่ 5.15 กระแสมิตพ่วงที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR โดยอ้างอิงตาม กฟผ.)



รูปที่ 5.16 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR โดยอ้างอิงตาม กฟผ.)



รูปที่ 5.17 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR โดยอ้างอิงตาม กฟผ.)

5.2.2.2 การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ

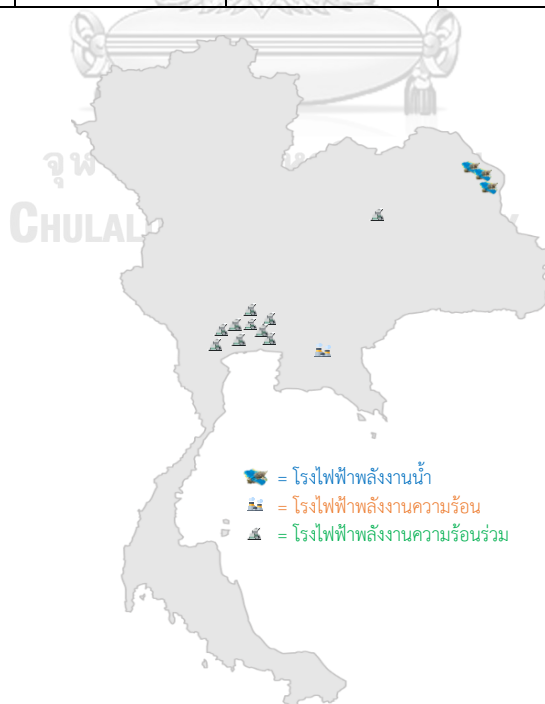
การปรับเปลี่ยนวิธีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยการเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบมากที่สุดเป็นอันดับแรกนั้น เป็นอีกหนึ่งวิธีที่สามารถช่วยลดผลกระทบจากปริมาณกระแสผิดพลาดที่ลดลงได้ หากพิจารณาช่วงฤดูหนาวที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ 18,453 MW จากตารางที่ 4.6 โดยให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า จะพบว่าสถานีไฟฟ้าทั้งหมด 26 สถานี ได้รับผลกระทบ และทำให้ต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบเพิ่มขึ้นทั้งหมด 14 หน่วย ซึ่งวิธีนี้จะมีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าน้อยกว่าการเลือกเดินเครื่องตามแผนของ กฟผ. 1 หน่วย ดังแสดงในตารางที่ 5.3 โดยจะมีตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่

ได้รับผลกระทบ ดังแสดงในรูปที่ 5.18 และเมื่อทำการเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิตพ่วงที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ จะทำให้พบว่าค่ากระแสผิตพ่วงที่เกิดขึ้นลดลงน้อยกว่า 10% ตามย่านที่รับได้ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

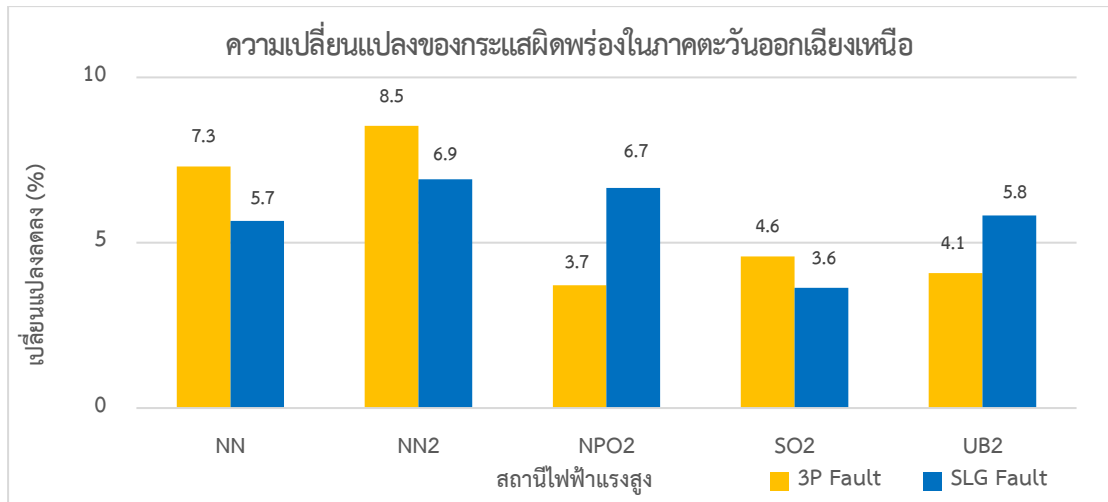
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.19
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.20
- ภาคกลางจำนวน 11 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.21

ตารางที่ 5.3 การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ

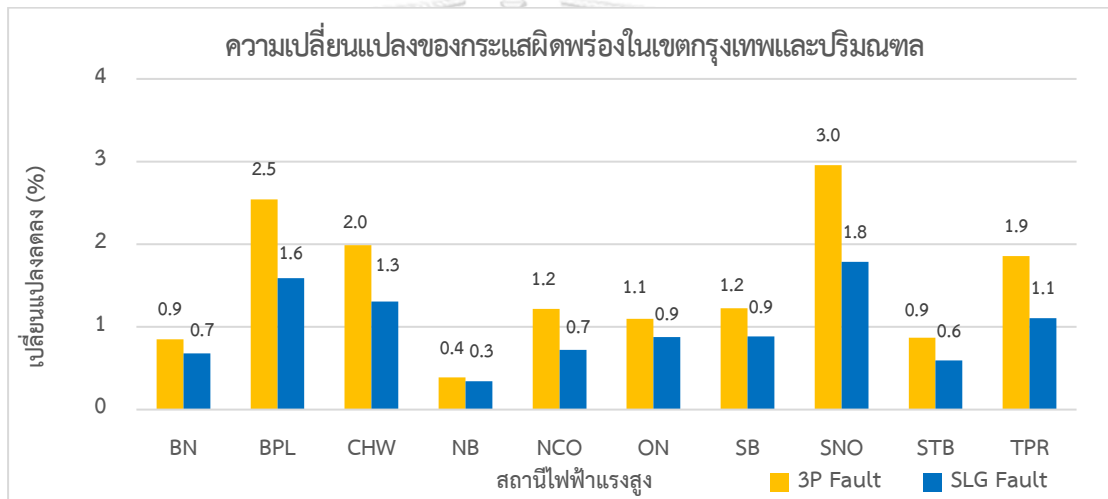
ประเภทของโรงไฟฟ้า กำลังการผลิตและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย				
ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวนโรงไฟฟ้า (ยูนิต)	กำลังผลิตสูงสุด (MW)	กำลังผลิตต่ำสุด (MW)	กำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่าย (MW)
พลังงานความร้อนร่วม	10	6,976	4,305	2,671
พลังงานน้ำ	3	390	290	100
พลังงานความร้อน	1	576	280	296
รวม	14	7,942	4,875	3,067



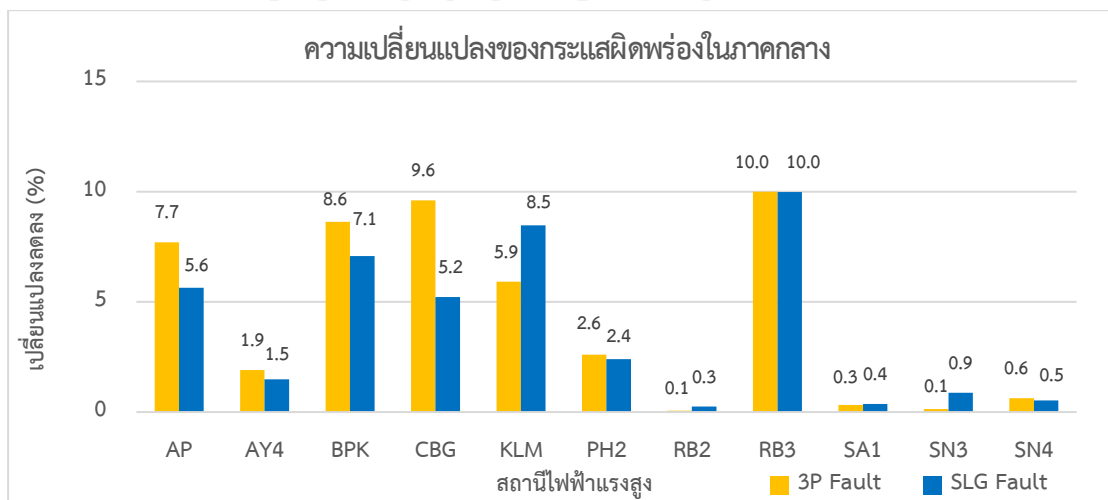
รูปที่ 5.18 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องเพิ่มขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า 14 ยูนิต



รูปที่ 5.19 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR ไกล่สฟ.ที่ได้รับผลกระทบ)

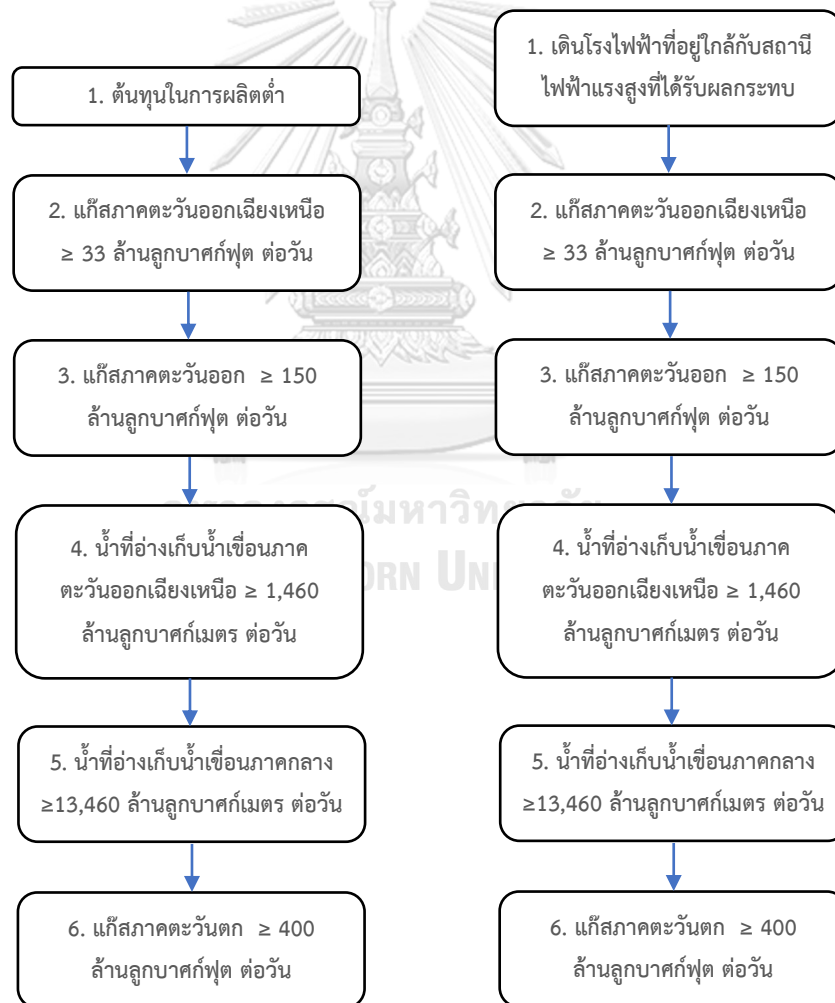


รูปที่ 5.20 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR ไกล่สฟ.ที่ได้รับผลกระทบ)



รูปที่ 5.21 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR ไกล่สฟ.ที่ได้รับผลกระทบ)

เมื่อนำวิธีการเดินเครื่องทั้ง 2 วิธีมาเปรียบเทียบกันจะทำให้ทราบถึงความแตกต่างดังแสดงในรูปที่ 5.22 ซึ่งทั้ง 2 วิธีนี้จะช่วยทำให้ค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 10% โดยการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามแผนการเดินเครื่อง กฟผ. นั้นจะมีจำนวนโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่องเพิ่มขึ้นทั้งหมด 15 ยูนิต โดยมีราคาต้นทุนการผลิต 5,956,866 บาทต่อชั่วโมง และทำให้มีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 3,481 MW แต่หากเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีที่ได้รับผลกระทบ จะทำให้มีจำนวนโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่องเพิ่มขึ้นทั้งหมด 14 ยูนิต โดยมีราคาต้นทุนการผลิต 6,046,753 บาทต่อชั่วโมง และทำให้มีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 3,067 MW ดังนั้นการเลือกเดินโรงไฟฟ้าตามแผนการเดินเครื่องของ กฟผ. จะทำให้มีราคาต้นทุนการผลิต ถูกกว่า 89,887 บาทต่อชั่วโมง และมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมากกว่ากรณีที่เลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับสถานีที่ได้รับผลกระทบ 414 MW ดังแสดงในตารางที่ 5.4



ก) เดินเครื่องตามแผนของ กฟผ.

ข) เลือกเดินเครื่องใกล้สถานีที่ได้รับผลกระทบ

รูปที่ 5.22 วิธีการเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากค่ากระแสผิดพลาด

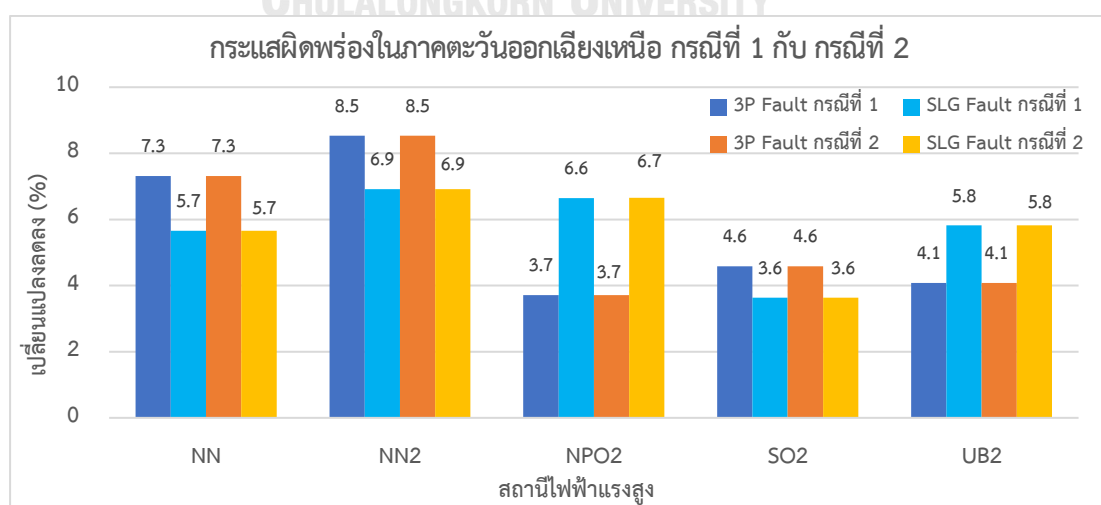
ตารางที่ 5.4 ราคาการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อแก้ไขผลกระทบจาก
ค่ากระแสผิดพลาดที่ลดลง

ราคาการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย			
กรณี	เดินโรงไฟฟ้า เพิ่มขึ้น (ยูนิต)	ราคา (บาท/ชั่วโมง)	กำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น (MW)
1 (เดินเครื่องตามแผนของ กฟผ.)	15	5,956,866	3,481
2 (เดินเครื่องใกล้สถานีที่ได้รับผลกระทบ)	14	6,046,753	3,067
เปลี่ยนแปลง	-1	89,887	-414

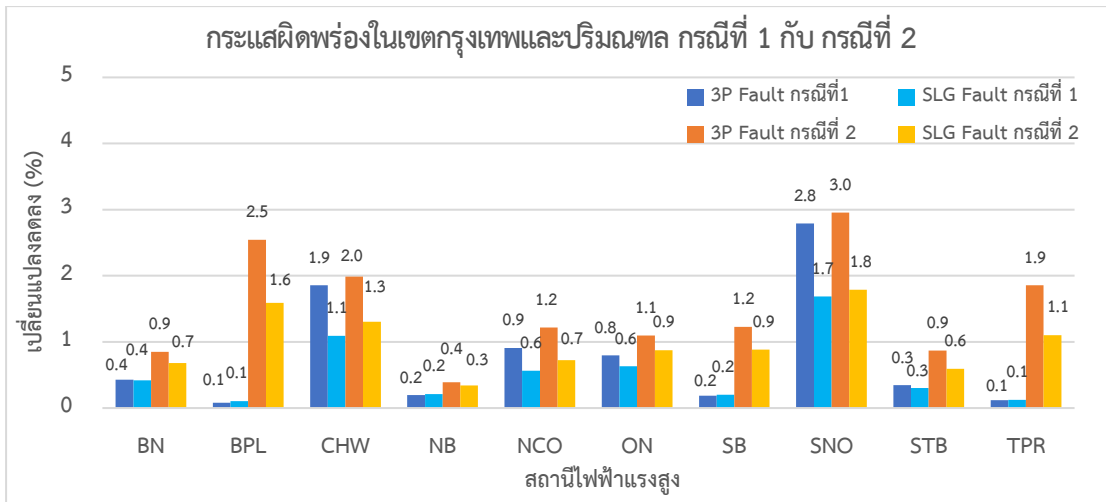
หมายเหตุ ราคาการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าคิดเฉพาะราคาของโรงไฟฟ้าที่มีการปรับลดการเดินเครื่อง

โดยหากทำการเปรียบเทียบผลกระทบของกระแสผิดพลาดที่เปลี่ยนแปลงทั้ง แบบ 3 เฟส และ แบบ 1 เฟสลงดิน ระหว่างกรณีเดินเครื่องตามแผนของ กฟผ. ซึ่งจะให้ความสำคัญกับราคาต้นทุนในการผลิตเป็นอันดับแรก ส่วนลำดับอื่นๆ นั้นเป็นเพียงองค์ประกอบย่อย และกรณีเลือกเดินเครื่องใกล้สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ ซึ่งจะให้ความสำคัญกับตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่มีความเปลี่ยนแปลงของค่ากระแสผิดพลาดเกิน 10 % เป็นอันดับแรก เมื่อนำข้อมูลความเปลี่ยนแปลงของค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นทั้ง 2 กรณี มาวาดเป็นกราฟเปรียบเทียบกัน จะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

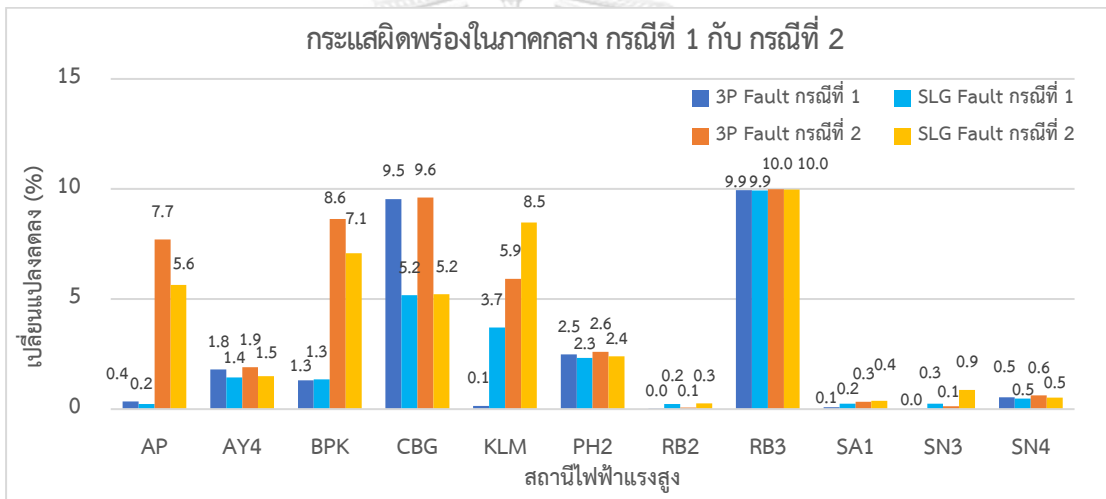
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.23
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.24
- ภาคกลางจำนวน 11 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.25



รูปที่ 5.23 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR ทั้ง 2 วิธี เทียบกัน)



รูปที่ 5.24 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR ทั้ง 2 วิธี เทียบกัน)



รูปที่ 5.25 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR ทั้ง 2 วิธี เทียบกัน)

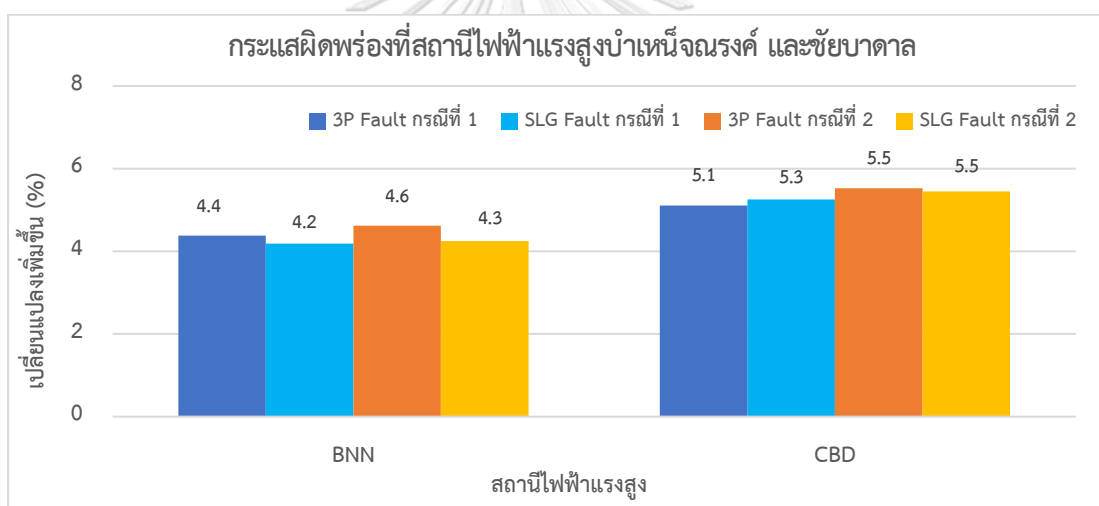
5.3 การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

ปัจจุบัน กฟผ. มีโครงการนำระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage system ; BESS) มาติดตั้งไว้ที่ สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์ 16 MWh และที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงชัยบาดาล ขนาด 21 MWh เพื่อใช้ในการปรับปรุงการส่งกำลังไฟฟ้า ดังนั้นหากใช้ BESS มาช่วยชดเชยกระแสผิดพลาดขณะเกิดการลัดวงจร จะทำให้กระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นมีค่ามากขึ้น ซึ่งหากเปรียบเทียบค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นระหว่างกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ กับกรณีที่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในช่วงฤดูหนาวที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุดจากตารางที่ 4.6 พร้อมกันมี BESS ร่วมด้วย โดยกำหนดให้แหล่งผลิต

ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (ภาคผนวก ก) จะได้ข้อมูลดังแสดงในตารางที่ 5.5 และนำมาเขียนเป็นกราฟได้ดังรูปที่ 5.26 โดยจะพบว่า BESS ช่วยทำให้ค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นมีปริมาณมากขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

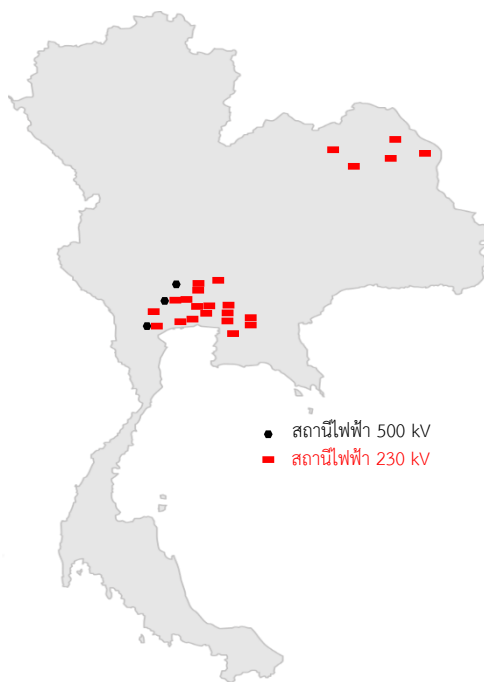
ตารางที่ 5.5 กระแสผิดพลาดที่ Main Bus เมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า

กระแสผิดพลาดที่เปลี่ยนแปลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์ และชัยบาดาล				
กรณีที่	บำเหน็จณรงค์ (BNN)		ชัยบาดาล (CBD)	
	3P	SLG	3P	SLG
1 (ไม่คำนึงถึง RE)	4.381	4.187	5.111	5.257
2 (RE 18,453 MW และมี BESS)	4.617	4.251	5.524	5.450
เปลี่ยนแปลง (%)	5.387	1.529	8.081	3.671



รูปที่ 5.26 ความเปลี่ยนแปลงของกระแสผิดพลาดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์ และชัยบาดาล

แต่หากต้องการใช้ BESS ในการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นจากการลดลงของกระแสผิดพลาด เพื่อให้มีความเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 10% ในทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูง จะต้องเลือกใช้แบตเตอรี่ที่สามารถคายประจุไฟฟ้าได้มากกว่าพิกัดของแบตเตอรี่ในช่วงเวลาสั้นๆ เพราะการลัดวงจรนั้นใช้เวลาไม่นาน ในปัจจุบันแบตเตอรี่สามารถคายประจุไฟฟ้าได้มากถึง 4 เท่าตัว (4C) และมีราคาอยู่ที่ 4,971 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง [21] ซึ่งแบตเตอรี่ที่จะต้องนำมาติดตั้ง ณ สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ได้รับผลกระทบ จะติดตั้งในระดับแรงดันไฟฟ้า 230 kV ยกเว้น สถานีไฟฟ้าแรงสูงภาชี 2 (PH2) จอมบึง (CBG) และอยุธยา 4 (AY4) จะถูกติดตั้งในระดับแรงดันไฟฟ้า 500 kV ดังแสดงในรูปที่ 5.27 โดยมีขนาดความจุของแบตเตอรี่รวมทั้งหมด 4,740 เมกกะวัตต์ชั่วโมง (MWh) และมีราคารวมทั้งหมด 23,563 ล้านบาท ดังแสดงในตารางที่ 5.6 แต่วิธีนี้ยังคงไม่อยู่ในจุดที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน



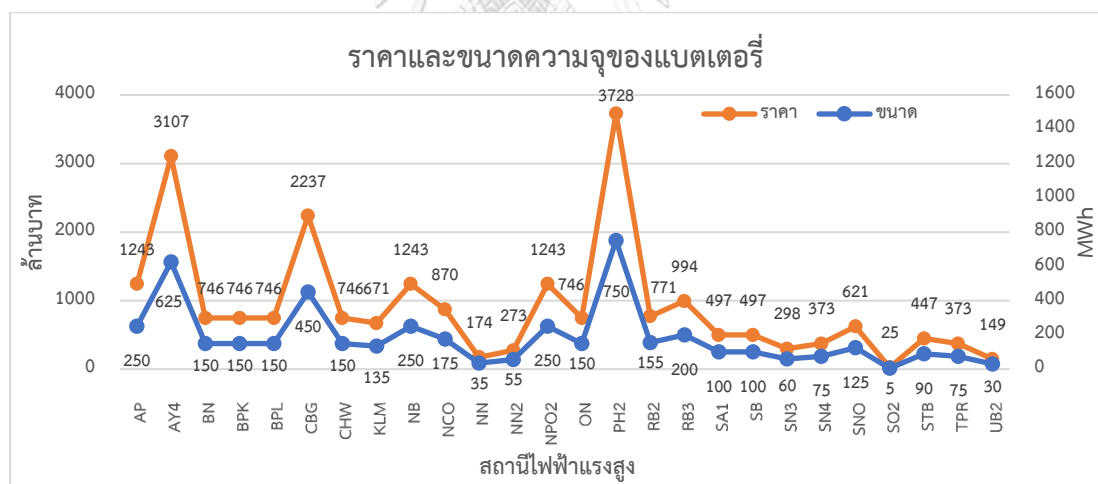
รูปที่ 5.27 ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ติดตั้ง BESS เพิ่มเติม

ตารางที่ 5.6 ขนาดและราคาของ BESS สำหรับแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นจากการลดลงของกระแสไฟฟ้าสำรอง

ขนาดและราคาของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่		
ชื่อย่อสถานีไฟฟ้า	ขนาด (MWh)	ราคา (ล้านบาท)
AP	250	1,243
AY4	625	3,107
BN	150	746
BPK	150	746
BPL	150	746
CBG	450	2,237
CHW	150	746
KLM	135	671
NB	250	1,243
NCO	175	870
NN	35	174
NN2	55	273
NPO2	250	1243
ON	150	746

PH2	750	3,728
RB2	155	771
RB3	200	994
SA1	100	497
SB	100	497
SN3	60	298
SN4	75	373
SNO	125	621
SO2	5	25
STB	90	447
TPR	75	373
UB2	30	149
รวม	4,740	23,563

เมื่อนำข้อมูลขนาดและราคาของ BESS จากตารางที่ 5.6 มาวาดเป็นกราฟจะได้ดังรูปที่ 5.28

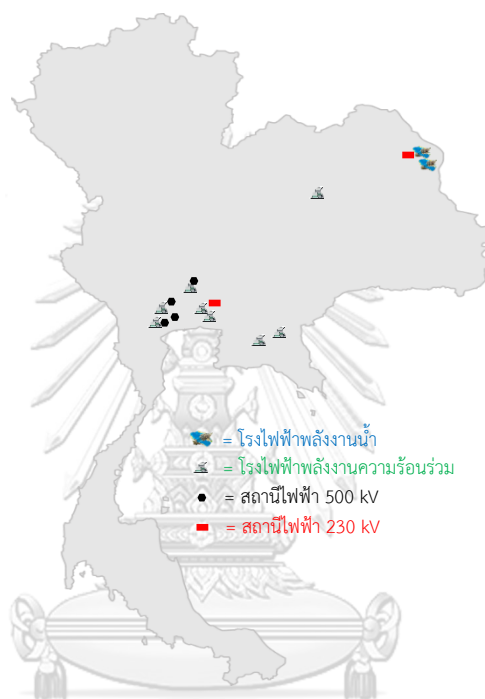


รูปที่ 5.28 ราคาและขนาดความจุของแบตเตอรี่

5.4 การปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมด้วย

การปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายหรือการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพียงอย่างเดียวอย่างหนึ่งนั้นเป็นวิธีที่สามารถแก้ไขผลกระทบจากการลดลงของกระแสผลิตพร้อมได้ทั้งหมด แต่เป็นวิธีที่มีราคาในการลงทุนค่อนข้างสูง ดังนั้นหากต้องการลดราคาค่าใช้จ่าย วิธีที่ดีที่สุดคือการนำวิธีการแก้ไขทั้งสองมาใช้งานร่วมกัน โดยจะเลือกกรณีที่มีพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในช่วงฤดูหนาวที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 18,453 MW มาพิจารณา และปรับเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่ม

เพื่อให้ความผิดพลาดสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 20% เนื่องจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่มีความผิดพลาดเปลี่ยนแปลงเกิน 20% มีจำนวนมากวกว่ากึ่งหนึ่งของทั้งหมด จากนั้นจึงใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เข้าไปช่วยเสริม เพื่อเพิ่มค่ากระแสผิดพลาดในขณะเกิดการลัดวงจรให้ไม่เกิน 10% โดยจะทำให้มีโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น 10 หน่วย และติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพิ่มทั้งหมด 6 สถานี ซึ่งตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องเพิ่มขึ้นและสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะแสดงในรูปที่ 5.29



รูปที่ 5.29 ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องและสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ติดตั้ง BESS เพิ่มเติม

โดยราคาการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นนั้นจะอยู่ที่ 4,537,848 บาท/ชั่วโมง และมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 2,151 MW ดังแสดงในตารางที่ 5.7 ในส่วนของแบตเตอรี่ที่เลือกใช้จะเป็นเป็นชนิดที่สามารถคายประจุไฟฟ้าได้ 4 เท่าตัว (4C) ที่มีขนาดความจุของแบตเตอรี่รวมทั้งหมด 2,615 เมกะวัตต์ชั่วโมง (MWh) และมีราคารวมทั้งหมด 12,999 ล้านบาท โดยจะติดตั้งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 500 kV ยกเว้นสถานีไฟฟ้าแรงสูง พระนครใต้ (SB) และอุบลราชธานี 2 (UB2) จะติดตั้งที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 230 kV ดังแสดงในตารางที่ 5.8 แต่วิธีนี้ยังคงไม่อยู่ในจุดที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน

ตารางที่ 5.7 ราคาการผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 10 หน่วย

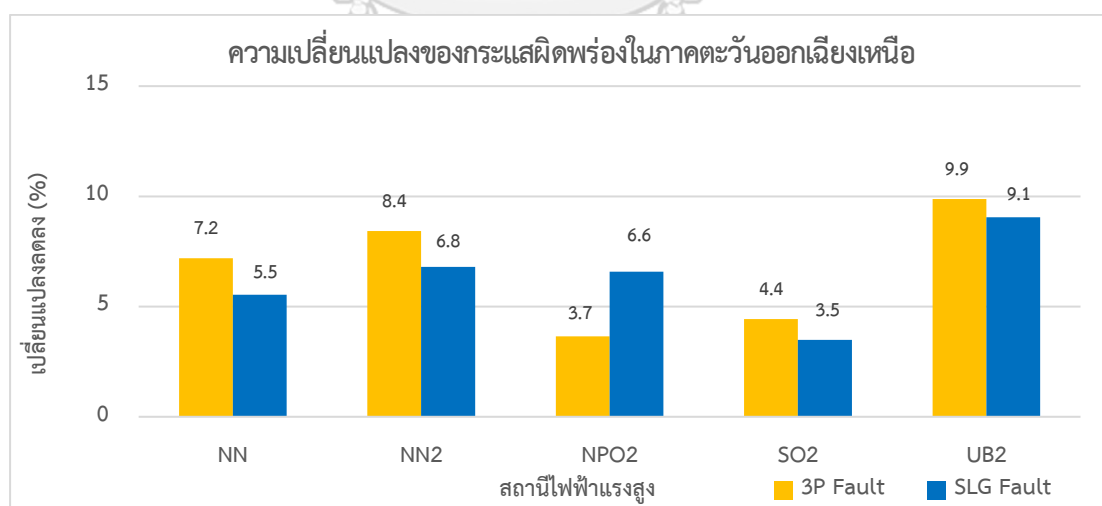
ราคาการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย		
เดินโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น (หน่วย)	ราคา (บาท/ชั่วโมง)	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น (MW)
10	4,537,848	2,151

ตารางที่ 5.8 ขนาดและราคาของ BESS สำหรับใช้ร่วมกับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

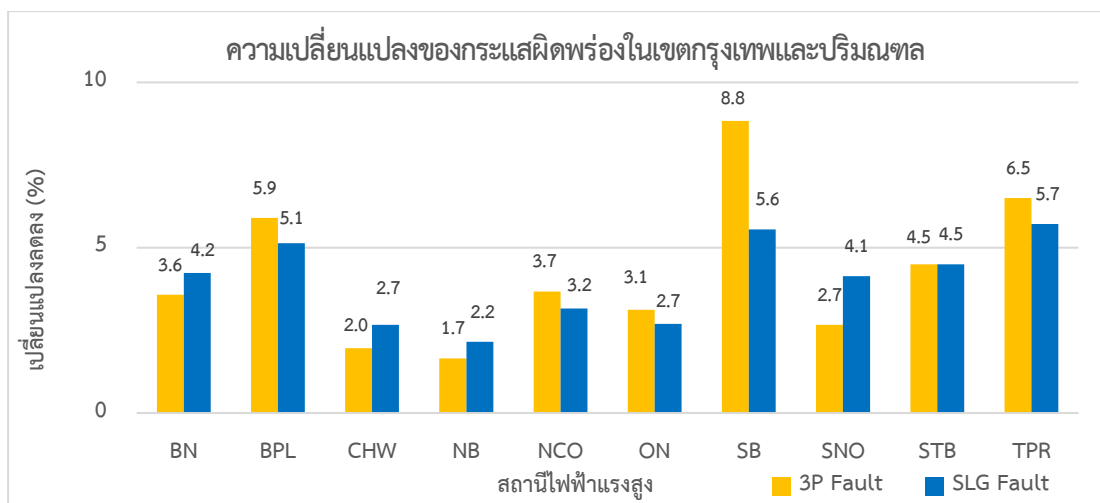
ขนาดและราคาของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่		
ชื่อย่อสถานีไฟฟ้า	ขนาด (MWh)	ราคา (ล้านบาท)
AY4	330	1,640
CBG	650	3,231
PH2	475	2,361
RB3	700	3,480
SB	440	2,187
UB2	20	99
รวม	2,615	12,999

เมื่อกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (ภาคผนวก ก) และทำการเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่คำนึงถึงกระแสผิดพลาดที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ จะทำให้พบว่าค่ากระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นลดลงไม่เกิน 10% สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ภูมิภาค ดังนี้

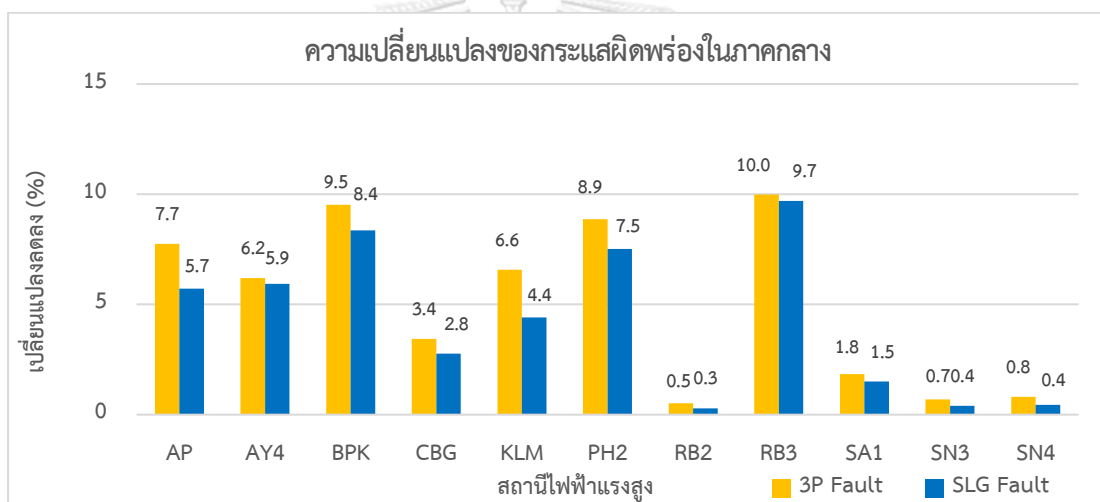
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำนวน 5 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.30
- กรุงเทพฯและปริมณฑลจำนวน 10 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.31
- ภาคกลางจำนวน 11 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ดังแสดงในรูปที่ 5.32



รูปที่ 5.30 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปรับ SR และใช้ BESS)



รูปที่ 5.31 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ปรับ SR และใช้ BESS)



รูปที่ 5.32 กระแสผิดพลาดที่ลดลงในภาคกลาง (ปรับ SR และใช้ BESS)

ดังนั้นผลกระทบที่เกิดขึ้นต่ออุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในโครงข่ายไฟฟ้า จากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่ส่งผลทำให้ค่ากระแสผิดพลาดลดลง และเปลี่ยนแปลงมากเกินกว่าย่านที่รับได้ 10% ตามแนวปฏิบัติในการตั้งค่าเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของ กฟผ. ไม่ว่าจะกรณีใดๆ นั้น จะสามารถแก้ไขได้ทั้งหมดด้วยการนำแนวทางในการแก้ไขปัญหาที่ได้กล่าวไปในข้างต้นไปปรับใช้งานให้เหมาะสมต่อสถานะการณ์ที่ช่วงเวลาต่างๆ เพื่อลดผลกระทบที่เกิดขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า และทำให้กระแสผิดพลาดเปลี่ยนแปลงไม่เกินย่าน 10% ตามแนวปฏิบัติของ กฟผ.

บทที่ 6

สรุปและข้อเสนอแนะ

6.1 บทสรุปงานวิจัย

งานวิจัยนี้ได้นำเสนอถึงผลกระทบที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์จากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมจาก 4,315 MW เป็น 18,453 MW หรือคิดเป็นสัดส่วน 36 % ของกำลังผลิตทั้งหมด ซึ่งจะทำให้กระแสผิตพ่วงที่อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถตรวจวัดได้ขณะที่เกิดการลัดวงจรในโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าลดลงสูงสุด 51% โดยแบ่งวิธีการนำเสนอออกเป็น 3 หัวข้อหลักๆ คือ

1) การวิเคราะห์กระแสผิตพ่วงของ ปี 2562 ที่พิจารณาเฉพาะแหล่งจ่ายที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และไม่คำนึงถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์

2) การวิเคราะห์กระแสผิตพ่วงเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 4,315 MW (ข้อมูล ณ ปัจจุบัน 2562)

3) การวิเคราะห์กระแสผิตพ่วงเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ในปริมาณ 18,453 MW (ตามแผน PDP ในปี 2580 [1])

ผลจากการศึกษาชี้ให้เห็นว่าในกรณีที่มีกำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 4,315 MW ค่ากระแสผิตพ่วงสูงสุดที่เกิดขึ้นนั้นจะเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 10 % เมื่อเทียบกับค่ามาตรฐานตามแนวปฏิบัติของ กฟผ. ในการตั้งค่าระบบป้องกัน แต่ในกรณีที่มีกำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 18,453 MW จะทำให้มีค่ากระแสผิตพ่วงลดลงมากกว่า 10 % และมีสถานีไฟฟ้าแรงสูงได้รับผลกระทบรวมทั้ง 26 สถานีไฟฟ้า (เมื่อกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า) เนื่องจากต้องมีการปลดโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมออกเพื่อตอบสนองต่อกำลังผลิตที่เพิ่มเข้ามาในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังคงเท่าเดิม นอกจากนี้อินเวอร์เตอร์ยังสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดเท่ากับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นเหตุผลหลักที่ทำให้ค่ากระแสผิตพ่วงลดลง เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิมนั้นสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด 2-6 เท่า ของพิกัด

ดังนั้นจึงส่งผลให้ กฟผ. ต้องมีการปรับตั้งค่าเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินใหม่ เพื่อให้ตอบสนองต่อการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ หรือต้องใช้แนวทางในการแก้ไขที่ได้นำเสนอ เพื่อการแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าไม่เท่ากันในแต่ละช่วงเวลา

6.2 ข้อเสนอแนะสำหรับพัฒนางานวิจัยในลำดับถัดไป

จากวิธีการศึกษาวิเคราะห์ในงานวิจัยนี้ ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่ากระแสผิวดพ่วงที่ลดลงจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์นั้น สะท้อนให้ถึงสภาพโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคตเพียงบางส่วน เนื่องจากงานวิจัยนี้ไม่ได้มีการปรับเพิ่มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าแบบเชิงโครนัสขึ้นตามแผน PDP 2018 จึงทำให้กำลังผลิตรวมทั้งหมดมีค่าน้อยกว่าความเป็นจริง หากพิจารณาเทียบกับปี พ.ศ. 2580 ที่นำมาใช้ในการอ้างอิง ซึ่งเหตุผลที่ไม่สามารถปรับเพิ่มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าแบบเชิงโครนัสให้เป็นไปตามแผนได้นั้น เกิดจากข้อมูลของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้ายังไม่เพียงพอที่จะนำมาใช้ในการวิเคราะห์ได้

ดังนั้นงานวิจัยในภายหน้าอาจลองเพิ่มเติมของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเข้าไป เพื่อให้เห็นถึงสภาพของโครงข่ายไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580 ตามแผน PDP 2018 ที่มีความใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด และวิเคราะห์หาค่ากระแสผิวดพ่วงที่เปลี่ยนแปลงจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนชนิดอินเวอร์เตอร์ รวมถึงวิเคราะห์หาผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ต่างๆ ในสถานีไฟฟ้าแรงสูง

บรรณานุกรม

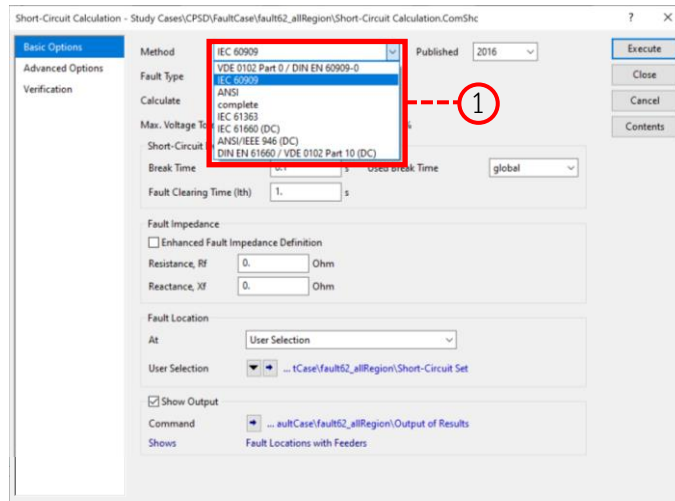
1. กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580. 2561.
2. ชวินทร์ ประภาณุกุล, การปรับตั้งระบบป้องกันที่เหมาะสม ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ และระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. 2557, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย: กรุงเทพมหานคร.
3. J Duncan Glover, Mulukutla S Sarma, and T.J. Overbye, *Power System Analysis and Design*, in *Unsymmetrical Faults*. 2012. p. 471-500.
4. สุรพงศ์ สุวรรณกวิน, เอกสารประกอบการสอนวิชาอิเล็กทรอนิกส์กำลังสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดและพลังงานหมุนเวียน. 2562: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
5. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า. 2559.
6. C Mozina, *Impact of green power inverter-based distributed generation on distribution systems*, in *67th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. 2014: College Station. p. 264-278.
7. T. M. Masaud and R. D. Mistry, *Fault current contribution of Renewable Distributed Generation: An overview and key issues*, in *2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*. 2016: AZ. p. 229-234.
8. E. Farantatos, et al., *Short-circuit current contribution of converter interfaced wind turbines and the impact on system protection*, in *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization*. 2013: Rethymno. p. 1-9.
9. National Laboratory of the USA Department of Energy, *Operating Reserve Reductions From a Proposed Energy Imbalance Market With Wind and Solar Generation in the Western Interconnection*. 2012. p. 13-16.
10. Muhamad Razali, Noor Rahim, and Nurul Abdullah Tuan, *Comparison of Spinning Reserve Allocation in Various Power*. *Journal of Energy & Environment*, 2014: p. 24-31.
11. กระทรวงพลังงาน, ผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้า. 2552.
12. Azevedo Gustavo and Rocabert Delgado, *A Negative-sequence Current Injection*

- Method To Mitigate Voltage Imbalances In Microgrids*. 2011: Campo Grade. p. 296-303.
13. North American Electric Reliability Corporation, *Reliability Guideline BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance*. 2018.
 14. Remus Teodorescu, Marco Liserre, and Pedro Rodriguez, *Grid Converter for Photovoltaic and Power System*, in *Control of Grid Converters under Grid Faults*. 2007. p. 281-285.
 15. Patrick Tendayi Manditereza and Ramesh Bansal, *Renewable distributed generation: The hidden challenges - A review from the protection perspective*, in *58th Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. p. 1457-1465.
 16. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, *ขีดความสามารถระบบส่งและอุปกรณ์*. 2562.
 17. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, *การ Setting Protective Relay*. 2561.
 18. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, *การเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าแผน*. 2562.
 19. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, *รายงานสรุปความต้องการใช้ไฟฟ้า*. 2562.
 20. พิทยพัฒน์, ป., *การป้องกันระบบไฟฟ้า*. 2561, กรุงเทพฯ: จี.บี.พี เซ็นเตอร์.
 21. BloombergNEF, *Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019*. 2020.

ภาคผนวก ก

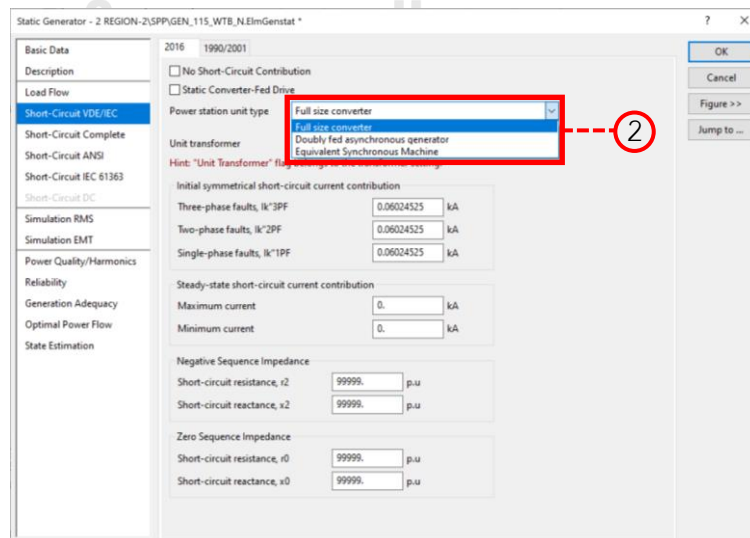
การเลือกวิธีวิเคราะห์กระแสผิดพลาดในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

1. การเลือกมาตรฐานในการวิเคราะห์สามารถเลือกได้จากหน้าต่างของ Short-Circuit Calculation โดยวิทยานิพนธ์นี้จะใช้มาตรฐานของ IEC 60909 ดังแสดงในรูปด้านล่าง



รูปหน้าต่างของ Short-Circuit Calculation

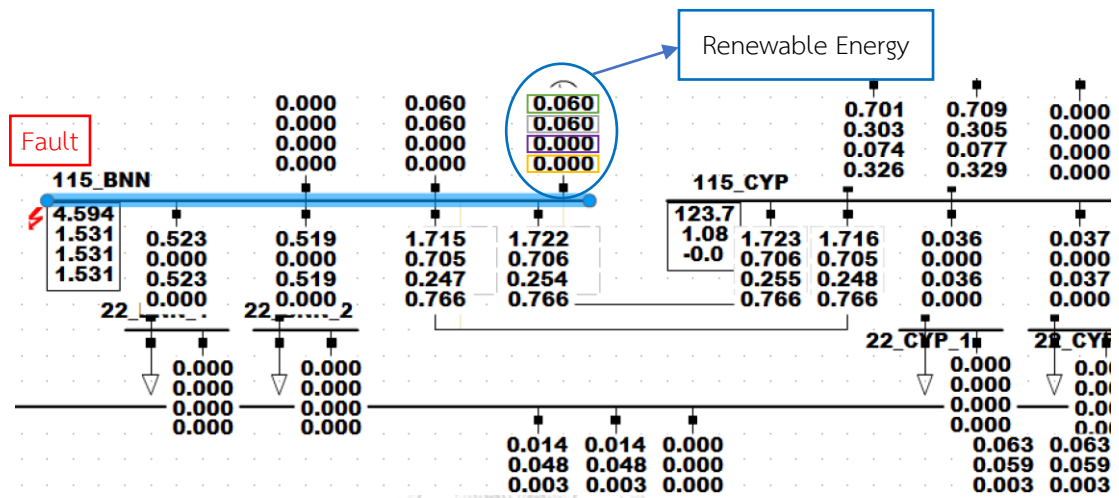
2. การเลือกโหมดในการทำงานของอินเวอร์เตอร์สามารถเลือกได้จากหน้าต่าง Static Generator ดังแสดงในรูปด้านล่างโดยวิทยานิพนธ์นี้จะใช้อยู่ด้วยกัน 2 โหมดคือ โหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า (Full Size Converter ; Current-Controlled Mode) และโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Equivalent Synchronous Machine ; Voltage-Controlled Mode)



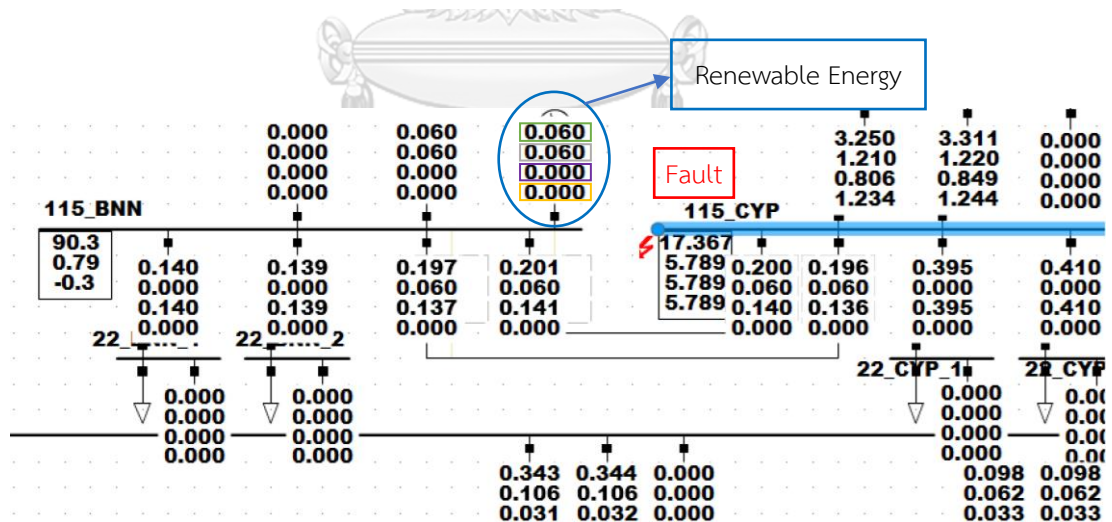
รูปหน้าต่างของ Static Generator

2.1 เมื่อเลือกการทำงานในโหมดควบคุมกระแสไฟฟ้า (Full Size Converter) อินเวอร์เตอร์จะ ถูกบังคับให้จ่ายกระแสไฟฟ้าออกมาคงที่เสมอ ขณะที่เกิดการลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงใดๆ ก็ตาม ดังแสดงในรูปด้านล่าง เมื่อ

- = ค่ากระแสผิดพลาดรวม
- = ค่ากระแสผิดพลาดลำดับบวก
- = ค่ากระแสผิดพลาดลำดับลบ
- = ค่ากระแสผิดพลาดลำดับศูนย์



รูปการเกิดลัดวงจรที่ สถานีไฟฟ้า BNN

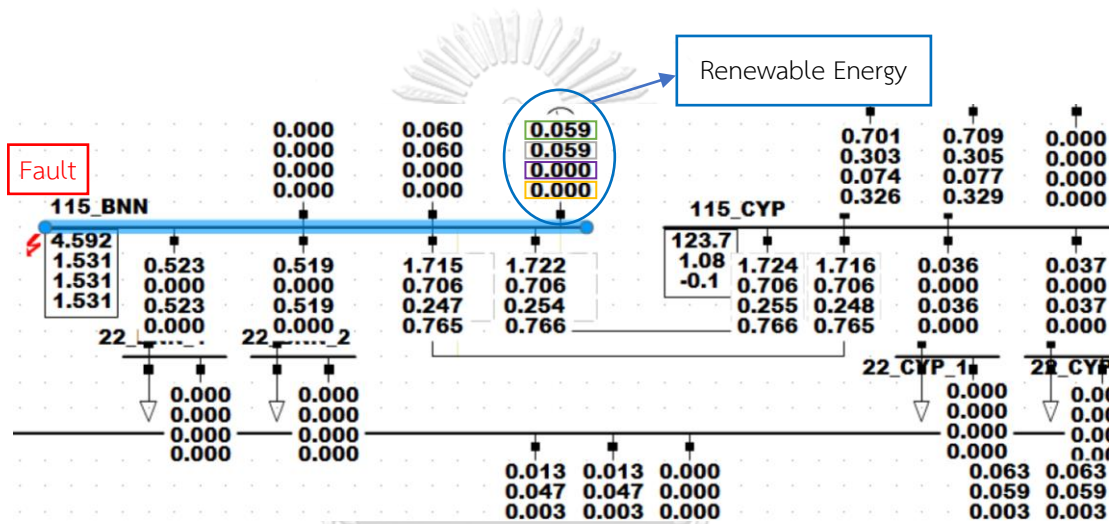


รูปการเกิดลัดวงจรที่ สถานีไฟฟ้า CYP

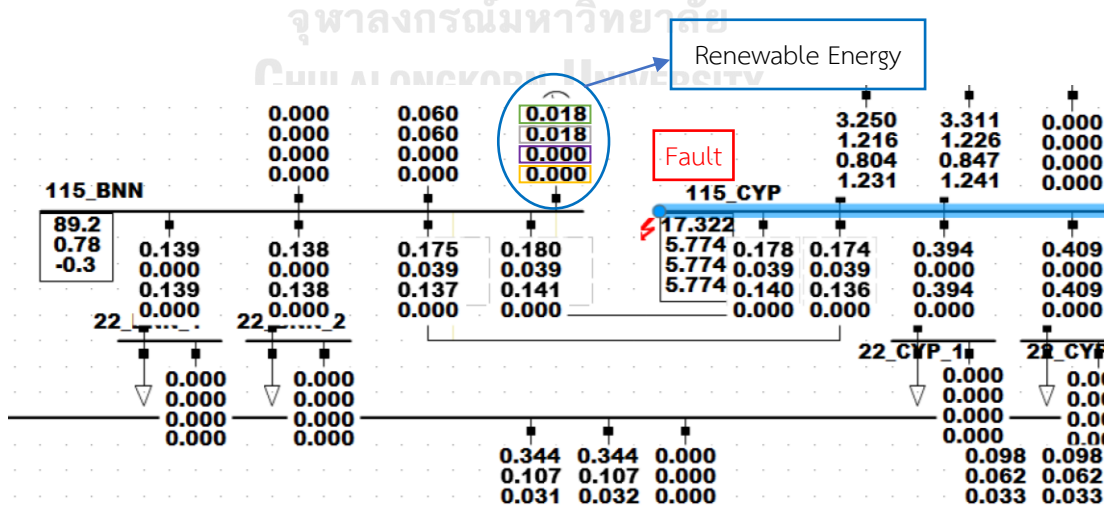
2.2 เมื่อเลือกการทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Equivalent Synchronous Machine)

การจ่ายกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์จะขึ้นอยู่กับขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่ลดลง เพื่อให้เป็นไปตาม Grid Code ซึ่งหมายความว่ากระแสไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นจะมีค่าไม่คงที่ โดยจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่เกิดการลัดวงจร ดังแสดงในรูปด้านล่าง เมื่อ

- = ค่ากระแสผิดพลาดพร้อมรวม
- = ค่ากระแสผิดพลาดลำดับบวก
- = ค่ากระแสผิดพลาดลำดับลบ
- = ค่ากระแสผิดพลาดลำดับศูนย์



รูปการเกิดลัดวงจรที่ สถานีไฟฟ้า BNN



รูปการเกิดลัดวงจรที่ สถานีไฟฟ้า CYP

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายธรรมชาติ เพ็ชรนพรัตน์
วัน เดือน ปี เกิด	26 มีนาคม 2536
สถานที่เกิด	โรงพยาบาลนนทเวช
วุฒิการศึกษา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ที่อยู่ปัจจุบัน	20/2 หมู่ 2 ต.เกาะเกร็ด อ.ปากเกร็ด จ.นนทบุรี 11120



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY