

การศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลัง
ภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินและการแปรปรวนของโหลด

AN IMPACT STUDY AND CONGESTION MANAGEMENT OF POWER
SYSTEMS UNDER CONTINGENCIES AND LOAD VARIATIONS



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2566

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ KMITL-2023-EN-D-018-044
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

AN IMPACT STUDY AND CONGESTION MANAGEMENT OF POWER
SYSTEMS UNDER CONTINGENCIES AND LOAD VARIATIONS

นฤมล วันน้อย
NARUMON WANNOI



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
DOCTORAL OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
SCHOOL OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2023

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ KMUTL-2023-EN-D-018-044 ภายใต้อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2023

SCHOOL OF ENGINEERING

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับงานที่อาจารย์ศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Thesis	An Impact Study and Congestion Management of Power Systems under Contingencies and Load Variations
Student	Mrs.Narumon Wannoi
Student ID.	59601015
Degree	Doctor of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2023
Thesis Advisor	Asst.Prof. Dr. Chai Chompooinwai
Thesis Co Advisor	Asst.Prof. Dr. Nirudh Jirasuwankul

ABSTRACT

This thesis presents an impact study and congestion management of power systems under contingencies and load variations using the voltage stability analysis and the thermal limit of the transmission line. In this study was used as the violation limits to control the power system for finding the critical voltage buses. The critical voltage bus is considered under a single contingency (n-1) analysis included loss of a single load group and is used to rank the contingency under consideration of the number of devices violating the violation limit and the frequency of the affected area. For the management methods to use in protection planning and power congestion management of the system in this study, has three novel techniques. The first technique is the system contingency ranking and identify weak areas using the violation limits for system security improvement. The second technique is a novel technique to identify proper locations for distributed renewable generation integration to minimize contingency impact and finally, novel techniques for critical load buses identification and load bus's available capacity calculation to improve power system stability. In addition, the study also conducted the impact study of load variable in case the electrical vehicle charging stations loading to the Thailand's North-eastern power system and method to reduce power congestion. Which, these techniques for testing and assessment used the repeated power flow calculation technique and contingency n-1 analysis. This study has used Thailand power system data during the peak load period in 2016-2020 according to the Thailand Power Development Plan (PDP) revised 2015 and 2018 (PDP: 2015, 2018) as the base system. The study found that the techniques presented can be applied to improve system stability and be used as a guideline for power congestion management of power system.

Keywords: Congestion Management, Contingency, Load Variation, Repeated Power Flow Calculation, Power System Stability

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยความรู้จากอาจารย์ที่ปรึกษา ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินโหว และ ผศ.ดร.นิรุช จิรสวรรณกุล ที่ให้ความช่วยเหลือ ให้คำชี้แนะ ช่วยแก้ปัญหา ตลอดจนให้ความรู้และประสบการณ์ที่ดีแก่ข้าพเจ้า ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความอนุเคราะห์จากท่านอาจารย์ และขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอกราบขอบพระคุณ รศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินโหว, ผศ.ดร.เปี่ยมภูมิ สฤกพฤกษ์, กรรมการสอบและคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุก ๆ ท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณบัณฑิตศึกษา คณะวิศวกรรมศาสตร์ที่ให้ความช่วยเหลือในเรื่องต่างๆ

ขอขอบคุณพี่ๆ น้องๆ ในห้อง Energy System and Illumination Research Center (ESIRC) ในภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยี พระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกคนที่ให้คำแนะนำต่างๆ และคอยให้กำลังใจเสมอมา

ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ที่ให้การสนับสนุนในทุกๆ เรื่องและทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบคุณสามีมองของข้าพเจ้าที่เป็นเสมือนคู่คิดและเป็นกำลังใจที่ดีตลอดมา
สุดท้ายนี้สำหรับคุณค่าและประโยชน์อันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ข้าพเจ้าขอบแต่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

นฤมล วันน้อย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VII
สารบัญรูป.....	VIII
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	1
1.3 สมมติฐานของการศึกษา.....	2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.5 ขอบเขตและขั้นตอนการวิจัย.....	3
1.6 เนื้อหาในการศึกษา.....	4
บทที่ 2 วรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.2 ความเสถียรภาพแรงดัน (Voltage Stability)	6
2.3 ขีดจำกัดการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้า (Power Transfer Limits)	8
2.4 ความสามารถที่มีอยู่ในการส่งกำลังงานไฟฟ้าพร้อมมูลของสายส่ง (Available Transfer Capability; ATC)	8
2.5 ค่าขีดจำกัดในการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง (Violation Limits)	11
2.5.1 ค่าจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้า.....	11
2.5.2 ค่าจำกัดด้านภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงาน.....	11
2.6 ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Contingency).....	11
2.6.1 N-k Contingency.....	12
2.7 ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลัง 2020 ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าประเทศไทยปี 2018.....	13
2.7.1 สถานะภาพความต้องการไฟฟ้า ในปี 2561.....	14
2.7.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580.....	15
บทที่ 3 ระเบียบวิธีการศึกษาวิจัย.....	20
3.1 กระบวนการศึกษาในงานวิจัย.....	20
3.2 ขั้นตอนและเทคนิคที่นำเสนอในงานวิจัย.....	21
3.2.1 ขั้นตอนและเทคนิคการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดย ใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ.....	21
3.2.2 ขั้นตอนและเทคนิคการจัดลำดับสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจาย.....	22

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2.3 ขั้นตอนและเทคนิคการระบุข้อผิดพลาดที่สำคัญและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของบัสโหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า...	23
3.2.4 ขั้นตอนศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย และเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ.....	26
บทที่ 4 ผลการศึกษาวิจัย.....	29
4.1 ผลการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ.....	29
4.1.1 ผลการจัดอันดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินของระบบโดยพิจารณาปริมาณบัสวิกฤต.....	30
4.1.2 ผลการกำหนดพื้นที่วิกฤต.....	33
4.2 ผลการจัดลำดับสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัวเพื่อลดผลกระทบความหนาแน่นกำลังไฟฟ้า.....	35
4.2.1 ผลการศึกษาผลกระทบในกรณีที่ระบบไม่ได้เชื่อมต่อ DRG เข้าระบบ...	36
4.2.2 ผลการศึกษาผลกระทบในกรณีที่ระบบได้เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวเข้าในระบบ.....	39
4.3 ผลการระบุข้อผิดพลาดที่สำคัญจากการปลดโหลดและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของบัสโหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า.....	42
4.3.1 ผลการระบุข้อผิดพลาด.....	43
4.3.2 ผลการคำนวณความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (LBAC).....	46
4.4 ผลการศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดโดยมุ่งเน้นกรณีการเพิ่มขึ้นของสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยและเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ.....	48
4.4.1 การติดตั้ง EVCS บนถนนสายกรุงเทพฯ ถึงจังหวัดหนองคาย.....	49
4.4.2 ผลการศึกษาผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	50
4.4.3 ผลการศึกษาผลกระทบต่อการไหลของสายส่งในระบบไฟฟ้ากำลัง...	52
4.4.4 ผลการศึกษาการจัดอันดับบัสวิกฤตของระบบสายส่ง 115 kV.....	53
4.4.5 ผลการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลังติดตั้ง DRG ตามบัสวิกฤต....	54
บทที่ 5 สรุปผลการศึกษาวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	58
5.1 สรุปผลการศึกษาวิจัย.....	58
5.1.1 เทคนิคการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ.....	58
5.1.2 เทคนิคการระบุสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น.....	59

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และแจ้งอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.1.3 เทคนิคการระบุข้อผิดพลาดที่สำคัญจากการปลดโหลดและการคำนวณ ความสามารถที่มีอยู่ของข้อผิดพลาดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบ ไฟฟ้า.....	59
5.1.4 การศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดโดยมุ่งเน้นกรณี การเพิ่มขึ้นของสถานีขั้วแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียง เหนือของประเทศไทยและเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าใน ระบบ.....	59
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	60
เอกสารอ้างอิง.....	63
ภาคผนวก ก.....	66
ภาคผนวก ข.....	81
ประวัติผู้เขียน.....	106



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า	
2.1	สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า ปี 2561.....	14
2.2	ความแตกต่างระหว่างแผนพัฒนา PDP2015 และ PDP2018.....	14
2.3	กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2561 – 2580.....	15
2.4	กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ประเภทโรงไฟฟ้า ในช่วงปี 2561–2580.....	15
2.5	กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ตามชนิดโรงไฟฟ้า ในช่วงปี 2561–2580.....	18
3.1	เงื่อนไขในการกำหนดและประเมินการจัดลำดับความสำคัญพื้นที่.....	23
4.1	ช่วงขีดจำกัดการละเมิดในการศึกษา.....	30
4.2	จำนวนอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบในแต่ละเหตุการณ์.....	31
4.3	เปรียบเทียบผลการตรวจจับกรณีสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละช่วงตรวจจับ.....	31
4.4	การละเมิดที่สูงที่สุดในแต่ละเหตุการณ์ด้วยช่วงการตรวจจับที่ 1.....	32
4.5	การละเมิดที่สูงที่สุดในแต่ละเหตุการณ์ด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2.....	33
4.6	พื้นที่วิกฤตด้านความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าโดยความถี่ที่เกิดด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2..	34
4.7	พื้นที่วิกฤตด้านแรงดันไฟฟ้าโดยพิจารณาความถี่ที่เกิดด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2.....	34
4.8	เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญจากความถี่พื้นที่ที่มีผลกระทบสูง.....	35
4.9	เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญจากระดับแรงดันไฟฟ้าวิกฤต.....	36
4.10	บัสเกิดแรงดันวิกฤตที่ระดับแรงดัน 22KV.....	37
4.11	บัสเกิดแรงดันวิกฤตที่ระดับแรงดัน 115, 230 KV.....	38
4.12	ผลการจัดลำดับความสำคัญโดยพิจารณาความถี่พื้นที่ที่มีผลกระทบสูง.....	39
4.13	ผลการจัดลำดับความสำคัญโดยพิจารณาระดับแรงดันไฟฟ้าวิกฤต.....	39
4.14	การเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและการเชื่อมต่อ DRG ที่ CVB ตามลำดับ ความสำคัญจากความถี่ผลกระทบ.....	40
4.15	การเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและการเชื่อมต่อ DRG ที่ CVB ตามลำดับ ความสำคัญจากระดับแรงดันวิกฤต.....	40
4.16	ปริมาณโหลดของแต่ละโหลดบัสในพื้นที่ 1.....	44
4.17	การคำนวณ LBAC ของแต่ละโหลดบัสในพื้นที่ 1.....	46
4.18	สถานีไฟฟ้า 115 KV เชื่อมต่อสถานีชาร์จร์รถยนต์ไฟฟ้า.....	50
4.19	สถานีย่อย 115 KV สำหรับเชื่อมต่อ DRG.....	54

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 ระบบทดสอบสองบัส.....	5
2.2 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างแรงดัน (V) และกำลังไฟฟ้า (P) ของโหลดบัส.....	8
2.3 การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าบนระบบกำลังไฟฟ้าพื้นฐานด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งเดี่ยว.....	8
2.4 ความสามารถในการถ่ายโอนโดยรวมของสายส่ง.....	9
2.5 ความสามารถในการถ่ายโอนโดยรวมของสายส่งที่ค่าขีดจำกัดต่างๆ.....	10
3.1 แบบแผนการศึกษาในงานวิจัย.....	20
3.2 ขั้นตอนการศึกษาการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤต.....	21
3.3 ขั้นตอนการกำหนดพื้นที่และจัดเรียงลำดับที่เหมาะสม.....	22
3.4 ขั้นตอนการจัดลำดับสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบแบบใหม่.....	24
3.5 การเชื่อมต่อสายส่งบนโหลดบัส.....	25
3.6 ขั้นตอนการศึกษาผลกระทบจากโหลดสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า (EVCS loads) เพิ่มขึ้น.....	27
4.1 การลำดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยชุดตรวจสอบที่ 1 กรณีสูญเสียหม้อแปลงไฟฟ้า.....	31
4.2 การลำดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยชุดตรวจสอบที่ 2 กรณีสูญเสียหม้อแปลงไฟฟ้า.....	31
4.3 การลำดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยชุดตรวจสอบที่ 1 กรณีสูญเสียสายส่ง.....	32
4.4 การลำดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยชุดตรวจสอบที่ 2 กรณีสูญเสียสายส่ง.....	32
4.5 ระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยหรือพื้นที่ 2.....	36
4.6 ผลการเปรียบเทียบการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการของโหลดในระบบในแต่ละลำดับความสำคัญ.....	41
4.7 ผลการเปรียบเทียบการลดกำลังผลิตในระบบในแต่ละลำดับความสำคัญ.....	41
4.8 ผลการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบโดยรวมและในพื้นที่ 2 ในแต่ละลำดับความสำคัญ.....	42
4.9 พื้นที่ 1 บนแผนภาพโดยรวมของระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยฉบับปรับปรุง.....	43
4.10 อันดับโหลดบัสวิกฤตภายใต้ฐานการปลดโหลดบนพื้นฐานจำนวนบัสทั้งหมดที่ละเมิด.....	45
4.11 อันดับโหลดบัสวิกฤตภายใต้ฐานการปลดโหลดบนพื้นฐานจำนวนสายส่งทั้งหมดที่ละเมิด.....	45
4.12 อันดับโหลดบัสวิกฤตภายใต้ฐานการปลดโหลดบนพื้นฐานจำนวนอุปกรณ์ทั้งหมดที่ละเมิด.....	45
4.13 การจัดลำดับค่าความสามารถโดยรวมของโหลดบัส (TLBC).....	47
4.14 การจัดลำดับค่าความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (LBAC).....	47
4.15 ถนนสายหลักกรุงเทพมหานครถึงจังหวัดหนองคายและตำแหน่งสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า.....	49
4.16 ตำแหน่งเชื่อมต่อสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าเข้ากับสถานีระบบส่งจ่ายระดับแรงดัน 115 kV.....	49

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านธุรกิจ

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.17 การจัดอันดับบัสวิฤตของระบบสายส่ง 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS.....	50
4.18 การจัดอันดับบัสแรงดันไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบสูงของระบบสายส่ง 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS.....	51
4.19 การจัดอันดับบัสวิฤตของระบบสายส่ง 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS.....	51
4.20 การจัดอันดับบัสแรงดันไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบสูงของระบบสายส่ง 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS.....	51
4.21 ลำดับสายส่งที่ได้รับภาระโหลดสูงสุดของเครือข่าย 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS	52
4.22 ลำดับสายส่งที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของเครือข่าย 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS.	52
4.23 ลำดับสายส่งที่ได้รับภาระโหลดสูงสุดของเครือข่าย 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS	53
4.24 ลำดับสายส่งที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของเครือข่าย 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS.	53
4.25 ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DRG ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	54
4.26 รูปแบบแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง 115kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง.....	55
4.27 รูปแบบแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง 230kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง.....	55
4.28 รูปแบบภาระโหลดของระบบสายส่ง 115kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง.....	55
4.29 รูปแบบภาระโหลดของระบบสายส่ง 230kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง.....	55
4.30 การเปลี่ยนแปลงการสูญเสียพลังงานของระบบก่อนและหลังการเชื่อมต่อ DRG จำนวน 12 เครื่อง.....	56

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การสูญเสียอุปกรณ์ที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลัง หรือการเปลี่ยนแปลงโหลดในระบบทันทีทันใดอาจเป็นสาเหตุทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังเกิดความไม่เสถียรภาพขึ้นได้โดยเฉพาะในช่วงเวลาที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุด ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวอาจเป็นสาเหตุจนทำให้ระบบเกิดความล้มเหลวเกิดขึ้นหรือทำให้ระบบเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้และหากเกิดในพื้นที่ที่มีโหลดจำนวนมากหรือเป็นเขตอุตสาหกรรมก็จะส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจทั้งด้านขบวนการผลิตและความเชื่อมั่นในการลงทุน ดังนั้นในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการศึกษาผลกระทบเพื่อนำมาซึ่งการออกแบบ การวางแผนการป้องกันให้กับระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมีความเสถียรภาพยิ่งขึ้นและใช้เป็นแนวทางในการศึกษาจัดทำแผนการพัฒนาระบบเพื่อลดหาแนวโน้มของกำลังไฟฟ้าหรือความรุนแรงของเหตุการณ์ต่อไปในอนาคต และเมื่อทำการศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าประเทศไทยโดยเฉพาะในกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพบว่ามีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบต่อปีค่อนข้างสูง ดังนั้นกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้หากติดตั้งในพื้นที่ที่เหมาะสมก็สามารถที่จะช่วยลดปัญหาผลกระทบความรุนแรงจากการสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงาน การสูญเสียกลุ่มโหลดในระบบ หรือแม้กระทั่งมีการเปลี่ยนแปลงของภาระโหลดโดยเฉพาะในช่วงที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุด (Peak Load Period) ได้

ดังนั้นในการศึกษาวิจัยจึงได้ทำการศึกษาผลกระทบจากการสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานในระบบจำนวนหนึ่งอุปกรณ์และผลกระทบของการแปรปรวนของโหลด โดยพิจารณาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าของระบบและภาระโหลดของอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบ เพื่อจัดเรียงความรุนแรงของเหตุการณ์และความถี่ของพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ พร้อมกันนี้ได้ทำการศึกษาการจัดการเพื่อใช้ในการวางแผนป้องกันระบบให้มีความมั่นคงและมีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้นโดยได้นำเสนอเทคนิคใหม่ 3 เทคนิค เทคนิคแรกคือการจัดอันดับสภาวะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ เทคนิคที่สองคือการระบุสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น และเทคนิคสุดท้ายคือการระบุสัดส่วนโหลดที่สำคัญและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของสัดส่วนโหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ผลกระทบภายใต้โหลดถูกปลดออก (Load Shedding) นอกจากนี้ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของโหลดภายใต้การพิจารณาโหลดถูกปลดออก ในการศึกษายังได้ศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงโหลดในระบบในช่วงที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุด โดยในการศึกษาได้มุ่งเน้นศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงโหลดสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าต่อระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยและได้นำเสนอแผนการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดปัญหาความแออัดของไฟฟ้า

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

ความมุ่งหมายของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เพื่อทำการศึกษาถึงผลกระทบจากการสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานในระบบและกลุ่มโหลดจำนวนหนึ่งอุปกรณ์หรือจากการเปลี่ยนแปลงโหลดในระบบ ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในช่วงที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุด (Peak Load Period) โดยการเปลี่ยนแปลงของโหลดในการศึกษานี้ได้พิจารณาภายใต้เหตุการณ์โหลดถูกปลดออก (Load Shedding) และการเพิ่มขึ้นของกลุ่มโหลดโดยในการศึกษาได้มุ่งเน้นศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าจากการขยายตัวในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ซึ่งผลกระทบดังกล่าวนี้ในการศึกษานี้จะพิจารณาผลกระทบด้านความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าของระบบและภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานที่ได้รับผลกระทบเพื่อจัดเรียงความรุนแรงของเหตุการณ์และความถี่ของพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบพร้อมศึกษาแนวทางการจัดการเพื่อใช้ในการวางแผนป้องกันระบบให้มีความมั่นคงและมีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้น โดยมีวัตถุประสงค์ในการศึกษาดังนี้

1.2.1 เพื่อศึกษาผลกระทบจากการสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานในระบบจำนวนหนึ่ง อุปกรณ์ และการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดโหลดในระบบในช่วงที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุด

1.2.2 เพื่อศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าจากการขยายตัวในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยในช่วงที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุด

1.2.3 เพื่อศึกษาเทคนิคการปรับปรุงความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อลดผลกระทบความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าและปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้ากำลัง

1.3 สมมุติฐานของการศึกษา

การศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ใช้หลักการวิเคราะห์โดยใช้ทฤษฎีความเสถียรภาพแรงดัน (Voltage Stability) และข้อจำกัดของขีดความสามารถของสายส่งด้านความร้อน (Thermal Limit) ซึ่งการศึกษาได้ทำการกำหนดค่าควบคุม (Violation Limits) ทั้งสองนี้ในการพิจารณา巴士ที่วิกฤตด้านแรงดันไฟฟ้าภายใต้ระบบสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานและกลุ่มโหลดจำนวนหนึ่งอุปกรณ์ (Contingency n-1) ซึ่งเทคนิคใหม่ในการจัดเรียงความรุนแรงของเหตุการณ์ฉุกเฉินจะจัดเรียงตามจำนวนโหลด (MW unit) ที่โหลด巴士ที่ได้รับผลกระทบตามข้อมูลจริง (Real Raw Data) ในระบบโดยจะเปรียบเทียบกับการจัดเรียงตามจำนวน巴士ที่วิกฤตด้านแรงดัน (Critical Voltage Buses) ซึ่งเทคนิคใหม่นี้จะชี้ให้เห็นถึงความรุนแรงจากจำนวนโหลดที่ได้รับผลกระทบทั้งหมด และความถี่ของพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ

สำหรับการศึกษาแนวทางการจัดการเพื่อใช้ในการวางแผนป้องกันระบบให้มีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้นซึ่งในการศึกษาได้นำเสนอแนวทางหรือเทคนิคใหม่ไว้ 3 เทคนิคประกอบด้วย

1.3.1 เทคนิคการจัดอันดับสภาวะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ

1.3.2 เทคนิคการระบุสถานะที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น

1.3.3 เทคนิคการระบุ巴士โหลดที่สำคัญและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของ巴士โหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า

ซึ่งเทคนิคในการทดสอบและประเมิน ได้ใช้เทคนิคการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบซ้ำ (Repeated Power Flow Calculation) ร่วมกับการวิเคราะห์กรณีระบบสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานจำนวนหนึ่งอุปกรณ์ (Contingency n-1) ซึ่งประกอบด้วย ระบบสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงแรงดัน สายส่ง และกลุ่มโหลดในระบบในการวิเคราะห์ข้อมูล โดยระบบฐานในการศึกษาได้ใช้ข้อมูลระบบกำลังไฟฟ้าประเทศไทยปรับปรุงในช่วงความต้องการโหลดสูงสุด (Peak Load) ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load) ปี 2016-2020 ตามแผนการพัฒนากำลังผลิตของประเทศไทย (Power Development Plan; PDP) ฉบับปรับปรุงปี 2015 และ 2018 (PDP: 2015, 2018)

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.4.1 สามารถใช้เป็นแนวทางในการศึกษาผลกระทบและการจัดเรียงความรุนแรงของเหตุการณ์การฉุกเฉินของระบบไฟฟ้ากำลังและความถี่ของพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ

1.4.2 สามารถใช้เป็นแนวทางในการศึกษากำหนดและจัดเรียงลำดับของพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เพื่อลดผลกระทบความรุนแรงของเหตุการณ์การฉุกเฉินของระบบไฟฟ้ากำลัง

1.4.3 สามารถใช้เป็นแนวทางในการประเมินและการจัดเรียงลำดับของโหลดบัสในระบบภายใต้การพิจารณาขีดความสามารถการรองรับโหลดบัส

1.4.4 สามารถใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานและแนวทางในการประเมินการเปลี่ยนแปลงโหลดของสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าที่อาจขยายตัวเพิ่มขึ้นเพื่อกำหนดและจัดเรียงลำดับของพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

1.4.5 สามารถใช้เป็นข้อมูลในการจัดการเพื่อทำแผนการป้องกันและพัฒนากำลังผลิตในระบบและสร้างความมั่นคงและเพิ่มระดับความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง

1.5 ขอบเขตและขั้นตอนการวิจัย

ขอบเขตและขั้นตอนการวิจัยในการศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสรุปได้ดังนี้

1.5.1 ศึกษาข้อมูลเพื่อสร้างระบบกำลังไฟฟ้าฐานซึ่งใช้ข้อมูลระบบกำลังไฟฟ้าประเทศไทยปรับปรุงตามแผนการพัฒนากำลังการผลิตในปี 2016-2020 โดยได้กำหนดค่าขีดจำกัดด้านแรงดันอยู่ที่ -0.95 ถึง $+1.05$ p.u และภาระโหลดของสายส่งไม่เกิน 100%

1.5.2 ศึกษาความรุนแรงต่อระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทย ภายใต้การศึกษาระบบสูญเสียอุปกรณ์จำนวนหนึ่งอุปกรณ์ (Contingency n-1) ซึ่งประกอบด้วยหม้อแปลง สายส่ง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และกลุ่มโหลด

1.5.3 การศึกษาเทคนิคใหม่เพื่อจัดเรียงลำดับเหตุการณ์รุนแรงโดยจะวิเคราะห์จากจำนวนโหลดจากข้อมูลจริงและความถี่พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบภายใต้การวิเคราะห์จำนวนบัสที่วิกฤตด้านแรงดันภายใต้การศึกษาระบบสูญเสียอุปกรณ์จำนวนหนึ่งอุปกรณ์

1.5.4 การศึกษาเทคนิคใหม่เพื่อกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมและลำดับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่

1.5.5 การศึกษาเทคนิคใหม่เพื่อการประเมินและการจัดเรียงลำดับของโหลดบัสในระบบภายใต้ขีดความสามารถการรองรับโหลดบัส

1.5.6 การศึกษาผลกระทบการเปลี่ยนแปลงโหลดของสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าที่ขยายตัวเพิ่มขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยและแนวทางการกำหนดพร้อมจัดเรียงลำดับของพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.5.7 สรุปผลการศึกษาวิจัย ข้อเสนอแนะ และแนวทางในการพัฒนาเพื่อสร้างความมั่นคง และเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

1.6 เนื้อหาในการศึกษา

การศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะ เหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดในวิทยานิพนธ์นี้ได้แบ่งเนื้อหาในการศึกษาออกเป็น 5 บท ซึ่งประกอบด้วยดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ ของการศึกษา สมมุติฐานของการศึกษา ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ขอบเขตและขั้นตอนการวิจัย และเนื้อหาในการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึงวรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง ซึ่งสำหรับทฤษฎีจะประกอบไปด้วยการ ส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (Power Transfer) ความสามารถที่มีอยู่ในการส่งกำลังงานไฟฟ้าพร้อมมูล (Available Transfer Capability; ATC) ของสายส่ง ค่าขีดจำกัดในการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง (Violation Limits) ขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้า (Voltage Limit) ขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง (Thermal Limit) ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉิน และข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลัง 2020 ตามแผนพัฒนากำลัง การผลิตไฟฟ้าปี 2018 (Power Development Plan 2018; PDP2018)

บทที่ 3 กล่าวถึงระเบียบวิธีการศึกษาวิจัยซึ่งประกอบด้วย กระบวนการ ขั้นตอนและ เทคนิคสำหรับการศึกษาผลกระทบ และการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะ เหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดเพื่อลดผลกระทบจากเหตุการณ์ฉุกเฉินและเพิ่มความ เสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 4 กล่าวถึงผลการวิจัยตามแนวทางเทคนิคเพื่อใช้ในการจัดลำดับเหตุการณ์ฉุกเฉินและ แนวทางการจัดการเพื่อลดผลกระทบจากเหตุการณ์ฉุกเฉินและเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ตามขอบเขตและขั้นตอนการศึกษาวิจัย

บทที่ 5 กล่าวถึงบทสรุปการวิจัยและข้อเสนอแนะแนวทางในการพัฒนาเพื่อสร้างความ มั่นคงและเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 2

วรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะกล่าวถึงวรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง ซึ่งสำหรับทฤษฎีจะประกอบไปด้วย การส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (Power Transfer) ความสามารถที่มีอยู่ในการส่งกำลังงานไฟฟ้าพร้อมมูล (Available Transfer Capability; ATC) ของสายส่ง ค่าขีดจำกัดในการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง (Violation Limits) ขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้า (Voltage Limit) ขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง (Thermal Limit) และข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลัง 2020 ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี 2018 (Power Development Plan 2018; PDP2018)

2.1 วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ระบบเกิดการสูญเสียอุปกรณ์ที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลังหรือการเปลี่ยนแปลงโหลดในระบบทันทีทันใด อาจเป็นสาเหตุทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังเกิดความไม่เสถียรภาพขึ้นได้โดยเฉพาะในช่วงเวลาที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุดดัง [23, 16, 14, 17] ได้ทำการวิจัยด้านการประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวอาจเป็นสาเหตุจนทำให้ระบบเกิดความล้มเหลวเกิดขึ้นหรือทำให้ระบบเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้เนื่องจากขาดความเสถียรภาพด้านแรงดัน [2, 9, 3] และหากเกิดในพื้นที่ที่มีโหลดจำนวนมากหรือเป็นเขตอุตสาหกรรมก็จะส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจทั้งด้าน ขบวนการผลิตและความเชื่อมั่นในการลงทุน ดังนั้นในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการศึกษาผลกระทบเพื่อนำมาซึ่งการออกแบบ การวางแผนการป้องกันให้กับระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมีความเสถียรภาพยิ่งขึ้นและใช้เป็นแนวทางในการศึกษาจัดทำแผนการพัฒนาระบบเพื่อลดความน่าเชื่อถือของกำลังไฟฟ้าหรือความรุนแรงของเหตุการณ์ต่อไปในอนาคตซึ่งงานวิจัยของ [6, 4] ชี้ให้เห็นถึงผลกระทบและการจัดการด้านความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าและเมื่อทำการศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าประเทศไทยโดยเฉพาะในกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพบว่ามีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบต่อปีค่อนข้างสูง [10, 22] ดังนั้นกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้หากติดตั้งในพื้นที่ที่เหมาะสมก็จะช่วยลดปัญหาผลกระทบความรุนแรงจากการสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงาน [21, 5] การสูญเสียกลุ่มโหลดในระบบหรือแม้กระทั่งมีการเปลี่ยนแปลงของภาระโหลดโดยเฉพาะในช่วงที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุด (Peak Load Period) ได้

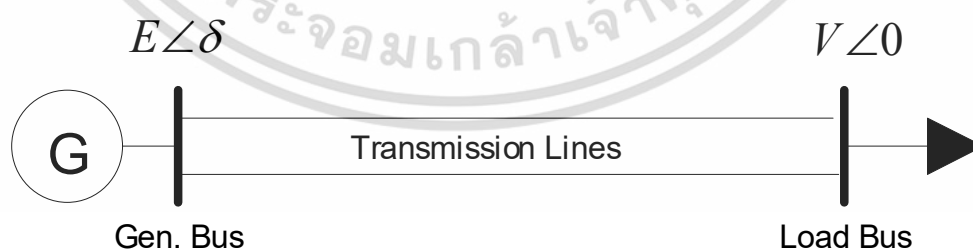
ดังนั้นในการศึกษาวิจัยจึงได้ทำการศึกษาผลกระทบจากการสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานในระบบจำนวนหนึ่งอุปกรณ์และผลกระทบของการแปรปรวนของโหลด โดยพิจารณาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าของระบบและภาระโหลดของอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบ เพื่อจัดเรียงความรุนแรงของเหตุการณ์ซึ่ง [1, 12, 7] ได้มีการศึกษาวิจัยในการนำเสนอวิธีการจัดเรียงความรุนแรงของเหตุการณ์และความถี่ของพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ พร้อมกันนี้ได้ทำการศึกษากิจการเพื่อใช้ในการวางแผนป้องกันระบบให้มีความมั่นคงและมีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้นโดยได้นำเสนอเทคนิคใหม่ 3 เทคนิคโดยเทคนิคแรกคือการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดในการพิจารณาซึ่งต่างจากงานวิจัยของ [1] ซึ่งได้ใช้ Performance index เป็นดัชนีในการจัดลำดับ และ [12] ได้ใช้ Exact and Precise ซึ่งเป็นวิธีในการจัดลำดับ ส่วนสำหรับ [7] ได้ใช้ Performance index เป็นดัชนีในการจัดลำดับ นอกจากนี้ยังได้ใช้ Performance index เป็นดัชนีในการจัดลำดับ

เอกสารนี้เป็นลิขสิทธิ์ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับและส่งเสริมการประกอบธุรกิจพลังงาน (ก.พ.พ.) กระทรวงพลังงาน
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

index ภายใต้สายส่งถูกปลดเป็นวิธีในการจัดลำดับ ในการการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ เทคนิคที่สองคือการระบุสถานะที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินโดยใช้การพิจารณาผลกระทบจากการวิเคราะห์เหตุการณ์ของระบบภายใต้ระบบสูญเสียอุปกรณ์จำนวนหนึ่งอุปกรณ์ ($n-1$) ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงและสายส่งร่วมกับผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดในระบบและกำลังผลิตในระบบลดลงซึ่งแตกต่างจาก [21] คือในงานวิจัยได้พิจารณาผลกระทบจากโหลดในระบบเพิ่มขึ้นและกำลังผลิตในระบบลดลงเท่านั้น ซึ่งผลการศึกษาในเทคนิคที่น่าเสนอได้เปรียบเทียบระหว่างการติดตั้งโดยพิจารณาจากความถี่ของพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบและการพิจารณาจากพื้นที่ที่วิกฤตด้านแรงดันไฟฟ้า และนอกจากนี้ยังได้นำเสนอเทคนิคการระบุข้อผิดพลาดที่สำคัญภายใต้กลุ่มโหลดที่ถูกปลดออกซึ่งได้ใช้หลักการวิเคราะห์แบบระบบสูญเสียอุปกรณ์จำนวนหนึ่งอุปกรณ์ ($n-1$) โดยพิจารณาระบบสูญเสียกลุ่มโหลด (Load Shedding) พร้อมนำเสนอวิธีการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของบัสโหลดซึ่งมีความแตกต่างจากงานวิจัยของ [4] ที่ได้พิจารณาเพียงกรณีระบบสูญเสียสายส่งเพียงอย่างเดียวเพื่อใช้วางแผนป้องกันและการปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ในการศึกษายังได้ทำการศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของกลุ่มโหลดโดยได้มุ่งเน้นศึกษากรณีการขยายสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่ง [8, 11] ได้มีการศึกษาผลกระทบจากการขยายสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังเช่นเดียวกัน แต่ในการศึกษานี้ได้พิจารณาผลต่อภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยพร้อมแนวทางในการปรับปรุงการจัดการความหนาแน่นกำลังไฟฟ้า ซึ่งเทคนิคที่ใช้ในการทดสอบและการประเมินได้ใช้เทคนิคการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำ (Repeated Power Flow Calculation) ซึ่งทางผู้วิจัย [21,18] ได้ใช้เทคนิคนี้ในการพิจารณาพื้นที่วิกฤตและการคำนวณหาค่าความสามารถโดยรวมในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งร่วมกับการวิเคราะห์กรณีระบบสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานจำนวนหนึ่งอุปกรณ์ (Contingency $n-1$) เช่นเดียวกับ [21, 5]

2.2 ความเสถียรภาพแรงดัน (Voltage Stability)

ความเสถียรภาพแรงดันนั้นสามารถใช้ระบบกำลังไฟฟ้าสองบัสในการอธิบายคำจำกัดความพื้นฐาน [13, 20] ได้ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ระบบทดสอบสองบัส

จากรูปที่ 2.1 เมื่อประยุกต์ใช้กฎแรงดันของเคอร์ชอฟสามารถเขียนเป็นสมการที่มีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ได้ดังสมการที่ 2.1-2.3
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$E = jXI + V \quad (2.1)$$

หรือ

$$I = \frac{E - V}{jX} \quad (2.2)$$

สำหรับกำลังเชิงซ้อนถ่ายโอน

$$S = VI^* = V \left[\frac{E - V}{jX} \right]^* \quad (2.3)$$

เมื่อกำหนดให้

V คือ $V \angle 0^\circ$ คือแรงดันที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, E คือ $E \angle \delta$ คือแรงดันเหนี่ยวนำภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, δ คือ มุมกำลัง

ดังนั้นจากสมการ 2.1-2.3 จะได้

$$S = V \left[\frac{E}{X} \angle \delta - 90^\circ + j \frac{V}{X} \right]^* \quad (2.4)$$

$$S = V \frac{E}{X} \angle 90^\circ - \delta - j \frac{V^2}{X} \quad (2.5)$$

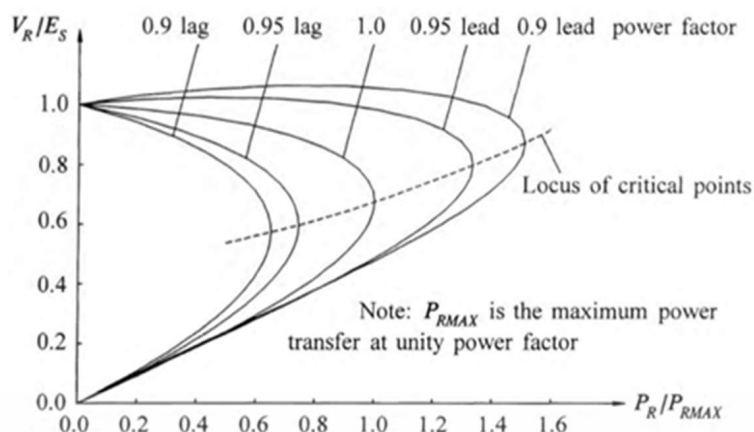
$$S = \left[\frac{VE}{X} \cos \angle 90^\circ - \delta + j \frac{VE}{X} \sin \angle 90^\circ - \delta \right] - j \frac{V^2}{X} \quad (2.6)$$

$$S = \frac{VE}{X} \sin \delta + j \left[\frac{VE}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \right] \quad (2.7)$$

ขีดจำกัดความเสถียรภาพแรงดันได้ถูกนำไปใช้ในการออกแบบและวิเคราะห์เพื่อป้องกันความไม่เสถียรภาพและสร้างความมั่นคงของระบบปัญหาความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบกำลังไฟฟ้าจะเกิดขึ้นกับระบบในช่วงที่เกิดความหนาแน่นซึ่งหมายความว่าระบบมีปริมาณความต้องการของโหลดสูงหรือสูญเสียกำลังการผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นสาเหตุให้แรงดันไฟฟ้าลดลงและทำให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพ ด้วยเหตุดังกล่าวนี้ สามารถเกิดขึ้นได้กับระบบในช่วงที่มีปริมาณโหลดสูงสุด ระบบประเทศไทยที่ใช้เป็นระบบฐานในการศึกษาก็เช่นเดียวกันการอธิบายในเรื่องความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้านั้นสามารถใช้กราฟความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้า (V) และกำลังไฟฟ้า (P) ของบัส [13] เมื่อกำลังไฟฟ้าที่จ่ายไปยังโหนดนั้นเพิ่มขึ้น ดังได้แสดงไว้ในรูปที่ 2.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

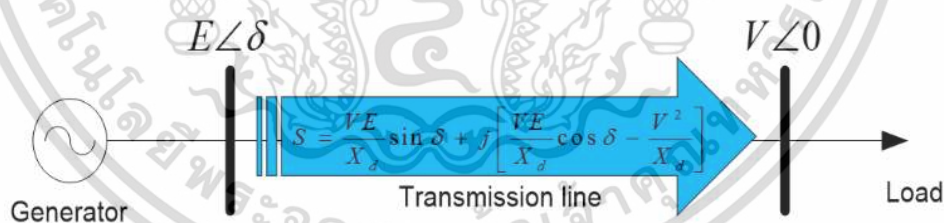
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.2 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างแรงดัน (V) และกำลังไฟฟ้า (P) ของโหลดบัส

2.3 ขีดจำกัดการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้า (Power Transfer Limits)

หลักการของขีดจำกัดการโอนถ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง ดังแสดงในรูปที่ 2.2 ซึ่งได้แสดงการถ่ายโอนพลังงานจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังบัสโหลด การถ่ายโอนพลังงานสามารถเปลี่ยนแปลงแบบไดนามิกสอดคล้องกับความสมดุลของระบบซัพพลายและความต้องการ ขีดจำกัดการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้า มีแพกเตอร์ที่สำคัญอยู่ 3 อย่างคือ แรงดันไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้าที่โหลดบัส ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่ง โดยขีดจำกัดการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้านั้นจะอ้างอิงที่ขีดจำกัดความร้อน และขีดจำกัดความร้อนนั้นก็ขึ้นอยู่กับชนิดของสายส่งด้วย และมุมโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเมื่อระบบไฟฟ้าถึงขีดจำกัดหนึ่งในสามข้อนี้ระบบไฟฟ้าจะประสบปัญหาความเสถียรภาพของระบบดังแสดงในรูปที่ 2.3

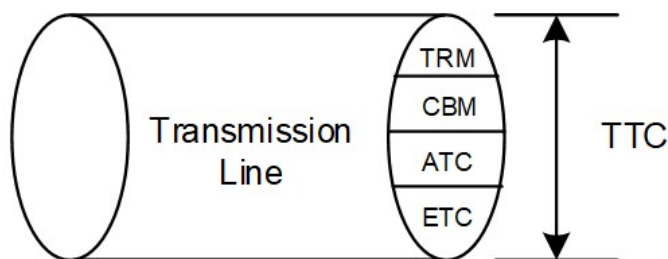


รูปที่ 2.3 การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าบนระบบกำลังไฟฟ้าพื้นฐานด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งเดี่ยว

2.4 ความสามารถที่มีอยู่ในการส่งกำลังงานไฟฟ้าพร้อมมูลของสายส่ง (Available Transfer Capability; ATC)

ความสามารถในการถ่ายโอนทั้งหมด (TTC) ของสายส่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.4 โดยรูปที่ 2.4 นั้นได้แสดงส่วนประกอบของ TTC ที่กำหนดโดย North American Electric Reliability Council (NERC) [15, 19] ดังนั้น TTC ของแต่ละสายส่งในระบบสามารถแสดงการคำนวณได้โดยสมการที่ 2.8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.4 ความสามารถในการถ่ายโอนโดยรวมของสายส่ง

$$TTC = ATC + TRM + ETC + CBM \quad (2.8)$$

โดยกำหนดให้

TTC หมายถึง ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability),

ATC หมายถึง ความสามารถพร้อมมูลในการส่งผ่านพลังงาน (Available Transfer Capability),

TRM หมายถึง กำลังส่งในระบบสายส่งที่สำรองเพื่อความมั่นคงและความเชื่อถือได้ (Transfer Reliability Margin),

ETC หมายถึง กำลังไฟฟ้า ณ สถานะการทำงานปัจจุบันของระบบ (Existing Transfer Capability),

CBM หมายถึง กำลังส่งที่สำรองเพื่อผลทางด้านความน่าเชื่อถือได้ของกำลังการผลิต (Capability Benefit Margin)

จากผลรวมของ *TRM*, *CBM* และ *ETC* โดยกำหนดให้คือ Committed Uses ที่กำหนดโดย NERC ดังแสดงในสมการที่ 2.9 และจากสมการที่ 2.8 ค่า *ATC* สามารถกำหนดโดยแสดงได้ดังสมการที่ 2.10

$$Committed_Uses = TRM + CBM + ETC \quad (2.9)$$

ดังนั้น

$$ATC = TTC - Committed_Uses \quad (2.10)$$

บทความนี้ได้แสดงการศึกษาและประเมิน *ATC* โดยการคำนวณค่า *TTC* ได้พิจารณาค่าขีดจำกัดความร้อนของสายส่งแต่ละเส้น ขีดจำกัดความร้อนของสายส่งจะถูกนำเสนอในหน่วยของ MVA ดังนั้นค่า *TTC* สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.11

$$TTC = Limit_{MVA} = \frac{Limit_{AMP} \sqrt{3VN}}{10^6} \quad (2.11)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยกำหนดให้

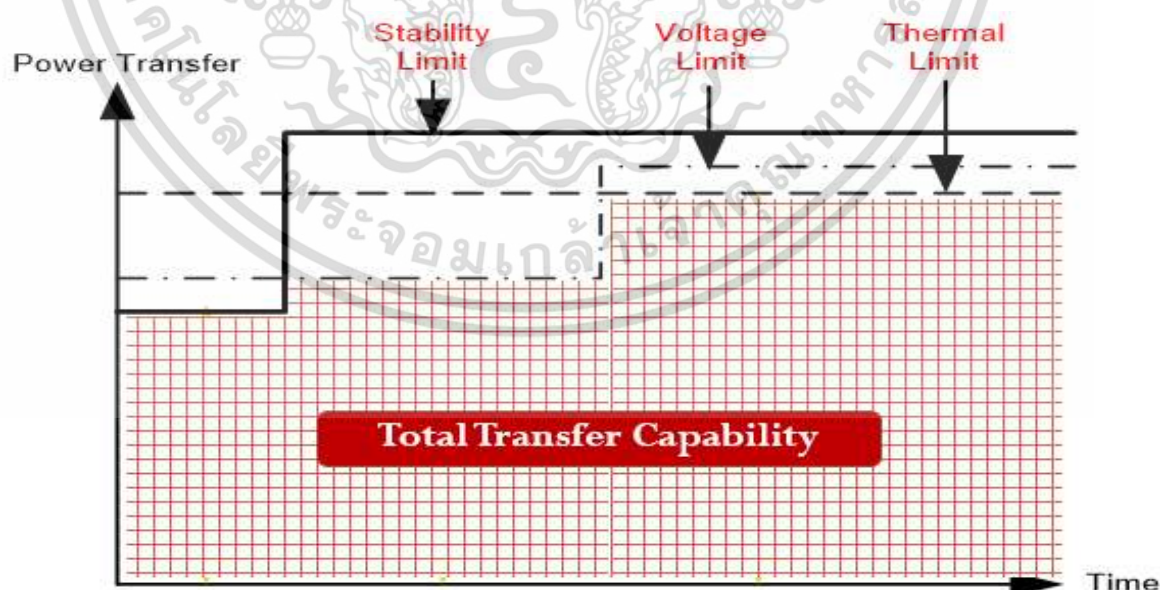
$Limit_{AMP}$ หมายถึง ค่าจำกัดในหน่วย Amperes;

$Limit_{MVA}$ หมายถึง ค่าจำกัดในหน่วย MVA;

VN หมายถึง ค่าแรงดันไฟฟ้า (Nominal Voltage)

โดยหลักการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด หรือ *TTC* ถูกนิยามให้หมายถึงกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งจากตำแหน่งหนึ่งไปยังอีกตำแหน่งหนึ่งในระบบผ่านระบบสายส่งไปยังอีกตำแหน่งหนึ่ง โดยไม่ทำให้ระบบอยู่ในสถานะที่เสี่ยงต่อการเกิดปัญหาเกี่ยวกับความมั่นคง อย่างไรก็ตาม สถานะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา เนื่องจากความต้องการไฟฟ้ากำลังมีค่าไม่คงที่ นอกจากนี้โครงสร้างของระบบและอุปกรณ์ต่าง ๆ อาจจะชำรุดเสียหายได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนี้จึงมีค่าไม่คงที่ขึ้นอยู่กับเวลาและสถานะต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง

เพื่อคำนึงถึงความไม่แน่นอนเหล่านี้ โดยทั่วไปแล้ว การประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่ จะใช้วิธีการจำลองสถานะการทำงานต่าง ๆ ของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ โดยจะต้องทำการจำลองสถานะการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ไม่ว่าจะเป็นความต้องการโหลด การจัดสรรกำลังผลิต สถานะของโครงสร้างและอุปกรณ์ของระบบที่อาจจะเกิดการชำรุด จากนั้นทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งระหว่างพื้นที่ได้โดยไม่ละเมิดขีดจำกัดของระบบ ซึ่งค่าขีดจำกัดในสถานะของระบบที่แตกต่างกันจะถูกจำกัดด้วยค่าที่แตกต่างกัน โดยสามารถแสดงให้เห็นดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 ความสามารถในการถ่ายโอนโดยรวมของสายส่งที่ค่าขีดจำกัดต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยค่าขีดจำกัดในสถานะของระบบที่แตกต่างกันประกอบด้วย

1. ขีดจำกัดของระดับแรงดัน (Voltage Level Limit) โดยทุกตำแหน่งในระบบต้องได้รับไฟฟ้าที่ระดับแรงดันในช่วงที่ยอมรับได้ เช่น 0.95 ถึง 1.05 p.u.

2. ขีดจำกัดทางอุณหภูมิของสายส่ง (Thermal Limit) โดยสายส่งแต่ละเส้นต้องไม่รับกำลังเกินกว่าขีดจำกัดที่จะทำให้สายส่งมีอุณหภูมิเกินที่กำหนด ขีดจำกัดนี้จะถูกระบุเป็นกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งในหน่วย MVA หรือกระแสที่ไหลผ่านสายส่งในหน่วย kA

3. ขีดจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Limit) โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบจะต้องไม่จ่ายกำลังเกินกำลังความสามารถหรือพิกัดของเครื่อง โดยในสถานะทรานเซียนส์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกจำกัดด้วยขีดจำกัดเสถียรภาพ (Stability Limit) โดยระบบไฟฟ้าต้องมีความสามารถในการต้านทานการรบกวน (Disturbance) ได้

2.5 ค่าขีดจำกัดในการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง (Violation Limits)

ในการการศึกษาระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องมีการตั้งค่าจำกัดในควบคุมของระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งค่าจำกัดการควบคุมพื้นฐานจะประกอบไปด้วยค่าจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าและค่าจำกัดด้านภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานเพื่อใช้ในการศึกษาความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังโดยสามารถอธิบายได้ดังนี้

2.5.1 ค่าจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้า

ค่าจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าเป็นการกำหนดช่วงค่าควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยในการศึกษานี้ได้กำหนดค่าควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบฐานไว้ที่ 0.90-1.10 p.u. เพื่อศึกษาผลกระทบต่อระบบภายใต้การศึกษาความเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าเพื่อหาข้อวิฤตที่ต้องการปรับปรุงภายใต้สถานการณ์ต่างๆ ซึ่งถ้าระบบไม่สามารถที่จะรักษาระดับแรงดันของบัสในระบบได้ก็อาจเป็นสาเหตุทำให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพขึ้นได้ดังแสดงในรูปที่ 2.2 ซึ่งจากรูปที่ 2.2 ได้แสดงถึงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าต่อระดับแรงดันไฟฟ้าที่โหลดบัสโดยใช้กราฟ V-P ซึ่งชี้ให้เห็นถึงจุดวิฤตของระดับแรงดันในแต่ละเพาเวอร์แฟคเตอร์ ซึ่งหากต้องการเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่บัสจำเป็นต้องทำการปรับปรุงเพาเวอร์แฟคเตอร์เพื่อรักษาความเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้า

2.5.2 ค่าจำกัดด้านภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงาน

ค่าจำกัดการควบคุมด้านภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานเป็นการควบคุมอุปกรณ์ไม่ให้ทำงานเกินพิกัดโดยเฉพาะหม้อแปลงไฟฟ้าและสายส่ง ซึ่งหากอุปกรณ์ได้รับภาระโหลดเกินอาจทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์และอาจเป็นสาเหตุให้ระบบเกิดภาวะความคับคั่งของการไหลกำลังไฟฟ้าขึ้นในระบบ (power flow congestion problem) จนทำให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพได้หากอุปกรณ์นั้นมีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานในระบบ โดยในการศึกษานี้ได้กำหนดค่าควบคุมภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานอยู่ที่ 100 เปอร์เซ็นต์

2.6 ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Contingency)

การวิเคราะห์ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Contingency analysis) เราจะสมมุติว่ากลุ่มของวิศวกรได้ออกแบบระบบส่งจ่ายและระบบผลิตของระบบไฟฟ้ากำลังมีความเชื่อถือได้ ซึ่งหมายถึง การผลิตถูกติดตั้งให้เพียงพอกับโหลดเพื่อส่งกำลังไฟฟ้าที่สร้างขึ้นไปยังโหลด การปฏิบัติการของระบบเอกสารดำเนินงานต่อไปโดยไม่มีข้อขัดข้องหรือไม่มีการพบกับสถานการณ์ปฏิบัติการที่ไม่คาดคิด ดังนั้นจะไม่
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มีปัญหาด้านความเชื่อถือได้ของระบบ ชนิดของสภาวะฉุกเฉินบนเครือข่ายการกระจาย ประกอบไปด้วย การสูญเสีย feeder สายส่ง หรือ หม้อแปลง สภาวะฉุกเฉินสามารถเกิดขึ้นได้จากการขาดอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่ง หรือจากการหยุดทำงานหลาย ๆ ครั้งรวมกัน สาเหตุของการ ปลอดภัย และการลัดวงจรทั้งภายในหรือภายนอกก็ได้ สาเหตุภายในอาจมาจากปรากฏการณ์ต่าง ๆ เช่น ฉนวนเกิดการเบรกดาวน์ หรือรีเลย์มีความร้อนมาก หรือการทำงานไม่ถูกต้องของอุปกรณ์รีเลย์ สาเหตุภายนอกเกิดจากผลกระทบจากสิ่งแวดล้อม เช่น ไฟฟ้า ลม สภาวะน้ำแข็ง หรือเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่ไม่เกี่ยวข้องกับ เช่น รถ หรือ เครื่องบินมาสัมผัสอุปกรณ์ หรือแม้กระทั่งการสัมผัสโดยตรงกับมนุษย์หรือสัตว์ ทั้งหมดนี้เป็นสาเหตุ ถือว่าเป็นเหตุการณ์แบบสุ่มตัวอย่างที่ไม่คาดว่าจะเป็นจริง ในความเป็นจริงนั้น ระบบไฟฟ้าได้รับการออกแบบเพื่อการรายงานสำหรับการหยุดทำงานนั้น ไม่ได้หมายความว่าผู้ประกอบการสามารถอยู่ในระบบได้หรือทนต่อเหตุการณ์ได้ทั้งหมด นั่นเป็นความแตกต่างที่ตีระหว่างการวางแผนระบบการออกแบบและการดำเนินงานระบบจริง การดำเนินงานจะต้องใช้เพื่อส่งพลังงาน การก่อสร้างอาจล่าช้าหรือถูกปฏิเสธโดยกฎระเบียบหน่วยงาน รูปแบบโหลดสามารถเปลี่ยนในรูปแบบที่ไม่คาดฝันหรือขาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถเลี้ยงซื้อกำลังและส่งผ่านทางไกล ผลที่ได้คือสถานการณ์ในนั้นผู้ประกอบการต้องมีบทบาทอย่างมากในการรักษาความมั่นคงของระบบ เพื่อให้เห็นภาพความแม่นยำของระบบจำเป็นต้องมีเครื่องมือหรือสิ่งต่างๆที่ช่วยในการปรับปรุงแก้ไขเช่น

1. แบบจำลองของระบบ การวิเคราะห์เหตุการณ์ฉุกเฉินจะดำเนินการโดยใช้สถานะที่มั่นคงหรือกระแสไฟฟ้า รูปแบบของระบบไฟฟ้า หากมีการประเมินเสถียรภาพด้วยจะต้องมีการเพิ่มข้อมูลเกี่ยวกับข้อมูลด้านพลวัตของระบบ

2. การจำกัดความในกรณีฉุกเฉิน (Contingency Definition) ต้องระบุแต่ละโอกาสที่จะจำลองรูปแบบค่าจำกัดความที่ง่ายที่สุดคือการตั้งชื่อองค์ประกอบเดียว หมายความว่าเมื่อรูปแบบของระบบได้รับการตั้งค่าความไม่แน่นอนนี้จะถูกจำลองโดยการนำออกกระบอกคอมโพเนนต์เดียว วิธีระบุองค์ประกอบที่ระบุไว้ยังเป็นการพิจารณาที่สำคัญ

3. Contingency List โดยปกติ โปรแกรมวิเคราะห์สภาวะฉุกเฉิน จะถูกสร้างขึ้นจากรายการของภาระผูกพันที่อาจจะเกิดขึ้น ส่วนหนึ่งของปัญหาทางเทคนิคที่เกิดยาก ที่สร้างในโปรแกรมการวิเคราะห์สภาวะฉุกเฉินที่เป็นประโยชน์สามารถมองเห็นได้เป็นรายการที่รวบรวม

4. Performance โปรแกรมประยุกต์ที่ใช้วิเคราะห์สภาวะฉุกเฉินสามารถทำงานได้รวดเร็วเพียงใด โดยทั่วไป ผู้ประกอบการต้องมีผลจากโปรแกรมการวิเคราะห์สภาวะฉุกเฉินในคำสั่งตั้งตั้งสองนาที่ถึงสิบห้านาที หรือนานกว่านั้น หมายความว่า การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่ทำงานบนระบบที่ได้รับการอัปเดตนานเกินไปสำหรับผลลัพธ์ที่มีความน่าเชื่อถือ

5. รายละเอียดแบบจำลอง (Modeling Detail) รายละเอียดส่วนมากที่วิศวกรปฏิบัติการต้องการสำหรับกรณีฉุกเฉิน มักเป็นเช่นเดียวกันกับที่ใช้ศึกษาการไหล นั่นคือแต่ละกรณีจำเป็นต้องมีการแปลงกำลังการไหลเพื่อให้หม้อแปลงแต่ละตัวทำงานได้อย่างถูกต้อง และประเมินโหลดแต่ละตัว

2.6.1 N-k Contingency

เกณฑ์ "N-1" เป็น "สิ่งที่เป็นนามธรรม" ที่แสดงถึงความเท่าเทียมกันเพียงอย่างเดียว (ชิ้นส่วนที่ไม่ได้ใช้ในการบำรุงรักษา, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ได้กำหนด ฯลฯ) หรือ ถูกปลดออกขององค์ประกอบหนึ่งตามเหตุการณ์ normative เช่น วงจรไฟฟ้าสามเฟสลัดวงจร N-k หมายถึงความบังเอิญส่งผลให้สูญเสียส่วนประกอบ k ซึ่งโดยนัยว่า $k > 1$ ความยากในการวิเคราะห์สถานการณ์

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ฉุกเฉินของ $N-k$ อยู่ในลักษณะการรวมตัวของมัน จำนวนภาวะฉุกเฉินที่น่าเชื่อถืออาจแตกต่างกันไป ขึ้นอยู่กับระดับของการวิเคราะห์จำนวนขององค์ประกอบ (N), และระดับของเหตุการณ์ฉุกเฉิน นั่นคือ ระดับแรกของเหตุการณ์ฉุกเฉินสอดคล้องกับ $N-1$ ระดับที่สองของ เหตุการณ์ฉุกเฉินสอดคล้องกับ $N-2$ เป็นต้น ดังนั้น จำนวนรวมของ k ฉุกเฉินอาจเป็นไปได้โดยให้ C_{Nk} สำหรับ $k = 0, 1, 2, \dots, N$. จากนั้นจำนวนรวมของความเป็นไปได้ทั้งหมด TC_{Nk} สามารถแสดงได้ในสมการที่ 2.12

$$TC_{Nk} = \sum_{i=0}^N C_{Nk} \quad (2.12)$$

โดยที่ C_{Nk} กำหนดค่าให้เป็นอย่างแสดงในสมการที่ 2.13

$$C_{Nk} = \frac{N!}{k(N-k)!} \quad (2.13)$$

2.7 ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลัง 2020 ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี 2018

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเป็นแผนหลักในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศให้ เพียงพอกับความต้องการใช้ เพื่อรองรับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศรวมถึง จำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น กระทรวงพลังงาน (พ.น.) ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จึงได้ จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018) ซึ่งกรอบระยะเวลาของแผนมี ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (ปี 2561-2580) ซึ่งประเด็นสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018) [10] ประกอบด้วย

1. ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีความมั่นคงรายพื้นที่ สร้างสมดุล ระบบไฟฟ้าตามรายภูมิภาค
2. มีการพิจารณาโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงในระดับที่เหมาะสม เพื่อรองรับกรณีเกิดเหตุวิกฤตด้านพลังงาน รวมถึงมีการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า (Grid Flexibility)
3. ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าต้นทุนต่ำ เพื่อลดภาระผู้ใช้ไฟฟ้า และไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนา เศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว
4. เตรียมความพร้อมของระบบไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันด้านการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยให้ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศ การผลิตไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง
5. ต้องลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
6. ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและการเพิ่มประสิทธิภาพในระบบไฟฟ้า (Efficiency) ทั้งด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านการใช้ไฟฟ้า
7. พัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart grid) รองรับแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของผู้ใช้ ไฟฟ้าแบบ Prosumer

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.7.1 สถานะภาพความต้องการไฟฟ้า ในปี 2561

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ของระบบ 3 การไฟฟ้า เกิดขึ้นในวันอังคารที่ 24 เมษายน 2561 เวลา 13:51 น. ที่ 29,969 เมกะวัตต์ ลดลงจากความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดปี 2560 เท่ากับ 335 เมกะวัตต์ ลดลงคิดเป็นร้อยละ 1.11 ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2560 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมของระบบ 3 การไฟฟ้า เท่ากับ 46,090 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 2.1 ซึ่งความแตกต่างระหว่างแผนพัฒนา PDP2015 และ PDP2018 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.1 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า ปี 2561

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ร้อยละ (%)
พลังความร้อนรวม	20,398	44.3
พลังความร้อน	8,567	18.6
โคเจนเนอเรชั่น	5,816	12.6
พลังงานหมุนเวียน	10,949	23.8
เครื่องยนต์ดีเซล	60	0.1
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	300	0.6
รวม	46,090	100

ตารางที่ 2.2 ความแตกต่างระหว่างแผนพัฒนา PDP2015 และ PDP2018

พ.ศ.	PDP2015		PDP2018		เปลี่ยนแปลง	
	พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2561	32,429	212,515	29,969	203,202	-2,460	-9,312
2565	36,776	241,273	35,213	236,488	-1,563	-4,785
2570	41,693	273,440	41,079	277,302	-614	3,862
2575	46,296	303,856	47,303	320,761	1,007	1,6905
2580	-	-	53,997	367,458	-	-

2.7.1.1 ระบบส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานในระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบด้วย 500 kV 230 kV 132 kV 115 kV และ 69 kV ที่ความถี่ 50 Hz โดย ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2560 สายส่ง ไฟฟ้ามีความยาวทั้งสิ้น 33,393.19 วงจร-กิโลเมตร แยกเป็นระดับแรงดัน 500 kV 5,830.84 วงจรกิโลเมตร แรงดัน 230 kV 14,423.13 วงจร-กิโลเมตร แรงดัน 132 kV 8.70 วงจร-กิโลเมตร แรงดัน 115 kV 13,088.65 วงจร-กิโลเมตร แรงดัน 69 kV 18.80 วงจร-กิโลเมตร และแรงดัน 300 kV (HVDC) 23.07 วงจร-กิโลเมตร และจำนวนสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. รวมทั้งสิ้น จำนวน 223 สถานี ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 kV จำนวน 17 สถานี สถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV จำนวน 79 สถานี และสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV จำนวน 127 สถานี ทั้งนี้มีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้า (พิกัดหม้อแปลง) รวมทั้งสิ้น 106,889.37 MVA เอกสารที่ กฟผ. เสนอต่อ ก.ค. เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.7.1.2 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้จัดทำประมาณการแนวโน้มการขยายตัวทางเศรษฐกิจระยะยาว (GDP) ปี 2560 – 2580 มีค่าเฉลี่ยร้อยละ 3.8 ต่อปี โดยใช้อัตราการเพิ่มของประชากรเฉลี่ยร้อยละ -0.02 ต่อปี สำหรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP2018 ในช่วงปี 2561– 2580 พบว่าค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ (Energy) ของระบบ 3 การไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิ (Peak) ในปี 2580 มีค่าประมาณ 367,458 ล้านหน่วย และ 53,997 MW ตามลำดับ

2.7.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP2018) จะมีกำลังผลิตไฟฟ้า ในระบบ 3 การไฟฟ้าในปลายปี 2580 รวมสุทธิ 77,211 MW โดยประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ณ สิ้นปี 2560 เท่ากับ 46,090 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่รวม 56,431 MW และมีการปลดกำลังผลิตโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุในช่วงปี 2561 - 2580 จำนวน 25,310 MW ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2561–2580 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.3 และสำหรับกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561-2580 เท่ากับ 56,431 MW แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.3 กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2561 – 2580

กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2561 – 2580 (MW)	
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2560	46,090
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 - 2580	56,431
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2561 - 2580	-25,310
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2580	77,211

ตารางที่ 2.4 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ประเภทโรงไฟฟ้า ในช่วงปี 2561–2580

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	20,766
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	500
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน	2,112
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	13,156
โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	1,740
ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	5,857
โรงไฟฟ้าใหม่/ทดแทน	8,300
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	4,000
รวม	56,431

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.7.2.1 การพิจารณาความมั่นคงในแต่ละระบบ

การจัดทำแผน PDP2018 ได้ให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในรายภูมิภาค โดยให้ ครอบคลุมระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า สอดคล้องกับประมาณการความต้องการ ไฟฟ้าซึ่งได้มีการจัดหาใหม่ให้สอดคล้องกับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ สรุปได้ดังนี้

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคเหนือ ความต้องการไฟฟ้าของภาคเหนือเพิ่มขึ้น เฉลี่ยร้อยละ 3.3 โดยมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วง ปี 2568 - 2580 ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทนเครื่องที่ 8-9 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 600 MW โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคเหนือจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 9,514 MW

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ความต้องการไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.7 โดยมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ เครื่องที่ 3-4 ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 500 MW โครงการโรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 650 MW โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,400 MW และการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 3,500 MW โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 16,700 MW

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคกลางตอนบน ความต้องการไฟฟ้าของภาคกลาง ตอนบนเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.8 โดยมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบ ไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,400 MW โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคกลางตอนบนจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 9,134 MW

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออก ความต้องการไฟฟ้าของภาคตะวันออก เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.5 โดยมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,700 MW โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันออกจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 14,707 MW

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันตก ความต้องการไฟฟ้าของภาคตะวันตก เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.4 โดยมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2567 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าทดแทน ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 700 MW และ โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 700 MW โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันตกจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 7,041 MW

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ความต้องการไฟฟ้าของภาคใต้เพิ่มขึ้นเฉลี่ย ประมาณร้อยละ 3.3 ต่อปี โดยมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าใน พื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,400 MW และโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,700 MW โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคใต้จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 8,638 MW

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวง ความต้องการไฟฟ้าของเขตนครหลวง เพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณร้อยละ 1.9 ต่อปี และเป็นศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(Load Center) โดยมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพระนครใต้ส่วนเพิ่ม ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 2,100 MW โครงการโรงไฟฟ้าพระนครเหนือส่วนเพิ่ม ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,400 MW และโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า สุทธิ 700 MW โดย ณ สิ้นปี 2580 เขตนครหลวงจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 11,478 MW

2.7.2.2 แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

โครงการและแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าที่ กฟผ. จะดำเนินการในช่วงเวลาตามแผน PDP2018 ประกอบด้วย โครงการต่างๆ ดังนี้ โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ (Grid to Grid) และโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด ของประเทศไทย (Smart Grid) ซึ่งโครงการพัฒนาระบบส่งทั้งหมดนี้ เป็นโครงการแผนงานที่ กฟผ. ได้รับอนุมัติและอยู่ระหว่าง ก่อสร้างจำนวน 17 โครงการ และเป็นโครงการแผนงานที่ กฟผ. มีแผนศึกษาเพื่อขออนุมัติอีกจำนวน 11 โครงการหลัก

2.7.2.3 โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)

1. โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของภาครัฐมุ่งเน้นไปที่การแก้ไขปัญหาสังคม ส่วนรวม ได้แก่ ปัญหาขยะชุมชน รวมถึงการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล และก๊าซชีวภาพในพื้นที่พิเศษ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ เป็นต้น ซึ่งเป็นการบูรณาการการทำงานร่วมกันระหว่างภาครัฐ ชุมชนและเอกชน ตอบสนองเป้าหมายการสร้างความสำเร็จเติบโตในท้องถิ่น ส่งผลต่อความมั่นคง กระจายรายได้ และสร้างงานในพื้นที่ มีการใช้ทรัพยากรในท้องถิ่นให้เกิดประโยชน์สูงสุด การดำเนินการมีวัตถุประสงค์ ดังนี้ สร้างระบบบูรณาการและการมีส่วนร่วมครอบคลุมทั้งภาครัฐ ชุมชน และเอกชนส่งผลต่อความมั่นคง กระจายรายได้และการจ้างงานสู่ชุมชนในพื้นที่ สร้างความสำเร็จเติบโตทางเศรษฐกิจ และเสริมสร้างความมั่นคงให้กับชุมชน เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ส่งเสริมการใช้ทรัพยากรในท้องถิ่นให้เกิดประโยชน์อย่างเต็มที่ กระจายอำนาจ (Decentralization) จากส่วนกลางสู่ท้องถิ่น/ภูมิภาค สร้างให้ชุมชนในพื้นที่มีความรู้สึกเป็นเจ้าของและรักษาระบบส่งจ่ายไฟฟ้า โดยมีการกำหนดเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพพื้นที่ซึ่งพิจารณาข้อมูลจาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ทั้งนี้ มีเป้าหมายรวม 520 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าขยะ 400 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ 120 เมกะวัตต์

2. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่และมาตรการอนุรักษ์พลังงาน โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะพิจารณาจัดทำกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้สอดคล้อง กับศักยภาพพลังงานหมุนเวียนคงเหลือของประเทศ และรองรับพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปรวมถึงการเปลี่ยนแปลงของ Disruptive Technology ด้านพลังงานไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้น และยังคงสอดคล้องกับข้อตกลง ของ COP21 ประกอบด้วย ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานแสงอาทิตย์พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ โดยมีเป้าหมายการรับซื้อเพื่อรักษา

ระดับราคาไฟฟ้าขายปลีกไม่ให้ สูงขึ้น ทั้งนี้ยังได้คำนึงถึงมาตรการอนุรักษ์พลังงานในอนาคตที่จะมี
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ความเชื่อถือได้และมีต้นทุนที่สามารถแข่งขัน กับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้อีกด้วย (หน่วย: เมกะวัตต์) พลังงานหมุนเวียน / อนุรักษ์พลังงาน

ตารางที่ 2.5 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ชนิดโรงไฟฟ้า ในช่วงปี 2561–2580

พลังงานหมุนเวียน / อนุรักษ์พลังงาน	กำลังผลิตตามสัญญา	กำลังผลิตที่เชื่อถือได้
พลังงานแสงอาทิตย์	10,000	4,250
ชีวมวล	3,376	2,296
ก๊าซชีวภาพ	546	325
พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	2,725	1,158
พลังงานลม	1,485	189
ขยะอุตสาหกรรม	44	26
มาตรการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้า	-	4,000
รวม ณ ปี 2580	18,176	12,244

2.7.2.4 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

สถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ ในปี 2561 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ เกิดขึ้น ณ วันอังคารที่ 24 เมษายน 2561 เวลา 13.51 น. อยู่ที่ระดับ 34,317 MW มีค่าสูงกว่า Peak ของปีก่อน ซึ่งเกิดเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 4 พฤษภาคม 2560 เวลา 14.20 น. อยู่ 215 MW หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.63 ในขณะที่ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดใน ระบบ 3 การไฟฟ้า เกิดขึ้น ณ วันอังคารที่ 24 เมษายน 2561 เวลา 13.51 น. อยู่ที่ระดับ 29,969 MW โดย หากเปรียบเทียบกับปีก่อน ซึ่งเกิดเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 4 พฤษภาคม 2560 เวลา 14.20 น. พบว่ามีค่าต่ำกว่าอยู่ 335 MW หรือลดลงร้อยละ 1.11 สำหรับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสุทธิของระบบไฟฟ้าไทย ในปี 2561 มีค่าเท่ากับ 238,482 ล้านหน่วย ซึ่งสูงกว่าปี 2560 ที่มีค่าเท่ากับ 225,114 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 13,368 ล้านหน่วย หรือคิด เป็นร้อยละ 5.94 ในขณะที่ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสุทธิของระบบ 3 การไฟฟ้า ในปี 2561 มีค่าเท่ากับ 203,203 ล้านหน่วย ซึ่งสูงกว่าปี 2560 ที่มีค่าเท่ากับ 198,442 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 4,761 ล้านหน่วย หรือคิด เป็นร้อยละ 2.40

2.7.2.5 ข้อแตกต่างระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดปัจจุบันกับ

PDP2015

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดปัจจุบัน เป็นการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า กรณีปกติ (Business as Usual : BAU) ทั้งความต้องการไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าไทย และระบบ 3 การไฟฟ้า ประกอบด้วย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยในส่วนของความต้องการไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าไทยคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเห็นควรให้มีการพิจารณาความต้องการไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองและ/หรือขาย ตรง (Independent Power Supply : IPS) เนื่องจากปัจจุบันการใช้ไฟฟ้าของ IPS มีการเติบโตเพิ่มมากขึ้น อย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้น การพิจารณาการใช้ไฟฟ้าของ IPS จะทำให้ได้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าไทยที่มีถูกต้องและไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ความครบถ้วนมากยิ่งขึ้น ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณี BAU ใช้ค่าประมาณการอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจระยะยาว (GDP) ปี 2560 - 2580 ซึ่งจัดทำและประมาณการโดยสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2560 โดยเฉลี่ยที่ร้อยละ 3.8 เทียบอัตราเฉลี่ยในแผนเดิมที่ร้อยละ 4.0 และใช้แบบจำลอง End-Use model และ Econometrics model



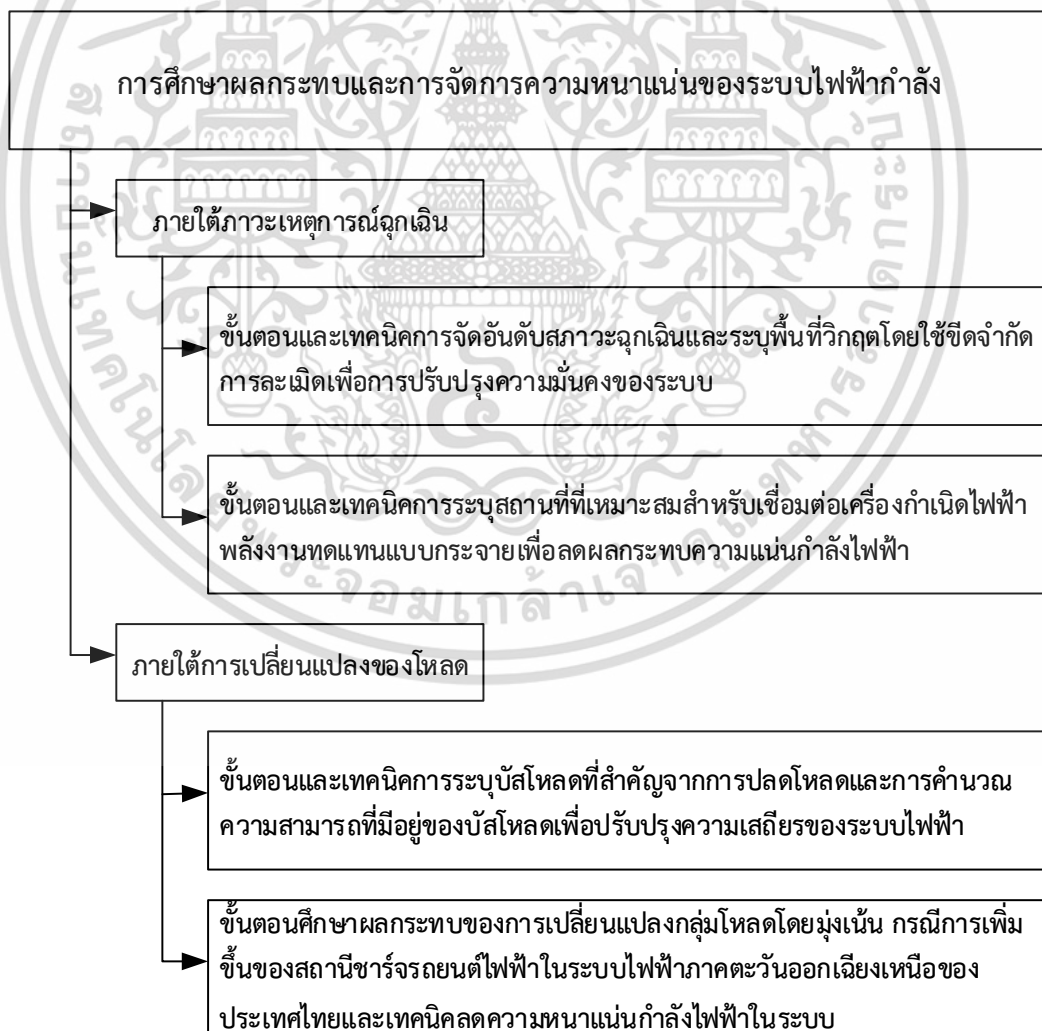
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3 ระเบียบวิธีการศึกษาวิจัย

เนื้อหาในบทนี้ได้อธิบายถึงระเบียบวิธีในการศึกษาวิจัยซึ่งประกอบไปด้วย กระบวนการศึกษาในงานวิจัย ขั้นตอนและเทคนิคที่นำเสนอในงานวิจัยสำหรับการศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดในช่วงเวลาโหลดสูงสุดเพื่อลดผลกระทบจากเหตุการณ์ฉุกเฉินและเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้

3.1 กระบวนการศึกษาในงานวิจัย

กระบวนการศึกษาในงานวิจัยสำหรับการศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดเพื่อเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแสดงแบบแผนการศึกษาได้ดังรูปที่ 3.1



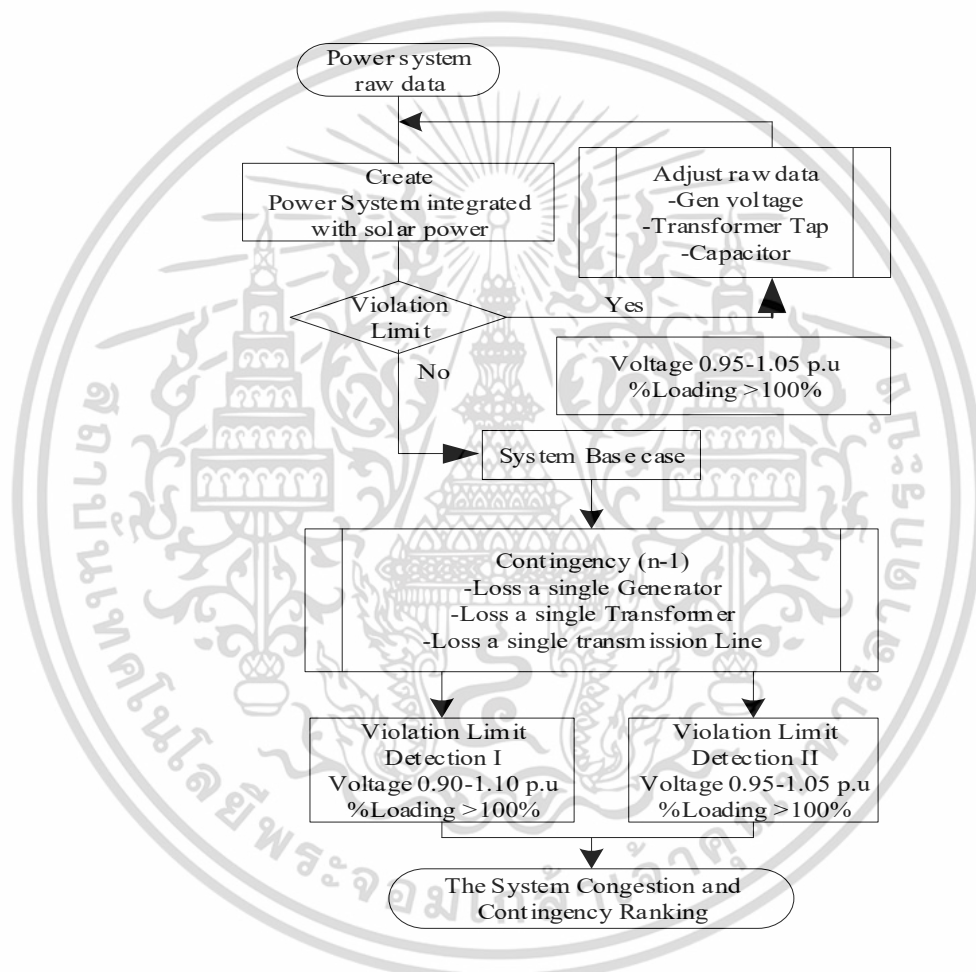
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรณีใช้งานที่ควรศึกษาเพื่อใช้ในการนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
รูปที่ 3.1 แบบแผนการศึกษาในงานวิจัย
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2 ขั้นตอนและเทคนิคที่นำเสนอในงานวิจัย

แนวคิดและเทคนิคสำหรับการศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดเพื่อเพิ่มความปลอดภัยระบบไฟฟ้ากำลังนั้นประกอบไปด้วย 4 ขั้นตอนหลักดังต่อไปนี้

3.2.1 ขั้นตอนและเทคนิคการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ

แนวคิดเกี่ยวกับการจัดอันดับความรุนแรงสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตจะพิจารณาจากจำนวนอุปกรณ์ที่ละเมิดค่าควบคุมโดยขั้นตอนการศึกษาสามารถนำเสนอด้วยรูปที่ 3.2



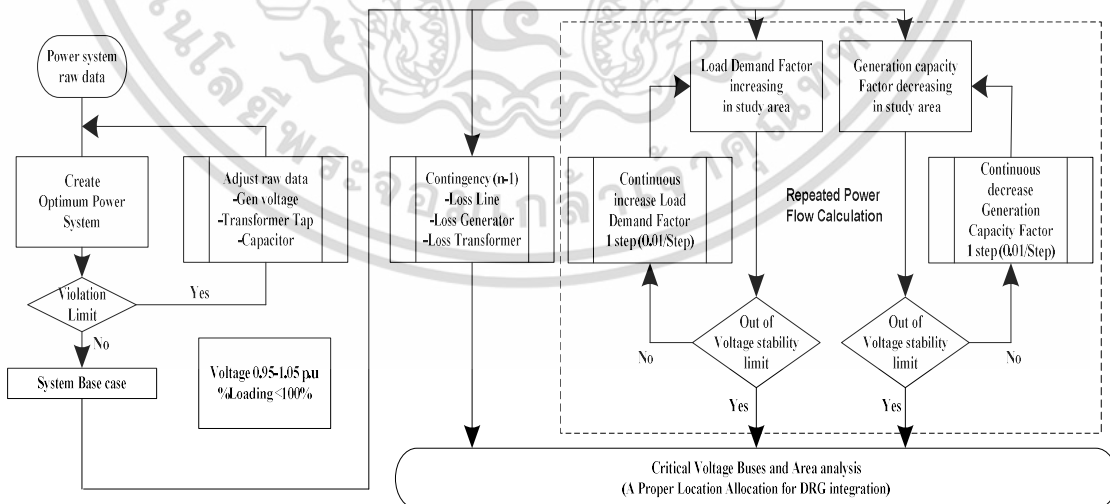
รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการศึกษาการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤต

จากรูปที่ 3.2 โดยในการศึกษาเริ่มต้นจากการสร้างระบบไฟฟ้ากำลังฐานซึ่งเป็นข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยช่วงที่มีปริมาณโหลดสูงสุด โดยได้กำหนดขอบเขตการละเมิดของระบบไว้ 2 ขีดจำกัดประกอบด้วย ขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าของระบบโดยควบคุมในช่วง 0.95-1.05 p.u. และขีดจำกัดด้านภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานโดยควบคุมไม่เกิน 100% ของขีดความสามารถในหน่วย MVA หากระบบตรวจสอบได้ว่าการละเมิดขีดจำกัดก็จะทำการปรับตามข้อมูลของระบบซึ่งประกอบด้วย แรงดันด้านออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าเทปของหม้อแปลง และค่าความจุตัวเก็บประจุในหน่วย MVAR หลังจากที่ได้ปรับข้อมูลจนกระทั่งระบบไม่มีการละเมิดไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ขีดจำกัดใดๆ ก็จะได้ระบบฐานสำหรับการศึกษา โดยผลการศึกษาก็จะเปรียบเทียบผลจำนวนอุปกรณ์ที่ละเมิดของค่าขีดจำกัดของระบบทั้งสองค่าภายใต้ระบบสูญเสียอุปกรณ์จำนวน 1 อุปกรณ์ ในการศึกษาที่เกณฑ์การจัดอันดับสถานะฉุกเฉินจะพิจารณาจากจำนวนอุปกรณ์ที่ละเมิดค่าควบคุมและในการวิเคราะห์ผลการศึกษานั้นจะระบุพื้นที่วิกฤตของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพื้นที่วิกฤตนั้นจะพิจารณาจากบัสที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำหรือจากอุปกรณ์ที่ได้รับภาระโหลดเกิน โดยในการศึกษาจะทำการเปรียบเทียบกันระหว่างขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าในช่วงควบคุม 0.90-1.10 p.u. (Detection I) และ 0.95-1.05 p.u. (Detection II)

3.2.2 ขั้นตอนและเทคนิคการจัดลำดับสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจาย

แนวคิดหรือข้อมูลพื้นฐานเกี่ยวกับการระบุสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ในการศึกษานี้ได้พิจารณาผลกระทบต่อความเสถียรภาพแรงดันจากการวิเคราะห์เหตุการณ์ฉุกเฉิน เนื่องจากระบบสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงาน 1 เครื่อง (Contingency n-1) และใช้เทคนิคการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำในการค้นหาบัสที่เกิดแรงดันวิกฤต (Critical Voltage Bus (CVB)) บัสที่เกิดแรงดันวิกฤตทุกบัส คือพื้นที่ที่เหมาะสมในการที่จะเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียน ซึ่งในการศึกษาได้มุ่งเน้นในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ที่ 2 ของระบบกำลังไฟฟ้าก็คือ ระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทย ซึ่งเป็นพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์เนื่องจากมีขีดความสามารถในการผลิตไฟฟ้าในพื้นที่โดยเฉลี่ยอยู่ที่ (1750-1900kWh/m²) ระบบกำลังไฟฟ้าพื้นที่ 2 มีจำนวนบัสทั้งหมด 242 บัส, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 40 เครื่อง, สายส่ง 192 สายส่ง และมีหม้อแปลงทั้งหมด 167 เครื่องในระบบ 22KV, 115KV และ 230KV ซึ่งลำดับการวิเคราะห์ที่ได้แสดงไว้ในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการกำหนดพื้นที่และจัดเรียงลำดับที่เหมาะสม

ในรูปที่ 3.3 แสดงลำดับขั้นตอนในการศึกษาการกำหนดพื้นที่และจัดเรียงลำดับที่เหมาะสมในการเชื่อมโรงไฟฟ้ากำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัวเข้าในระบบกำลังไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในพื้นที่ที่ 2 จากลำดับขั้นตอนในการศึกษาได้เริ่มจากสร้างระบบกำลังไฟฟ้าฐานที่จะศึกษาโดยควบคุมแรงดันของระบบอยู่ที่ 0.95-1.05 และ ค่าจำกัดการส่งผ่านพลังงานของอุปกรณ์ในระบบไม่ให้เกิน 100% ด้วยการปรับแรงดันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็บของหม้อแปลงไฟฟ้า และค่าคาปาซิเตอร์ ในระบบ หลังจากระบบไม่มีค่าที่ควบคุมไม่เกินค่าขีดจำกัด ระบบก็พร้อมที่จะทำการค้นหา พื้นที่ที่เหมาะสม ซึ่งขั้นตอนนี้ได้กำหนดไว้ทั้งหมด 5 กรณีดังนี้

- 1) ระบบเกิดการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง
- 2) ระบบเกิดการสูญเสียสายส่งจำนวน 1 สายส่ง
- 3) เกิดการสูญเสียหม้อแปลงจำนวน 1 เครื่อง
- 4) การเพิ่มขึ้นของโหลดในระบบ ด้วยการศึกษากำลังไฟฟ้าไหลแบบกระบวนทำ

ทำซ้ำ

5) การลดลงของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ ด้วยการศึกษากำลังไฟฟ้าไหลแบบกระบวนการทำซ้ำ

ขั้นตอนนี้สามารถเลือกหรือกำหนดพื้นที่ในการศึกษาและขนาดขั้นตอนในการเพิ่มหรือลดในขบวนการศึกษากำลังไฟฟ้าไหลแบบการทำซ้ำอยู่ที่ 0.01 หรือ 1% ของปริมาณโหลดหรือกำลังผลิตในระบบ จนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพ โดยในการรันระบบไฟฟ้างำลังนั้นจะรันทั้งระบบใหญ่ โดยผลการศึกษาก็จะเลือกบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตและนำมาเปรียบเทียบกันทั้ง 5 กรณี โดยบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตจากการศึกษา คือ พื้นที่ที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ และเงื่อนไขในการกำหนดและประเมินการจัดลำดับความสำคัญพื้นที่ที่สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.1 และกำลังไฟฟ้าติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 9 MW/Unit และจะทำการติดตั้งตามการจัดลำดับบัสที่ได้แนะนำ

ตารางที่ 3.1 เงื่อนไขในการกำหนดและประเมินการจัดลำดับความสำคัญพื้นที่

Allocation	Contingency (n-1)			Generator	Load
	Generator	Line	Transformer	Decreasing	Increasing
Priority 1	At least one situation of bus voltage ≤ 0.90 p.u for all scenarios				
Priority 2	At least one situation of bus voltage = 0.91 p.u for all scenarios				
Priority 3	At least one situation of bus voltage = 0.92 p.u for all scenarios				
Priority 4	At least one situation of bus voltage = 0.93 p.u for all scenarios				
Priority 5	At least one situation of bus voltage = 0.94 p.u for all scenarios				

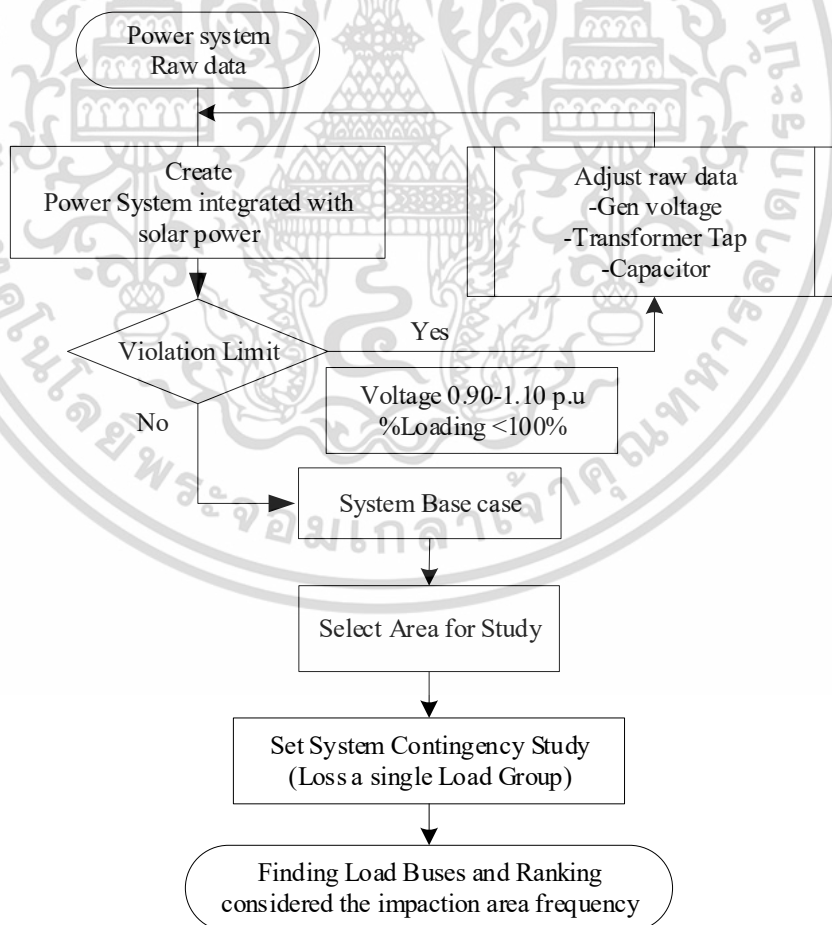
3.2.3 ขั้นตอนและเทคนิคการระบุบัสโหลดที่สำคัญและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของบัสโหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า

ในการศึกษานี้ ได้มีการนำเสนอเทคนิคใหม่สองประการเพื่อปรับปรุงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า เทคนิคแรกเป็นวิธีการใหม่ในการระบุบัสโหลดวิกฤตเพื่อการจัดอันดับผลกระทบจากสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ เทคนิคที่สองเป็นวิธีการใหม่ในการคำนวณความสามารถพร้อมมูลที่มีอยู่ของโหลดบัส (LBAC) โดยเทคนิคที่นำเสนอทั้งสองนั้นสามารถนำเสนอเป็นส่วนย่อยได้ดังต่อไปนี้

3.2.3.1 การระบุโหลดบัสวิกฤต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยแนวคิดหรือข้อมูลพื้นฐานเพื่อระบุโหลดบัสวิกฤตเพื่อปรับปรุงเสถียรภาพของระบบ ไฟฟ้าสามารถแสดงในรูปที่ 4 ซึ่งได้แสดงระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่ได้รับการปรับเปลี่ยนระบบ ได้ถูกสร้างขึ้นเพื่อกำหนดเป็นกรณีฐานในการศึกษานี้ โดยค่าขีดจำกัดการละเมิดสำหรับการควบคุม ระบบไฟฟ้าฐานนั้นได้กำหนดขีดจำกัด ด้านแรงดันไฟฟ้าไว้ที่ 0.90 ถึง 1.10 p.u. และเปอร์เซ็นต์ ภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานมีค่าน้อยกว่า 100% ซึ่งจำเป็นต้องตรวจสอบในสภาวะนี้ หาก ระบบทำงานเกินขีดจำกัด จะต้องทำการปรับค่าการส่งผ่านพลังงานในระบบเช่น ค่าแรงดันไฟฟ้าของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า การปรับแท็บหม้อแปลง และตัวเก็บประจุ จนกระทั่งระบบไม่เกิดการละเมิดใด ๆ ก็จะได้ระบบฐานในการศึกษา หลังจากนั้นในขั้นตอนที่สองคือการเลือกพื้นที่ศึกษาซึ่งในพื้นที่ การศึกษานี้ได้ทำการศึกษาโดยโพลัสการศึกษผลกระทบต่อพื้นที่ที่ 1 ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าภาคกลาง ของประเทศไทยและเป็นพื้นที่ที่มีปริมาณโหลดโดยรวมมากกว่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งหมดในพื้นที่จากนั้นในขั้นตอนที่สามคือการวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณาการสูญเสีย ของกลุ่มโหลดเดียวในพื้นที่ที่ต้องการศึกษาขั้นตอนสุดท้ายการศึกษาบัสที่ได้รับผลกระทบหรือบัส โหลดวิกฤตและการจัดอันดับสามารถประเมินได้จากการพิจารณาจำนวนข้อจำกัดการละเมิดบนบัส แรงดันไฟฟ้าและสายส่ง โดยการทดสอบจะทำการปลดกลุ่มโหลดที่ละกลุ่มและรันระบบไฟฟ้ากำลัง ทั้งระบบและทำการบันทึกผลกระทบที่เกิดขึ้นในพื้นที่ที่ศึกษาจะกระทบทุกลุ่มโหลดจากนั้นจึง นำผลทั้งหมดมาวิเคราะห์และลำดับกลุ่มโหลดที่มีความสำคัญในระบบ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ **รูปที่ 3.4** ขั้นตอนการจัดลำดับสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบแบบใหม่ ซึ่งดำเนินการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2.3.2 การคำนวณความสามารถพร้อมมูลที่มีอยู่ของบัสโหลดแบบใหม่

ในการศึกษานี้ได้แสดงการศึกษาและประเมิน ATC โดยการคำนวณค่า TTC ได้พิจารณาค่าขีดจำกัดความร้อนของสายส่งแต่ละเส้น ขีดจำกัดความร้อนของสายส่งจะถูกนำเสนอในหน่วยของ MVA ดังนั้นค่า TTC สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 3.1

$$TTC = Limit_{MVA} = \frac{Limit_{AMP} \sqrt{3VN}}{10^6} \quad (3.1)$$

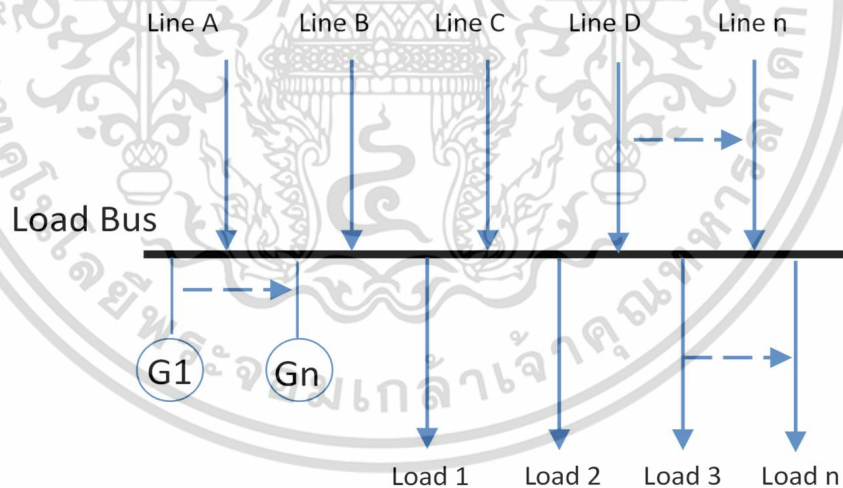
โดยกำหนดให้

$Limit_{AMP}$ หมายถึง ค่าจำกัดในหน่วย Amperes;

$Limit_{MVA}$ หมายถึง ค่าจำกัดในหน่วย MVA;

VN หมายถึง ค่าแรงดันไฟฟ้า (Nominal Voltage)

โดยแนวคิดหรือข้อมุติฐานในการคำนวณ LBAC และการจัดลำดับความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (LBAC) นั้นจะพิจารณาถึงค่า ATC ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับโหลดบัส โดยโหลดบัสตัวอย่างสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5 ซึ่งได้แสดงสายส่งที่เชื่อมต่อกับโหลดบัส ดังนั้นความมั่นคงของโหลดบัสคงเหลือหรือความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัสสามารถคำนวณได้จากค่า ATC ของสายส่งเหล่านี้ทั้งหมด ซึ่งค่าการคำนวณ LBAC สามารถแสดงได้ดังสมการ 3.2



รูปที่ 3.5 การเชื่อมต่อสายส่งบนโหลดบัส

$$LBAC = \left[\begin{array}{l} \sum_{Line_1}^{Line_n} TLBC + \sum_{G_1}^{G_n} G_{CAP} \\ -Committed_Uses \end{array} \right] \quad (3.2)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่

$$TLBC = \sum_{Line_1}^{Line_n} TTC \quad (3.3)$$

จากสมการที่ 3.1, 3.2 และ 3.3 สามารถแสดงค่าการคำนวณ LBAC ใหม่ได้ดังสมการ 3.4

$$LBAC = \left[\sum_{line_1}^{Line_n} \frac{Limit_{Amp} \sqrt{3VN}}{10^6} + \sum_{G_1}^{G_n} G_{CAP} \right] - Committed_Uses \quad (3.4)$$

โดยกำหนดให้

$TLBC$ หมายถึง ความสามารถของโหลดบัสโดยรวม (Total Load Buses Capacity)

$LBAC$ หมายถึง ความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (Load Bus's Available Capacity)

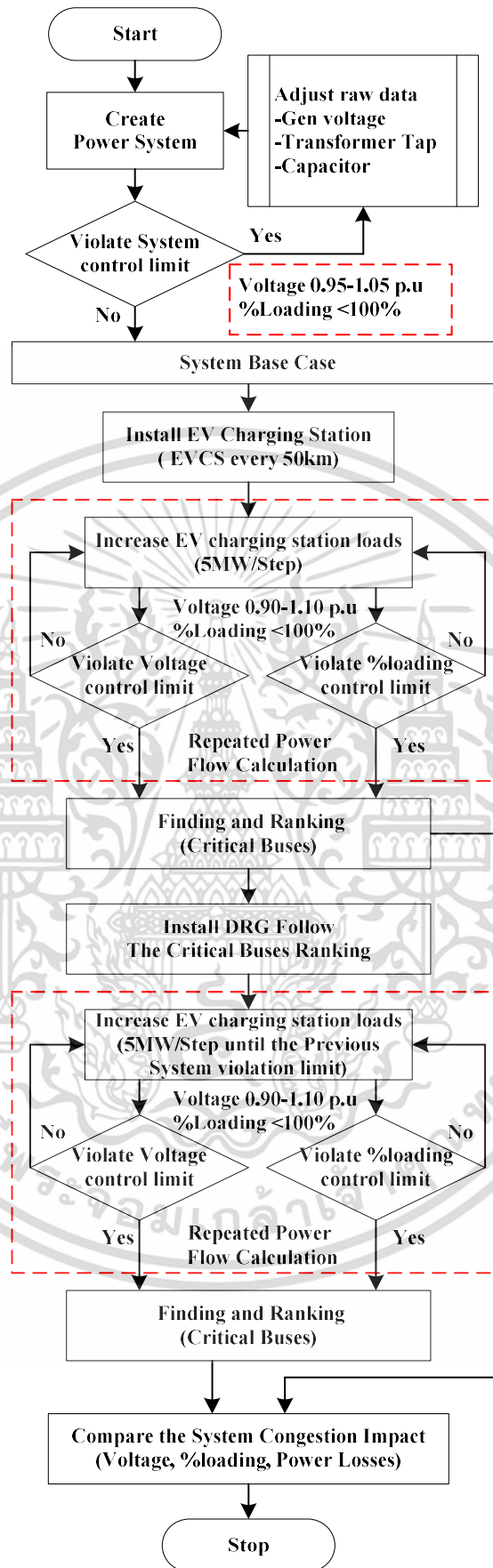
G_{CAP} หมายถึง ความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้า (Generator Capacity) ในหน่วย MVA

$Committed_Uses$ หมายถึง กำลังไฟฟ้าไหลจริงในหน่วย MVA

3.2.4 ขั้นตอนศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยและเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ

กระบวนการและสมมุติฐานในการศึกษาของงานวิจัยนี้โดยกระบวนการในการศึกษาสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.6 โดยเริ่มจากการสร้างระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อใช้เป็นระบบไฟฟ้ากำลังฐานสำหรับการศึกษา ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังปี 2019 ในช่วงเวลาที่มีปริมาณความต้องการของโหลดในระบบสูงสุด เนื่องจากต้องการศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของสถานีขาร์จไฟฟ้าสำหรับรถยนต์พลังงานไฟฟ้า โดยได้ตั้งค่าควบคุมการละเมิดด้านแรงดันไฟฟ้าอยู่ที่ 0.95-1.05 p.u. และค่าควบคุมภาระโหลดของอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานอยู่ที่ 100% หากมีการละเมิดค่าการควบคุมของระบบก็จะทำการปรับข้อมูลในระบบไฟฟ้ากำลังเช่น แรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแท็บของหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าและค่าคาปาซิเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อไม่ให้เกิดการละเมิดค่าควบคุมของระบบเกิดขึ้น หากไม่มีการละเมิดค่าควบคุมก็จะได้ระบบไฟฟ้ากำลังฐานเพื่อใช้ในการศึกษา หลังจากที่ได้ระบบไฟฟ้ากำลังฐานก็จะทำการติดตั้งสถานีขาร์จไฟฟ้าสำหรับรถยนต์พลังงานไฟฟ้าเข้าไปในระบบ ซึ่งในการศึกษานี้ได้จำลองการติดตั้งสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าโดยกำหนดจุดในการติดตั้งคือถนนสายหลักจากกรุงเทพมหานครถึงจังหวัดหนองคายในภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทย ซึ่งแต่ละสถานีจะเชื่อมต่อบระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 115 kV ซึ่งได้กำหนดระยะติดตั้งของสถานีไว้คือทุก 50 km ซึ่งในการเพิ่มกำลังไฟฟ้าของสถานีในการศึกษาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบจะทำการเพิ่มโหลดครั้งละ 1 MW/Unit ของแต่ละสถานีพร้อมกันจนกระทั่งระบบเกิดการละเมิดขีดจำกัดการควบคุมโดยได้พิจารณาค่าจำกัดแรงดันไฟฟ้าที่ 0.95-1.05 p.u.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.6 ขั้นตอนการศึกษาผลกระทบจากโหลดสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า (EVCS loads) เพิ่มขึ้น เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และนอกจากนี้ได้ศึกษาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบหากพิจารณาค่าจำกัดแรงดันไฟฟ้าที่ 0.90-1.10 p.u. เพื่อหาขีดจำกัดของความจุของสถานีขาร์จไฟฟ้าสูงสุดที่ส่งผลอุปกรณ์ในระบบเกิดการละเมิดค่าควบคุมโดยจะทำการเพิ่มโหลดครั้งละ 5 MW/Unit ในขณะที่เพิ่มปริมาณโหลดของสถานีขาร์จก็การตรวจสอบการละเมิดค่าควบคุมของบัสและอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงาน เช่น หม้อแปลง สายส่ง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อนำผลที่ได้มาจัดลำดับพื้นที่วิกฤตที่ได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของปริมาณโหลดของสถานีขาร์จเพื่อนำผลไปวิเคราะห์เพื่อนำไปจัดลำดับพื้นที่วิกฤตเมื่อได้ลำดับพื้นที่วิกฤตก็จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าไปในระบบตามลำดับพื้นที่วิกฤตและทำการเปรียบเทียบผลกระทบความแออัดของกำลังไฟฟ้าในระบบที่เกิดขึ้นโดยพิจารณาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบด้านภาระโหลดของอุปกรณ์และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยกำลังไฟฟ้าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นในการงานวิจัยนี้จะติดตั้งที่ 9 MW/Unit ตามข้อกำหนดสูงสุดของการซื้อขายของกลุ่มโรงไฟฟ้า VSPP (Very Small Power Plant) ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าไปในระบบหลังจากที่ทำการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเรียบร้อยแล้วจุดที่ได้รับผลกระทบหรือทุกพื้นที่ที่วิกฤตแล้วซึ่งก็จะทำการทดสอบระบบโดยทำการเพิ่มโหลดสถานีขาร์จรถยนต์อีกครั้งและทำการเก็บและบันทึกผลเพื่อศึกษาและเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดขึ้นหลังจากติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (DRG)

บทที่ 4

ผลการศึกษาวิจัย

ในบทนี้ได้นำเสนอผลการศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดเพื่อเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังนั้นได้ระบุหัวข้อในการศึกษาออกเป็นดังนี้

1. การศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งประกอบด้วย

1.1 เทคนิคการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ

1.2 เทคนิคการระบุสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น

2. การศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้การเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งประกอบด้วย

2.1 เทคนิคการระบุ巴士โหลดที่สำคัญจากการปลดโหลดและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของ巴士โหลด

2.2 การศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดโดยในการศึกษาได้มุ่งเน้นกรณีการเพิ่มขึ้นของสถานีขาร์จรยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย และเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ

ดังนั้นผลการศึกษสามารถแสดงผลและอธิบายโดยเรียงตามหัวข้อย่อยได้ดังนี้

4.1 ผลการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ

การจัดอันดับภาวะฉุกเฉินของระบบและระบุพื้นที่วิกฤตโดยการพิจารณาขีดจำกัดการละเมิด ซึ่งขีดจำกัดการละเมิดประกอบด้วยสองขีดจำกัดด้วยกัน ขีดจำกัดแรกคือขีดจำกัดการละเมิดแรงดันไฟฟ้า และขีดจำกัดที่สองคือขีดจำกัดเปอร์เซ็นต์การโหลดของอุปกรณ์ถ่ายโอนพลังงาน เช่น สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังได้อธิบายในบทที่ 2 ซึ่งขีดจำกัดการละเมิดเหล่านี้เป็นเครื่องมือสำหรับกำหนดพื้นที่วิกฤตภายใต้การวิเคราะห์ฉุกเฉินระบบสูญเสียจำนวน 1 อุปกรณ์ ซึ่งประกอบไปด้วย 3 กรณีศึกษา กรณีแรกการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียว กรณีที่สองการสูญเสียหม้อแปลงไฟฟ้าตัวเดียว และกรณีสุดท้ายการสูญเสียสายส่งไฟฟ้าเส้นเดียวในระบบไฟฟ้า โดยผลการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประยุกต์ใช้ในการปรับปรุงความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งผล

การศึกษาได้ทำการเปรียบเทียบผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้าที่ละเมิด โดยผลเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การศึกษาพบว่าวิธีการนี้สามารถจัดลำดับสถานการณ์ฉุกเฉินและกำหนดพื้นที่วิกฤตได้ โดยปริมาณพื้นที่วิกฤตนั้นขึ้นอยู่กับขีดจำกัดการละเมิด ซึ่งหากระบบไฟฟ้ากำลังได้กำหนดช่วงขีดจำกัดการละเมิดที่แคบ ระบบจะค้นหาพื้นที่ที่วิกฤตได้มากขึ้นและทำให้ทราบสายส่งที่สำคัญในการถ่ายโอนกำลังสำหรับการปรับปรุงและวางแผนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการรักษาความมั่นคงของระบบได้ ซึ่งผลการศึกษาได้กำหนดช่วงขีดจำกัดการละเมิดไว้ 2 กรณีเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบผลโดยช่วงขีดจำกัดสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ช่วงขีดจำกัดการละเมิดในการศึกษา

Violation limits	Control Range		Unit
	Detection I	Detection II	
Voltage	0.90-1.10	0.95-1.05	p.u.
%Loading	<100%	<100%	MVA

และการศึกษานี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยเป็นระบบฐานในกรณีศึกษานี้ โดยมุ่งเน้นศึกษาระบบไฟฟ้ากำลังย่อยพื้นที่ที่ 2 หรือระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทย โดยผลการศึกษาสามารถแสดงได้ดังนี้

4.1.1 ผลการจัดอันดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินของระบบโดยพิจารณาปริมาณบัสวิกฤต

ผลการศึกษาเปรียบเทียบของผลกระทบจากการกำหนดค่าละเมิดการควบคุมไว้ 2 ช่วงการตรวจสอบโดยพบว่าการกำหนดช่วงการตรวจสอบการละเมิดที่สอง สามารถค้นหาปริมาณอุปกรณ์ที่ส่งผลกระทบต่อการละเมิดระบบได้มากกว่าโดยได้แสดงผลไว้ในตารางที่ 4.2 ซึ่งในตารางที่ 4.2 พบว่าการสูญเสียหม้อแปลงในระบบจะส่งผลกระทบต่อระบบมีการละเมิดของอุปกรณ์มากกว่าอุปกรณ์อื่น และสำหรับผลการศึกษาการตรวจสอบการละเมิดแต่ละช่วงการตรวจสอบพบว่า สายส่งหมายเลข L_02707SU-02750SKAC1, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข G_02270LE-2U1 และหม้อแปลงหมายเลข X_02750SKA-02283SKA-1C1 ส่งผลกระทบต่อระบบสูงสุดหากถูกปลดออก สำหรับผลการศึกษาช่วงการตรวจสอบการละเมิดที่สอง มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสองเครื่องคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข G_02270LE-2U1 และ G_02283SKA-1U1 มีความสำคัญในการถ่ายโอนกำลังสูงซึ่งหากถูกปลดออกจะส่งผลกระทบต่อระบบมาก โดยผลการศึกษาได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.3 และรูปที่ 4.1 ถึง 4.4 และสำหรับข้อมูลการจัดลำดับของอุปกรณ์ที่มีความสำคัญระดับสูงในการถ่ายโอนพลังงานสามารถแสดงในตารางที่ 4.4 และ 4.5 และผลการจัดลำดับพื้นที่วิกฤตได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.6, 4.7 ซึ่งสามารถแสดงได้ดังนี้

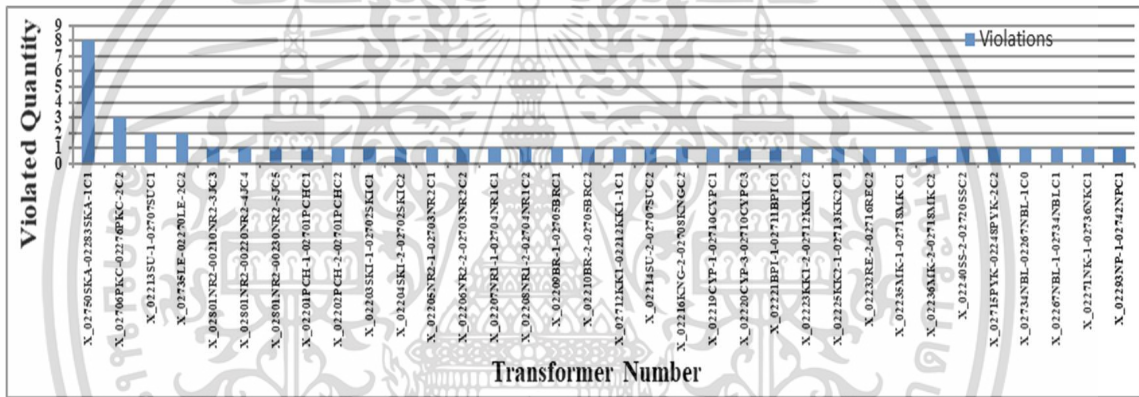
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 จำนวนอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบในแต่ละเหตุการณ์

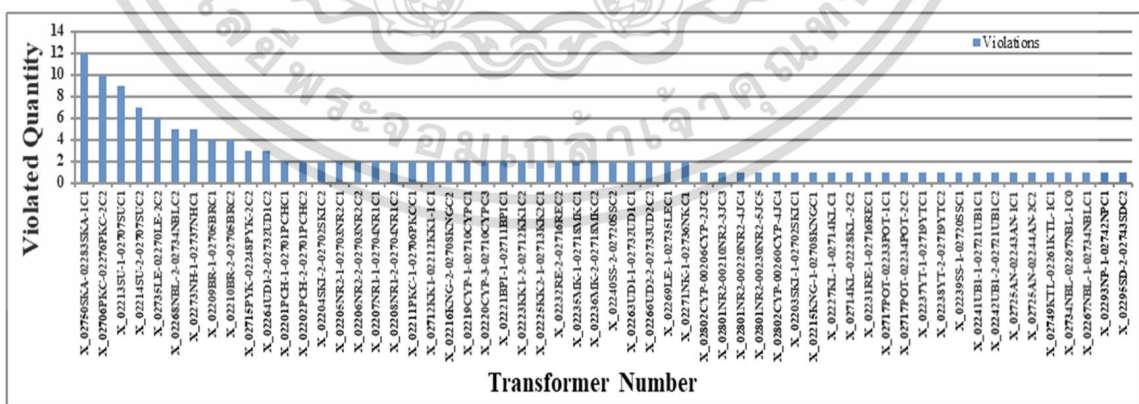
Impaction Device Quantity each of Violation Limit Detections		
Contingency (n-1)	Detection I	Detection II
Generator	1	2
Transformer	34	58
Line	24	32

ตารางที่ 4.3 เปรียบเทียบผลการตรวจจำกัดกระแสไฟฟ้าในแต่ละช่วงตรวจ

Detection I		Detection II	
Generator	Violations	Label	Violations
G_02270LE-2U1	1	G_02270LE-2U1	1
-	-	G_02283SKA-1U1	1

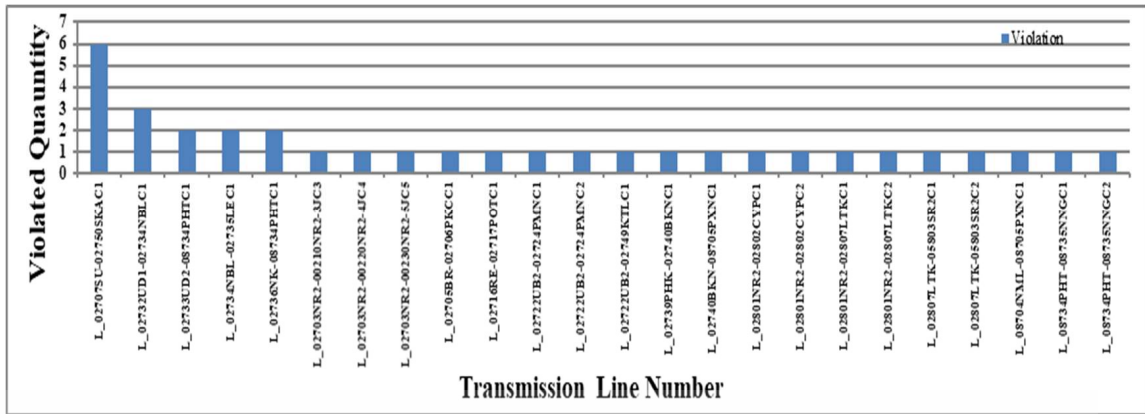


รูปที่ 4.1 การลำดับภาวะเหตุการณ์ถูกฉีกด้วยชุดตรวจสอบที่ 1 กรณีสูญเสียหม้อแปลงไฟฟ้า

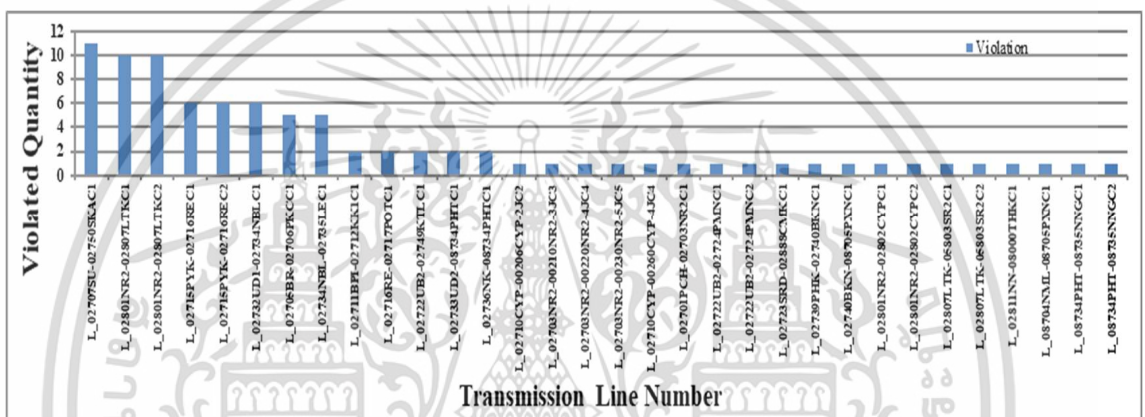


รูปที่ 4.2 การลำดับภาวะเหตุการณ์ถูกฉีกด้วยชุดตรวจสอบที่ 2 กรณีสูญเสียหม้อแปลงไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.3 การลำดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยชุดตรวจสอบที่ 1 กรณีสูญเสียสายส่ง



รูปที่ 4.4 การลำดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยชุดตรวจสอบที่ 2 กรณีสูญเสียสายส่ง

ตารางที่ 4.4 การละเมิดที่สูงที่สุดในแต่ละเหตุการณ์ด้วยช่วงการตรวจจับที่ 1

Maximum of Violation of each contingency (n-1)					
Contingency (n-1)	Highly Important Devices		Max Branch%	Min Volt	Max Volt
	Number	Violation			
Generator	G_02270LE-2U1	1	123.4	-	-
Transformer	X_02750SKA-02283SKA-1C1	8	100.3	-	1.13
Transmission line	L_02707SU-02750SKAC1	6	100.1	0.9	1.09

จากตารางที่ 4.4 ผลการตรวจจับการละเมิดด้วยช่วงตรวจจับที่ 1 ผลการศึกษาพบว่าหมายเลขสายส่ง L_02707SU-02750SKAC1 เมื่อถูกปลดออกจะทำให้ระบบมีการละเมิดค่า 6 จุด โดยมีอุปกรณ์ได้รับภาระโหลดสูงสุดคือ 100.1% แรงดันไฟฟ้าในระบบต่ำสุดที่ 0.90 p.u และเอกสารแรงดันไฟฟ้าในระบบสูงสุด 1.09 p.u และพบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข G_02270LE-2U1 เมื่อไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ถูกปลดออกจะทำให้ระบบจำกัดการละเมิด 1 จุด โดยมีเพียงอุปกรณ์เดียวที่ได้รับภาระโหลดเกินสูงสุดที่ 123.4% นอกจากนี้พบว่าหม้อแปลงหมายเลข X_02750SKA-02283SKA-1C1 เมื่อถูกปลดออกจะทำให้ระบบเกิดการละเมิด 8 จุด โดยมีอุปกรณ์ที่ได้รับภาระโหลดสูงสุดที่ 100.3% และแรงดันไฟฟ้าระบบสูงสุด 1.13 p.u

ตารางที่ 4.5 การละเมิดที่สูงที่สุดในแต่ละเหตุการณ์ด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2

Maximum of Violation of each contingency (n-1)					
Contingency (n-1)	Highly Important Devices		Max Branch %	Min Volt	Max Volt
	Number	Violation			
Generator	G_02270LE-2U1	1	123.4	-	-
	G_02283SKA-1U1	1	-	0.945	-
Transformer	X_02750SKA-02283SKA-1C1	12	100.3	-	1.13
Transmission line	L_02707SU-02750SKAC1	11	100.1	0.90	1.09

จากตารางที่ 4.5 ผลการตรวจจับการละเมิดด้วยช่วงตรวจจับที่ 2 ผลการศึกษาพบว่าหมายเลขสายส่ง L_02707SU-02750SKAC1 เมื่อถูกปลดออกทำให้ระบบมีการละเมิด 11 จุด โดยมีอุปกรณ์ที่ได้รับภาระโหลดสูงสุด 100.1% แรงดันไฟฟ้าในระบบต่ำสุดที่ 0.90 p.u. และข้อมูลแรงดันไฟฟ้าสูงสุด 1.09 p.u และพบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข G_02270LE-2U1 เมื่อถูกปลดออกทำให้ระบบจำกัดการละเมิด 1 จุด โดยจะมีอุปกรณ์ที่ได้รับภาระโหลดสูงสุด สูงสุดเพียง 123.4%, หมายเลขเครื่องกำเนิดไฟฟ้า G_02283SKA-1U1 เมื่อถูกปลดออกจะทำให้ระบบจำกัดการละเมิด 1 จุดด้วย โดยส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด 0.945 p.u นอกจากนี้พบว่าหม้อแปลงหมายเลข X_02750SKA-02283SKA-1C1 เมื่อถูกปลดออกทำให้ระบบมีการละเมิด 12 จุด โดยมีอุปกรณ์ได้รับภาระโหลดสูงสุด 100.3% และแรงดันไฟฟ้าในระบบสูงสุดที่ 1.13 p.u

4.1.2 ผลการกำหนดพื้นที่วิกฤต

ผลการจัดลำดับพื้นที่วิกฤตด้านความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าโดยความถี่ที่เกิดด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2 พบว่าในภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินกรณีสูญเสียสายส่งจำนวนหนึ่งเส้นส่งผลกระทบมากกว่ากรณีศึกษาอื่น โดยมีสายส่ง 5 สาย ซึ่งในกรณีนี้สายส่งมีความถี่อิมแพคสูงคือหมายเลข 8734-8735 ที่ความถี่ 5 สำหรับพื้นที่วิกฤตด้านแรงดันไฟฟ้าโดยพิจารณาความถี่ที่เกิดด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2 พบว่ามีการสูญเสียสายส่งมีผลกระทบมากกว่ากรณีศึกษาอื่นโดยมีบัสที่ได้รับผลกระทบ 23 บัส ในกรณีนี้บัสความถี่อิมแพคสูงคือหมายเลข 2283 ที่ความถี่ 6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.6 พื้นที่วิกฤตด้านความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าโดยความถี่ที่เกิดด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2

Transmission lines Congestion					
Generator (n-1)		Transformer (n-1)		Trans. line (n-1)	
Line No.	Freq.	Line No.	Freq.	Line No.	Freq.
2735-2270	1	2009-2604	1	8734-8735	5
-	-	2734-2267	1	2736-8736	2
-	-	2267-2734	1	8734-8736	2
-	-	-	-	2269-2735	1
-	-	-	-	2722-2724	1

ตารางที่ 4.7 พื้นที่วิกฤตด้านแรงดันไฟฟ้าโดยพิจารณาความถี่ที่เกิดด้วยช่วงการตรวจจับที่ 2

Critical Voltage Buses					
Generator (n-1)		Transformer (n-1)		Trans. line (n-1)	
Bus No.	Freq.	Bus No.	Freq.	Bus No.	Freq.
2750	1	2283	41	2283	6
-	-	2267	7	2706	5
-	-	2269	7	2750	5
-	-	2276	7	2257	4
-	-	2209	5	2213	3
-	-	2210	5	2214	3
-	-	2707	4	2707	3
-	-	2211	3	2209	2
-	-	2213	3	2210	2
-	-	2214	3	2248	2
-	-	2265	3	2267	2
-	-	2705	3	2268	2
-	-	2257	2	2705	2
-	-	2270	2	2801	2
-	-	2706	2	2211	1
-	-	2734	2	2221	1
-	-	2735	2	2269	1
-	-	2268	1	2270	1
-	-	2715	1	2276	1
-	-	2738	1	2711	1
-	-	2750	1	2734	1
-	-	-	-	2735	1
-	-	-	-	2811	1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้ทำซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2 ผลการจัดลำดับสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัวเพื่อลดผลกระทบความหนาแน่นกำลังไฟฟ้า

การจัดลำดับพื้นที่ที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัว (Distribution Renewable Generation (DRG)) โดยกำลังผลิตติดตั้งที่ 9 MW/unit เข้ากับระบบกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยในการศึกษานี้ได้ใช้เทคนิคการวิเคราะห์เหตุการณ์ฉุกเฉินเนื่องจากระบบสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงาน 1 เครื่อง (Contingency n-1) และใช้เทคนิคกระบวนการการทำซ้ำของการไหลกำลังไฟฟ้า บนพื้นฐานความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าของระบบ ซึ่งในการศึกษาในเรื่องของการวิเคราะห์เหตุการณ์ฉุกเฉินได้ทำการศึกษาและพิจารณาผลกระทบจาก 3 สถานการณ์คือ อันดับแรกคือระบบสูญเสียสายส่งจำนวน 1 เส้น, ระบบสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง และระบบสูญเสียหม้อแปลงจำนวน 1 เครื่องจากที่มีอยู่ในระบบทั้งหมดของในแต่ละเหตุการณ์ในระบบกำลังไฟฟ้าสำหรับในส่วนของกระบวนการทำซ้ำของการไหลกำลังไฟฟ้าได้ใช้ในการศึกษาผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการของโหลดในระบบและการลดลงของกำลังการผลิตในระบบดั่งนั้น บัสที่เกิดแรงดันวิกฤต (Critical Voltage Bus (CVB)) จากผลการศึกษาในทุกกรณีก็คือพื้นที่ที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อ ซึ่งในการศึกษาได้เปรียบเทียบผลการกำหนดข้อกำหนดในการจัดระเบียบพื้นที่โดยพิจารณาแรงดันวิกฤตกับการพิจารณาความถี่ของพื้นที่วิกฤตที่เกิด ดังแสดงในตารางที่ 4.8 และ 4.9 โดยในการศึกษานี้ได้แบ่งออกเป็น 5 ลำดับความสำคัญของพื้นที่ที่เกิดแรงดันวิกฤต ผลในการศึกษาใช้ระบบกำลังไฟฟ้าประเทศไทยฉบับปรับปรุงเป็นระบบฐานในการศึกษาโดยมุ่งเน้นในการศึกษาระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยโดยผลการศึกษาพบว่าวิธีการกำหนดพื้นที่ที่สามารถค้นหาพื้นที่ที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบกำลังไฟฟ้าซึ่งหากติดตั้ง DRG โดยพิจารณาระดับแรงดันวิกฤตส่งผลให้การเชื่อมต่อ DRG นี้ทำให้ระบบลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าและมีความมั่นคงเพิ่มขึ้นโดยพิจารณาจากจำนวนภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินลดลงต่อเนื่องนอกจากนี้ยังสามารถลดกำลังการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบกำลังไฟฟ้าได้

ตารางที่ 4.8 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญจากความถี่พื้นที่ที่มีผลกระทบสูง

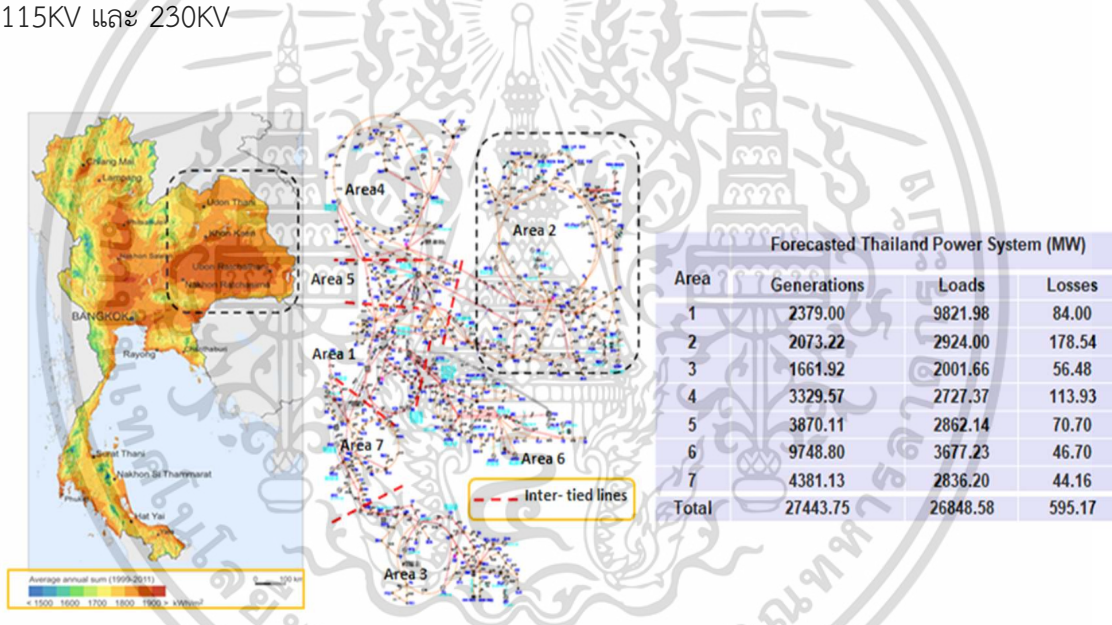
Ranking	Contingency (n-1)			Generator decreasing	Load increasing
	Gen.	Line	Transf.		
Priority 1	The CVB have 5 impacts from all of scenarios				
Priority 2	The CVB have 4 impacts from all scenarios				
Priority 3	The CVB have 3 impacts from all scenarios				
Priority 4	The CVB have 2 impacts from all scenarios				
Priority 5	The CVB have 1 impact from all scenarios				

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนูยู เตเห็นใบใช้บวระโยชน์ต้นการกรคำ
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.9 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญจากระดับแรงดันไฟฟ้าวิกฤต

Ranking	Contingency (n-1)			Generator decreasing	Load increasing
	Gen.	Line	Transf.		
Priority 1	At least one situation of bus voltage ≤ 0.90 p.u for all scenarios				
Priority 2	At least one situation of bus voltage = 0.91 p.u for all scenarios				
Priority 3	At least one situation of bus voltage = 0.92 p.u for all scenarios				
Priority 4	At least one situation of bus voltage = 0.93 p.u for all scenarios				
Priority 5	At least one situation of bus voltage = 0.94 p.u for all scenarios				

ผลการศึกษานี้ได้มุ่งเน้นและเปรียบเทียบผลกระทบก่อนและหลังที่จะทำการเชื่อมต่อ DRG เข้าในระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยหรือพื้นที่ 2 ดังแสดงในรูปที่ 4.5 และสำหรับการเชื่อมต่อได้ทำการติดตั้งตามตำแหน่งพื้นที่ที่เกิดแรงดันวิกฤต ที่ระดับแรงดัน 22KV, 115KV และ 230KV



รูปที่ 4.5 ระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยหรือพื้นที่ 2

4.2.1 ผลการศึกษาผลกระทบในกรณีที่ระบบไม่ได้เชื่อมต่อ DRG เข้าระบบ

ผลการศึกษาผลกระทบในกรณีที่ระบบไม่ได้เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์เข้าระบบได้แสดงผลไว้ในตารางที่ 4.10 และตารางที่ 4.11 โดยได้แยกผลตามระดับแรงดันต่างๆ คือ ระดับแรงดัน 22KV, 115KV และ 230KV และสำหรับในส่วนของการจัดลำดับของบัสเกิดแรงดันวิกฤตเพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ได้แสดงไว้ในตารางที่ 12 และตารางที่ 13 โดยในการศึกษานี้ได้จัดระเบียบลำดับความสำคัญออกเป็น 5 ลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.10 บัสเกิดแรงดันวิกฤตที่ระดับแรงดัน 22KV

Bus Records	Contingency (n-1)			Gen.	Load	Priority
	Gen.	Line	Transf.	Decrease	Increase	
Number	Volt	Volt	Volt	Volt	Volt	
2211	0.90	0.87	0.89	0.89	0.87	1
2221	-	0.88	-	-	-	1
2269	-	0.88	-	-	0.93	1
2270	-	0.90	-	-	-	1
2274	-	0.90	-	-	-	1
2275	-	0.90	-	-	0.94	1
2276	0.92	0.90	0.91	0.91	0.89	1
2277	-	0.89	-	-	-	1
2279	-	0.80	-	-	-	1
2253	-	0.91	-	-	-	2
2254	-	0.91	-	-	-	2
2257	0.92	0.91	0.91	0.92	0.92	2
2267	-	0.92	-	-	-	3
2213	-	0.93	-	-	0.92	3
2214	-	0.93	-	-	0.92	3
2209	-	0.93	-	-	0.93	4
2210	-	0.93	-	-	0.93	4
2248	-	0.94	-	-	0.93	4
2258	-	0.93	0.94	-	-	4
2264	-	0.93	-	-	-	4
2281	-	0.93	-	-	-	4
2251	-	0.94	-	-	-	5
2263	-	0.94	-	-	-	5
2278	-	0.94	-	-	-	5
2283	-	-	-	-	0.94	5
2294	-	0.94	-	-	-	5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.11 บัสเกิดแรงดันวิกฤตที่ระดับแรงดัน 115, 230 KV

Bus Records	Contingency (n-1)			Gen	Load	Priority
	Gen	Line	Transf.	Decrease	Increase	
Number	Volt	Volt	Volt	Volt	Volt	
2705	0.93	0.91	0.92	0.92	0.90	1
2706	0.9	0.87	0.89	0.89	0.87	1
2707	0.92	0.90	0.91	0.91	0.89	1
2711	-	0.89	-	-	-	1
2726	-	0.90	-	-	-	1
2735	-	0.88	0.94	-	0.92	1
2739	-	0.90	-	-	-	1
2740	-	0.81	-	-	-	1
2746	-	0.90	-	-	-	1
2750	0.90	0.88	0.89	0.89	0.87	1
2888	-	0.90	-	-	-	1
28705	-	0.81	-	-	-	1
2811	-	0.88	-	-	-	1
2734	-	0.91	-	-	-	2
2737	-	0.91	-	-	-	2
2738	-	0.91	-	-	-	2
2743	-	0.91	-	-	-	2
2801	0.93	0.92	0.93	0.93	0.93	2
2736	-	0.92	-	-	-	3
2747	-	0.92	-	-	-	3
2748	-	0.93	0.94	-	-	4
28736	-	0.93	-	-	-	4
28734	-	0.94	-	-	-	5
2732	-	0.94	-	-	-	5
2733	-	0.94	-	-	-	5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.12 ผลการจัดลำดับความสำคัญโดยพิจารณาความถี่พื้นที่ที่มีผลกระทบสูง

Bus Records	Priority Allocation				
	1	2	3	4	5
Quantity	8	-	1	9	33

ตารางที่ 4.13 ผลการจัดลำดับความสำคัญโดยพิจารณาระดับแรงดันไฟฟ้าวิกฤต

Bus Records	Priority Allocation				
	1	2	3	4	5
Quantity	22	8	5	8	8

จากตารางที่ 4.10 และ 4.11 ผลการศึกษาพบว่าบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตนั้นมีทั้งหมด 51 บัส จากทั้งหมด 242 บัสในพื้นที่ ที่ 2 ซึ่งจำนวนของบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตจะมีมากสุดในกรณีการสูญเสียสายส่งหนึ่งวงจร ในกรณีการวิเคราะห์การเกิดเหตุการณ์ไม่คิดในส่วนของการศึกษาด้วยเทคนิคการทำซ้ำของการไหลกำลังไฟฟ้านั้นแบ่งเป็นสองกรณี กรณีแรกคือการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการของโหลดในระบบซึ่งพบว่าสามารถระบบสามารถรองรับการเพิ่มขึ้นของโหลดได้ที่ประมาณแพคเตอร์ 0.02 หรือที่ประมาณ 60 MW เท่านั้นกรณีที่สองการลดกำลังผลิตในพื้นที่ ที่ 2 ซึ่งพบว่าระบบสามารถรองรับการลดลงของกำลังผลิตในระบบได้แค่แพคเตอร์ -0.06 หรือเพียง 125 MW

จากตารางที่ 4.12 และ 4.13 การจัดลำดับความสำคัญแรกของพื้นที่ที่จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละการพิจารณาโดยแบ่งออกเป็น 5 อันดับ ซึ่งลำดับความสำคัญแรกโดยพิจารณาความถี่พื้นที่ที่มีผลกระทบสูงอยู่ที่ 8 บัส และลำดับความสำคัญแรกโดยพิจารณาระดับแรงดันไฟฟ้าวิกฤตอยู่ที่ 22 บัส

4.2.2 ผลการศึกษาผลกระทบในกรณีที่ระบบได้เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวเข้าในระบบ

โดยผลการศึกษาผลกระทบในกรณีที่ระบบได้เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวเข้าในระบบนั้นได้ทำแสดงไว้ในตารางที่ 4.12 และ 4.13 ซึ่งได้เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวทั้งหมด 51 บัสที่เกิดแรงดันวิกฤต โดยกำลังไฟฟ้าผลิตของแต่ละโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อนั้นมีกำลังการผลิตอยู่ที่ 9 MW ซึ่งได้เชื่อมต่อที่สถานีย่อยที่ระดับแรงดัน 115 kV และได้ทำการเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและการเชื่อมต่อ DRG ที่ CVB ตามลำดับความสำคัญจากความถี่ผลกระทบดังแสดงในตารางที่ 4.14

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.14 การเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและการเชื่อมต่อ DRG ที่ CVB ตามลำดับความสำคัญจากกรณีที่ผลกระทบ

Allocation	The number of CVB based on contingency (n-1) analysis		
	Generators	Lines	Transformers
Base Case	8	50	11
Priority 1	17	41	20
Priority 2	-	-	-
Priority 3	38	25	38
Priority 4	24	17	21
Priority 5	0	1	0

ผลการศึกษาในตารางที่ 4.14 นั้นได้แสดงจำนวนของบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตเมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวตามการจัดระเบียบลำดับความสำคัญซึ่งจากความถี่ผลกระทบ พบว่าจำนวนของบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตนั้นลดลงแต่ไม่ต่อเนื่อง เมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวตามแผนการจัดระเบียบลำดับความสำคัญ นอกจากนี้ยังได้ทำการเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและการเชื่อมต่อ DRG ที่ CVB ตามลำดับความสำคัญจากระดับแรงดันวิกฤตดังแสดงในตารางที่ 4.15

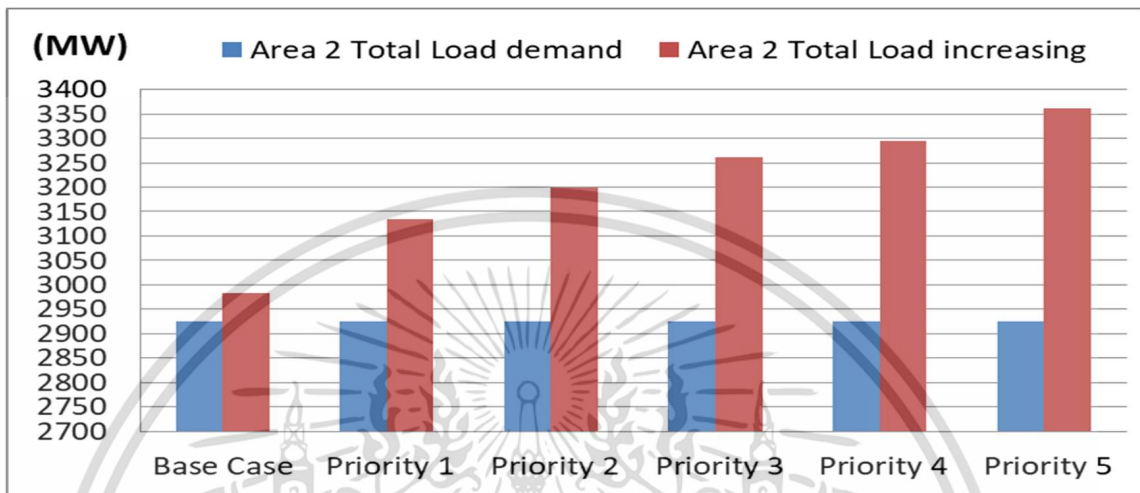
ตารางที่ 4.15 การเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและการเชื่อมต่อ DRG ที่ CVB ตามลำดับความสำคัญจากระดับแรงดันวิกฤต

Allocation	Contingency (n-1)		
	Generators	Lines	Transformers
Base Case	8	50	11
Priority 1	1	12	1
Priority 2	0	9	1
Priority 3	0	2	1
Priority 4	0	1	0
Priority 5	0	1	0

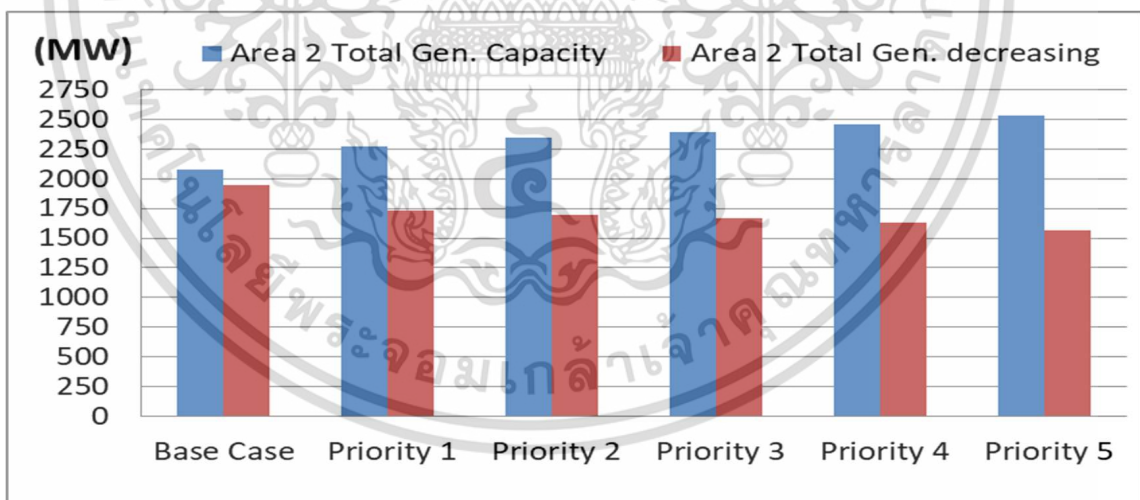
ผลการศึกษาในตารางที่ 4.15 นั้นได้แสดงจำนวนของบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตเมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวตามการจัดระเบียบลำดับความสำคัญซึ่งพิจารณาจากระดับแรงดันวิกฤต พบว่าจำนวนของบัสที่เกิดแรงดันวิกฤตนั้นลดลงต่อเนื่องเมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวตามแผนการจัดระเบียบลำดับความสำคัญ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ผู้เห็นใบเซปรีเซชันต้นฉบับการศึกษา ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

นอกจากนี้ยังพบว่าหากระบบเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวตามการจัดระเบียบลำดับความสำคัญซึ่งพิจารณาจากระดับแรงดันวิกฤต ทำให้ระบบสามารถที่จะรองรับการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการของโหลดและการลดกำลังผลิตในระบบได้มากกว่าระบบที่ยังไม่ได้เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวดังแสดงในรูปที่ 4.6 และ 4.7



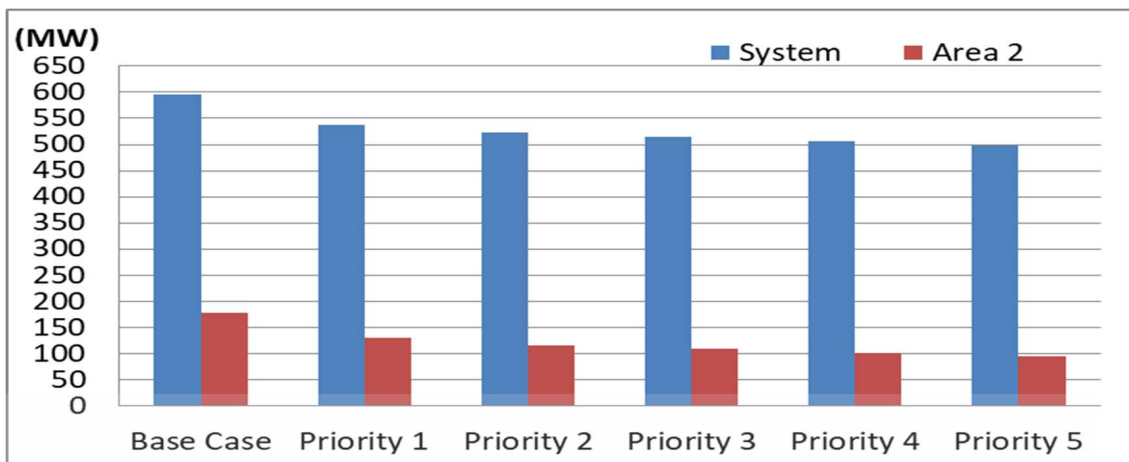
รูปที่ 4.6 ผลการเปรียบเทียบการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการของโหลดในระบบในแต่ละลำดับความสำคัญ



รูปที่ 4.7 ผลการเปรียบเทียบการลดกำลังผลิตในระบบในแต่ละลำดับความสำคัญ

และยิ่งมากไปกว่านั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบนั้นลดลงเมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวเช่นเดียวกันตามแผนการจัดระเบียบลำดับความสำคัญซึ่งพิจารณาจากระดับแรงดันวิกฤตดังแสดงในรูปที่ 4.8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



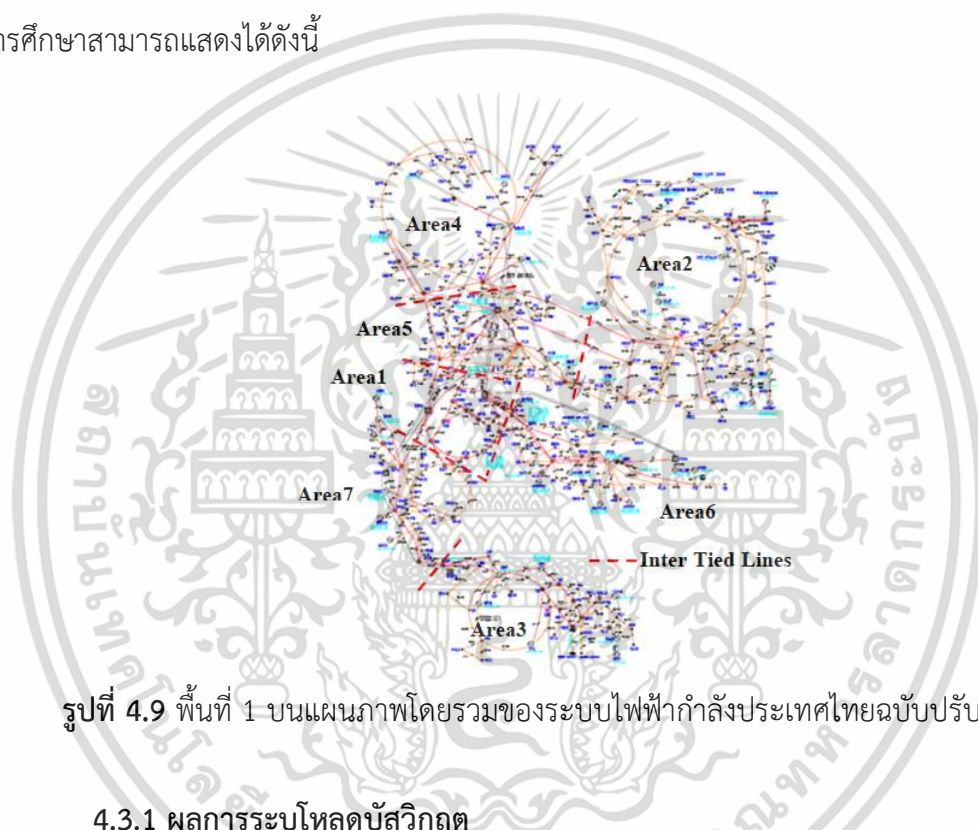
รูปที่ 4.8 ผลการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบโดยรวมและในพื้นที่ 2 ในแต่ละลำดับความสำคัญ

4.3 ผลการระบุ巴士โหลดที่สำคัญจากการปลดโหลดและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของ巴士โหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า

การระบุ巴士โหลด巴士วิกฤตและการคำนวณความสามารถพร้อมมูลของ巴士โหลด (LBAC) เพื่อปรับปรุงความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า การระบุ巴士โหลด巴士วิกฤตได้ใช้การวิเคราะห์ตามสถานการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณาจาก การละเมิดค่าขีดจำกัดการควบคุมของระบบภายใต้ผลกระทบจากการปลดโหลดหรือโหลดถูกปลดออก สำหรับขีดจำกัดการละเมิดประกอบด้วยสองขีดจำกัด ขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้า และขีดจำกัดภาระโหลดหรือเปอร์เซ็นต์การรับโหลดของอุปกรณ์ถ่ายโอนกำลังในระบบ ในการคำนวณค่าความสามารถพร้อมมูลของ巴士โหลด (Load Bus Available Capacity: LBAC) จะพิจารณาค่าความสามารถในการถ่ายโอนที่มีอยู่ (Available Transfer Capacity: ATC) ของสายส่งทั้งหมดที่เชื่อมต่อบน巴士โหลดแต่ละสายส่งซึ่งจะถูกตรวจสอบด้วยความสามารถในการถ่ายโอนทั้งหมด (Total Transfer Capacity: TTC) เพื่อการตรวจสอบประสิทธิผลของแนวทางที่เสนอ โดยในการศึกษาได้ใช้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่ได้รับการแก้ไขปรับปรุงในช่วงฤดูร้อนที่มีภาระสูงสุดโดยในการศึกษานั้นได้มุ่งเน้นศึกษาในพื้นที่ 1 หรือระบบไฟฟ้าภาคกลางประเทศไทยเป็นระบบฐาน ดังได้แสดงในรูปที่ 4.9 จากผลการวิจัยพบว่าเทคนิคที่นำเสนอสามารถระบุและจัดอันดับ巴士โหลดที่สำคัญได้อย่างมีประสิทธิภาพรวมทั้งสามารถคำนวณหาความสามารถพร้อมมูลของ巴士โหลด (LBAC) ซึ่งความสัมพันธ์ที่แข็งแกร่งระหว่างดัชนีทั้งสองนี้สามารถนำไปใช้เพื่อปรับปรุงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ข้อมูลของค่าความสามารถพร้อมมูลของแต่ละ巴士โหลด (LBAC) นั้นมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งสำหรับวิศวกรควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากทำให้ทราบถึงขีดความสามารถของแต่ละ巴士โหลด ซึ่งมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งโดยเฉพาะการควบคุมหรือการจัดการปัญหาความหนาแน่นของ

กำลังไฟฟ้าไหลในระบบเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของโหลด โดยเฉพาะการรองรับการขยายตัว เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ของสถานีชาร์จไฟฟ้าที่จะมีเข้ามาในระบบ และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังนั้นในการควบคุมกำลังไฟฟ้าไหลในระบบหากเรารู้ขีดความสามารถของบัสโหนดเราก็สามารถวางแผนในการจัดการและบริหารกำลังไฟฟ้าไหลในระบบเพื่อรองรับการแปรปรวนของสถานีชาร์จไฟฟ้าได้ โดยสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าไหลในระบบและแรงดันโหนดบัสเพื่อให้มีขีดความสามารถเพียงพอ โดยเฉพาะช่วงเทศกาลวันหยุดที่มีการหยุดระยะยาว การใช้พลังงานไฟฟ้าของสถานีชาร์จไฟฟ้าก็จะมีรูปแบบที่ไม่แน่นอนโดยเฉพาะตามถนนสายหลักซึ่งจะมีการใช้ไฟฟ้าปริมาณมาก โดยการควบคุมต้องเพื่อความความสามารถรองรับโหนดของโหนดบัสเพื่อรองรับปริมาณการเปลี่ยนแปลงของโหนดโดยควรเผื่อไว้ 20% ของขีดความสามารถโหนดบัสโดยรวม (Total Load Bus Capacity: TLBC) โดยผลการศึกษสามารถแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 4.9 พื้นที่ 1 บนแผนภาพโดยรวมของระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยฉบับปรับปรุง

4.3.1 ผลการระบุโหนดบัสวิกฤต

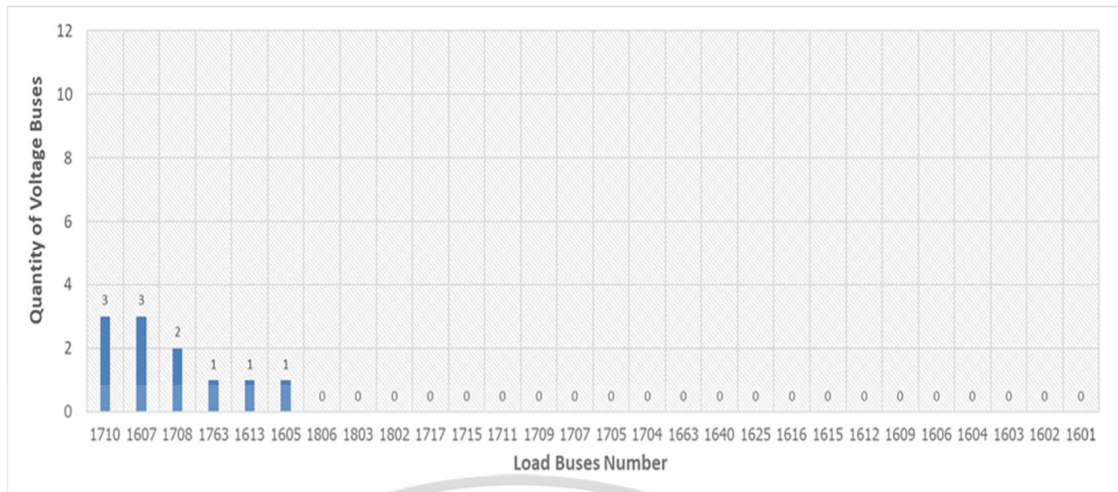
ผลการศึกษาปริมาณโหนดบัสแต่ละบัสสามารถแสดงได้ในตารางที่ 4.16 โดยพบว่าโหนดบัสมีทั้งบัส 28 บัส โดยบัสที่มีปริมาณโหลดสูงสุดในพื้นที่นี้ คือบัสหมายเลข 1710 (NCO-456) และบัสที่มีโหลดต่ำสุดคือบัสหมายเลข 1709 (RS-568) โดยจำนวนผลกระทบต่อการละเมิดของโหนดบัสในพื้นที่ 1 เมื่อพิจารณาถึงการสูญเสียของกลุ่มโหลดเดี่ยว (Single Load Group) แสดงไว้ในรูปที่ 4.10-4.12 ซึ่งจากผลการศึกษาในรูปที่ 4.10 พบว่ามีกลุ่มโหลด 6 กลุ่มหากถูกปลดออกจะส่งผลกระทบต่อระบบโดยพบการละเมิดค่าจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าของบัสโดยการสูญเสียของกลุ่มโหลดในบัสหมายเลข 1710 และ 1607 ได้สร้างผลกระทบต่อแรงดันบัสสูงสุดถึง 3 บัส นอกจากนี้ยังสามารถสังเกตได้ว่ามีโหนดบัส 22 บัสซึ่งไม่ได้สร้างผลกระทบใด ๆ เมื่อพิจารณาผลขีดจำกัดของบัสแรงดันไฟฟ้าที่ใช้ตรวจสอบภายใต้การสูญเสียวิธีกลุ่มโหลดเดี่ยว (Single Load Group) ตามรูปที่ 4.11 แสดงกลุ่มโหลด 17 กลุ่มเมื่อถูกปลดออกจะส่งผลกระทบต่อขีดจำกัดการละเมิดของสายส่งหรือได้รับภาระโหลดเกิน ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าโหนดบัสหมายเลข 1710 จะส่งผลกระทบสูงสุดต่อภาระโหลดของสายส่งโดยจะส่งผลกระทบต่อตรงถึง 8 สายส่งที่ได้รับภาระโหลดเกินที่กีดด้านการคำนวณว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

นอกจากนี้ผลการศึกษาพบว่าโหลดอีก 11 โหลดบัสไม่ได้ส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าของบัสเมื่อถูกปลดออก จากผลการศึกษาในรูปที่ 4.12 พบว่ามีกลุ่มโหลด 18 กลุ่มเมื่อถูกปลดออกจะมีผลกับสายส่งและแรงดันของบัสโดยทำให้เกิดการละเมิดละเมิดขีดจำกัด โดยพบว่าโหลดบัสหมายเลข 1710 มีผลกระทบต่ออุปกรณ์ในระบบสูงสุด นอกจากนี้ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่ามีโหลด 10 บัสไม่ได้ส่งผลกระทบต่อภาระการละเมิดขีด จำกัดหากถูกปลดออก

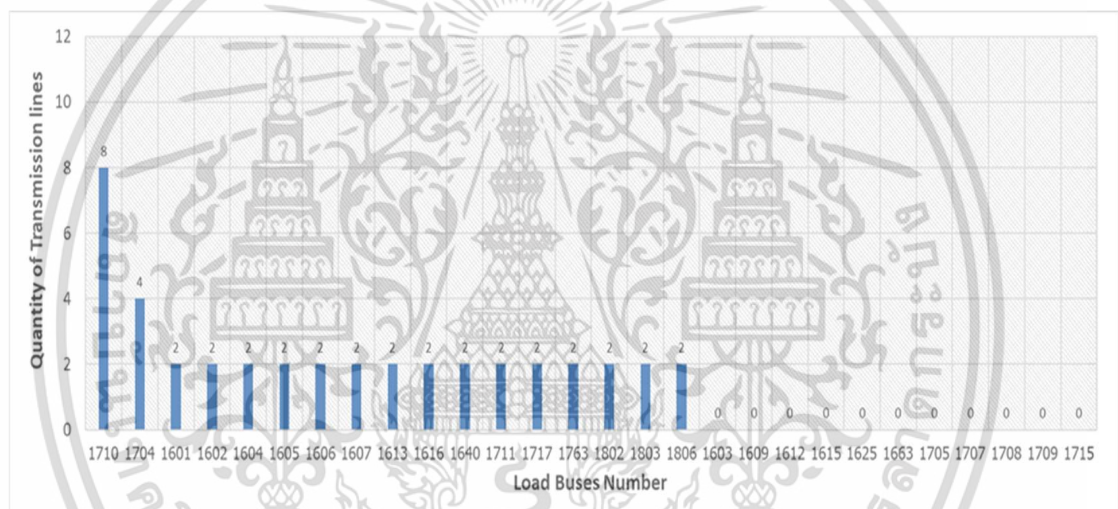
ตารางที่ 4.16 ปริมาณโหลดของแต่ละโหลดบัสในพื้นที่ 1

Load Records				
Number	Name	MW	MVAR	MVA
1601	NB-1236	588.1	175.94	613.85
1602	LPR-12	323.81	75.56	332.51
1603	BK-12	255.27	108.91	277.53
1604	BPL-1467	339.23	81.49	348.88
1605	SB-12	448.8	199.36	491.08
1606	STB-12	321.81	152.82	356.25
1607	BN-2378	573.99	280.58	638.89
1609	RS-1247	275.85	152.34	315.12
1612	LPR-34	269.07	84.28	281.96
1613	BK-34	517.31	209.09	557.97
1615	SB-4	167.03	55.84	176.12
1616	STB-34	309.55	146.93	342.65
1625	SB-5	148.2	55.24	158.22
1640	RPS-12	444.6	185.29	481.67
1663	TPR-34	120.07	49.83	130
1704	BPL-235	650.07	285.16	709.86
1705	SB-3	126.12	67.78	143.18
1707	BN-46	205.46	13.81	205.92
1708	SNO-12	249.44	177.73	306.29
1709	RS-568	95.12	28.36	99.26
1710	NCO-456	614.39	364.68	714.47
1711	ON-1	354.89	99.86	368.67
1715	SB-6	160.52	52.06	168.75
1717	CHW-12	532.34	198.28	568.07
1763	TPR-12	354.72	207.28	410.85
1802	LPR	367.49	101.37	381.21
1803	BK	443.4	39.3	445.13
1806	STB	511.33	244.81	566.91

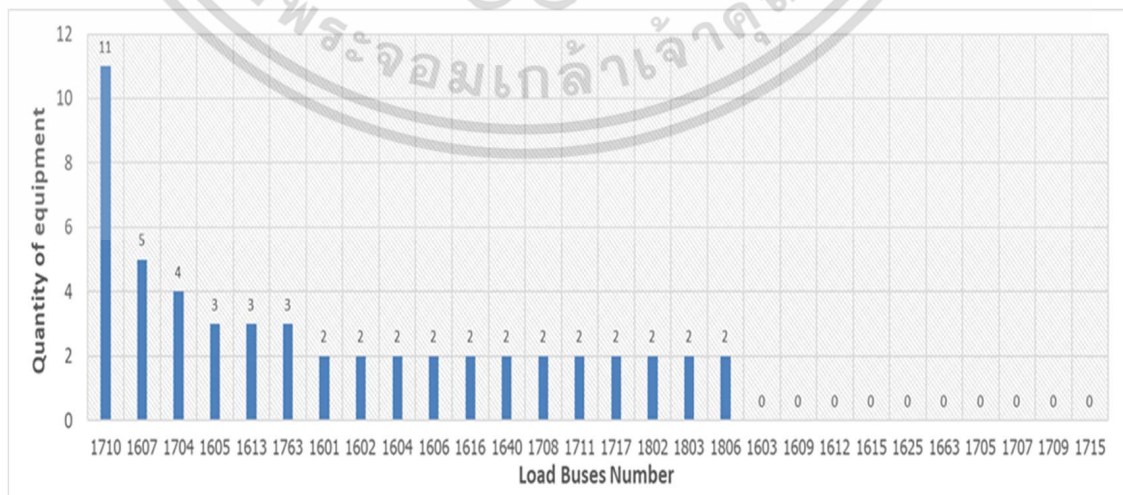
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้งานเพื่อการศึกษานั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.10 อันดับโหลดบัสวิกฤตภายใต้ฐานการปลดโหลดบนพื้นฐานจำนวนบัสทั้งหมดที่ละเมิด



รูปที่ 4.11 อันดับโหลดบัสวิกฤตภายใต้ฐานการปลดโหลดบนพื้นฐานจำนวนสายส่งทั้งหมดที่ละเมิด



เอกสารรูปที่ 4.12 อันดับโหลดบัสวิกฤตภายใต้ฐานการปลดโหลดบนพื้นฐานจำนวนอุปกรณ์ทั้งหมดที่ละเมิด
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3.2 ผลการคำนวณความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (LBAC)

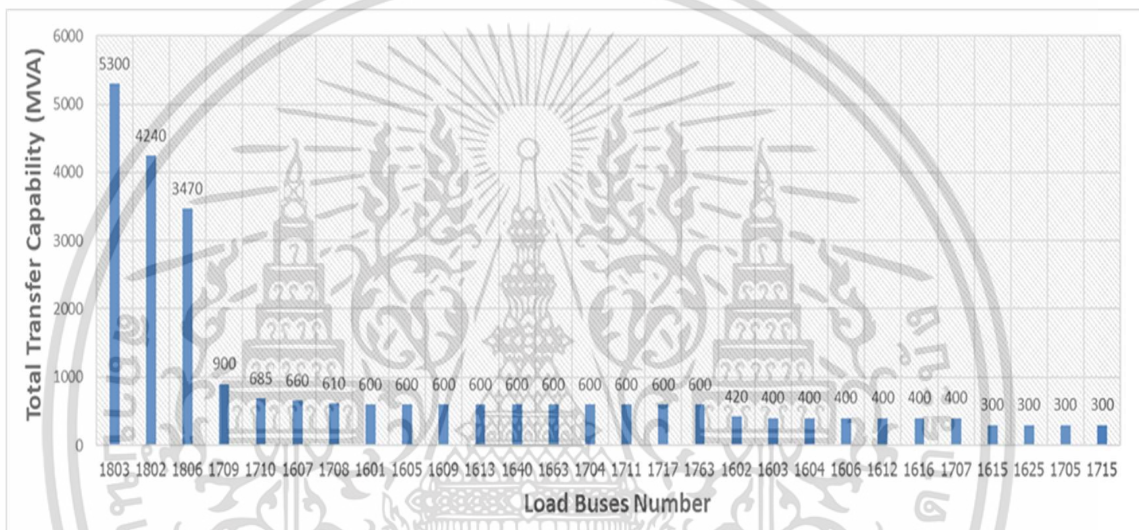
ผลการคำนวณค่า LBAC นั้นสามารถแสดงได้ในตารางที่ 4.17 โดยข้อมูลเหล่านี้สามารถรวมถึงข้อมูลของสายส่งด้านขาเข้า (Incoming) ที่เชื่อมต่อเป็นโหลดบัสแต่ละตัว

ตารางที่ 4.17 การคำนวณ LBAC ของแต่ละโหลดบัสในพื้นที่ 1

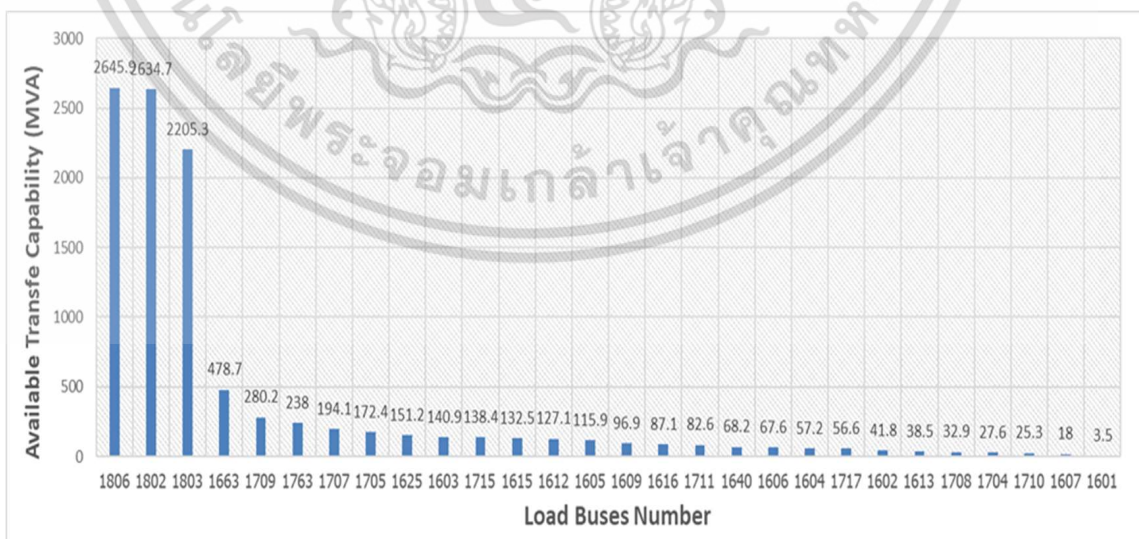
Load Buses in Area 1				
Bus Number	Incoming Lines	TLBC	Committed Uses	LBAC
1601	3	600	596.5	3.5
1602	2	420	378.2	41.8
1603	2	400	259.1	140.9
1604	2	400	342.8	57.2
1605	2	600	484.1	115.9
1606	2	400	332.4	67.6
1607	3	660	642	18
1609	3	600	503.1	96.9
1612	2	400	272.9	127.1
1613	2	600	561.5	38.5
1615	1	300	167.5	132.5
1616	2	400	312.9	87.1
1625	1	300	148.8	151.2
1640	2	600	531.8	68.2
1663	2	600	121.3	478.7
1704	3	600	572.4	27.6
1705	1	300	127.6	172.4
1707	2	400	205.9	194.1
1708	2	610	577.1	32.9
1709	3	900	619.8	280.2
1710	3	685	659.7	25.3
1711	2	600	517.4	82.6
1715	1	300	161.6	138.4
1717	2	600	543.4	56.6
1802	6	4240	1605.3	2634.7
1803	9	5300	3094.7	2205.3
1806	7	3470	824.1	2645.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.17 ได้แสดงข้อมูลของค่าความสามารถโดยรวมของโหลดบัส (TLBC) ข้อมูลของการใช้งานที่ตกลงกัน (Committed Uses) และ ข้อมูลความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (LBAC) นอกจากนี้ส่วนของค่า TLBC และ LBAC นั้นสามารถจัดอันดับได้ตามที่แสดงในรูปที่ 4.13 และ 4.14 ตามลำดับ โดยผลการศึกษาในรูป 4.13 แสดงให้เห็นว่าโหลดบัสหมายเลข 1803 มีค่า TLBC สูงสุดอยู่ที่ 5,300 MVA และค่าความสามารถต่ำสุดสำหรับโหลดบัสเหล่านี้คือ 300 MVA คือบัสหมายเลข 1615, 1625, 1705 และ 1725 และนอกจากนี้ผลการศึกษาในรูป 4.14 แสดงให้เห็นว่าค่า LBAC ของโหลดบัสหมายเลข 1806 มีความสามารถสูงสุดเท่ากับ 2645.9 MVA และ LBAC ต่ำสุดที่โหลดบัสหมายเลข 1601 ซึ่งมีค่าอยู่ 3.5 MVA



รูปที่ 4.13 การจัดลำดับค่าความสามารถโดยรวมของโหลดบัส (TLBC)



รูปที่ 4.14 การจัดลำดับค่าความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (LBAC)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จะเห็นได้ชัดเจนจากทั้งการระบุโหลดบัสวิกฤตและการคำนวณค่าความสามารถพร้อมมูล (LBAC) ว่ากลุ่มของการจัดลำดับของโหลดบัสวิกฤตที่วิกฤตสูงสุดเช่นโหลดบัสหมายเลข 1710, 1607, 1704, 1601 เป็นต้นดังที่แสดงในรูป 4.13 มีค่าความสามารถพร้อมมูล (LBAC) ต่ำสุดดังแสดงในรูปที่ 4.14 สิ่งนี้นำเสนอความสัมพันธ์ที่แข็งแกร่งระหว่างดัชนีทั้งสองที่เสนอนี้ ซึ่งเทคนิคที่เสนอทั้งสองนี้สามารถนำไปใช้เพื่อเพิ่มเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า โดยระบบไฟฟ้ากำลังสามารถจัดการและควบคุมระบบเพื่อลดความรุนแรงของภาวะการเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินของระบบภายใต้สถานการณ์การสูญเสียของกลุ่มโหลดบัส

ดังนั้น จากผลการศึกษานี้สามารถชี้ให้เห็นค่าความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัสของแต่ละโหลดบัสในพื้นที่ซึ่งเป็นข้อมูลที่จำเป็นและเป็นดัชนีที่สำคัญสำหรับวิศวกรควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อใช้ในการวางแผนในควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบในการรักษาและเพิ่มความสามารถในการรองรับการแปรปรวนของโหลดเช่น โหลดจากสถานีชาร์จไฟฟ้าในระบบ เพื่อรักษาความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง

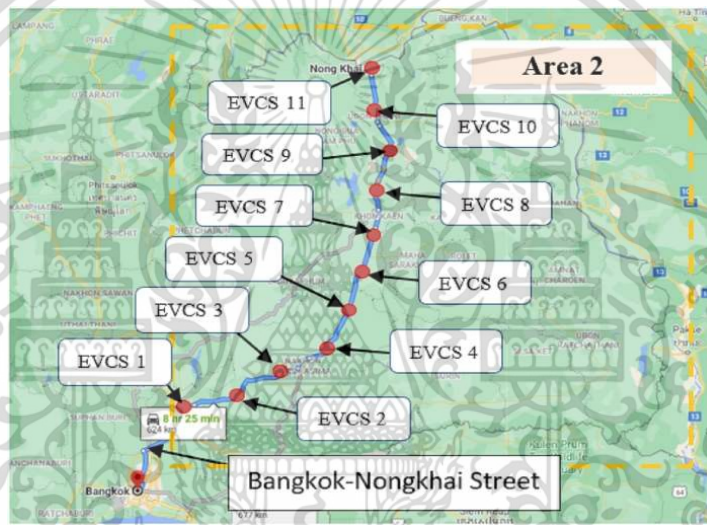
4.4 ผลการศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดโดยมุ่งเน้นกรณีการเพิ่มขึ้นของสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย และเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ

การศึกษาผลกระทบของสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า (EVCS) ต่อระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย วัตถุประสงค์ของการศึกษานี้คือการศึกษาผลกระทบเพื่อค้นหาโหลดของสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถเพิ่มได้และจัดอันดับพื้นที่วิกฤตภายใต้การเปลี่ยนแปลงโหลด EVCS โดยใช้เทคนิคการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำสำหรับการวางแผนเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนเวียนแบบกระจาย (DRG) เพื่อลดความแออัดของระบบ พื้นที่วิกฤตคือบัสหรืออุปกรณ์ที่ละเมิดขีดจำกัดการควบคุมระบบ ขีดจำกัดการควบคุมระบบประกอบด้วยขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้าและเปอร์เซ็นต์โหลดของอุปกรณ์ถ่ายโอนพลังงาน ซึ่งพื้นที่พื้นที่วิกฤตทั้งหมดมีความจำเป็นในการปรับปรุงความเสถียรของระบบและลดความแออัดของระบบเพื่อรองรับการขยายตัวของ EVCS ในการศึกษา EVCS ได้ศึกษาผลกระทบจากการติดตั้งบนถนนสายหลักในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ตั้งแต่กรุงเทพฯ ถึงจังหวัดหนองคาย ระยะทาง 624 กม. EVCS จะได้รับการติดตั้งทุก ๆ 50 กม. โดยมีทั้งหมด 11 สถานีโดยเชื่อมต่อกับสถานีย่อย 115 kV ในระบบ ผลการศึกษาผลกระทบพบว่าระบบเกิดปัญหาความแออัดของบัสวิกฤตทั้งหมด 12 บัสที่ระบบสายส่ง 115kV และอีก 1 บัสวิกฤตที่ระบบสายส่ง 230kV นอกจากนี้ยังมี 1 สายส่งที่ได้รับโหลดเกินพิกัดถึง 100 เปอร์เซ็นต์ที่ระบบสายส่ง 115kV เมื่อโหลดแต่ละสถานี EVCS เพิ่มขึ้นเป็น 30 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ผลการศึกษาพบว่าระบบสามารถลดความแออัดของพลังงานและการสูญเสียพลังงานของเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

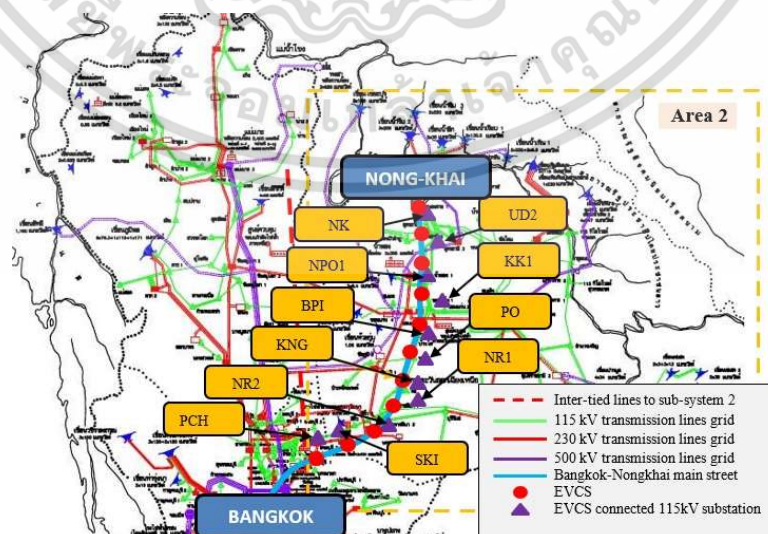
ระบบเมื่อติดตั้ง DRG ตาม巴士ที่วิกฤตและทำให้ระบบมีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้น โดยการติดตั้ง EVCS บนถนนสายดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังนี้

4.4.1 การติดตั้ง EVCS บนถนนสายกรุงเทพฯ ถึงจังหวัดหนองคาย

ในการศึกษานี้ได้มุ่งเน้นการศึกษาผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าต่อระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยโดยได้ติดตั้งสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าบนถนนสายหลักจากกรุงเทพมหานครถึงจังหวัดหนองคายซึ่งมีระยะทางทั้งหมด 624 km โดยระยะการติดตั้งของสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าจะติดตั้งทุกๆ 50 km ซึ่งมีทั้งหมด 11 สถานี ดังแสดงในรูปที่ 4.15 ซึ่งแต่ละสถานีจะเชื่อมต่อสถานีระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 115 kV ที่ใกล้เคียงโดยแผนภาพตำแหน่งสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้า 115kV สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.16



รูปที่ 4.15 ถนนสายหลักกรุงเทพมหานครถึงจังหวัดหนองคายและตำแหน่งสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า



รูปที่ 4.16 ตำแหน่งเชื่อมต่อสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าเข้ากับสถานีระบบส่งจ่ายระดับแรงดัน 115 kV

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.16 แสดงตำแหน่งสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 115kV โดยรายละเอียดของข้อมูลการเชื่อมต่อนั้นสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.18 ซึ่งในตารางที่นั้นได้ระบุชื่อสถานีไฟฟ้ากำลังย่อยที่เชื่อมต่อและความยาวของสายส่งที่เชื่อมต่อแต่ละสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าพร้อมปริมาณโหลดของแต่ละสถานี

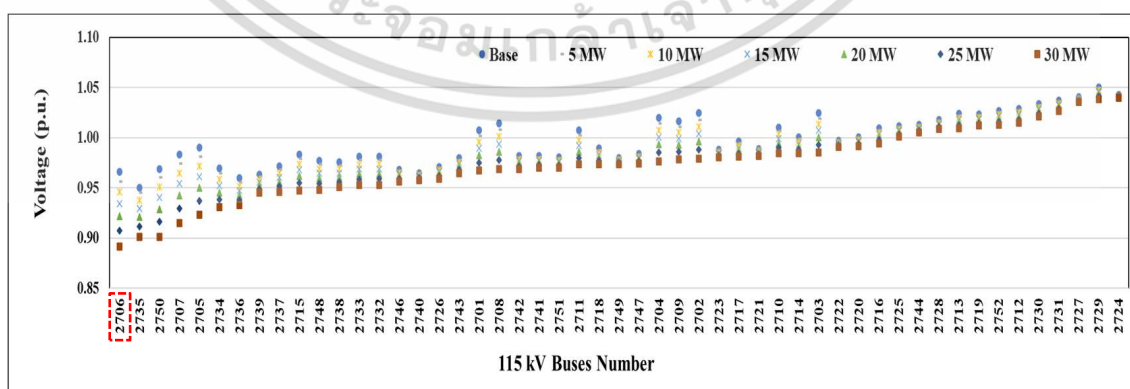
ตารางที่ 4.18 สถานีไฟฟ้า 115kV เชื่อมต่อสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้า

EVC Station	115 kV Substation	
	Name	No.
1	PCH	2701
2	SKI	2702
3	NR2	2703
4	NR1	2704
5	KNG	2708
6	PO	2709
7	BPI	2711
8	KK1	2712
9	NPO1	2730
10	UD2	2733
11	NK	2736

โดยผลการศึกษาสามารถแสดงได้ดังนี้

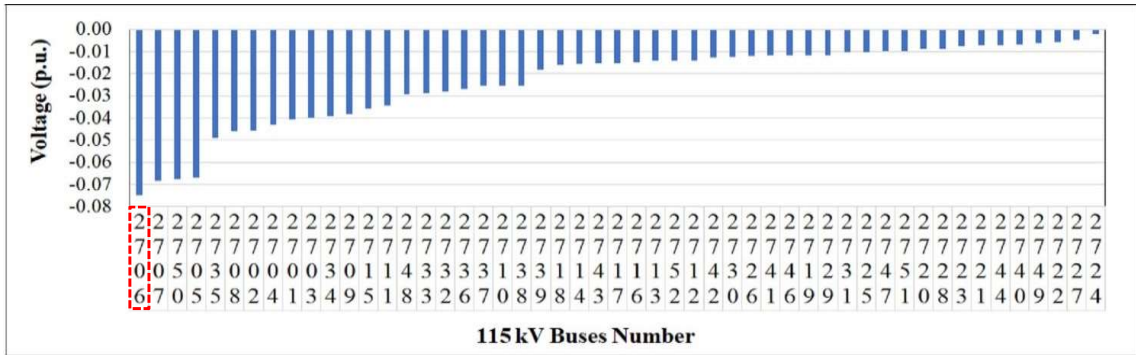
4.4.2 ผลการศึกษาผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง

ผลการศึกษาผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จากความเปลี่ยนแปลงโหลดของสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าสามารถแสดงได้ในรูปที่ 4.17-4.20

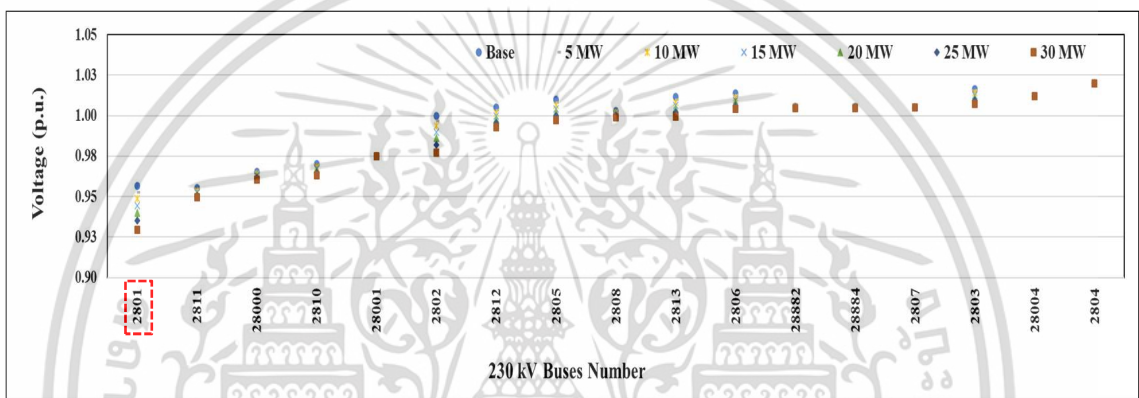


รูปที่ 4.17 การจัดอันดับบัสวิกฤตของระบบสายส่ง 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS

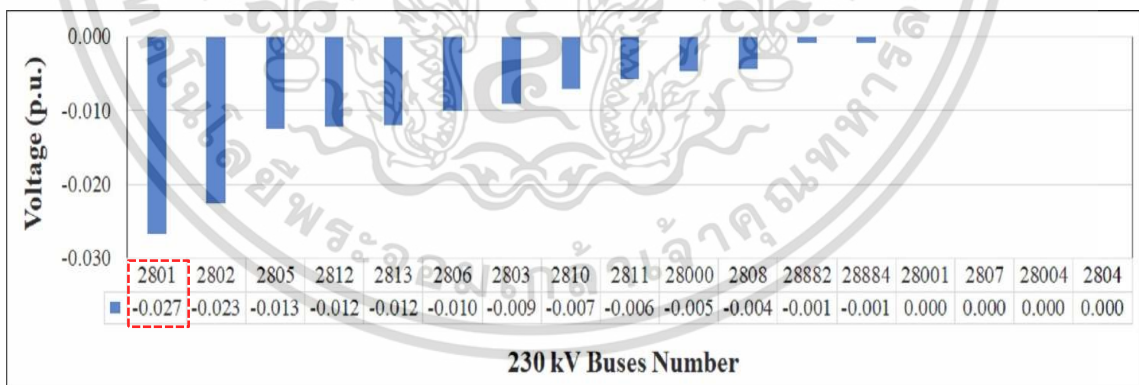
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.18 การจัดอันดับบัสแรงดันไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบสูงของระบบสายส่ง 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS



รูปที่ 4.19 การจัดอันดับบัสวิกฤตของระบบสายส่ง 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS



รูปที่ 4.20 การจัดอันดับบัสแรงดันไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบสูงของระบบสายส่ง 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS

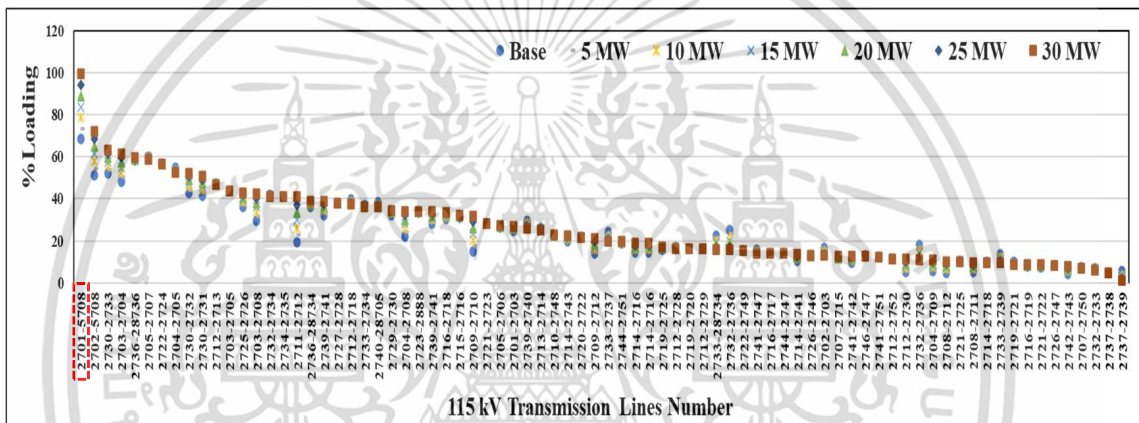
ผลการศึกษาพบว่าแต่ละสถานี ECVS สามารถเพิ่มโหลดได้เพียง 5 MW เมื่อตั้งค่าขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้าที่ 0.95-1.05 p.u และสามารถเพิ่มโหลดได้ถึง 30 MW เมื่อตั้งขีดจำกัดแรงดันไว้ที่ 0.90-1.10 p.u ของระบบสายส่ง 115kV ทำให้อุปกรณ์ในระบบละเมิดการควบคุมระบบ เมื่อพิจารณาการจัดอันดับบัสวิกฤตและอันดับบัสแรงที่ได้รับผลกระทบสูงของระบบสายส่ง 115 kV ดังแสดงในรูปที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ดูแลเห็นใบเซอร์ไอเซนตามกฤษฎี
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

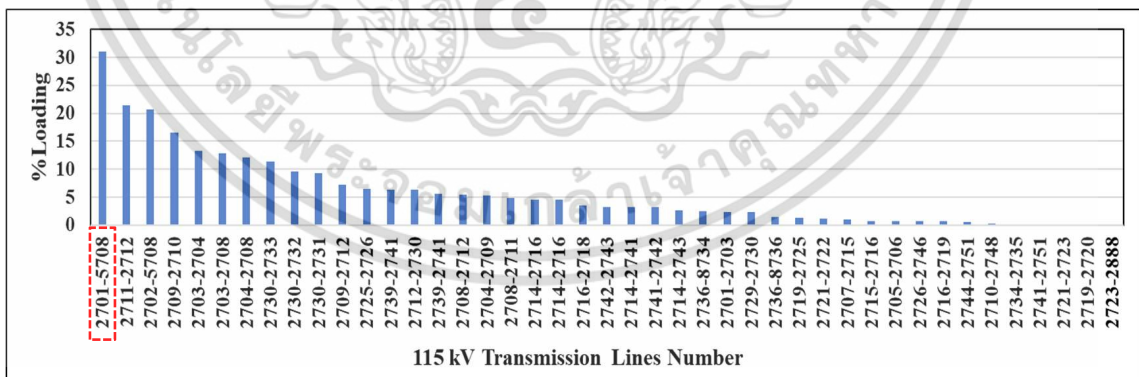
4.17 และ 4.18 พบว่าบัสแรงดันไฟฟ้าหมายเลข 2706 เป็นบัสวิกฤตแรงดันสูงสุดโดยแรงดันตกจาก 0.96 ถึง 0.89 p.u และมีอัตราการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าสูงสุดโดยอัตราการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าคือ -0.07 p.u ในระหว่างการโหลด EVCS นอกจากนี้ หากพิจารณาจากการจัดอันดับบัสวิกฤตและอันดับบัสที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของระบบสายส่ง 230 kV สามารถแสดงได้ดังแสดงในรูปที่ 4.19 และ 4.20 พบว่าบัสหมายเลข 2801 เป็นบัสวิกฤตแรงดันสูงสุดโดยแรงดันตกจาก 0.96 ถึง 0.932 p.u และอัตราการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าสูงสุดโดยมีอัตราการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าคือ -0.028 p.u ในระหว่างการโหลด EVCS

4.4.3 ผลการศึกษาผลกระทบต่อภาระโหลดของสายส่งในระบบไฟฟ้ากำลัง

ผลการศึกษาผลกระทบต่อ ภาระโหลดของสายส่งในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือจากความแปรปรวนของโหลด ECVS แสดงในรูปที่ 4.21-4.24

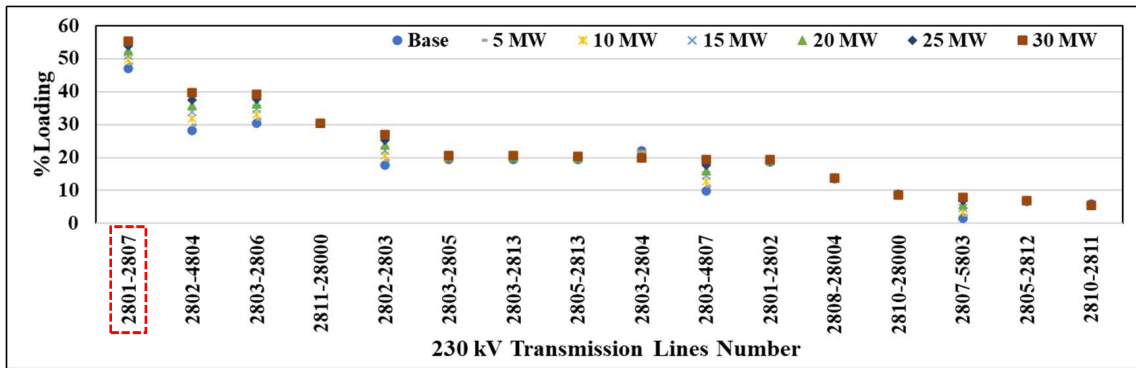


รูปที่ 4.21 ลำดับสายส่งที่ได้รับภาระโหลดสูงสุดของเครือข่าย 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS

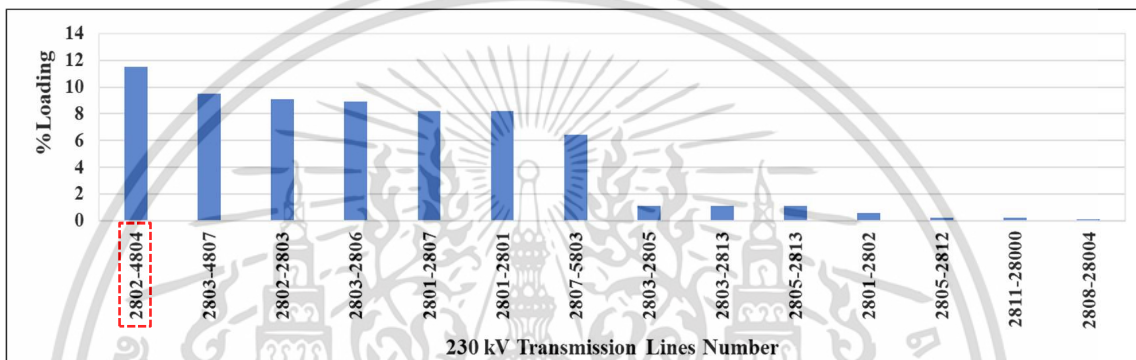


รูปที่ 4.22 ลำดับสายส่งที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของเครือข่าย 115 kV ระหว่างการโหลด EVCS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.23 ลำดับสายส่งที่ได้รับภาระโหลดสูงสุดของเครือข่าย 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS



รูปที่ 4.24 ลำดับสายส่งที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของเครือข่าย 230 kV ระหว่างการโหลด EVCS

ในภาวะเดียวกัน ECVS แต่ละสถานี สามารถเพิ่มโหลดได้เพียง 30 MW และทำให้อุปกรณ์ในระบบละเมิดการควบคุมของระบบ เมื่อพิจารณาอันดับสายส่งที่ได้รับภาระโหลดสูงสุดและอันดับสายส่งที่ได้รับผลกระทบสูงของระบบสายส่ง 115 kV ดังแสดงในรูปที่ 4.21 และ 4.22 พบว่าสายส่งหมายเลข 2701-5708 มีเปอร์เซ็นต์การโหลดสูงสุด โดยภาระโหลดเพิ่มขึ้นจาก 68.60 เป็น 100% และอัตราการเปลี่ยนแปลงของภาระโหลดสูงสุดโดยอัตราการเปลี่ยนแปลงคือ 31.4% ระหว่างการโหลด EVCS นอกจากนี้ หากพิจารณาอันดับสายส่งวิกฤตและอันดับสายส่งที่ได้รับผลกระทบสูงของระบบสายส่ง 230 kV ดังแสดงในรูปที่ 4.23 และ 4.24 พบว่าสายส่งหมายเลข 2801-2807 มีเปอร์เซ็นต์การโหลดสูงสุด โดยภาระโหลดเพิ่มขึ้นจาก 47.1 เป็น 55.3 % แต่สำหรับอัตราการเปลี่ยนแปลงภาระโหลดสูงสุดคือสายส่งหมายเลข 2808-2804 โดยมีอัตราการเปลี่ยนแปลงภาระโหลดอยู่ที่ 11.5% ระหว่างการโหลด EVCS

4.4.4 ผลการศึกษาการจัดอันดับบัสวิกฤตของระบบสายส่ง 115 kV

ผลการศึกษาชี้ให้เห็นว่าบัสแรงดันวิกฤตระบบสายส่ง 115 kV ภายใต้การละเมิดขีดจำกัดการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง ผลการศึกษาสามารถแสดงได้ในตารางที่ 4.19 ซึ่งผลในตารางพบว่ามี 12 บัสแรงดันวิกฤตของระบบสายส่ง 115 kV ขณะที่ ECVS โหลด 30MW ซึ่งมีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 p.u และบัสวิกฤตสูงสุดที่จะต้องปรับปรุงความเสถียรของแรงดันไฟฟ้าคือ บัสหมายเลข 2706

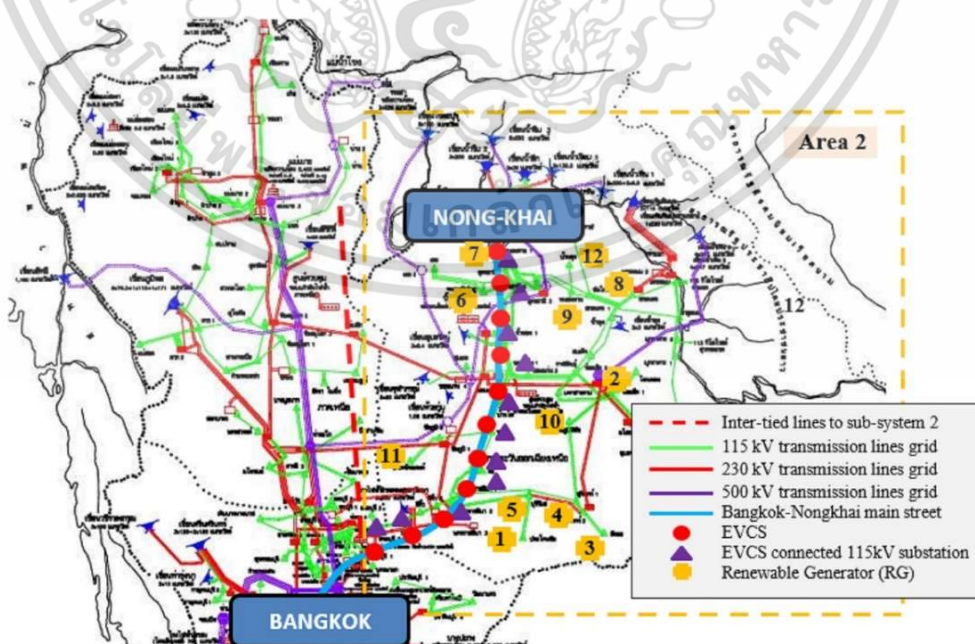
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.19 สถานีย่อย 115kV สำหรับเชื่อมต่อ DRG

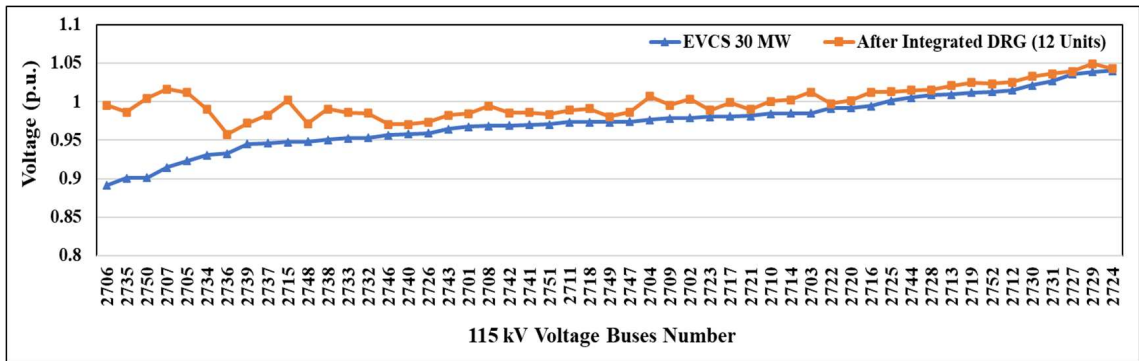
115 kV Substation			
No.	Number	Name	Voltage (p.u.)
1	2706	PKC	0.8912
2	2735	LE	0.9009
3	2750	SKA	0.9014
4	2707	SU	0.9148
5	2705	BR	0.9231
6	2734	NBL	0.9306
7	2736	NK	0.9328
8	2739	PHK	0.9451
9	2737	NH	0.9462
10	2715	PYK	0.9475
11	2748	BNN	0.9481
12	2738	BDG	0.9498

4.4.5 ผลการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลังติดตั้ง DRG ตามบัสวิกฤต

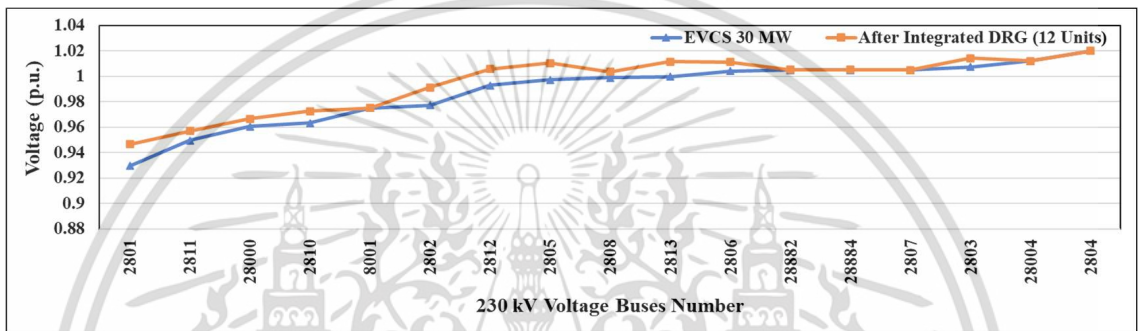
ผลการศึกษาได้เปรียบเทียบผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลังจากติดตั้ง DRG ตามลำดับบัสแรงดันวิกฤตดังแสดงในตารางที่ 4.17 โดยผลการศึกษาได้เน้นการเปรียบเทียบแรงดันบัสและภาระโหลดของสายส่งในระบบแรงดัน 115 kV และ 230 kV นอกจากนี้ในผลการศึกษาได้ทำการเปรียบเทียบการสูญเสียพลังงานในระบบ โดยตำแหน่งการเชื่อมต่อ DRG ในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.25 และผลการศึกษาสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.26-4.29



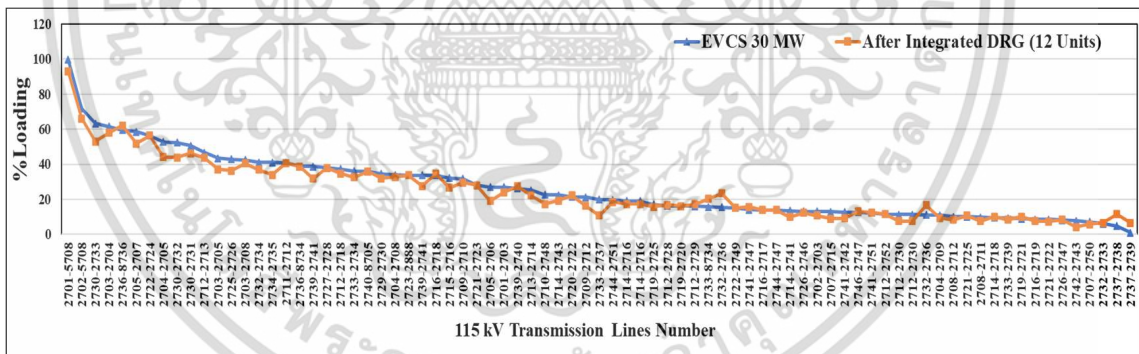
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้รูปที่ 4.25 ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DRG ในระบบไฟฟ้ากำลัง ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



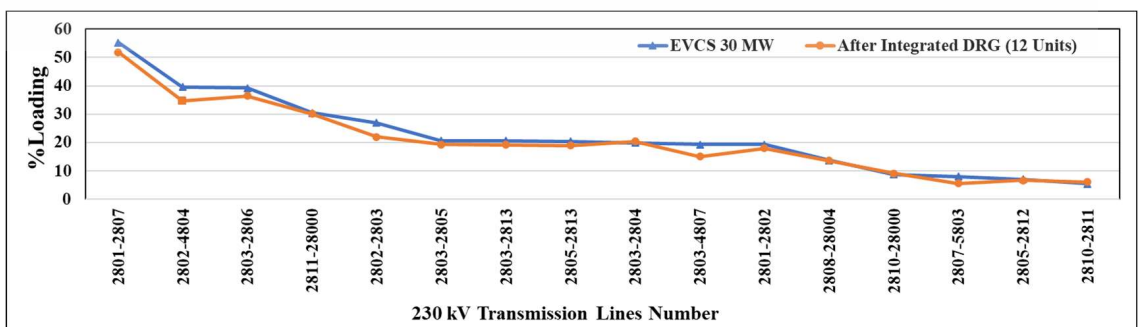
รูปที่ 4.26 รูปแบบแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง 115kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง



รูปที่ 4.27 รูปแบบแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง 230kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง



รูปที่ 4.28 รูปแบบภาระโหลดของระบบสายส่ง 115kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง

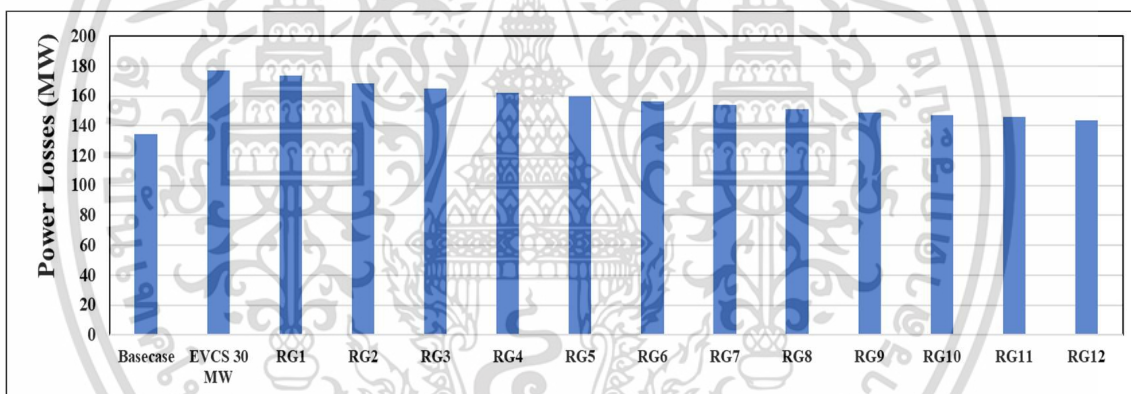


รูปที่ 4.29 รูปแบบภาระโหลดของระบบสายส่ง 230kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG 12 เครื่อง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรณีใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่ควรนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์อื่นนอกเหนือจากนี้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.26 แสดงรูปแบบแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง 115 kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG จำนวน 12 เครื่อง พบว่าแรงดันไฟฟ้าของบัสในระบบเพิ่มขึ้นและพบว่าบัสแรงดันไฟฟ้าวิกฤตทั้งหมดเพิ่มขึ้นมาโดยอยู่ในช่วงการควบคุมขีดจำกัดของระบบ โดยเฉพาะแรงดันของบัสหมายเลข 2706 เพิ่มขึ้นจาก 0.89 เป็น 1.0 p.u ซึ่งสามารถนำระบบกลับมาเป็นปกติได้ สำหรับรูปที่ 4.27 แสดงรูปแบบแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง 230 kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG จำนวน 12 เครื่องโดยพบว่าระดับแรงดันไฟฟ้าของบัสนั้นเพิ่มขึ้น จากรูปที่ 4.28 แสดงรูปแบบภาระโหลดของสายส่งของระบบสายส่ง 115 kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG จำนวน 12 เครื่องโดยพบว่า ภาระโหลดของสายส่งลดลง โดยเฉพาะสายส่งวิกฤตหมายเลข 2701-5708 ได้ลดลงจาก 100 เป็น 92.90% สำหรับรูปที่ 4.29 แสดงรูปแบบภาระโหลดของสายส่งของระบบ 230 kV หลังจากเชื่อมต่อ DRG จำนวน 12 เครื่องพบว่าภาระโหลดของสายส่งในระบบลดลง

นอกจากนี้ ผลการศึกษายังได้เปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงการสูญเสียพลังงานของระบบดังแสดงในรูปที่ 4.30 ในรูปพบว่าการสูญเสียพลังงานเพิ่มขึ้นจาก 134.42 เป็น 177.18 MW ภายใต้การโหลด EVCS ที่ 30 MW และหลังจากเชื่อมต่อ DRG ทั้ง 12 เครื่องพบว่าการสูญเสียพลังงานลดลงอย่างต่อเนื่องทุกครั้งที่เชื่อมต่อ DRG ตามการจัดอันดับบัสแรงดันไฟฟ้าวิกฤตโดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ลดลงจาก 177.18 เป็น 143.69 MW



รูปที่ 4.30 การเปลี่ยนแปลงการสูญเสียพลังงานของระบบก่อนและหลังการเชื่อมต่อ DRG จำนวน 12 เครื่อง

ดังนั้นจากผลการศึกษาผลกระทบจากการแปรปรวนของโหลดโดยได้มุ่งเน้นศึกษาผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดโดยเฉพาะสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าซึ่งมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในอนาคตสำหรับประเทศไทย ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของโหลดนั้นจะมีผลกระทบอย่างมากและมีรูปแบบการเปลี่ยนแปลงที่ไม่แน่นอนโดยเฉพาะช่วงวันหยุดยาว ซึ่งรูปแบบการเปลี่ยนแปลงโหลดจะไม่เหมือนรูปแบบโหลดในชว่เวลาปกติ นั้นหมายถึงจะมีปริมาณรถยนต์เดินทางออกจากกรุงเทพเพื่อเดินทางไปต่างจังหวัดค่อนข้างมาก ดังนั้นหากรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า (Electrical Vehicle :EV) เหล่านี้จะมีการใช้พลังงานไฟฟ้าค่อนข้างมากตามถนนสายหลัก ซึ่งถนนสายมิตรภาพ กรุงเทพถึงจังหวัดหนองคายนั้นก็เป็นถนนสายหลักในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งจากผลกระทบต่อความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าไหล (Power Flow Congestion) ซึ่งผลกระทบที่เกิดขึ้นนั้นเป็นสิ่งจำเป็นที่วิศวกรผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังต้องคำนึงถึง และในการควบคุมจะต้องคำนึงถึงค่าส่วนเพื่อในการรองรับ

เอกสารนี้เป็นลิขสิทธิ์ของกรมการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หากมีการนำเอกสารนี้ไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาตถือว่าผิดกฎหมาย
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โหลดของแต่ละสถานีและของแต่ละโหลดบัส โดยในการควบคุมต้องควบคุมกำลังไฟฟ้าไหลในระบบ อาจต้องควบคุมค่าส่วนเพื่อสำหรับโหลดบัสแต่ละสถานีไว้ที่ 20% ของค่าความสามารถในการรองรับ โหลดโดยรวม เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงโหลด ซึ่งนอกจากนี้ยังสามารถวางแผนในการลดผลกระทบ และเพิ่มความเสถียรภาพให้กับระบบได้โดยพิจารณาในการติดตั้งพลังงานทดแทนเพื่อรองรับการ เปลี่ยนแปลงโหลดในระบบ ซึ่งเทคนิคที่ใช้ในการเลือกพื้นที่ที่เหมาะสมพร้อมลำดับพื้นที่ในการติดตั้ง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนเพื่อลดผลกระทบที่เกิดขึ้นนั้น โดยในการศึกษาจะพิจารณา巴士ที่ วิกฤตด้านแรงดัน โดยจากผลการศึกษาพบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งตามลำดับพื้นที่ที่ได้แนะนำใน การศึกษานั้นสามารถช่วยรองรับการขยายตัวของสถานีชาร์จไฟฟ้าและยังสามารถช่วยยกระดับความ เสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้ากำลังได้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษาวิจัยและข้อเสนอแนะ

การศึกษานี้ได้นำเสนอการศึกษาผลกระทบและเทคนิคในการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินและการเปลี่ยนแปลงของโหลดเพื่อเพิ่มเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังนั้นได้นำเสนอในวารสารวิชาการและบทความต่างๆ ดังแสดงในภาคผนวก ข. และในการศึกษานี้สามารถสรุปผลการศึกษาโดยแบ่งตามหัวข้อได้ดังนี้

1. การศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งประกอบด้วยเทคนิคต่างๆ ดังนี้

1.1 เทคนิคการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ

1.2 เทคนิคการระบุสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น

2. การศึกษาผลกระทบและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้การเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งประกอบด้วยเทคนิคต่างๆ ดังนี้

2.1 เทคนิคการระบุข้อจำกัดที่สำคัญจากการปลดโหลดและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของบัสโหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า

2.2 การศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดโดยมุ่งเน้นกรณีการเพิ่มขึ้นของสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยและเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ

5.1 สรุปผลการศึกษาวิจัย

5.1.1 เทคนิคการจัดอันดับสถานะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อการปรับปรุงความมั่นคงของระบบ

เทคนิคการจัดอันดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินของระบบและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดเพื่อปรับปรุงความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลัง ขีดจำกัดการละเมิดในการศึกษานี้ได้เน้นไปที่ขีดจำกัดการละเมิดด้วยสองขีดจำกัด ประกอบด้วย ขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้า และขีดจำกัดภาระโหลด ซึ่งในการศึกษานี้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยเป็นระบบฐานในการศึกษา โดยผลการศึกษานี้สามารถแสดงให้เห็นว่า เทคนิคนี้สามารถจัดลำดับเหตุการณ์ฉุกเฉินได้ ซึ่งสามารถบอกได้ว่าอุปกรณ์ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าเครื่องไหนในระบบไฟฟ้ามีความสำคัญต่อการถ่ายโอนพลังงานในระบบ หากอุปกรณ์นั้นถูกปลดออก ซึ่งพิจารณาจากจำนวนบัสหรืออุปกรณ์ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่เกินขีดจำกัดการควบคุม การจัดอันดับภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินในการศึกษานี้ได้พิจารณาจาก จำนวนการละเมิดเปอร์เซ็นต์ภาระโหลด แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด และแรงดันไฟฟ้าสูงสุด

นอกจากนี้ ในการศึกษานี้สามารถระบุได้ว่าบัสใดที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด หรือสายส่งใดที่ได้รับภาระโหลดสูงสุดในแต่ละกรณีศึกษา สำหรับการศึกษานี้เปรียบเทียบได้การกำหนดขีดจำกัดการละเมิดของระบบออกเป็นสองช่วงการควบคุม สำหรับการศึกษานี้เปรียบเทียบ ผลการวิจัยพบว่าจำนวนบัสและสายส่งที่ละเมิดจะขึ้นอยู่กับข้อกำหนดช่วงการควบคุมของการละเมิดของระบบ ไม่ว่าจะเป็นกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้ากำลัง ซึ่งหากระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยจำเป็นต้องศึกษาและปรับปรุงให้มีความมั่นคงสูง ก็สามารถกำหนดขอบเขตช่วงการละเมิดให้แคบลงได้ การตั้งค่าช่วงขีดจำกัดการละเมิดที่แคบสามารถค้นหาพื้นที่วิกฤตได้เพิ่มขึ้นเพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับแผนการปรับปรุงความมั่นคง หากระบบที่มีความยืดหยุ่นสูงสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้กว้าง ก็สามารถกำหนดช่วงขีดจำกัดการละเมิดกว้างขึ้นได้ ดังนั้นเทคนิคนี้สามารถนำไปใช้เพื่อกำหนดแผนการปรับปรุงความมั่นคงเพื่อการปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้ากำลัง

5.1.2 เทคนิคการระบุสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น

การกำหนดการจัดระบบและพื้นที่ที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัว (DRG) เข้าในระบบกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ นั้น ซึ่งในการศึกษานี้สามารถทำให้ระบบนั้นมีความมั่นคงเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณของบัสที่เกิดแรงดันวิกฤต (CVB) และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบก็ลดลงเมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์แบบกระจายตัวตามแผนการจัดระเบียบพื้นที่ด้วยวิธีที่นำเสนอ ซึ่งนั่นหมายความว่าระบบมีการทำงานที่มีความยืดหยุ่นสูงสามารถรองรับได้ทั้งกรณี การเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการของโหลด, การลดกำลังผลิตในระบบและการเกิดเหตุการณ์ไม่คาดคิด (n-1) ในระบบ นอกจากนี้วิธีการนี้สามารถจัดระเบียบลำดับความสำคัญของพื้นที่ในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัว (DRG) เข้ามาในระบบโดยแบ่งออกเป็น 5 พื้นที่ลำดับความสำคัญ และยังสามารถนำไปช่วยจัดการในการวางแผนงานของแผนพัฒนากำลังการผลิต (PDP) เพื่อยกระดับความเสถียรภาพของระบบได้

5.1.3 เทคนิคการระบุบัสโหลดที่สำคัญจากการปลดโหลดและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของบัสโหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้า

การศึกษานี้ได้อธิบายเทคนิคใหม่ 2 เทคนิคสำหรับการกำหนดพื้นที่หรือโหลดบัสวิกฤตและการคำนวณค่าความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัส (LBAC) เพื่อปรับปรุงความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งได้นำแบบแผนการปลดโหลด (Load shedding) เป็นแบบแผนในการใช้เพื่อการวิเคราะห์ระดับความรุนแรงภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉินของระบบเพื่อนำไปจัดลำดับโหลดบัสวิกฤต ซึ่งเทคนิคการคำนวณค่าความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัสได้พิจารณาความสามารถพร้อมมูลของสายส่งที่เชื่อมต่อกับโหลดบัส ซึ่งโหลดบัสวิกฤตและค่าความสามารถพร้อมมูลของโหลดบัสนั้นจะมีความสัมพันธ์ที่แข็งแกร่ง ซึ่งผลการค้นหานี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการปรับความเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลังได้

5.1.4 การศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดโดยมุ่งเน้นกรณีการเพิ่มขึ้นของสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยและเทคนิคลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ

การศึกษผลกระทบของสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าต่อระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย และการเชื่อมต่อ DRG เพื่อลดปัญหาความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้น EVCS ในอนาคต วัตถุประสงค์ของการศึกษานี้คือการศึกษาผลกระทบภายใต้การโหลด EVCS เพื่อกำหนดปริมาณโหลด EVCS สูงสุดและจัดอันดับพื้นที่วิกฤตโดยใช้เทคนิคการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำสำหรับการวางแผนการเชื่อมต่อ DRG เพื่อลดความหนาแน่นของระบบและเพิ่มความมั่นคงของระบบ โดยในการศึกษานี้ได้มุ่งเน้นการศึกษาผลกระทบจากกรณีติดตั้ง EVCS บนถนนสายหลักในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย โดยถนนสายหลักในการศึกษาคือ ถนนสาย

เอกสาร
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กรุงเทพฯ-หนองคาย ซึ่งมีความยาว 624 กม. EVCS โดยติดตั้งทุก ๆ 50 กม. โดยรวม 11 สถานี ซึ่งการเชื่อมต่อ EVCS จะทำการเชื่อมต่อเข้าที่สถานีย่อย 115 kV ของระบบสายส่ง 115 kV ที่อยู่ใกล้เคียง โดยผลการศึกษามุ่งเน้นไปที่การพิจารณาขีดความสามารถสูงสุดของการโหลดของ EVCS ที่ค่าขีดจำกัดด้านแรงดันและภาระโหลดต่างๆ โดยการศึกษาได้ทำการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าและภาระโหลดของสายส่งที่เปลี่ยนแปลงระหว่างการโหลด EVCS รวมถึงค้นหาข้อจำกัดสำหรับการวางแผนการเชื่อมต่อ DRG และการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ โดยผลการศึกษาพบว่าขีดความสามารถในการเพิ่มโหลดของแต่ละสถานี EVCS สามารถเพิ่มโหลดได้เพียง 5 MW เมื่อตั้งค่าขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้าที่ 0.95-1.05 p.u และสามารถเพิ่มโหลดขึ้นอีก 30 MW เมื่อตั้งขีดจำกัดแรงดันไว้ที่ 0.90-1.10 p.u ของระบบสายส่ง 115kV ซึ่งเป็นเหตุให้ระบบไฟฟ้าเกิดความไม่เสถียรภาพ และขณะเดียวกันนี้ ผลการศึกษาสามารถค้นหาข้อจำกัดแรงดันวิกฤต 12 ตัวสำหรับการรวม DRG นอกจากนี้ ผลการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าของบัสแรงดันวิกฤตเพิ่มขึ้นและภาระโหลดของสายส่งวิกฤตลดลง พร้อมการสูญเสียพลังงานในระบบได้ลดลงอย่างต่อเนื่องทุกๆ การเชื่อมต่อ DRG ตามการจัดอันดับพื้นที่วิกฤต นอกเหนือจากวัตถุประสงค์แล้ว ข้อมูลผลการศึกษาสามารถนำไปใช้กับแผนพัฒนากำลังผลิตของประเทศไทย (PDP) เพื่อกำหนดพื้นที่เชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมในอนาคตเพื่อปรับปรุงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยได้

5.2 ข้อเสนอแนะ

การศึกษาลักษณะและการจัดการความหนาแน่นของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ภาวะเหตุการณ์ฉุกเฉิน ด้วยเทคนิคต่างๆ ที่ในงานศึกษาวิจัยนี้ได้นำเสนอไปนั้นจะไม่เฉพาะเจาะจงการใช้กับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยเท่านั้น แต่สามารถใช้ได้กับทุกๆ ระบบไฟฟ้ากำลัง โดยเทคนิคการจัดอันดับสภาวะฉุกเฉินและระบุพื้นที่วิกฤตโดยใช้ขีดจำกัดการละเมิดนั้นเหมาะสำหรับการค้นหาและลำดับพื้นที่วิกฤตเบื้องต้นได้อย่างรวดเร็วเพื่อการปรับปรุงและป้องกันความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าสำหรับเทคนิคการระบุสถานที่ที่เหมาะสมสำหรับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนแบบกระจายนั้นมีเป้าหมายเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ซึ่งสามารถนำไปประยุกต์ใช้ร่วมกับการจัดแผนการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าต่างๆ โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าในกลุ่มพลังงานทดแทนที่มีกำลังผลิตที่ค่อนข้างสูงเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อระบบไฟฟ้ากำลัง ในส่วนของเทคนิคการระบุบัสโหลดที่สำคัญจากการปลดโหลดและการคำนวณความสามารถที่มีอยู่ของบัสโหลดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของระบบไฟฟ้านั้นสามารถนำหลักการการศึกษาลักษณะผลกระทบจากการที่กลุ่มโหลดถูกปลดออกซึ่งในผลการศึกษาได้พิจารณาเพียงพื้นที่ที่ 1 เท่านั้น โดยสามารถนำหลักการที่ได้นำเสนอไปประเมินในพื้นที่อื่นๆ โดยปริมาณโหลดในแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทย นั้นสามารถแสดงได้ในภาคผนวก ก. เพื่อนำไปศึกษาวางแผนการป้องกันและจัดการความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบได้

นอกจากนี้ในการศึกษายังได้พิจารณาผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงกลุ่มโหลดที่สำคัญโดยได้ศึกษากรณีการเปลี่ยนแปลงโหลดของสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ซึ่งได้พิจารณาผลการติดตั้งสถานีขาร์จรถยนต์ไฟฟ้าบนถนนสายหลักในภาคตะวันออกเฉียงเหนือจากกรุงเทพมหานครถึงจังหวัดหนองคาย และยังได้นำเสนอแนวทางการป้องกันเพื่อลดความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบ โดยการนำเสนอแผนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มพลังงานทดแทนภายใต้การพิจารณาพื้นที่วิกฤตด้านแรงดันต่ำ โดยหลักการนี้สามารถนำไปออกแบบแผนการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังจากการเพิ่มขึ้นของสถานีขาร์จไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้าในพื้นที่ต่างๆ ได้เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการจัดการความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบและรองรับการขยายตัวในการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในประเทศไทยในอนาคตและเพื่อเป็นการวางแผนปรับปรุงความเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทย การขยายตัวในการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในประเทศไทยหากเราพิจารณาแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของปริมาณรถยนต์ไฟฟ้าในประเทศไทยนั้น พบว่ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมากโดยพิจารณาได้จาก กลุ่มอุตสาหกรรมยานยนต์ สมาคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (ส.อ.ท.) ได้เปิดเผยถึงตลาดรถยนต์ไฟฟ้า (EV) ในไทยโดยคาดว่าจะเติบโตแบบทวีคูณในช่วงปี 2564-2566 จากแรงหนุนสำคัญ 3 ด้าน ประกอบไปด้วย ราคารถยนต์ไฟฟ้าที่ลดลง สถานีชาร์จไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และการสนับสนุนการลงทุนผลิตรถยนต์ไฟฟ้าจากรัฐบาล ประกอบกับการประชุมคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ (บอร์ด อีวี) ได้มีการกำหนดทิศทางการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า ด้วยการลดการใช้รถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปไปสู่รถยนต์ไฟฟ้า (EV) เพื่อก้าวเข้าสู่สังคมคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Society) และการเป็นฐานการผลิตยานยนต์ไฟฟ้าและชิ้นส่วนที่สำคัญของโลก นอกจากนี้กระทรวงพลังงานเตรียมนำเสนอแผนพลังงานแห่งชาติ (National Energy Plan) ต่อที่ประชุม กพข. พิจารณารอบแนวทางดำเนินนโยบายด้านพลังงานของประเทศไทยในอนาคต ซึ่งจะสอดคล้องกับทิศทางพลังงานของโลกที่ให้ความสำคัญกับภาวะโลกร้อน ด้วยการกำหนดเป้าหมายลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อก้าวสู่การปล่อยสุทธิเป็นศูนย์ (Carbon Neutral) สำหรับการจัดทำแผนพลังงานแห่งชาติ (National Energy Plan) นั้น เป็นการนำแผนพลังงานต่างๆ ทั้ง 5 แผน ซึ่งประกอบด้วย แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP) แผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan) ที่มีอยู่มารวมกันไว้ภายใต้แผนเดียว โดยในเบื้องต้นแผนพลังงานของประเทศไทยจะต้องปรับเพิ่มเป้าหมายส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น อีกทั้งกลุ่ม บีโอไอ มุ่งสร้าง Ecosystem “ยานพาหนะไฟฟ้า” เปิดให้การส่งเสริมครบวงจร โดยอุตสาหกรรมยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) เป็นหนึ่งในอุตสาหกรรมเป้าหมายในกลุ่ม S-Curve ที่ไทยต้องการขับเคลื่อนไปพร้อมกับการรักษาสถานะเป็นฐานการผลิตยานยนต์และชิ้นส่วนสำคัญในภูมิภาคตามยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี โดยรัฐบาลมีเป้าหมายผลิตยานยนต์ไฟฟ้าให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 30 ของปริมาณการผลิตรถยนต์ทั้งหมดในแต่ละปี หรือ 7.5 แสนคัน ภายในปี พ.ศ. 2573 ซึ่งจะเห็นได้ว่าแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของปริมาณรถไฟฟ้านั้นมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมากแต่สิ่งที่ตามมาด้วยคือสถานีชาร์จไฟฟ้าซึ่งรูปแบบการอัดประจุไฟฟ้า สำหรับยานยนต์พลังงานไฟฟ้าแบ่งได้เป็น

1. Home EV Charger ยานยนต์ไฟฟ้าโดยทั่วไป จะมีเครื่องชาร์จแบบพกพา (Portable EV Charger) ติดมาให้ด้วย โดยสามารถใช้กับเต้าเสียบตามบ้านได้ โดยเวลาในการชาร์จประมาณ 6 – 8 ชม. ได้เต็มความจุของแบตเตอรี่

2. Normal Charge เป็นลักษณะ Charging Station ประเภทหนึ่ง ที่ต้องใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีกำลังวัตต์มากขึ้นในการอัดประจุไฟฟ้าให้แก่ยานยนต์ไฟฟ้า โดยใช้เวลาในการชาร์จแต่ละครั้ง 4 – 6 ชั่วโมง ได้เต็มความจุของแบตเตอรี่ 100%

3. Quick Charge เป็น Charging Station ที่สามารถอัดประจุไฟฟ้าให้กับยานยนต์ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วถึง 80% โดยใช้เวลาเพียงครึ่งชั่วโมงในการชาร์จในแต่ละครั้ง

จะเห็นได้ว่าการเพิ่มขึ้นของสถานีชาร์จไฟฟ้าประกอบกับความสามารถในการประจุไฟฟ้า โดยเฉพาะแบบ Quick Charge ก็อย่างยิ่งส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังหากมีการใช้ปริมาณไฟฟ้า

เอกสารข้างสูงเอกสารที่ส่งวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้นการศึกษาผลกระทบต่อความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังนั้นโดยเฉพาะพื้นที่วิกฤตด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำภายใต้ผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของสถานีชาร์จไฟฟ้า (EVCS) จึงมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งต่อการวางแผนปรับปรุงความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง และขณะเดียวกันหากเราพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) พ.ศ. 2561-2580 นั้นมีกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ประเภทโรงไฟฟ้าโดยเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) อยู่ที่ 20,766 MW ซึ่งจะเห็นได้ว่ามีปริมาณกำลังผลิตค่อนข้างสูง ดังนั้นจากปริมาณโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าว หากมีการกำหนดพื้นที่ในการติดตั้งที่เหมาะสมโดยสอดคล้องกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตก็จะส่งผลให้ระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้น ซึ่งผลกระทบที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นของโหลดโดยเฉพาะจากสถานีชาร์จไฟฟ้าก็เป็นหนึ่งของปัญหาที่สามารถส่งผลกระทบต่อความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังได้เช่นเดียวกัน และการศึกษาวิจัยนี้สามารถใช้เป็นแนวทางในการศึกษาถึงผลกระทบต่อความเสถียรภาพในการกำหนดพื้นที่วิกฤตด้านแรงดันไฟฟ้า และใช้เป็นแนวทางในการจัดการแผนการติดตั้งโรงไฟฟ้าใหม่ โดยเฉพาะกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มเข้ามาในระบบไฟฟ้ากำลังให้มีประสิทธิภาพสูงสุด และนอกจากนี้ยังสามารถใช้เป็นแนวทางในการศึกษาวางแผนจัดการความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าในระบบเพื่อช่วยให้ระบบไฟฟ้ากำลังมีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้น

เอกสารอ้างอิง

- [1] Abdulrazzaq A. A., “Contingency ranking of power systems using a performance index”, International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), Vol.2, May.2015.
- [2] Adebayo I. and Sun Y. , “New Performance Indices for Voltage Stability Analysis in a Power System,” Energies, 2017.
- [3] Althowibi F.A. and Mustafa M.W., “Power System Voltage Stability: Indications, Allocations and Voltage Collapse Predictions,” International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering Vol. 2, Issue 7, July 2013, pp. 3138-3152.
- [4] Chaisit W. , Narumon W. , Churirut B. ,Chivalai T. ,and Chai C., “A Novel Transmission Line’s ATC Assessment Method by Considering the Generation Dispatch Limit (GDL) and Renewable Generation Capacity with Power Flow Sensitivity Analysis”, International Journal of Intelligent Engineering and Systems, Vol.12, pp.179-189, 2019.
- [5] Chompoo-inwai C., Lee W.J., Fuangfoo P., Williams M. ,and Liao J.R., “System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System”, IEEE Transactions on industry applications, Vol.41, No.1, 2005.
- [6] Chompoo-inwaiC. , Yingvivatanapong C.,Fuangfoo P. ,and Lee W.J., “Transmission Congestion Management during Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand”, IEEE Transaction on Industrial Application, Vol. 43, pp.1483–1490, 2007.
- [7] Daram S. B. , Venkataramu P.S. and Nagaraj M.S, “Performance Index Based Contingency Ranking under Line Outage Condition Incorporating IPFC,” International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT), 2016, pp.2258-2593.
- [8] Deb S. , Kalita K., and Mahanta P., “Review of Impact of Electric Vehicle Charging Station on the Power Grid”, In: Proc. of International Conference on Technological Advancements in Power and Energy, Kollam, India, 2017.
- [9] Dela Cruz E. F., Mabalot A. N.,Marzo Michael R. C. , Pacis C. and Tolentino J. H. S. , “Algorithm Development for Power System Contingency Screening and Ranking using Voltage-Reactive Power Performance Index,” IEEE Region 10 Conference (TENCON), 2016, pp. 2232-2235.
- [10] Energy Policy and Planning Office Ministry of Energy, Thailand Power Development Plan, 2018.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [11] Khan W., Ahmad F. ,and Alam M. S. , “Fast EV Charging Station Integration with Grid Ensuring Optimal and Quality Power Exchange”, Engineering Science and Technology, an International Journal, Vol.22, pp.143-152, 2019.
- [12] Kumar U. ,Reddy H.R.S., “Contingency Ranking in Modern Power System by Exact and Precise Method”, International journal of innovative research in electrical, electronics, instrumentation and control engineering, Vol. 3, Issue 5, May 2015.
- [13] Kundur P., Balu N. J., and Luuby M. G. , Power System Stability and Control, 1994.
- [14] Nanrani S.P. and Bhat Dr. S.S. , “Power System Security Assessment using Ranking based on Combined MW-Chaotic Performance Index,” IEEE, 2015.
- [15] North American Electric Reliability Council (NERC), Available Transfer Capability Definitions and Determination, NERC Report, 1996.
- [16] Oliveira W. D. ,Vieira J. P. A. , Bezerra U. H. , Martins D. A. and Rodrigues B. D. G. , “Power system security assessment for multiple contingencies using multiway decision tree”, Electric Power Systems Research, Vol.148, 2017, pp.264-272.
- [17] Ramandip Singh Er. , Jaspreet Singh Er. and Singh R., “Power System Security Using Contingency Analysis for Distributed Network,” International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), Vol. 2, 2013, pp.1256-1261.
- [18] Sheshagiri M. and Sanker ram Dr. B. V., “Total Transfer Capability Calculation Using Repeated Power Flow Method”, International Journal of Engineering Development and Research, Vol. 6, pp. 1-5, 2018.
- [19] Sivasatyanarayana M. ,Rajasekhar Goud L. and Amarnath J., “Available Transfer Capability (ATC) Under Deregulated Power Systems,” International Journal of Engineering and Management Research, Volume-4, April, 2014, pp.253-258.
- [20] Tella T. G. , SITATI S. and NYAKOE G. N. , “Finding and Ranking Load Bus Voltage Stability Severity Indexes Due to Load Reactive Power Changing Using User-Defined and Modified Voltage Stability Indices”, International Journal of Power Systems, Volume 2, 2017, pp.33-41.
- [21] Wannoi C. , Khumdee A. , Wannoi N. and Chompoo-inwai C., “An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System using Repeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit”, Procedia Computer Science, Vol.86, 2016 pp.357–360.
- [22] Wannoi C. , Wannoi N. ,and Chompoonwai C. , “An Impact Study and Operation Recommendation in Peak Load Period after Solar Power Integration to Northeastern Power System in Thailand”, International Conference on Electrical Engineering, 2015.

- [23] Zhou Q., Li X., Liao J., and Xiong T., “Power Failure Risk Assessment and Management based on Stochastic Line Failures in Distribution Network Including Distributed Generation”, IEEJ Transaction on Electrical and Electronic Engineering, 2018, pp. 1303-1312.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก.

โหลดของแต่ละสถานีย่อยในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทย ปรับปรุงในปี 2019

ในการศึกษาวิทยานิพนธ์นี้ได้อ้างอิงโหลดของแต่ละสถานีย่อยในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2019 ในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2018 ในการศึกษาและประเมินค่าโดยสามารถแสดงค่าไว้ในตารางดังต่อไปนี้

ตาราง โหลดของแต่ละสถานีย่อยในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2019 ในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2018

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
1012	SB-T2	1	Closed	11.71	11.52	16.43
1032	SB-C22	1	Closed	11.16	24.74	27.14
1601	NB-1236	1	Closed	588.1	175.94	613.85
1602	LPR-12	1	Closed	323.81	75.56	332.51
1603	BK-12	1	Closed	255.27	108.91	277.53
1604	BPL-1467	1	Closed	339.23	81.49	348.88
1605	SB-12	1	Closed	448.8	199.36	491.08
1606	STB-12	1	Closed	321.81	152.82	356.25
1607	BN-2378	1	Closed	573.99	280.58	638.89
1609	RS-1247	1	Closed	275.85	152.34	315.12
1612	LPR-34	1	Closed	269.07	84.28	281.96
1613	BK-34	1	Closed	517.31	209.09	557.97
1615	SB-4	1	Closed	167.03	55.84	176.12
1616	STB-34	1	Closed	309.55	146.93	342.65
1625	SB-5	1	Closed	148.26	55.24	158.22
1640	RPS-12	1	Closed	444.6	185.29	481.67
1663	TPR-34	1	Closed	120.07	49.83	130
1704	BPL-235	1	Closed	650.07	285.16	709.86
1705	SB-3	1	Closed	126.12	67.78	143.18
1707	BN-46	1	Closed	205.46	13.81	205.92

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้เฉพาะเพื่อการศึกษานี้ ไม่สามารถเผยแพร่ไปให้ผู้อื่นโดยเด็ดขาด

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
1708	SNO-12	1	Closed	249.44	177.73	306.29
1709	RS-568	1	Closed	95.12	28.36	99.26
1710	NCO-456	1	Closed	614.39	364.68	714.47
1711	ON-1	1	Closed	354.89	99.86	368.67
1715	SB-6	1	Closed	160.52	52.06	168.75
1717	CHW-12	1	Closed	532.34	198.28	568.07
1763	TPR-12	1	Closed	354.72	207.28	410.85
1802	LPR	1	Closed	367.49	101.37	381.21
1803	BK	1	Closed	443.4	39.3	445.13
1806	STB	1	Closed	511.33	244.81	566.91
2201	PCH-1	2	Closed	28.15	14.78	31.8
2202	PCH-2	2	Closed	34.29	12.68	36.56
2203	SKI-1	2	Closed	24.81	10.31	26.87
2204	SKI-2	2	Closed	21.74	12.4	25.03
2205	NR2-1	2	Closed	34.99	16.31	38.6
2206	NR2-2	2	Closed	42.79	21.33	47.81
2207	NR1-1	2	Closed	49.06	26.06	55.56
2208	NR1-2	2	Closed	46.83	23.84	52.55
2209	BR-1	2	Closed	33.45	16.31	37.22
2210	BR-2	2	Closed	37.91	15.75	41.05
2211	PKC-1	2	Closed	16.9	11.06	20.2
2212	KK1-1	2	Closed	31.92	4.88	32.29
2213	SU-1	2	Closed	41.54	20.07	46.13
2214	SU-2	2	Closed	35.68	14.22	38.41
2215	KNG-1	2	Closed	11.29	6.13	12.85
2216	KNG-2	2	Closed	22.72	10.31	24.95
2217	PO-1	2	Closed	10.87	5.02	11.97
2218	PO-2	2	Closed	14.5	7.25	16.21
2219	CYP-1	2	Closed	38.11	11.99	39.95
2220	CYP-3	2	Closed	35.13	12.82	37.39

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่ไปยังบุคคลอื่นได้

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
2221	BPI-1	2	Closed	38.61	15.61	41.64
2222	KKU-1	2	Closed	11.85	7.11	13.82
2223	KK1-2	2	Closed	34.57	8.08	35.5
2224	KK1-6	2	Closed	17.98	3.76	18.37
2225	KK2-1	2	Closed	35.68	11.29	37.43
2226	KK2-2	2	Closed	28.85	5.3	29.33
2227	KL-1	2	Closed	27.32	8.08	28.49
2228	KL-2	2	Closed	26.9	11.15	29.12
2231	RE-1	2	Closed	17.7	9.06	19.88
2232	RE-2	2	Closed	29.83	15.75	33.73
2233	POT-1	2	Closed	17.56	0.28	17.56
2234	POT-2	2	Closed	16.59	5.02	17.33
2235	MK-1	2	Closed	28.71	9.62	30.28
2236	MK-2	2	Closed	31.5	15.75	35.22
2237	YT-1	2	Closed	28.43	14.78	32.04
2238	YT-2	2	Closed	28.15	7.95	29.25
2239	SS-1	2	Closed	24.39	11.43	26.94
2240	SS-2	2	Closed	28.43	8.64	29.72
2241	UB1-1	2	Closed	17.84	7.53	19.36
2242	UB1-2	2	Closed	26.9	13.24	29.98
2243	AN-1	2	Closed	16.17	3.62	16.57
2244	AN-2	2	Closed	19.79	4.04	20.2
2247	UB2-1	2	Closed	15.89	3.35	16.24
2248	PYK-2	2	Closed	38.05	9.2	39.15
2251	MD1-1	2	Closed	12.68	5.58	13.85
2252	MD1-2	2	Closed	12.4	5.44	13.54
2254	TH-2	2	Closed	16.86	3.9	17.31
2255	CPA-1	2	Closed	19.65	10.18	22.13
2256	CPA-2	2	Closed	19.51	7.81	21.02
2257	BNN-1	2	Closed	24.25	14.22	28.11

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษา ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่ภายนอกได้

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
2258	BNN-2	2	Closed	13.38	10.31	16.89
2259	NPO1-1	2	Closed	13.66	6.83	15.27
2261	KTL-1	2	Closed	21.19	4.32	21.62
2262	KTL-2	2	Closed	15.47	7.81	17.33
2263	UD1-1	2	Closed	38.75	16.45	42.09
2264	UD1-2	2	Closed	37.35	18.4	41.64
2265	UD2-1	2	Closed	12.82	3.76	13.36
2266	UD2-2	2	Closed	15.47	8.36	17.59
2267	NBL-1	2	Closed	15.09	4.91	15.87
2267	NBL-1	2	Closed	25.93	5.99	26.61
2268	NBL-2	2	Closed	22.3	10.73	24.75
2269	LE-1	2	Closed	26.65	6.93	27.54
2270	LE-2	2	Closed	17.28	10.92	20.44
2271	NK-1	2	Closed	36.66	17.56	40.65
2273	NH-1	2	Closed	26.34	13.52	29.61
2274	NH-2	2	Closed	13.94	2.79	14.21
2276	PKC-2	2	Closed	26.32	10.21	28.23
2277	PHK-1	2	Closed	18.68	11.57	21.97
2278	PHK-3	2	Closed	23.55	17.42	29.3
2279	BKN-1	2	Closed	14.36	6.69	15.84
2281	SO1-1	2	Closed	28.85	11.71	31.14
2282	SO1-3	2	Closed	26.06	6.55	26.87
2283	SKA-1	2	Closed	19.68	7.19	20.96
2288	NN-2	2	Closed	16.86	7.81	18.58
2289	NN-3	2	Closed	11.71	3.62	12.26
2294	SD-1	2	Closed	18.54	6.41	19.62
2295	SD-2	2	Closed	18.12	6.69	19.31
2703	NR2	2	Closed	284.7	143.94	319.02
2708	KNG	2	Closed	36.4	4.01	36.62
2710	CYP	2	Closed	105.05	24.77	107.93

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษา ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
2712	KK1	2	Closed	60.21	25.47	65.37
2715	PYK	2	Closed	60.48	10.93	61.46
2720	SS	2	Closed	49.69	14.12	51.65
2722	UB2	2	Closed	166.36	30.17	169.08
2730	NPO1	2	Closed	60.9	13.29	62.33
2733	UD2	2	Closed	31	12.87	33.57
2735	LE	2	Closed	17.61	1.67	17.69
2736	NK	2	Closed	29.62	9.14	31
2739	PHK	2	Closed	91.07	8.3	91.45
2744	NN	2	Closed	72.66	20.48	75.5
2746	MD2	2	Closed	44.29	12.04	45.9
2748	BNN	2	Closed	10.38	3.04	10.82
2888	CMK	2	Closed	40.97	34.32	53.44
3701	CP	3	Closed	26.02	-18.72	32.06
3703	SRT	3	Closed	126.01	71.27	144.77
3706	RN	3	Closed	30.38	14.61	33.71
3708	PN1	3	Closed	41.66	17.56	45.21
3710	PK2	3	Closed	108.71	27.56	112.15
3711	KA	3	Closed	66.15	36.79	75.69
3712	LR	3	Closed	79.09	31.41	85.1
3713	TS	3	Closed	72.46	22.95	76.01
3714	NT	3	Closed	92.04	1.28	92.05
3716	KN	3	Closed	120.12	17.69	121.41
3720	HY2	3	Closed	282.28	119.99	306.72
3723	YL1	3	Closed	14.23	3.97	14.77
3725	PTN	3	Closed	30.89	12.69	33.4
3726	BLG	3	Closed	16.41	0.77	16.43
4041	MM2-T1	4	Closed	15.36	6.77	16.78
4042	MM2-T2	4	Closed	13.16	5.8	14.39
4043	MM2-T3	4	Closed	11.7	5.12	12.77

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้งานเพื่อการศึกษา ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
4044	MM3-T4	4	Closed	10.05	6.23	11.82
4045	MM3-T5	4	Closed	10.07	6.24	11.85
4046	MM3-T6	4	Closed	10.05	6.23	11.82
4048	MM3-T8	4	Closed	40.82	25.3	48.02
4049	MM3-T9	4	Closed	40.68	25.21	47.86
4050	MM3-T10	4	Closed	40.94	25.37	48.16
4051	MM3-T11	4	Closed	40.94	25.37	48.16
4052	MM3-T12	4	Closed	41.01	25.41	48.24
4053	MM3-T13	4	Closed	40.98	25.41	48.22
4704	KP	4	Closed	12.61	0.5	12.62
4706	PL2	4	Closed	144.57	37.84	149.44
4710	LS	4	Closed	15.24	-0.66	15.26
4711	SK	4	Closed	17.78	4.09	18.25
4713	PR	4	Closed	29.49	5.31	29.97
4714	NA	4	Closed	21.41	1.33	21.45
4718	CR	4	Closed	34.03	6.14	34.58
4719	LP2	4	Closed	35.57	1.16	35.59
4721	CTG	4	Closed	38	-3.32	38.14
4722	CM3	4	Closed	15.58	33.25	36.72
4722	CM3	4	Closed	201.33	85.48	218.73
4741	NS	4	Closed	60.75	15.93	62.8
4743	SLB	4	Closed	15.58	7.79	17.42
4744	MR	4	Closed	95.77	31.37	100.78
4751	TK2	4	Closed	12.54	2.99	12.89
4755	MCN	4	Closed	15.58	7.79	17.42
4802	TA2	4	Closed	85.1	47.66	97.53
5010	WN-C10	5	Closed	11.2	55.23	56.35
5020	WN-C20	5	Closed	11.2	6.93	13.17
5030	WN-C30	5	Closed	11.2	6.93	13.17
5606	RS-PEA	5	Closed	185.26	135.85	229.73

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้งานเพื่อการศึกษา ไม่อนุยให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
5702	TL-SIAM	5	Closed	49.09	29.71	57.38
5703	TL1	5	Closed	161.5	27.25	163.78
5705	TL3	5	Closed	482.27	240.68	538.99
5708	SR2	5	Closed	414.02	148.52	439.85
5709	SR3	5	Closed	54.34	7.72	54.89
5710	SR4	5	Closed	210.96	127.23	246.36
5712	AT2	5	Closed	171.11	54.07	179.45
5713	LB2	5	Closed	76.22	27.14	80.91
5718	BI1	5	Closed	228.99	262.02	347.98
5719	BI2	5	Closed	509.78	223.91	556.79
5720	SI	5	Closed	21.76	16.57	27.35
5722	RS-PEA	5	Closed	502.62	259.66	565.73
5723	TW	5	Closed	91.68	56.11	107.49
6001	BPK-T1	6	Closed	22.51	10.48	24.84
6002	BPK-T2	6	Closed	22.56	10.5	24.88
6003	BPK-T3	6	Closed	29.81	14.44	33.13
6004	BPK-T4	6	Closed	30.7	14.87	34.11
6704	WNK	6	Closed	46.84	17.5	50
6708	BBG	6	Closed	77.42	46.76	90.45
6709	AP	6	Closed	312.28	257.19	404.56
6710	BL	6	Closed	134.87	108.51	173.1
6717	CT	6	Closed	161.85	52.92	170.28
6718	TR	6	Closed	13.16	2.24	13.35
6723	BWN	6	Closed	549.4	280.02	616.64
6724	KLM	6	Closed	672.77	394.91	780.11
6726	PA2	6	Closed	278.76	137.77	310.94
6809	SSM	6	Closed	112.01	28	115.45
6901	MTP1	6	Closed	118.76	39.04	125.01
6902	RYB2	6	Closed	65.34	28.52	71.29
6902	RYB2	6	Closed	65.34	28.52	71.29

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษามาก่อน ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่ภายนอกได้

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
6902	RYB2	6	Closed	65.34	28.52	71.29
6904	RYB1	6	Closed	54.04	23.75	59.03
6904	RYB1	6	Closed	109.25	23.75	111.8
6905	MTP2	6	Closed	307.42	110.84	326.79
6936	NPC	6	Closed	83.89	12.34	84.8
6937	RY_LOAD	6	Closed	59.92	12.17	61.15
6938	SPR_LAOD	6	Closed	35.95	17.98	40.2
6939	TPI_LAOD	6	Closed	88.69	17.98	90.49
6956	NPC-22	6	Closed	12.91	6.46	14.43
6957	NPC-22	6	Closed	12.91	6.46	14.43
6971	TPI	6	Closed	177.29	98.01	202.58
7701	SN4	7	Closed	297.79	182.59	349.31
7702	SA1	7	Closed	450.88	220.48	501.9
7704	SN2	7	Closed	126.5	65.59	142.5
7706	NCS	7	Closed	139.32	47.95	147.34
7708	BP2	7	Closed	234.26	164.53	286.27
7709	KS	7	Closed	21.36	10.75	23.91
7711	KB	7	Closed	11.05	0.02	11.05
7715	RB2	7	Closed	254.24	91.91	270.35
7720	PKK	7	Closed	13.78	13.78	19.49
7721	BSP1	7	Closed	133.94	-2.76	133.97
7728	HH	7	Closed	86.26	32.94	92.34
8734	PHT	2	Closed	79.06	51.47	94.33
8736	TNL	2	Closed	15.81	10.29	18.87
9301	CP-1	3	Closed	20.13	11.67	23.26
9302	CP-2	3	Closed	32.43	12.82	34.87
9303	LSN-1	3	Closed	15.77	7.95	17.66
9304	LSN-2	3	Closed	17.43	8.46	19.38
9307	PP-2	3	Closed	27.43	16.02	31.77
9316	RN-1	3	Closed	12.69	9.1	15.62

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของสำนักงานวิศวกรรมเพื่อการศึกษา ไม่อนุญาตให้เผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
9321	TP-1	3	Closed	11.28	5.64	12.61
9322	TP-2	3	Closed	13.59	5.38	14.62
9327	PN1-2	3	Closed	14.36	7.44	16.17
9329	PK1-1	3	Closed	35.25	7.05	35.95
9330	PK1-2	3	Closed	25.77	3.2	25.96
9333	PK2-1	3	Closed	24.93	11.09	27.29
9334	PK2-2	3	Closed	24.93	11.09	27.29
9335	PK2-3	3	Closed	17.95	4.81	18.58
9336	PK2-4	3	Closed	17.95	4.81	18.58
9340	LR-1	3	Closed	25.25	11.92	27.93
9341	LR-2	3	Closed	14.16	6.34	15.52
9342	LR-3	3	Closed	14.16	6.34	15.52
9345	TS-3	3	Closed	27.94	11.67	30.28
9346	TS-4	3	Closed	33.33	13.33	35.9
9350	NT-1	3	Closed	14.1	5.26	15.05
9351	NT-2	3	Closed	22.18	8.33	23.69
9354	BDN-1	3	Closed	20.25	10.64	22.88
9355	BDN-2	3	Closed	41.41	21.79	46.79
9359	KN-3	3	Closed	40	17.43	43.63
9363	PU-1	3	Closed	44.61	19.49	48.68
9364	PU-3	3	Closed	23.2	13.2	26.7
9367	HY1-1	3	Closed	26.54	8.72	27.93
9368	HY1-2	3	Closed	17.95	5.9	18.89
9370	HY2-1	3	Closed	23.75	5.13	24.3
9371	HY2-2	3	Closed	19.22	3.59	19.55
9374	SKL-1	3	Closed	25.07	8.52	26.48
9375	SKL-2	3	Closed	23.09	3.84	23.4
9376	SKL-3	3	Closed	21.76	4.68	22.26
9380	STU-1	3	Closed	23.59	7.95	24.89
9381	STU-2	3	Closed	28.59	15.51	32.52

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของสำนักงานวิศวกรรมไฟฟ้า การใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้า ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
9382	SUK-1	3	Closed	12.56	4.36	13.3
9383	YL1-1	3	Closed	19.23	8.01	20.83
9384	YL1-2	3	Closed	19.23	8.01	20.83
9385	YL1-3	3	Closed	23.59	12.82	26.85
9387	SUK-2	3	Closed	16.66	2.95	16.92
9390	RA-1	3	Closed	35.38	15.38	38.58
9392	PTN-1	3	Closed	21.28	9.1	23.14
9393	PTN-2	3	Closed	11.22	4.36	12.03
9394	PTN-3	3	Closed	11.22	4.36	12.03
9398	SDO-4	3	Closed	16.8	4.44	17.37
9399	NW-3	3	Closed	26.41	7.69	27.5
9401	TE-1	4	Closed	15	9.21	17.6
9402	LP1-1	4	Closed	41.37	19.9	45.91
9403	TA1-1	4	Closed	18.46	2.8	18.67
9404	TA1-2	4	Closed	19.12	2.8	19.32
9406	KP-1	4	Closed	33.95	13.16	36.41
9407	KP-2	4	Closed	26.04	6.91	26.94
9408	LP1-2	4	Closed	33.79	13.98	36.57
9410	LN1-1	4	Closed	20.55	14.81	25.32
9412	TK2-1	4	Closed	16.48	9.87	19.21
9413	CM1-1	4	Closed	41.37	19.9	45.91
9414	CM1-2	4	Closed	45.33	21.38	50.12
9416	CM2-2	4	Closed	42.36	17.44	45.81
9417	CM2-1	4	Closed	42.85	10.16	44.04
9419	LP2-1	4	Closed	20.33	8.32	21.96
9420	LP2-2	4	Closed	21.43	12.01	24.56
9421	AKR-1	4	Closed	10.01	2.54	10.33
9422	CTG-1	4	Closed	13.93	10.04	17.17
9423	CTG-2	4	Closed	15.32	5.41	16.25
9424	LN2-1	4	Closed	48.49	11.49	49.84

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษา ไม่อนุญาตให้เผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
9425	LN2-2	4	Closed	44.63	16.45	47.56
9426	CM3-1	4	Closed	30.66	16.12	34.64
9430	CR-1	4	Closed	49.28	22.54	54.19
9431	CR-2	4	Closed	46.32	10.53	47.5
9432	TTK-7	4	Closed	16.66	9.04	18.96
9433	PY-1	4	Closed	31.98	9.71	33.42
9434	PY-2	4	Closed	30.33	15.96	34.27
9440	NA-1	4	Closed	26.54	10.2	28.43
9441	NA-2	4	Closed	15.99	3.95	16.47
9442	PR-1	4	Closed	37.56	9.21	38.67
9443	PR-2	4	Closed	33.79	14.48	36.76
9446	UT-2	4	Closed	31.98	12.5	34.33
9447	ST-1	4	Closed	22.91	5.87	23.65
9448	ST-2	4	Closed	23.97	9.33	25.72
9449	PL2-3	4	Closed	22.58	4.11	22.95
9450	PL1-1	4	Closed	29.29	4.41	29.62
9451	PL1-2	4	Closed	28.35	4.77	28.75
9452	LKB-1	4	Closed	24.72	4.44	25.12
9453	PC-1	4	Closed	25.88	11.51	28.32
9454	PC-2	4	Closed	23.74	7.57	24.91
9455	LS-2	4	Closed	16.13	3.11	16.42
9456	LS-3	4	Closed	14.8	2.12	14.95
9457	PE-1	4	Closed	29.69	14.47	33.03
9458	PE-2	4	Closed	27.23	11.61	29.6
9459	TTK-6	4	Closed	14.34	7.73	16.29
9461	NS-2	4	Closed	43.63	28.13	51.91
9462	NS-3	4	Closed	42.97	12.83	44.84
9463	MR-1	4	Closed	13.68	5.1	14.6
9464	MR-2	4	Closed	22.09	10.53	24.47
9465	TK2-2	4	Closed	17.78	9.61	20.21

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษา ไม่อนุญาติให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
9466	SLB-1	4	Closed	16.15	6.58	17.44
9467	SLB-2	4	Closed	13.19	3.45	13.63
9468	BMN-1	4	Closed	23.08	7.4	24.23
9469	BMN-2	4	Closed	17.8	4.61	18.39
9472	MMM-1	4	Closed	26.84	25.17	36.8
9473	MMM-2	4	Closed	29.71	20.56	36.13
9474	MMM-3	4	Closed	32.59	18.59	37.51
9475	SL-1	4	Closed	10.87	3.25	11.34
9476	SL-2	4	Closed	21.3	8.42	22.9
9477	BGS-1	4	Closed	40.55	11.09	42.04
9478	CM3-2	4	Closed	55.22	23.03	59.83
9482	SK-4	4	Closed	13.35	0	13.35
9483	MCN-1	4	Closed	29.67	10.36	31.43
9484	MS-2	4	Closed	13.85	4.44	14.54
9485	MS-3	4	Closed	26.54	10.86	28.67
9486	THG-1	4	Closed	48.3	19.25	51.99
9500	CBD-1	5	Closed	32.96	11.83	35.02
9501	LB2-1	5	Closed	11.49	8.54	14.31
9502	LB2-2	5	Closed	18.34	1.97	18.44
9504	AT2-4	5	Closed	13.03	15.93	20.58
9505	SP-1	5	Closed	27.09	8.21	28.31
9506	SP-2	5	Closed	37.27	19.04	41.85
9507	DBN-1	5	Closed	23.31	1.77	23.37
9508	AY1-1	5	Closed	21.84	7.88	23.21
9509	AY1-2	5	Closed	25.61	3.45	25.84
9510	BI-1	5	Closed	43.83	19.21	47.86
9511	BI-2	5	Closed	12.31	7.22	14.27
9514	TL1-6	5	Closed	33.82	6.89	34.51
9519	SR1-1	5	Closed	15.6	7.22	17.19
9520	SR1-2	5	Closed	28.57	11.16	30.67

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของสำนักงานวิศวกรรมไฟฟ้า การใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าวิจัยเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
9527	PTB-1	5	Closed	14.28	5.75	15.4
9529	SR4-1	5	Closed	13.46	6.07	14.77
9530	SR4-2	5	Closed	11.33	4.92	12.35
9531	NY-1	5	Closed	24.13	10.51	26.32
9537	SI-2	5	Closed	41.37	19.04	45.54
9538	SI-3	5	Closed	43.69	24.11	49.9
9540	LB1-2	5	Closed	25.77	11.33	28.15
9541	AY2-1	5	Closed	11.31	4.21	12.07
9542	AY2-2	5	Closed	18.13	7.98	19.8
9545	DBN-2	5	Closed	23.2	1.88	23.27
9549	CBD-2	5	Closed	27.91	10.18	29.71
9600	SH2-1	6	Closed	22.82	13.72	26.63
9601	SH1-1	6	Closed	16.66	11.9	20.48
9603	BL-2	6	Closed	36.4	12.18	38.39
9605	SH2-2	6	Closed	11.48	5.74	12.84
9607	BL-3	6	Closed	24.56	9.72	26.41
9611	SC-1	6	Closed	42.14	14.28	44.5
9613	CB-1	6	Closed	45.08	16.8	48.11
9614	CB-2	6	Closed	42	17.92	45.67
9616	BBG-2	6	Closed	28.98	12.88	31.71
9620	CC-1	6	Closed	22.54	5.04	23.1
9621	CC-2	6	Closed	22.82	6.72	23.79
9623	PA1-1	6	Closed	15.26	9.94	18.21
9624	PA1-2	6	Closed	14.42	6.86	15.97
9626	WNK-1	6	Closed	14.84	3.92	15.35
9631	RY3-2	6	Closed	12.6	3.78	13.16
9635	RY1-1	6	Closed	42.28	14.7	44.77
9636	RY1-2	6	Closed	38.78	15.54	41.78
9640	KLA-1	6	Closed	34.72	15.54	38.04
9641	KLA-2	6	Closed	26.46	12.6	29.31

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของสำนักงานวิศวกรรมเพื่อการศึกษา ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
9642	CT-1	6	Closed	25.2	11.9	27.87
9643	CT-2	6	Closed	34.44	15.96	37.96
9644	TR-1	6	Closed	12.32	7.56	14.46
9645	TR-2	6	Closed	10.92	5.32	12.15
9650	CTN-1	6	Closed	13	4.41	13.73
9652	AP-4	6	Closed	14.14	4.62	14.88
9656	CTN-2	6	Closed	17.33	9.58	19.8
9661	BBG-3	6	Closed	30.1	15.26	33.75
9662	SC-3	6	Closed	14.42	6.02	15.63
9666	PA2-4	6	Closed	19.88	11.2	22.82
9701	KB-2	7	Closed	34.59	18.19	39.08
9704	TM-1	7	Closed	14.74	7.85	16.71
9705	TM-2	7	Closed	14.88	7.3	16.58
9706	KB-3	7	Closed	20.44	4	20.82
9708	KS-1	7	Closed	29.35	7.44	30.28
9711	BP2-4	7	Closed	19.43	6.89	20.62
9712	KS-2	7	Closed	21.77	5.24	22.39
9715	RB1-1	7	Closed	25.63	8.54	27.02
9716	RB1-2	7	Closed	17.36	11.71	20.94
9720	SA1-5	7	Closed	17.22	8.54	19.23
9721	SA1-6	7	Closed	24.94	15.57	29.4
9722	SA1-7	7	Closed	34.04	18.88	38.92
9725	SN1-1	7	Closed	27.01	20.39	33.84
9726	SN1-2	7	Closed	25.63	12.82	28.66
9728	SN2-1	7	Closed	26.6	13.51	29.83
9729	SN2-2	7	Closed	29.49	10.47	31.29
9731	RB2-2	7	Closed	21.63	11.3	24.41
9732	PB-1	7	Closed	30.73	11.99	32.99
9733	PB-2	7	Closed	39.69	23.29	46.02
9734	CA-1	7	Closed	16.54	9.65	19.14

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษามาก่อนหน้านี้ไปโดยอัตโนมัติ

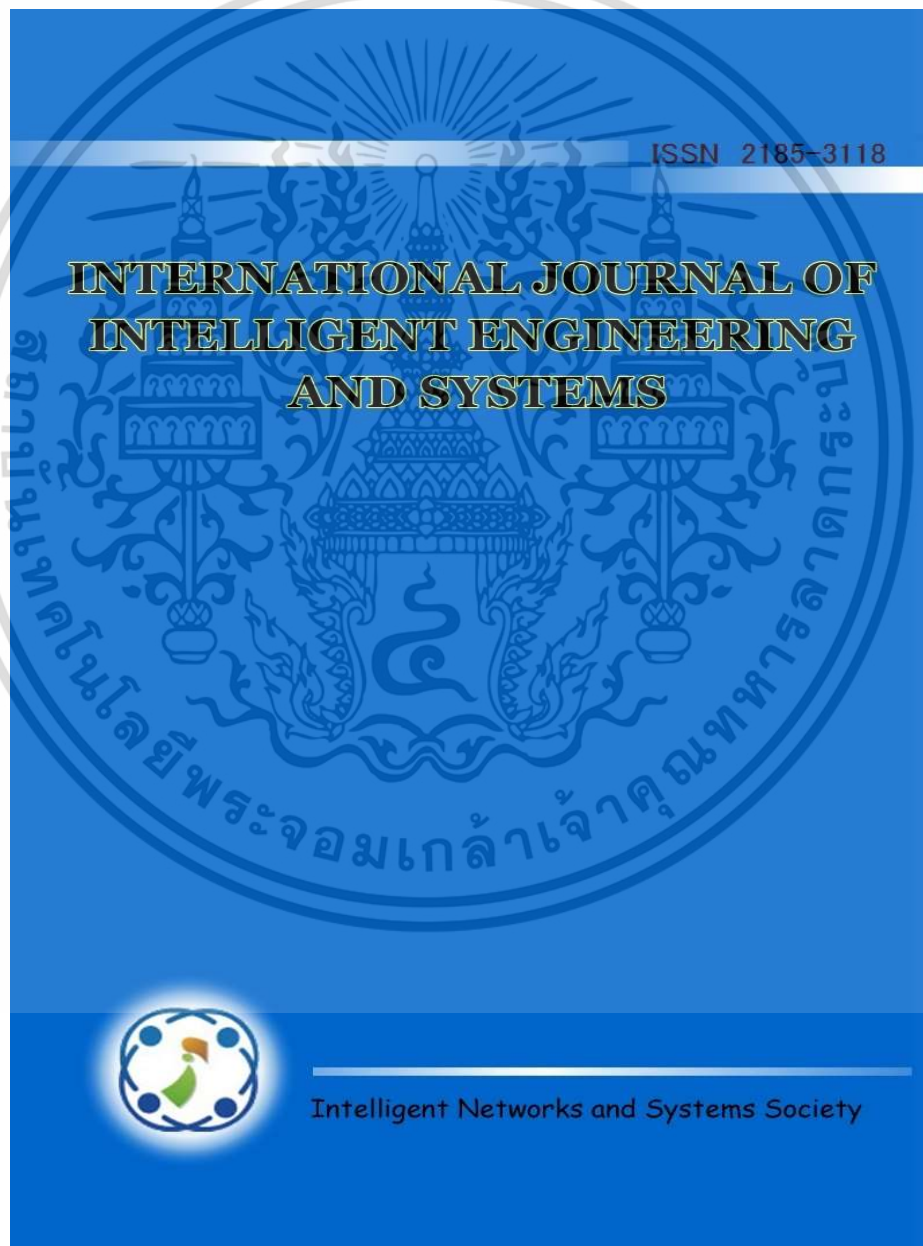
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Load Records						
Number	Name	Area	Status	MW	Mvar	MVA
9735	CA-2	7	Closed	11.02	6.89	13
9736	PRB-1	7	Closed	21.91	5.93	22.7
9738	SM-1	7	Closed	12.89	5.65	14.07
9739	SM-2	7	Closed	12.89	5.65	14.07
9740	NCS-3	7	Closed	10.47	2.89	10.87
9741	SN2-3	7	Closed	22.74	8.27	24.19
9742	SA2-1	7	Closed	40.38	13.78	42.66
9743	SA2-2	7	Closed	10.06	0.14	10.06
9744	SN3-1	7	Closed	42.03	26.18	49.52
9745	SN3-2	7	Closed	48.64	0	48.64
9746	BP1-3	7	Closed	33.9	17.78	38.28
9751	NCS-4	7	Closed	27.01	13.78	30.32
9753	PRB-2	7	Closed	19.57	9.51	21.76
9757	PKK-4	7	Closed	17.78	7.85	19.43
9763	BP2-6	7	Closed	20.67	9.51	22.75
9765	SN3-3	7	Closed	27.56	12.95	30.45
17081	SNO-PEA	7	Closed	310.57	167.58	352.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ข.
ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

- [1] Narumon Wannoi, Chaisit Wannoi, Chai Chompoo-inwai, Nirudh Jirasuwankul and Churirut Boonkhun, “The Impact Study of Electrical Vehicle Charging Stations Loading to Thailand’s Northeast Power System and DRG Integration Planning to Reduce Power Congestion”, *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol.16, No.2, pp.561-570, 2023.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



The Impact Study of Electrical Vehicle Charging Stations Loading to Thailand's Northeast Power System and DRG Integration Planning to Reduce Power Congestion

Narumon Wannoi¹ Chaisit Wannoi² Chai Chompooin-inwai^{1*}
Nirudh Jirasuwankul¹ Churirat Boonkhun¹

¹*Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, 10550, Thailand*
²*Computer Technology Department, Faculty of Agricultural and Industrial Technology,
Phetchabun Rajabhat University, Phetchabun, 67000, Thailand*
*Corresponding author's Email: chai.ch@kmitl.ac.th

Abstract: This article presents the impact study of electrical vehicle charging stations (EVCS) loading to the Thailand's North eastern power system. Main purposes of this paper are to find the maximum number of EVCS that can be loaded to power system and to rank the critical areas under EVCS load changing by using the repeated power flow calculation technique. Results from the calculation are for the integration planning of distributed renewable generators (DRG) to reduce system congestion. Typically, the critical areas are buses or devices that violate of system control limits. The system control limits are consisting voltage limit and load percentage limit of power transfer devices. All critical areas are needed to improve system stability and reduce system congestion for support the EVCS growing. In this study, The EVCS have been installed on main roads in Thailand's North-eastern area from Bangkok to Nong-Khai province with a length of 624 km. The EVCS were installed every 50 km, totally 11 stations, and connected to 115 kV substations in the system. The impact study results found that the system experienced with congestion problem on following elements: a) 11 critical buses at 115kV network, b) one critical bus at 230kV network and c) one transmission line is overload to 100 percent at 115kV network when each of EVCS station load increase to 30 MW. In addition, study results reveal that when installed DRG at the right and proper locations, these can reduce congestions situation, reduce system losses and enhance system stability.

Keywords: Electrical vehicle charging station (EVCS), Distributed renewable generator (DRG), Power congestion, Violation limit, Repeated power flow calculation.

1. Introduction

In Thailand, it is found that the consumption of electric vehicles (EV) continues to increase due to the current high fuel price situation. Which, other things following the widespread consumption of electric vehicles is the rise of Electrical Vehicle Charging Stations (EVCS) and it will affect inevitably to the power system security [1, 2], especially the power system during peak load periods. It is essential that future impact studies be carried out in order to plan for improving the power system stability [3, 4]. In addition, if considering the current and past versions

of Thailand power development plan, it is found that the installed capacity for renewable generation capacity [5, 6] has a relatively high installed capacity and at present it is expanding very much. It would be ideal if alternative energy installations were planned by considering the areas affected or critical voltage areas [7, 8] under the electric vehicle charging stations loading [9, 10] in the system to increase the power system stability for supporting the variance of the EVCS load in the future.

In this study, it has focused on the expansion impact study of electric vehicle charging stations on

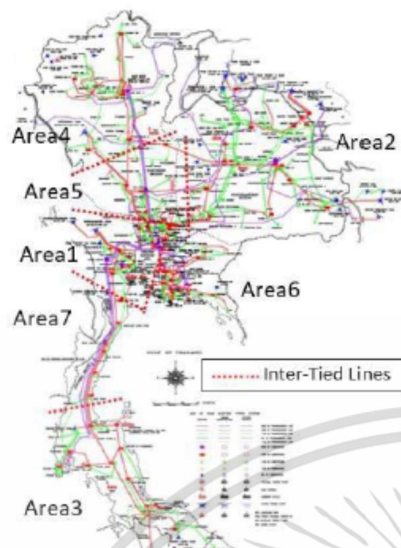


Figure. 1 Thailand power system overview

Table 1. Power generation and load capacity (MW)

Area	Generation	Loads	Losses
1	2379	10849.57	97.15
2	2858.22	3229.91	134.42
3	2088	2211.08	67.32
4	3517.61	3010.51	133.28
5	3972.1	3161.58	84.97
6	10133.05	4061.95	54.72
7	5333.7	3132.93	52.29
Total	30281.68	29657.53	624.15

a main road in Northeast of Thailand which it is an area capable of renewable energy generation, especially the solar power. The main road used in the study focuses on the road from Bangkok to Nongkhai province, which the length is 624 kilometers to support the expansion of electric vehicles user. In this case study was installed EVCS every 50 km with a total of 11 stations. The load capacity each of electrical vehicle station is 30 MW maximum. In this case study was installed EVCS every 50 km with a total of 11 stations. The connection of each station is connected to the 115 kV substation in the system. In this study, it was used the 2019 Thailand power system data at peak load period for system base case [11]. The Thailand power system overview has shown in Fig. 1. The generation and load capacity of system can be shown in Table 1.

From Table 1, it was found that the system has a power capacity of 30,281.68 MW, the load is 29,657.53 MW, and the power loss in the system is 624.15 MW. The study focused on the impact on the northeastern power system of Thailand, which has a

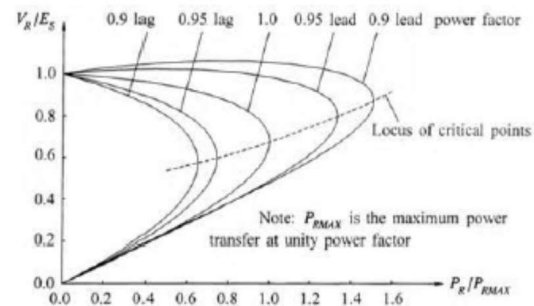


Figure. 2 Voltage- power (load bus) correlation graph

capacity of 2,858.22 MW, the load capacity is 3,229.91 MW, and the power loss in the system is 134.42 MW.

2. Power system control limit values

In the study of power systems, a control limit [12, 13] setting of power system is required, where the basic control limit is composed of the voltage limit and the loading percentage limit of the power transfer device to be used in the power system stability study can be described as follows.

2.1 Voltage limit

In this study, voltage limit value of system base case was set at 0.95-1.05 p.u. to study the effect on the system under the impact of the electric vehicle charging station load variance to find the voltage critical buses for improving system under various circumstances. If the system is unable to maintain the bus voltage in the system [14, 15], it can cause system instability as shown in Fig. 2.

2.2 Load percentage limit

The load percentage limit of the power transfer devices is the overloading control of the equipment, especially the transmission lines, transformers and generators. The transmission lines, transformers and generators, which the equipment overloading can cause damage to the equipment and cause power flow congestion problem [16-17]. If the device is critical to transfer power in the system, it will be causing system instability. In this study, the load percentage control of the power transfer device was controlled at 100 percent.

3. The study processes

The study process of this research can show a diagram of work as shown in Fig. 2. The study starts from the construction of power system to be used as the base power system. In this research, the power

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

system was used in 2019 during the peak period because need to study the impact under the electric vehicle charging stations load variance to power system. The voltage violation limit was set at 0.95-1.05 p.u. and the power transfer device's load percentage was set at 100%.

If there is violate the control limit in the system, it will make adjustments the data in the power system such as Generator voltage, Tabs of voltage transformers and capacitor banks in the power system so that system control values are not violated. If there is no violation of the control in power system, a base power system will be obtained for use in the study. After the base power system is obtained, an electric vehicle charging stations will be installed into the system. In this study, the point for installation was determined as the main road from Bangkok to Nongkhai Province in North eastern of Thailand. Which, each of station is connected to power system at 115 kV substations. In this study, the installation distance each of EVCS is every 50 km with a total 11 stations. The increase step of the EVCS load to study the maximum loading value is 5 MW of each station at the same time until violation occurs in the system using repeated power flow calculation technique [18-19]. This step, the voltage violation limit was set at 0.90-1.10 p.u. and the power transfer device's load percentage was set at 100%.

If the electrical vehicle charging station load increases, it is examined for violations of the voltage limit and the loading percentage of transmission lines. In study results, we will analysis the critical areas affected from changes of the EVCS loading to determine the critical areas and ranking for installing renewable power generators into the system in order of critical areas ranking by 9 MW/Bus follow the maximum capacity for very small power plant (VSP). After that, increase EVCS loading step, the voltage violation limit and the power transfer device's load percentage was set as same as the previous testing. In addition, they will be compared the power congestion impact in the system by considered the bus voltage, power transfer device's loading percentage and power loss in the power system.

4. EVCS installing on Bangkok-Nongkhai road

In this study, it has focused on the impact study of electric vehicle charging stations increasing in Thailand's north eastern power system. In This case study, the EVCS in this study will install on the main road from Bangkok to Nongkhai province, a total length of 624 km. The installation distance of the electric vehicle charging station is installed every 50

km, with a total of 11 stations as shown in Fig. 3. The EVCS is connected with the near substation of 115 kV transmission line network in Thailand's North eastern power system. The location diagram of the 115kV substation for connect the ECVS can be shown in Fig. 4.

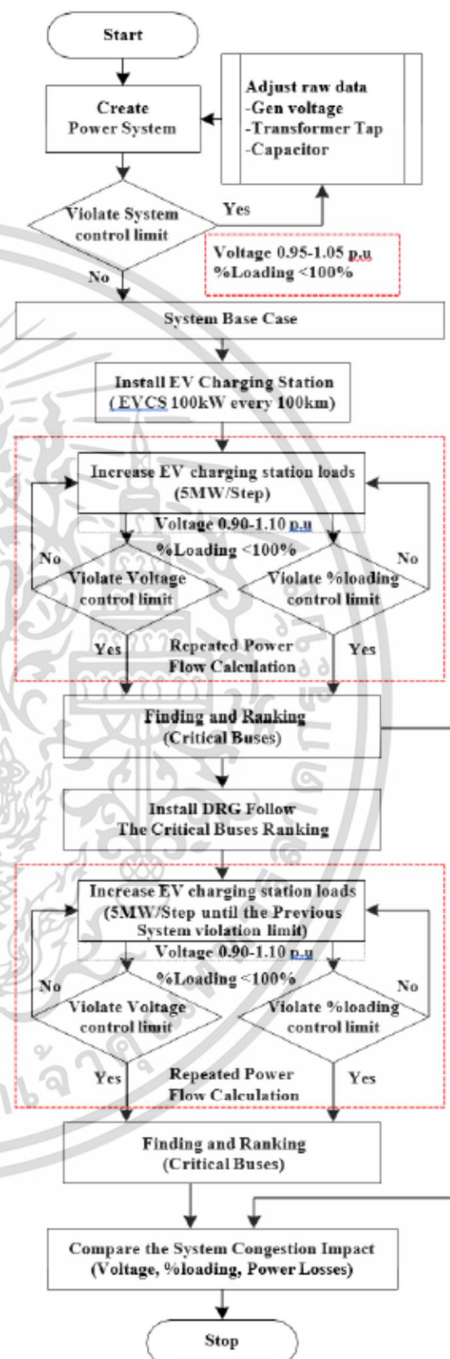


Figure. 3 Study flowcharts

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

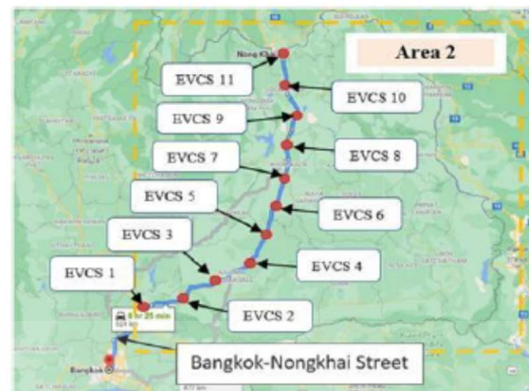


Figure. 4 The electric vehicle charging station location on main road from Bangkok to Nongkhai province

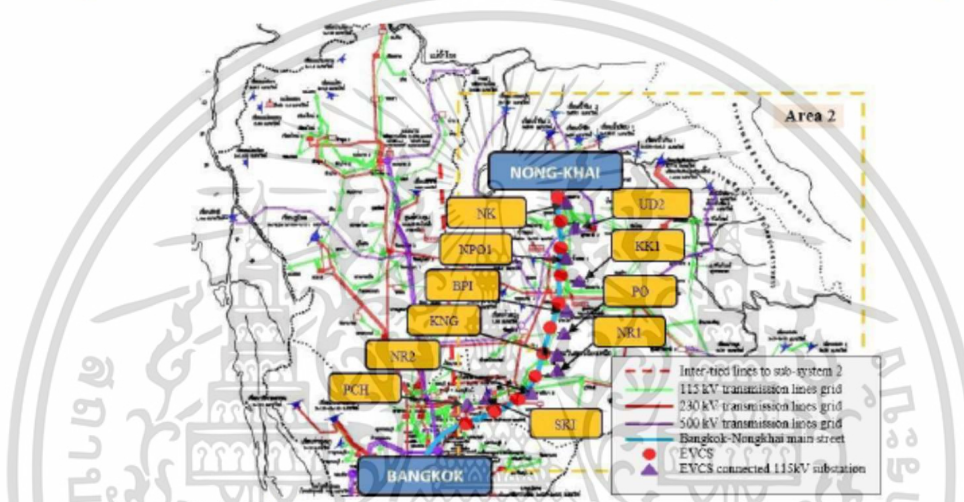


Figure. 5 The 115 kV substation and EVCS location in Thailand's north eastern power system

Table 2. The connection data of EVCS and 115 kV Substation

EVC Station	115 kV Substation	
	Name	No.
1	PCH	2701
2	SKI	2702
3	NR2	2703
4	NR1	2704
5	KNG	2708
6	PO	2709
7	BPI	2711
8	KK1	2712
9	NPO1	2730
10	UD2	2733
11	NK	2736

In Fig. 3 shows the EVCS location and the 115kV substation. For, the connection data each of EVCS and the 115kV substation can be shown in Table 2.

5. A study results

The study results have focused the impact study to find the maximum EVCS loading and ranking the critical buses in Thailand's North eastern power system for installing renewable generators under EVCS load variance. Which, the study results will compare the impact before and after install renewable power generator, as well as include the power loss in the system. The results of the study can be shown as follows.

5.1 The Impact study results on voltage in the power system

The impact study results on the voltage in the power system from the electric vehicle charging station load variance can be shown in Figs. 6-9.

The study results showed that each ECVS station could only increase the load by 5 MW when set voltage limit at 0.95-1.05 p.u. and increase the

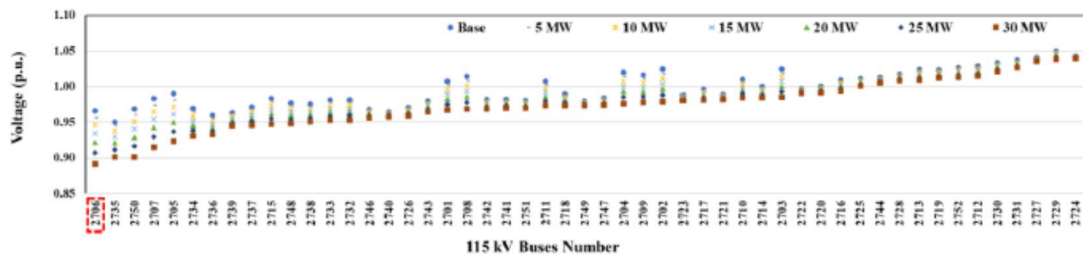


Figure. 6 The critical voltage buses ranking of 115 kV network during EVCS loading

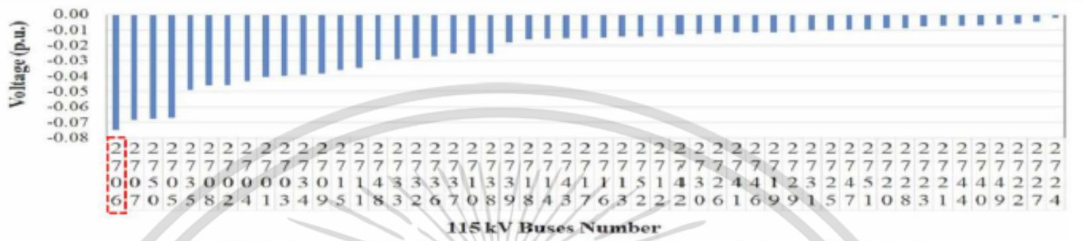


Figure. 7 The high impacted voltage bus ranking of 115 kV network during EVCS loading

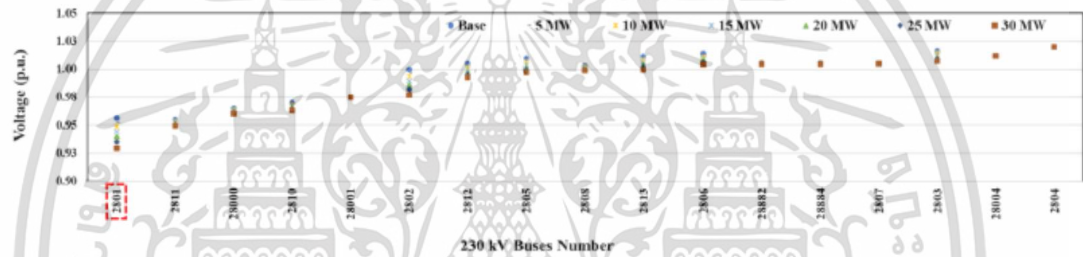


Figure. 8 The critical voltage buses ranking of 230 kV network during EVCS loading

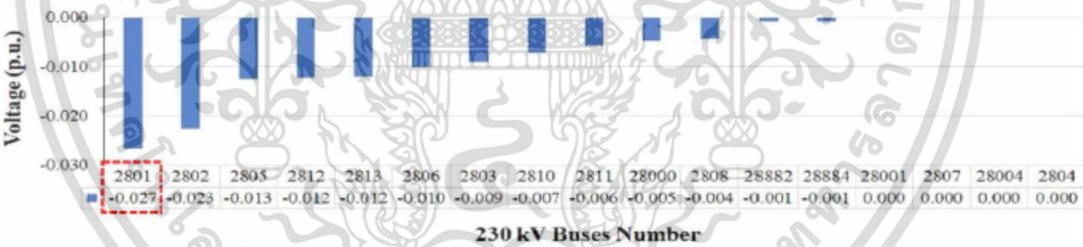


Figure. 9 The high impacted voltage bus ranking of 230 kV network during EVCS loading

load by 30 MW when set voltage limit at 0.90-1.10 p.u. of 115kV network, causing the equipment in the system to violate the system controls. When we considered the critical voltage buses ranking and the high impacted voltage bus ranking of 115 kV network as shown in Figs. 6 and 7 that found voltage bus no.2706 it has highest critical voltage by voltage drop from 0.96 to 0.89 p.u. and highest voltage changing rate by the voltage changing rate is -0.07 p.u. during EVCS loading. In addition, if considered the critical voltage buses ranking and the high impacted voltage bus ranking of 230 kV network as shown in Figs. 8 and

9 that found voltage bus no.2801 has highest critical voltage by voltage drop from 0.96 to 0.932 p.u. and highest voltage change rate by the voltage changing rate is -0.028 p.u. during EVCS loading.

5.2 The Impact study results on %loading of transmission line in the power system

The impact study results on %loading of transmission lines in the power system from the ECVS load variance can be shown in Figs. 10-13.

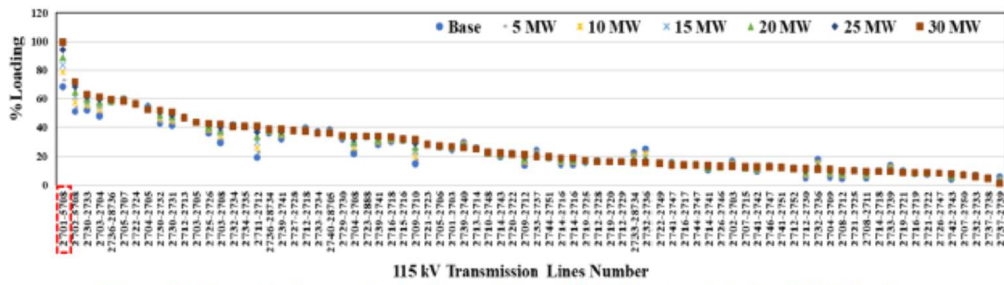


Figure. 10 The critical transmission line ranking of 115 kV network during EVCS loading

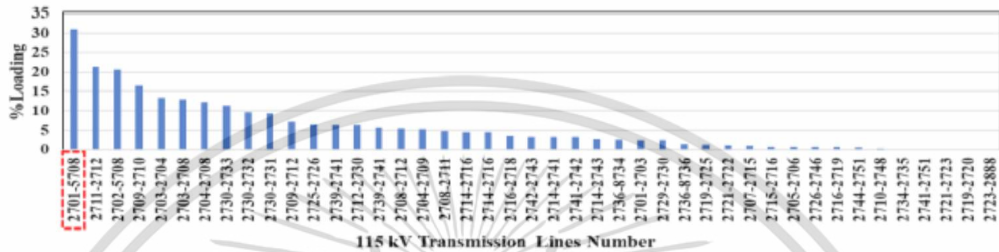


Figure. 11 The high impacted transmission line ranking of 115 kV network during EVCS loading

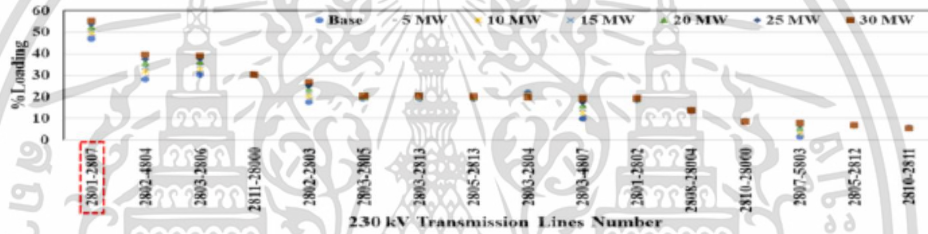


Figure. 12 The critical transmission line ranking of 230 kV network during EVCS loading

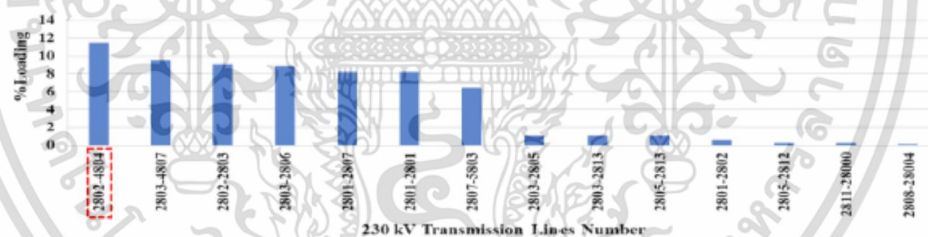


Figure. 13 The high impacted transmission line ranking of 230 kV network during EVCS loading

As the same condition, each ECVS station could only increase the load by 30 MW and causing the equipment in the system to violate the system controls. When, considered the critical transmission line ranking and the high impacted transmission line ranking of 115 kV network as shown in figure 10 and 11 that found transmission line no.2701-5708, it has highest critical loading percentage by %loading increase from 68.60 to 100% and highest %loading changing rate by the voltage changing rate is 31.4% during EVCS loading. In addition, if considered the critical transmission line ranking and the high impacted transmission line ranking of 230 kV

network as shown in Figs. 12 and 13 that found transmission line no.2801-2807, it has highest critical loading percentage by %loading increase from 47.1 to 55.3%. On the other hands, for the highest %loading changing rate is transmission line no.2808-2804 by the %loading changing rate is 11.5% during EVCS loading.

5.3 The study results of the 115 kV critical voltage buses ranking

This study results show that the 115 kV critical voltage buses under voltage buses have violated

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

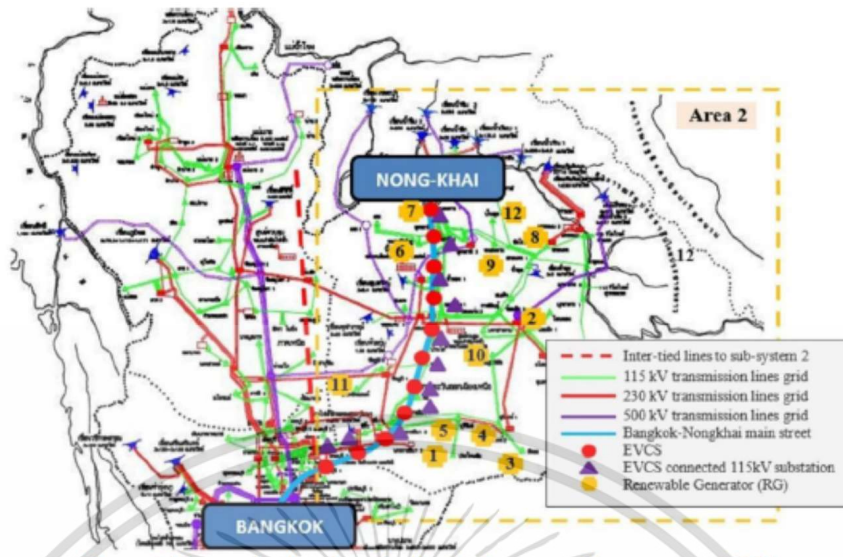


Figure. 14 Integration locations for distribution renewable generators (DRG)

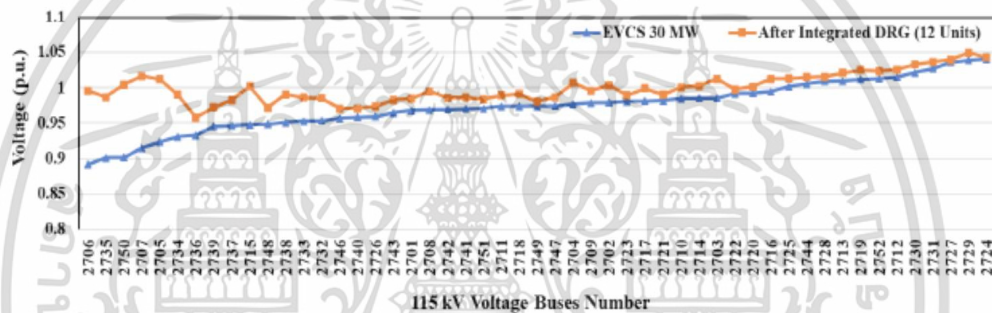


Figure. 15 The voltage profile of 115kV network after integrated DRG 12 units

Table 2. 115kV Substations for connecting DRG

115 kV Substation			
No.	Number	Name	Voltage (p.u.)
1	2706	PKC	0.8912
2	2735	LE	0.9009
3	2750	SKA	0.9014
4	2707	SU	0.9148
5	2705	BR	0.9231
6	2734	NBL	0.9306
7	2736	NK	0.9328
8	2739	PHK	0.9451
9	2737	NH	0.9462
10	2715	PYK	0.9475
11	2748	BNN	0.9481
12	2738	BDG	0.9498

voltage control limit of power system control. The study results can show in Table 2. In Table 2 found

that the 12 critical voltage buses of 115 kV transmission line network at ECVS load 30MW which voltage level lower 0.95 p.u. and the highest critical voltage bus must be improving the voltage stability is bus no. 2706.

5.4 The study results of the impact to the power system after installing the DRG follow the critical voltage buses

The study results have compared the effects on the power system after install the DRG following the critical voltage buses ranking as shown in Table 2. The study results have focused to comparison of bus voltage and %loading of transmission lines in the system at 115 kV and 230 kV, as well as a comparison of the power losses in the system. The DRG integration location in power system as shown in Fig. 14 and the study results as shown I Figs. 15-17.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

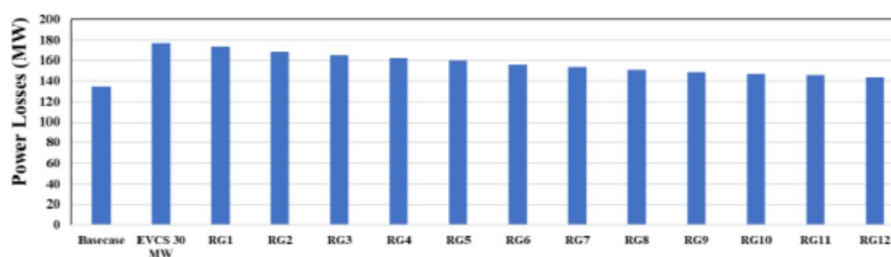


Figure.19 The power loss changing of system after integrated DRG 12 units

paper is the impact study under EVCS loading to determine the maximum EVCS loading and ranking the critical areas by using the repeated power flow calculation technique for DRG integration planning to reduce system congestion and increase system security.

This study has focussed the impact study in case the EVCS installed on the main road in North-eastern of Thailand. The main road for study is the Bangkok-Nongkhai road with a length 624 km. The EVCS installed every 50 km with a total 11 stations. The EVCS have connected at 115 kV substation of 115 kV transmission line network. The study results have focused to determine the maximum EVCS loading and compared voltage and %loading of transmission lines changing during EVCS loading include finding the critical buses for DRG integration planning as well as the power loss changing in the system.

The study results found that each EVCS station could only increase the load by 5 MW when set voltage limit at 0.95-1.05 p.u. and increase the load by 30 MW when set voltage limit at 0.90-1.10 p.u. of 115kV network. It is caused that the power flow was congested. This condition, the study results can find the 12 critical voltage buses for DRG integration. In addition, the study results found that the voltage of critical voltage buses were increased, The %loading of critical transmission lines were decreased and power loss in system was decreased continuous every integrated the DRG follow critical area ranking.

Beyond purpose, this study results data can apply to Thailand power development plan (PDP) for determine the optimal integration areas of renewable power generation in future for improving Thailand power system stability.

References

- [1] W. D. Oliveira, J. P. A. Vieira, U. H. Bezerra, D. A. Martins, and B. D. G. Rodrigues, "Power system security assessment for multiple contingencies using multiway decision tree", *Electric Power Systems Research*, Vol. 148, pp. 264-272, 2017.
- [2] A. R. Sobbouhi and A. Vahedi, "Transient Stability Prediction of Power System; a Review on Methods, Classification and Considerations", *Electric Power Systems Research*, Vol. 190, pp. 1-16, 2021.
- [3] X. Deng and T. Lv, "Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 246, 2020.
- [4] M. Darabian and A. Jalilvand, "A Power Control Strategy to Improve Power System Stability in the Presence of Wind Farms using FACTS Devices and Predictive Control", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 85, pp. 50-66, 2017.
- [5] C. Wannoi, A. Khumdee, N. Wannoi, and C. C. Inwai, "An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System using Repeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit", *Procedia Computer Science*, Vol. 86, pp. 357-360, 2016.
- [6] N. Wannoi, N. Jirsuwankul, P. Sarikprueck, C. Chompooinwai, and C. Wannoi, "A Novel Technique to Identify Proper Locations for Distributed Renewable Generation Integration to Minimize Contingency Impact", In: *Proc. of IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference*, Weihai, China, pp. 276-281, 2020.
- [7] N. Wannoi, N. Jirsuwankul, C. C. Inwai, C. Chompooinwai, and C. Wannoi, "Novel Techniques for Critical Load Buses Identification and Load Bus's Available Capacity Calculation to Improve Power System Stability", In: *Proc. of IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference*, Weihai, China, pp. 799-804, 2020.
- [8] Y. Zheng, D. J. Hill, K. Meng, and S. Y. Hui, "Critical Bus Voltage Support in Distribution Systems With Electric Springs and Responsibility Sharing", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 32, pp. 3584-3593, 2017.
- [9] S. Deb, K. Kalita, and P. Mahanta, "Review of Impact of Electric Vehicle Charging Station on

- the Power Grid”, In: *Proc. of International Conference on Technological Advancements in Power and Energy*, Kollam, India, 2017.
- [10] W. Khan, F. Ahmad, and M. S. Alam, “Fast EV Charging Station Integration with Grid Ensuring Optimal and Quality Power Exchange”, *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol. 22, pp. 143-152, 2019.
- [11] “Energy Policy and Planning Office Ministry of Energy”, *Thailand Power Development Plan*, 2018.
- [12] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Luuby, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Professional Pub, 1994.
- [13] C. C. Inwai and W. J. Lee, “Reactive Compensation Technique to Improve the Ride-Through Capability of Wind Turbine during Disturbance”, *IEEE Transaction on Industrial Application*, Vol. 41, No. 3, pp. 666-672, 2005.
- [14] R. Choudhary, J. S. Bhadoriya, and G. Gangil, “Identification of Critical Transmission Line for Voltage Collapse Using Deterministic Indices in Ieee-14 Bus System”, *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Vol. 5, pp. 6261-6268, 2016.
- [15] P. Thannimalai, R. R. Raman, P. Nair, and K. Nithiyananthan, “Voltage Stability Analysis and Stability Improvement of Power System”, *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, Vol. 5, pp. 189-197, 2015.
- [16] C. C. Inwai, C. Yingvivatanapong, P. Faungfoo, and W. J. Lee, “Transmission Congestion Management during Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand”, *IEEE Transaction on Industrial Application*, Vol. 43, pp. 1483-1490, 2007.
- [17] W. Chaisit, W. Narumon, B. Churirut, T. Chivalai, and C. Chai, “A Novel Transmission Line’s ATC Assessment Method by Considering the Generation Dispatch Limit (GDL) and Renewable Generation Capacity with Power Flow Sensitivity Analysis”, *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol. 12, pp. 179-189, 2019, doi: 10.22266/ijies2019.1031.18.
- [18] A. V. N. Babul and S. Sivanagaraju, “Assessment of Available Transfer Capability for Power System Network with Multi-Line FACTS Device”, *International Journal of Electrical Engineering*, Vol. 5, pp. 71-78, 2012.
- [19] M. Sheshagiri and Dr. B. V. S. Ram, “Total Transfer Capability Calculation Using Repeated
- Power Flow Method”, *International Journal of Engineering Development and Research*, Vol. 6, pp. 1-5, 2018.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [2] N. Wannoi, N. Jirsuwankul, P. Sarikprueck, C. Chompoonwai, and C. Wannoi, “A Novel Technique to Identify Proper Locations for Distributed Renewable Generation Integration to Minimize Contingency Impact”, In: *Proc. of IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference*, Weihai, China, pp.276-281, 2020.

2020 IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference (I&CPS Asia)



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A Novel Technique to Identify Proper Locations for Distributed Renewable Generation Integration to Minimize Contingency Impact

Narumon Wannoi, Nirudh Jirsuwankul, Piampoom Sarikprueck,
Chai Chompoonwai*

*Electrical Engineering Department,
Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology
Ladkrabang
Bangkok, Thailand
n.pue23@gmail.com, nirudh.ji@kmitl.ac.th,
piampoom.sa@kmitl.ac.th, chai.ch@kmitl.ac.th**

Chaisit Wannoi

*Computer Technology Department,
Faculty of Agricultural and Industrial Technology,
Phetchabun Rajabhat University
Phetchabun, Thailand
chaisit.w@pcru.ac.th*

Abstract— this paper presents a novel technique to define proper locations for distributed renewable generation (DRG) integration to minimize contingency impact. The contingency (n-1) analysis and the repeated power flow technique are used to investigate the Critical Voltage Buses (CVB). Then priority rankings are defined in two considerations, the number of impacts and voltage level at the CVB. The POWERWORLD simulator is used in this study to analyze the modified Thailand power system during peak load period. The results show that the proposed technique can identify the priority CVBs, which are the proper locations for DRG installation. With more DRG installations at the CVBs, the numbers of CVB, generator capacity and power system loss can be decreased and the load demand can be increased. This proposed novel technique can be applied effectively for the power system security enhancement.

Keywords— Proper location, Integration, Distribution Renewable Generations (DRG), Contingency (n-1), Repeated Power Flow (RPF)

I. INTRODUCTION

Over the past decade until now, renewable energy is the popular issue drawn a big intention from market participants not only in power industry sector, commercial sector, but also the residential sector. One of the most popular and mature renewable technology is solar power due to its simplicity, easy to install, and free energy for harvesting. Statistically, the cumulative installed capacity of Solar panel over the world have reached to several thousand gigawatt and still have a high penetration level in many countries of the world. However, due to it is considered as an intermittent power source, therefore, installation and integration solar power into the existing power system need to be very careful. Concerns and operation issues need to be addressed in order to keep system within security limit. It is found that the location determination to integrate the

distributed renewable generations (DRG) and priority ranking in a large scale power system is a difficult problem to analyze under the less of generation capacity for system security enhancement [1-3].

Then, this study has presented the novel technique to determine the integrating location of distribution renewable generation (DRG) using the priority ranking method. This technique can support the power development plan (PDP) to promote the DRG integration in Thailand. This technique has used the contingency (n-1) analysis [4-6] and repeated power flow technique (RPF) technique [7-9] based on voltage stability limit [10-12]. The contingency (n-1) analysis in this study has considered in three conditions. The first condition is a loss of a single transmission line and the second one is a loss of a single generator as well as the last one is a loss of a single transformer in the power system. The RPF technique in this paper consists of with load demands increase and generation capacity decrease [13-14]. Then, the critical voltage buses (CVB) [15-16] of all scenarios are evaluated. The priority rankings are considered in two definitions including the number of impacts and bus voltage level in each CVB. Finally, the priority of the CVBs is considered to be the proper locations to install the DRG. The comparison between base case without DRG integration and the cases with DRG integration are reported in this study.

The POWERWORLD simulator program is used to analyze a modify Thailand power system during peak load period in 2016 considering as the system base case. The modified Thailand power system, which includes 7 areas operation, is shown in fig.1 [17]. The generation capacity, load demand, and power loss in each area are different. In this study, the proposed technique is applied in area 2, which is the highest potential area to integrate the solar power generation for supporting the power development plan (PDP) of Thailand [18].

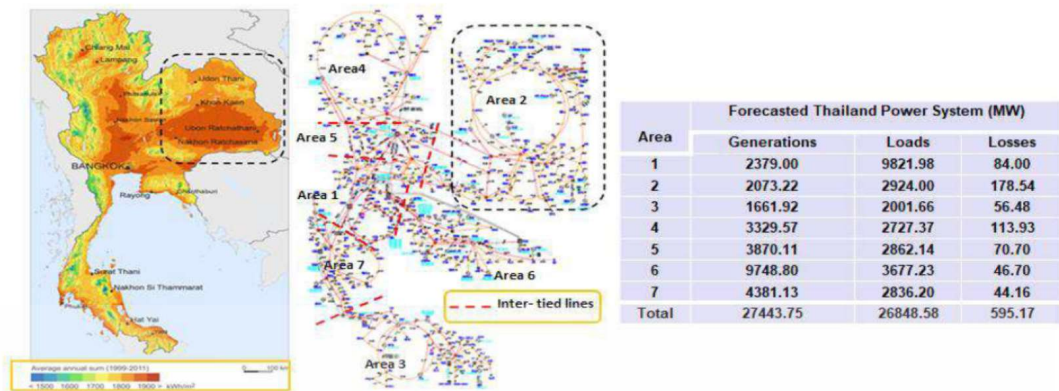


Fig. 1 A modified Thailand power system overview and power capacity data each area during summer peak load 2016-17

II. VIOLATION LIMITS

The power transfer in power system can present with a simple power system with a single generator and a single transmission line as show in fig.2.

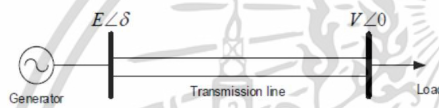


Fig. 2. A simple power system

Figure 2 shows a simple power system which a single generator supplies power to load. The power transfer equation [19] of this power system can be presented with equation 1.

$$S = \frac{VE}{X_d} \sin \delta + j \left[\frac{VE}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \right] \quad (1)$$

Where:

- $V = V \angle 0^\circ$ is load bus voltage,
- $E = E \angle \delta$ is generator bus voltage,
- δ is rotor angle,
- X_d is Transmission line's impedance

The power transfer equation has three factors to impact for power transfer. It consists of voltage, impedance of transmission line and rotor angle of generator. As same as the violation limit setting in power system study, will be used these factors for set the violation limit. It consists of thermal limit, voltage limit and generator limits.

In a study, power system base case has set violation limit by used thermal limit for power transfer equipment and voltage limit which it can present as below:

A. Voltage Limit

The voltage limit is defining of high and low voltage buses in power system to detect critical voltage buses. The voltage limit in this study can show in Table I.

B. Power Transfer Equipment's %loading

The power transfer equipment's %loading in a study will present in MVA limit which power transfer equipment as transmission lines or transformers. In study results has defined the %loading of transmission lines or transformers in power system base case as show in Table I.

TABLE I. VIOLATION LIMITS AND SETTING FOR STUDY

Violation limits	Setting
Voltage	0.95-1.05 in p.u.
%loading	<100% in MVA

III. THE VOLTAGE STABILITY [19]

The voltage stability is an ability to maintain voltage at all buses in power system under normal operation control. If system is collapsed due to the voltage and power limits, it creates unstable power system and eventually leads to the blackout state. The locus of critical points for voltage and power as the V-P curve is depicted in fig.3. The stability analysis in this study considers the V-P curve by increasing load demand and decreasing generator capacity using the repeated power flow calculation.

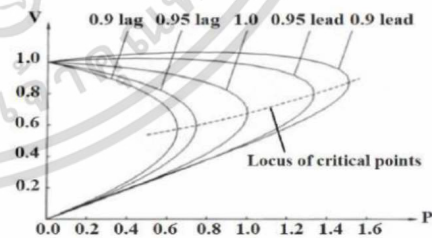


Fig.3 The V-P curve for the locus of critical points

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

IV. PROPER LOCATIONS IDENTIFICATION AND PRIORITY RANKING ALGORITHM

This study has considered voltage stability impact from contingency n-1 and repeated power flow analysis to find the CVB. All the CVBs are the proper locations to integrate DRGs, which are the installation of solar power generations. Area2 of

modified Thailand power system is focused. This is because area 2, the northeastern of Thailand, is the highest potential to install the solar power generation. The capacity in this area can reach 1750-1900 kWh/m². The area 2 has 242 buses, 40 generators, 192 transmission lines and 167 transformers as 22 kV, 115 kV and 230 kV systems.

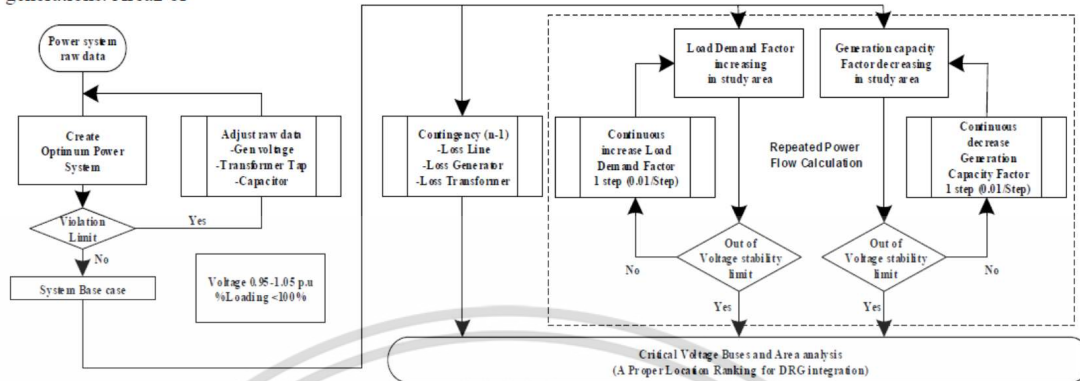


Fig. 4 Proper locations determination to integrate distribution renewable generations (DRGs)

Fig.4 shows the flow chart to identify proper locations to integrate distribution solar power generation. The optimized modified Thailand power system has been set up as the base case in the first step. This base case is deployed with voltage violation limit as 0.95-1.05 p.u. and load percentage limit less than 100% by adjusting generator voltage, transformer tap and capacitor in the system. After that, five scenarios are investigated including: 1) Loss of a single generator, 2) Loss of a single transmission line, 3) Loss of a single transformer, 4) Repeated power flow with load demand factor increase and 5) Repeated power flow with generation capacity factor decrease. Both scaling up and down for load demand and generation capacity are stepped as 0.01 units until the system reaches the unstable state based on voltage stability limit. The CVB can be specified by these 5 scenarios. In addition, the priority ranking can be evaluated as 2 different definitions as reported in Table II and III. According to Table II, the priority ranking is considered by the number of impacts occurred in 5 investigated scenarios. The first priority, which is the most important CVB, is indicated by all 5 impacts in all 5 investigated scenarios. Meanwhile, the occurrence only 1 impact in all 5 investigated scenarios yields the lowest CVB priority. In addition, the priority ranking is defined by bus voltage as shown in Table III. The first priority is indicated by the bus voltage less than or equal 0.90 p.u. and the lowest priority is defined as 0.94 p.u. at the bus voltage.

TABLE II. PRIORITY RANKING CRITERIA FROM HIGH IMPACTION AREA FREQUENCY

Ranking	Contingency (n-1)			Generator decreasing	Load increasing
	Gen.	Line	Transf.		
Priority 1	The CVB have 5 impacts from all of scenarios				
Priority 2	The CVB have 4 impacts from all scenarios				
Priority 3	The CVB have 3 impacts from all scenarios				
Priority 4	The CVB have 2 impacts from all scenarios				
Priority 5	The CVB have 1 impacts from all scenarios				

TABLE III. PRIORITY RANKING CRITERIA FROM VOLTAGE LEVEL

Ranking	Contingency (n-1)			Generator decreasing	Load increasing
	Gen.	Line	Transf.		
Priority 1	At least one situation of bus voltage ≤ 0.90 p.u for all scenarios				
Priority 2	At least one situation of bus voltage = 0.91 p.u for all scenarios				
Priority 3	At least one situation of bus voltage = 0.92 p.u for all scenarios				
Priority 4	At least one situation of bus voltage = 0.93 p.u for all scenarios				
Priority 5	At least one situation of bus voltage = 0.94 p.u for all scenarios				

V. THE SIMULATION RESULTS

Area 2 of the modified Thailand power system is studied for both cases. All five abovementioned scenarios are investigated to identify and rank the CVB to obtain proper locations to install the DRG. The comparison between the system without DRG and with DRG are proposed as follows.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A. Without the DRG Integration

The study results to define the CVB in the case of system without DRG integration for 22 kV as well as for 115 and 230 kV are reported in Table IV and V, respectively.

TABLE IV. CRITICAL VOLTAGE BUSES AT 22 KV

Bus No.	Contingency (n-1)			Generation Decreasing	Load Increasing
	Gen.	Line	Transformer		
	Volt	Volt	Volt		
2211	0.90	0.87	0.89	0.89	0.87
2221	-	0.88	-	-	-
2269	-	0.88	-	-	0.93
2270	-	0.90	-	-	-
2274	-	0.90	-	-	-
2275	-	0.90	-	-	0.94
2276	0.92	0.90	0.91	0.91	0.89
2277	-	0.89	-	-	-
2279	-	0.80	-	-	-
2253	-	0.91	-	-	-
2254	-	0.91	-	-	-
2257	0.92	0.91	0.91	0.92	0.92
2267	-	0.92	-	-	-
2213	-	0.93	-	-	0.92
2214	-	0.93	-	-	0.92
2209	-	0.93	-	-	0.93
2210	-	0.93	-	-	0.93
2248	-	0.94	-	-	0.93
2258	-	0.93	0.94	-	-
2264	-	0.93	-	-	-
2281	-	0.93	-	-	-
2251	-	0.94	-	-	-
2263	-	0.94	-	-	-
2278	-	0.94	-	-	-
2283	-	-	-	-	0.94
2294	-	0.94	-	-	-

According to the results, it is found that the total numbers of CVB are 51 buses from 242 buses in area 2. It is also clearly observed that the number of CVB in case of a loss of single transmission line has the highest number as 50 buses. The cases of CVB for a loss of single generator and a loss of single transformer are 8 and 11 cases, respectively.

In addition, as the repeated power flow technique including the load demand increase and generation capacity decrease, it is found that the system can support load increase at factor 0.02 p.u. or around 60 MW and can withstand the generation capacity reduction as factor -0.06 p.u. or around 125 MW. The numbers of the CVB in case of load increase has more than that

of the generation decrease, which there are 17 and 8 CVBs for load increase and generator decrease, respectively.

TABLE V. CRITICAL VOLTAGE BUSES AT 115 KV, 230 KV.

Bus No.	Contingency (n-1)			Generation Decreasing	Load Increasing
	Generator	Line	Transformer		
	Volt	Volt	Volt		
2705	0.93	0.91	0.92	0.92	0.90
2706	0.9	0.87	0.89	0.89	0.87
2707	0.92	0.90	0.91	0.91	0.89
2711	-	0.89	-	-	-
2726	-	0.90	-	-	-
2735	-	0.88	0.94	-	0.92
2739	-	0.90	-	-	-
2740	-	0.81	-	-	-
2746	-	0.90	-	-	-
2750	0.90	0.88	0.89	0.89	0.87
2888	-	0.90	-	-	-
28705	-	0.81	-	-	-
2811	-	0.88	-	-	-
2734	-	0.91	-	-	-
2737	-	0.91	-	-	-
2738	-	0.91	-	-	-
2743	-	0.91	-	-	-
2801	0.93	0.91	0.93	0.93	0.93
2736	-	0.92	-	-	-
2747	-	0.92	-	-	-
2748	-	0.93	0.94	-	-
28736	-	0.93	-	-	-
28734	-	0.94	-	-	-
2732	-	0.94	-	-	-
2733	-	0.94	-	-	-

Considering the simulation results for all 5 investigated scenarios, the priority ranking for CVB based on two aforementioned definitions can be evaluated as reported in Table VI and VII. It can be seen from Table VI that the highest priority includes 8 CVBs where they have all impacts for all 5 investigated scenarios such as bus number 2211, 2276, etc. Since there is non-4 impacts case in these 5 investigations, the second priority is zero. The highest number of CVB is 33 for the fifth priority such as bus number 2711, 2726, and so on.

In addition to the number of impact consideration, Table VII shows the priority ranking for CVB based on the bus voltage consideration. The highest priority can be defined by bus voltage less than or equal 0.90 p.u. at least one case in 5 investigations which has 22 CVBs in this study such as bus number 2276 and 2705. The lowest priority of the CVB in this evaluation has 8 buses indicated by the voltage bus equal to

0.94 p.u. at least one case in 5 investigations such as bus number 2733 and 2734. These priority rankings are used to identify the proper locations for integrating the DRG of the modified Thailand power system discussed in the following section.

TABLE VI. PRIORITY RANKING FROM THE NUMBER OF IMPACT

Bus Records	Priority Ranking				
	1	2	3	4	5
Quantity	8	-	1	9	33

TABLE VII. PRIORITY RANKING FROM VOLTAGE LEVEL

Bus Records	Priority Ranking				
	1	2	3	4	5
Quantity	22	8	5	8	8

B. With the DRG Integration

The DRGs are installed as 9 MW solar powers based on the VSPR regulation in Thailand for each CVB considering the priority ranking analysis in the previous section. The comparison between base case and DRG integration at CVBs as priority ranking from the number of impact is reported in Table VIII. It can be seen that the numbers of CVB are increased significantly although the DRGs are installed at the highest priority CVBs in this case. The numbers of CVB are even increased after the installation of DRG at the third priority CVBs. It can be concluded that the priority ranking considering the numbers of impact is not appropriate to identify the proper integrated DRG locations.

On the other hand, as shown in Table IX, the numbers of CVB are decreased significantly as the installation of DRG at the highest priority ranking from bus voltage level compared to the base case. In addition, with the more DRGs integration the numbers of CVB are dramatically decreased and are minimized as all integrated CVB and DRGs condition. As the results, the priority ranking based on the bus voltage consideration is suitable to obtain the proper location for integrating the DRG for improving the power system stability.

TABLE VIII. THE COMPARISON BETWEEN BASE CASE AND DRG INTEGRATION AT CVB AS PRIORITY RANKING FROM THE NUMBER OF IMPACT

Allocation	The number of CVB based on contingency (n-1) analysis		
	Generators	Lines	Transformers
Base Case	8	50	11
Priority 1	17	41	20
Priority 2	-	-	-
Priority 3	38	25	38
Priority 4	24	17	21
Priority 5	0	1	0

TABLE IX. THE COMPARISON BETWEEN BASE CASE AND DRG INTEGRATION AT CVB IN PRIORITY RANKING FROM VOLTAGE LEVEL

Allocation	Contingency by consider CVB quantity of each priority		
	Generators	Lines	Transformers
Base Case	8	50	11
Priority 1	1	12	1
Priority 2	0	9	1
Priority 3	0	2	1
Priority 4	0	1	0
Priority 5	0	1	0

Moreover, the acceptable load demand and generator capacity can be enhanced with the DRG integration as depicted in fig. 5 and 6. It can be observed that, as compared to the base case, load demand increase and generator capacity decrease with more DRG integration to the CVBs considering priority ranking from the voltage level.

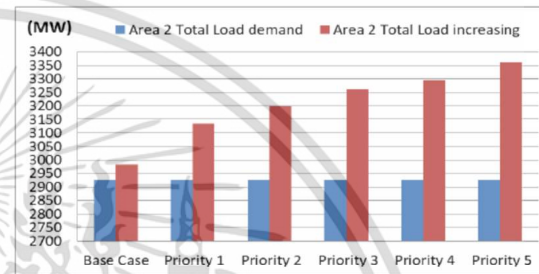


Fig. 5 The acceptable load demand increase in area 2 of each priority

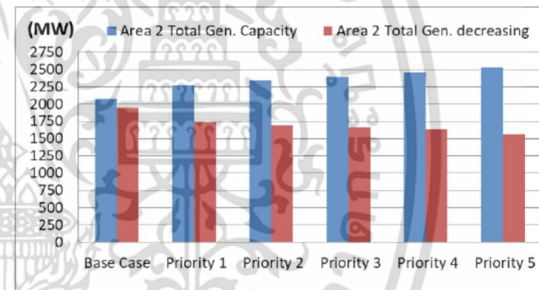


Fig. 6 The acceptable generation capacity decrease in area 2 of each priority

The power system loss is also investigated in this study as shown in fig. 7. As the DRG integration, it helps considerably reduce the system loss. The loss reduction is 400 MW approximately after installing the DRGs at the CVBs in each priority ranking.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

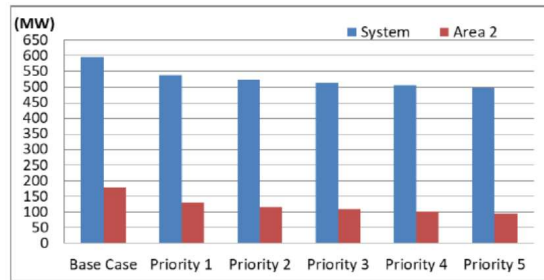


Fig. 7. power loss variation of system and area 2.

VI. CONCLUSIONS

This study has proposed the novel technique to identify the proper locations to integrate the distribution renewable generation (DRG) in a large-scale power system based on priority ranking method. The contingency (n-1) analysis and repeated power flow (RPF) technique are used to obtain the critical voltage bus (CVB) and then priority ranking is evaluated. The suitable priority ranking is considered by the bus voltage level in order to find the priority CVBs for installing the DRG, which is the solar power in this study. The installation of DRG helps improve the power system stability effectively. The numbers of CVB, the generator capacity, and the power system loss can be decreased, while the system load demand can be increased with the DRG installation at the CVBs. This proposed technique can be applied to support the power development plan (PDP) for system stability enhancement in the near future.

ACKNOWLEDGMENT

Authors would like to thank the Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Thailand for supporting the equipment and tools. Authors would like to thank the Energy System and Illumination Research Center (ESIRC) of electrical engineering department for supporting the data for this research.

REFERENCES

- [1] Q. Zhou, X. Li, J. Liao, and T. Xiong, "Power Failure Risk Assessment and Management based on Stochastic Line Failures in Distribution Network Including Distributed Generation", *IEEE Transaction on Electrical and Electronic Engineering*, 2018, pp. 1303-1312.
- [2] W. D. Oliveira, J. P. A. Vieira, U. H. Bezerra, D. A. Martins and B. D. G. Rodrigues, "Power system security assessment for multiple contingencies using multiway decision tree", *Electric Power Systems Research*, Vol.148, 2017, pp.264-272.
- [3] C. Chompoo-inwai, C. Yingvivatanapong, P. Faungfoo and W.J. Lee, "Transmission Congestion Management during Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand", *IEEE Transaction on Industrial Application*, Vol. 43, 2007, pp.1483-1490.
- [4] E. F. Dela Cruz, A. N. Mabalot, R. C. Marzo Michael C. Pacis and J. H. S. Tolentino, "Algorithm Development for Power System Contingency Screening and Ranking using Voltage-Reactive Power Performance Index." *IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 2016, pp. 2232-2235.
- [5] S. B. Daram, P.S.Venkataramu and M.S.Nagaraj, "Performance Index Based Contingency Ranking under Line Outage Condition Incorporating
- [6] Er. Ramandip Singh, Er. Jaspreet Singh and R. Singh, "Power System Security Using Contingency Analysis For Distributed Network," *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, Vol. 2, 2013, pp.1256-1261.
- [7] M. Sivasatyanarayana, L. Rajasekhar Goud and J. Amamath, "Available Transfer Capability (ATC) Under Deregulated Power Systems," *International Journal of Engineering and Management Research*, Volume-4, April, 2014, pp.253-258.
- [8] C. Wannoi, A. Khumdee, N. Wannoi and C. Chompoo-inwai, "An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System using Repeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit", *Procedia Computer Science*, Vol.86, 2016 pp.357-360.
- [9] P.W. Pande, S. Kumar and A.K. Sinha, "Total Transfer Capability calculation using Modified Repeated Power flow Method," *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 2015.
- [10] T. G. Tella, S. SITATI and G. N. NYAKOE, "Finding and Ranking Load Bus Voltage Stability Severity Indexes Due to Load Reactive Power Changing Using User-Defined and Modified Voltage Stability Indices", *International Journal of Power Systems*, Volume 2, 2017, pp.33-41.
- [11] S. M. Pérez-Londoño, G. Olivar-Tost and J. J. Mora-Florez, "Online Determination of Voltage Stability Weak Areas for Situational Awareness Improvement", *Electric Power Systems Research*, Vol. 145, 2017, pp. 112-121.
- [12] C. Wannoi, S. Bunjongjit and C. Chompoo-inwai, "A Proper Location FACTS Device Placement and Primary Generation Response Definition for Multi-Lines Buses Security Enhancement under Contingency Analysis", *International Conference on Electrical Engineering*, 2015.
- [13] I. Adebayo and Y. Sun, "New Performance Indices for Voltage Stability Analysis in a Power System," *Energies*, 2017.
- [14] C. Wannoi, N. Wannoi, and C. Chompoo-inwai, "An Impact Study and Operation Recommendation in Peak Load Period after Solar Power Integration to Northeastern Power System in Thailand", *International Conference on Electrical Engineering*, 2015.
- [15] F.A. Althowibi and M.W. Mustafa, "Power System Voltage Stability: Indications, Allocations and Voltage Collapse Predictions," *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering* Vol. 2, Issue 7, July 2013, pp. 3138-3152.
- [16] C. Wannoi, N. Wannoi, C. Boonkhun, C. Temiyasathit and C. Chompoo-inwai, "A Novel Transmission Line's ATC Assessment Method by Considering the Generation Dispatch Limit (GDL) and Renewable Generation Capacity with Power Flow Sensitivity Analysis", *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol.12, No.5, 2019, pp.179-189.
- [17] C. Wannoi, S. Bunjongjit and C. Chompoo-inwai, "A Proper Location FACTS Device Placement and Primary Generation Response Definition for Multi-Lines Buses Security Enhancement under Contingency Analysis", *International Conference on Electrical Engineering*, 2015.
- [18] Energy Policy and Planning Office Ministry of Energy, Thailand Power Development Plan, 2015.
- [19] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Luuby, *Power System Stability and Control*, 1994.

- [3] N. Wannoi, N. Jirsuwankul, C. Chompoo-inwai, C. Chompoonwai, and C. Wannoi, "Novel Techniques for Critical Load Buses Identification and Load Bus's Available Capacity Calculation to Improve Power System Stability", In: *Proc. of IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference*, Weihai, China, pp.799-804, 2020.

2020 IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference (I&CPS Asia)



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Novel Techniques for Critical Load Buses Identification and Load Bus's Available Capacity Calculation to Improve Power System Stability

Narumon Wannoi, Nirudh Jirsuwankul, Chow Chompoo-inwai*,
Chai Chompoo-inwai

*Electrical Engineering Department,
Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology
Ladkrabang
Bangkok, Thailand
n.pue23@gmail.com, nirudh.ji@kmitl.ac.th,
chow.ch@kmitl.ac.th*, chai.ch@kmitl.ac.th*

Chaisit Wannoi

*Computer Technology Department,
Faculty of Agricultural and Industrial Technology,
Phetchabun Rajabhat University
Phetchabun, Thailand
chaisit.w@pcru.ac.th*

Abstract—this paper presents two novel techniques for critical load buses identification and load bus's available capacity (LBAC) calculation to improve power system stability. The critical load bus identification is applied by contingency analysis considering system violation limits under load shedding impact. The violation limits consist of two limits including voltage and percent loading limits of power transfer equipment. As the LBAC calculation, the available transfer capability (ATC) of all multi-lines connected on each load bus are investigated with the total transfer capability (TTC). To validate the effectiveness of the proposed approach, the modified Thailand power system during summer peak load in area1 (load center) is used for a system base case. As the results, it is found that the proposed techniques can effectively obtain and rank critical load buses as well as to calculate the LBAC. The strong relation between these two indexes can be applied to improve power system stability.

Keywords—Critical Load Bus, Available Capacity, System Contingency, Ranking, Power System Stability

I. INTRODUCTION

In power system control, there are a lot of events to affect power system stability with different severity impacts. Therefore, the impact study and the system contingency ranking play a key role to control and protect the power system failure efficiently. The general critical load buses identification is used to compare the impact from a loss of a single equipment (N-1 contingency criteria) [1-2]. Typically, the N-1 contingency analysis consists of the loss of a generator, a transformer, and a transmission line consideration. However, it is a time consumed process to apply the typical N-1 contingency analysis comprehensively.

In general, the evaluation of the load-bus capability in a power system can be determined by the voltage stability using V-P diagrams to determine the load bus capacity and lead to the ranking of the load bus in the system to improve voltage stability. The voltage stability improving methods as switching to the Static VAR Compensator to increase the ability to transfer the power in the system to the load. But we do not know the maximum capacity of the load bus that can transfer the

maximum power to the load of each load bus in the system for planning the power control of the control engineer. Therefore, in this article, we propose a new technique for calculating the power transfer capability of the load bus in order to know the capability of maximum power transfer to be used as criteria or specifications for consideration and decision making for engineers to control the power system to improve the load bus voltage. The critical load buses identification and ranking are determined by the violations of the power control regulation including voltage and load percentage limit. Since the system contingency under load shedding may cause the system failure, then, the power transfer limit needs to be studied. In the existing literatures, if the power transfer cannot be controlled and reaches its limit, it may establish the system overload and eventually result in the power system blackout [3-5]. Then, the author in [6] has studied a bus priority ranking via stability index tracing and evolutionary programming by the voltage stability limit. Bus voltage stability severity indexes due to load reactive power changing using user-defined and modified voltage stability indices has been found and ranked in [7]. Reference [8] has ranked loads in power systems-comparison of different approaches. In addition, the available capacity calculation has been studied considering the TTC [9-11] in each transmission line. The maximum capacity power transfer to load bus is the total transfer capability of all source transmission lines or multi-lines connected to load buses [12-13]. The availability transfer capability (ATC) is the remaining power transfer in each transmission line so the total ATC source in each transmission line is the maximum power transfer of the load bus. Although other research has been focused in many techniques to do system performance index, no one has been focused on LBAC factor. Therefore, in this research study, the Power world simulation program is used with algorithm proposed by [14-15] to study and verify the available capacity of load buses in the modified Thailand power system during summer peak load [16]. All system topologies and configuration, generation facilities data, and other equipment data of the studied system are reported in fig.1 and Table I.

TABLE I. MODIFIED THAILAND POWER SYSTEM DATA (SUMMER PEAK 2019)

Area	Generations	Loads	Losses
1	2,379.00	10,849.57	96.98
2	2,858.22	3,229.91	134.08
3	2,088.00	2,668.37	70.15
4	3,517.59	3,010.51	133.81
5	3,972.10	3,161.58	84.74
6	10,133.05	4,061.95	54.76
7	5,333.7	4,061.95	54.76
Total	30,281.66	29,657.53	624.13

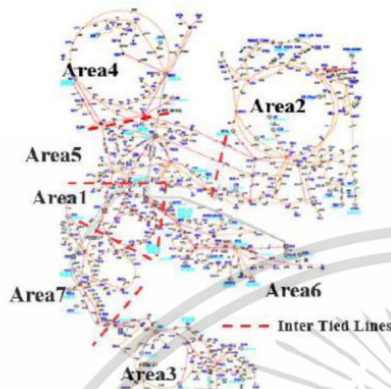


Fig.1 A modified Thailand power system overview

As shown in Table I, the total generation capacity is 30,281.66 MW and the total load demand is 29,657.53 MW as well as the total loss is 624.13 MW. In this paper, the proposed novel techniques to identify the critical load buses and to calculate the LABC are focused in area 1 excluding auxiliary loads of power plants as 2,379 MW, load as 10,849.57 MW, and system loss as 96.98 MW. The focused area 1 is selected due to a big gap between generator capacity and load demand inside area (net import power up to 7,000 MW). The number of the system equipment in area 1 is shown in Table II to provide the useful information in the following discussion.

TABLE II. The quantity of equipment in area1

Equipment	Quantity	Unit
Main Generators	20	Units
Transmission Lines	67	Lines
Transformers	110	Units

II. POWER TRANSFER LIMITS

The principle of power transfer limit in the power system is depicted as fig. 2.

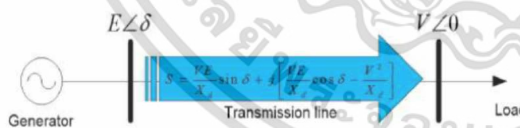


Fig.2 The power transfer on simple power system with a single generator and transmission line

Fig. 2 shows the power transfer from a generator to a load bus. The power transfer can be dynamically varied corresponding to the balancing of system supply and demand. The power transfer limits have 3 important factors. The first factor is a generator or load bus voltage limit. The second factor is an impedance of transmission line, which its power transfer limit is based on thermal limit. The thermal limit in each transmission line depends on its type of material. The last factor is a rotor angle of generator or rotor angle stability limit. Once the power system reaches one of these three limits, the power system experiences the stability issue.

III. THE TOTAL TRANSFER CAPABILITY

The total transfer capability (TTC) of a transmission line is illustrated by fig. 3 that shows the TTC components defined by the North American Electric Reliability Council (NERC) [17]. Therefore, TTC of each transmission lines in the power grid can be calculated by (1).

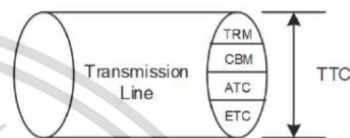


Fig.3 Total Transfer Capability of transmission line

$$TTC = ATC + TRM + ETC + CBM \quad (1)$$

where TTC is the total transfer capability, ATC is the available transfer capability, TRM is the transfer reliability margin, ETC is the existing transfer capability, CBM is the capability benefit margin

The combination of TRM, CBM and ETC is the Committed_Uses defined by NERC as (2). Finally, based on (1) and (2) the ATC can be formulated by (3).

$$\text{Committed_Uses} = TRM + CBM + ETC \quad (2)$$

Then,

$$ATC = TTC - \text{Committed_Uses} \quad (3)$$

This paper is to study and to evaluate the ATC by calculating the TTC based on thermal limit of each transmission line. The thermal limit of transmission lines is always presented in MVA. Then, the TTC can be presented in by (4).

$$TTC = \text{Limit}_{MVA} = \frac{\text{Limit}_{AMP} \sqrt{3}VN}{10^6} \quad (4)$$

where Limit_{AMP} is a limit in ampere, Limit_{MVA} is a limit in MVA, and VN is a nominal voltage in volt.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

IV. THE PROPOSED NOVEL TECHNIQUES

Two novel techniques to improve power system stability are presented in this study. The first technique is a novel method to identify the critical load buses by the system contingency ranking. The second technique is a novel method to calculate load bus's available capacity (LBAC). Both proposed techniques can be presented as the following subsections.

A. A novel critical load buses identification

A heuristic algorithm to identify the novel critical load buses to improve power system stability is shown in fig 4.

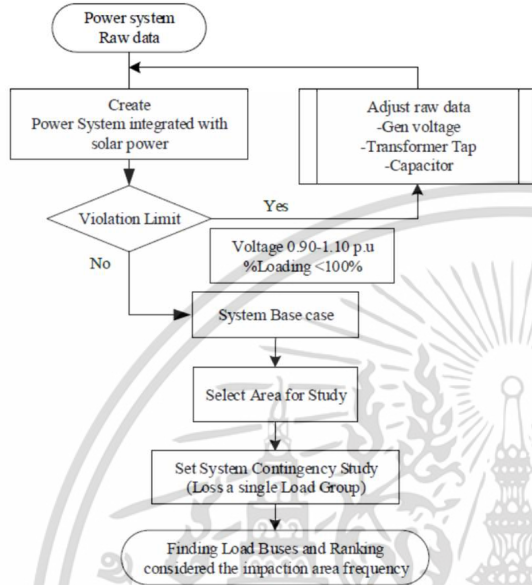


Fig.4 A novel system contingency ranking flow chart

According to fig.4, first of all the modified Thailand power system has been created defined as a base case in this study. The violation limits for power system base case, which are set the voltage limit as 0.9 to 1.1 p.u. and the load percentage as less than 100%, need to be checked in this state. If the system is over the limits, the generator voltage, transformer tap, and the capacitor are adjusted until the system is satisfied. After that, the second step is study area selection which in this study area 1 has been focused since the total loads are greater than the total generator capacity in this area. Next, the third step is the contingency analysis considering a loss of single load group in a focus area. Finally, the critical load buses and their ranking can be evaluated by the number of violation limits on voltage buses and transmission lines consideration.

B. A novel load bus's available capacity (LBAC) calculation

The LBAC calculation can be presented with fig 5. The load bus's available capacity (LBAC) ranking has considered the ATC of transmission lines connected on load bus. The study

results in fig 5 show transmission lines connected on load bus. Then, the load bus security remaining can calculate from all these Transmission line's ATC. Then, the LBAC can present in equation (5).

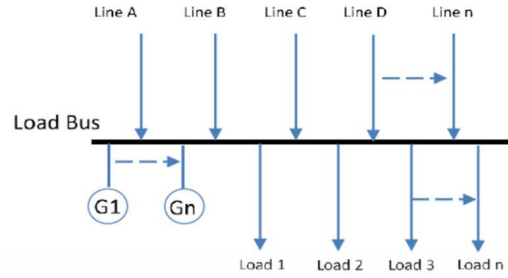


Fig.5 The Transmission lines connection on a load bus

$$LBAC = \left[\begin{matrix} \sum_{Line_1}^{Line_n} TLBC + \sum_{G_1}^{G_n} G_{CAP} \\ -Committed_Uses \end{matrix} \right] \quad (5)$$

and

$$TLBC = \sum_{Line_1}^{Line_n} TTC \quad (6)$$

Then, the LBAC can be represented based on (4), (6) as (7).

$$LBAC = \left[\begin{matrix} \sum_{line_1}^{Line_n} \frac{Limit_{Amp} \sqrt{3VN}}{10^6} + \sum_{G_1}^{G_n} G_{CAP} \\ -Committed_Uses \end{matrix} \right] \quad (7)$$

where

TLBC is a total load buses capacity,

LBAC is a load bus's available capacity,

G_{cap} is a generator capacity in MVA,

Committed_Uses [17] is a real load flow in MVA,

V. THE SIMULATION RESULTS

The Power World simulator is used to validate the effectiveness of the proposed technique for the critical load buses identification and the LBAC calculation. The results are discussed in this section as follows.

A. The Critical Load Buses Identification

The study results of load buses in area 1 can be show in Table III that found the load bus quantity has 28 buses. The maximum load bus in this area is bus number 1710 (NCO-456) and the minimum load bus is bus number 1709 (RS-568). The number of impacts on the violations of load buses in area 1 considering a loss of single load group are shown in fig. 6-8. It can be found on the study results in fig. 6 that there are 6 load groups affected to voltage buses violation limit.

TABLE III. THE LOAD DEMAND OF EACH LOAD BUSES IN AREA 1

Load Records				
Number	Name	MW	Mvar	MVA
1601	NB-1236	588.1	175.94	613.85
1602	LPR-12	323.81	75.56	332.51
1603	BK-12	255.27	108.91	277.53
1604	BPL-1467	339.23	81.49	348.88
1605	SB-12	448.8	199.36	491.08
1606	STB-12	321.81	152.82	356.25
1607	BN-2378	573.99	280.58	638.89
1609	RS-1247	275.85	152.34	315.12
1612	LPR-34	269.07	84.28	281.96
1613	BK-34	517.31	209.09	557.97
1615	SB-4	167.03	55.84	176.12

The losses of load group in bus number 1710 and 1607 create the highest impact to 3 critical voltage buses. It can also observe that there are 22 load buses, which don't create any impact considering voltage buses violation limit investigated by a loss of single load group method. According to fig.7, 17 load groups, when outage, they affect to transmission lines violation limit or over load. The study result show that load bus number 1710 has highest affected to percent loading of transmission line by directly impacted to 8 transmission lines overload. Moreover, study results found that 11 load buses are not affected to bus voltage when shedding. The study results in fig. 8 found that there are 18 load groups, when outage, they will effect to transmission lines and voltage buses are violation limit. The

study results that found load bus number 1710 has a highest impact to equipment in system. Moreover, study results show that there are 10 load buses are not hit violation limit when shedding.

TABLE III. THE LOAD DEMAND OF EACH LOAD BUSES IN AREA 1 (CONT)

Load Records				
Number	Name	MW	Mvar	MVA
1616	STB-34	309.55	146.93	342.65
1625	SB-5	148.2	55.24	158.22
1640	RPS-12	444.6	185.29	481.67
1663	TPR-34	120.07	49.83	130
1704	BPL-235	650.07	285.16	709.86
1705	SB-3	126.12	67.78	143.18
1707	BN-46	205.46	13.81	205.92
1708	SNO-12	249.44	177.73	306.29
1709	RS-568	95.12	28.36	99.26
1710	NCO-456	614.39	364.68	714.47
1711	ON-1	354.89	99.86	368.67
1715	SB-6	160.52	52.06	168.75
1717	CHW-12	532.34	198.28	568.07
1763	TPR-12	354.72	207.28	410.85
1802	LPR	367.49	101.37	381.21
1803	BK	443.4	39.3	445.13
1806	STB	511.33	244.81	566.91



Fig.6 The critical load buses ranking under load bus shedding base on voltage buses violation quantity

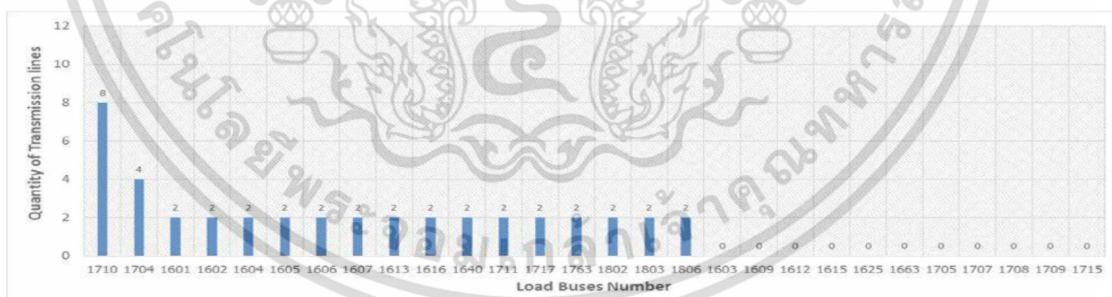


Fig.7 The critical load buses ranking under load bus shedding base on Transmission line violation quantity

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

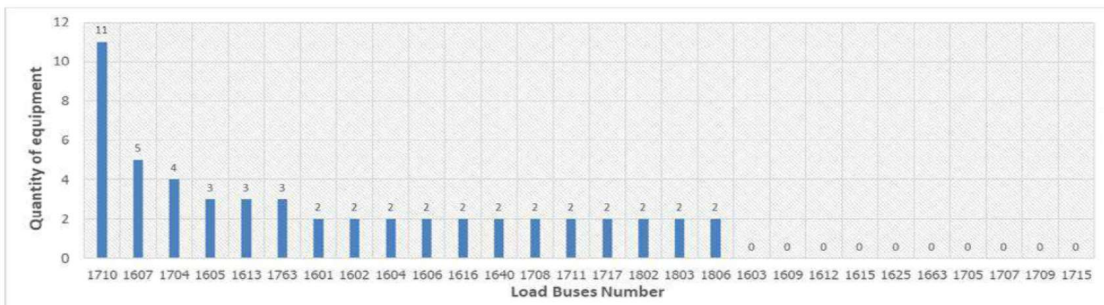


Fig.8 The critical load buses ranking under load bus shedding base on total equipment violation quantity

B. The Load Bus's Available Capacity Calculation

The LBAC calculation is reported in Table IV. These data include the data of incoming transmission lines connected as each load bus, the TLBC, the committed uses, and the LBAC. In addition, the TLBC and the LBAC can be ranked as depicted in fig 9, and 10, respectively. The study results in fig. 9 show that bus number 1803 has the highest TLBC as 5,300 MVA and the lowest capacity for these load buses is 300 MVA on bus number 1615, 1625, 1705, and 1725.

Moreover, the study results in fig. 10 show that the LBAC of load bus number 1806 is the highest capability as 2645.9 MVA and the lowest LBAC located at load bus number 1601 as 3.5 MVA.

TABLE IV. THE LBAC CALCULATION OF EACH LOAD BUSES IN AREA 1 (CONT.)

Load Buses in Area 1				
Bus Number	Incoming Lines	(TLBC)	Committed Uses	(LBAC)
1612	2	400	272.9	127.1
1613	2	600	561.5	38.5
1615	1	300	167.5	132.5
1616	2	400	312.9	87.1
1625	1	300	148.8	151.2
1640	2	600	531.8	68.2
1663	2	600	121.3	478.7
1704	3	600	572.4	27.6
1705	1	300	127.6	172.4
1707	2	400	205.9	194.1
1708	2	610	577.1	32.9
1709	3	900	619.8	280.2
1710	3	685	659.7	25.3
1711	2	600	517.4	82.6
1715	1	300	161.6	138.4
1717	2	600	543.4	56.6
1802	6	4240	1605.3	2634.7
1803	9	5300	3094.7	2205.3
1806	7	3470	824.1	2645.9

TABLE IV. THE LBAC CALCULATION OF EACH LOAD BUSES IN AREA 1

Load Buses in Area 1				
Bus Number	Incoming Lines	(TLBC)	Committed Uses	(LBAC)
1601	3	600	596.5	3.5
1602	2	420	378.2	41.8
1603	2	400	259.1	140.9
1604	2	400	342.8	57.2
1605	2	600	484.1	115.9
1606	2	400	332.4	67.6
1607	3	660	642	18
1609	3	600	503.1	96.9

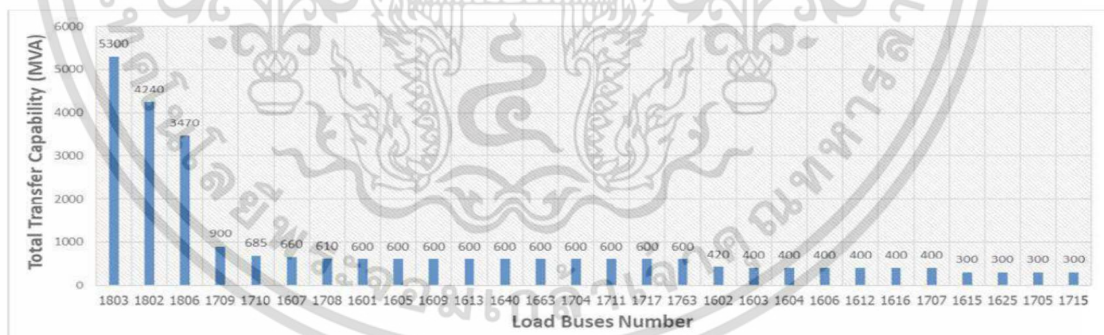


Fig.9. The total load buses capacity (TLBC) ranking

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

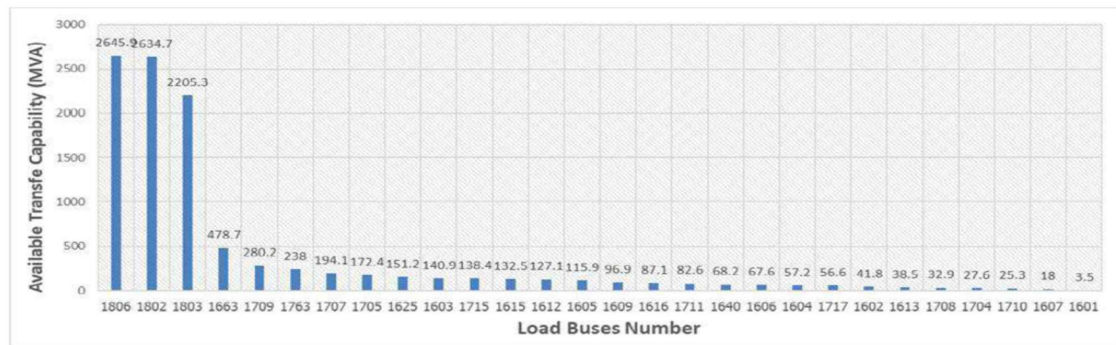


Fig.10. The load buses' available capacity (LBAC) ranking

It can be clearly seen from both the critical load buses identification and the LBAC calculation that the group of highest critical load buses ranking such as bus number 1710, 1607, 1704, 1601, etc. as depicted in fig. 8 has the lowest LBAC as shown in fig. 10. This presents the strong relation between these two proposed indexes. These two proposed technique can be applied to enhance the power system stability. The power system can be managed and controlled the system to reduce the severity of system contingencies under a loss of load bus group situation.

VI. CONCLUSIONS

This study presents two novel techniques for critical load buses identification and load bus's available capacity (LBAC) calculation to improve power system stability. Load shedding scheme is used to analyze the system contingency in order to obtain the critical load buses and their ranking. In addition, a novel technique for load buses' available capacity (LBAC) calculation have been proposed considering the available transfer capability of all incoming transmission line connected on load bus. The critical load buses and the LBAC have a strong correlation. This finding helps improve the stability in power system.

REFERENCES

- [1] A. A. Abdulrazzaq, "Contingency ranking of power systems using a performance index", *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, Vol.2, May 2015.
- [2] U. Kumar, H.R.S. Reddy, "Contingency Ranking in Modern Power System by Exact and Precise Method", *International journal of innovative research in electrical, electronics, instrumentation and control engineering*, Vol. 3, Issue 5, May 2015
- [3] C. Chompoo-inwai, C. Yingvivanapong, P. Faungfoo, and W.J. Lee, "Transmission Congestion Management during Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand", *IEEE Transaction on Industrial Application*, Vol. 43, pp.1483-1490, 2007.
- [4] Q. Zhou, X. Li, J. Liao, and T. Xiong, "Power failure risk assessment and management based on stochastic line failures in distribution network including distributed generation", *IEEJ Transaction on Electrical and Electronic Engineering*, pp. 1303-1312, 2018.
- [5] C. Wannoi, N. Wannoi, and C. Chompoo-inwai, "An Impact Study and Operation Recommendation in Peak Load Period after Solar Power Integration to Northeastern Power System in Thailand", In: *Proc. of International Conference on Electrical Engineering*, 2015.
- [6] Z. Hamid, I. Mussirin, M. M. Othman, M. N. A. Rahim, "Bus Priority Ranking via Stability Index Tracing and Evolutionary Programming", *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, Vol. 36 No.1, February, pp. 1303-1312, PP.48-59, 2012.
- [7] T. G. Tella, S. SITATI, G. N. NYAKOE, "Finding and Ranking Load Bus Voltage Stability Severity Indexes Due to Load Reactive Power Changing Using User-Defined and Modified Voltage Stability Indices", *International Journal of Power Systems*, Volume 2, pp.33-41, 2017.
- [8] J.V. Milanovic, I.A. Hiskens and V.A. Maslennikov, "Ranking Loads in Power Systems-Comparison of Different Approaches" *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 14, pp.614-619, May, 1999
- [9] P. Du, W. Li, X. Ke, N. Lu, O. Cimiglio, and M. Colburn, P. Anderson, "Probabilistic-Based Available Transfer Capability Assessment Considering Existing and Future Wind Generation Resources", *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, Vol. 6, No.4, 2015.
- [10] T. Nireekshana, G. Kesava Rao, and S. Siva Naga Raju, "Enhancement of ATC with FACTS devices using Real-code Genetic Algorithm", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, pp.1276-1284, 2012.
- [11] A. Sadiq and M. Nwohu, "Evaluation of Inter - Area Available Transfer Capability of Nigeria 330KV Network", *International Journal of Engineering and Technology*, Vol.3 No.2, 2013.
- [12] A.V. Naresh Babu, S. Sivanagaraju, Ch. Padmanabharaju and T. Ramana, "Multi-Line Power Flow Control using Interline Power Flow Controller (IPFC) in Power Transmission Systems", *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering* Vol.4, No.3, 2010
- [13] C. Wannoi, S. Bunjongjit, and C. Chompoo-inwai, "A Proper Location FACTS Device Placement and Primary Generation Response Definition for Multi-Lines Buses Security Enhancement under Contingency Analysis", In: *Proc. of International Conference on Electrical Engineering*, 2015.
- [14] C. Wannoi, A. Khundee, N. Wannoi, and C. Chompoo-inwai, "An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System using Repeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit", *Procedia Computer Science*, Vol.86, pp.357-360, 2016.
- [15] C. Chompoo-inwai, W.J. Lee, P. Faungfoo, M. Williams, and J.R. Liao, "System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System", *IEEE Transactions on industry applications*, Vol.41, No.1, 2005.
- [16] C. Wannoi, N. Wannoi, C. Boonkhun, C. Temiyasathit and C. Chompoo-inwai, "A Novel Transmission Line's ATC Assessment Method by Considering the Generation Dispatch Limit (GDL) and Renewable Generation Capacity with Power Flow Sensitivity Analysis", *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol.12, No.5, pp.179-189 2019.
- [17] North American Electric Reliability Council (NERC), Available Transfer Capability Definitions and Determination, NERC Report, 1996.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นางนฤมล วันน้อย
วัน เดือน ปีเกิด 23 กุมภาพันธ์ 2526
ที่อยู่ 39/6 ม.2 ซอย ประชาพัฒนา 8
ต.สะเตียง อ.เมือง จ.เพชรบูรณ์ 67000
E-mail: n.pue23@gmail.com

ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2548 จบการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
พ.ศ. 2553 จบการศึกษา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ. 2559-ปัจจุบัน ศึกษาต่อ วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ประวัติการทำงาน

พ.ศ. 2552-ปัจจุบัน มหาวิทยาลัยราชภัฏเพชรบูรณ์

ผลงานทางวิชาการ

[1] Narumon Wannoi, Chaisit Wannoi, Chai Chompoo-inwai, Nirudh Jirasuwankul and Churirut Boonkhun, “The Impact Study of Electrical Vehicle Charging Stations Loading to Thailand’s Northeast Power System and DRG Integration Planning to Reduce Power Congestion”, *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol.16, No.2, pp.561-570, 2023

[2] Narumon Wannoi, Nirudh Jirsuwankul, Piampoom Sarikprueck, Chai Chompoo-inwai and Chaisit Wannoi, A Novel Technique to Identify Proper Locations for Distributed Renewable Generation Integration to Minimize Contingency Impact, IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference, July 13-16, 2020, 276-281.

[3] Narumon Wannoi, Nirudh Jirsuwankul, Chow Chompoo-inwai*, Chai Chompoo-inwai and Chaisit Wannoi, Novel Techniques for Critical Load Buses Identification and Load Bus’s Available Capacity Calculation to Improve Power System Stability, IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia Technical Conference, July 13-16, 2020, 799-804.

[4] Narumon Wannoi and Chaisit Wannoi, “A Real-time Prototype of a Water level Monitor and Wide Area Early Flood Warning”, *SNRU Journal of Science and Technology* 14 (1), pp.19-24, 2022.

เอกสารนี้เป็นของส่วนตัวผู้เขียน ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

[5] **Narumon Wannoi** and Chaisit Wannoi, “Design of Solar Power Plant and Real-Time Voltage Quality Monitoring System using LabVIEW”, Journal of Materials Science and Applied Energy, 2023.

[6] ชัยสิทธิ์ วันน้อย และ **นฤมล วันน้อย**, การกำหนดและจัดลำดับสายส่งรองเพื่อรองรับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าและการส่งการที่เหมาะสมสำหรับการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง, งานประชุมวิชาการระดับชาติครั้งที่ 12 มหาวิทยาลัยราชภัฏนครปฐม มหาวิทยาลัยราชภัฏนครปฐม, 9-10 กรกฎาคม 2020, 648-655.

[7] Chaisit Wannoi, Anulak Khumdee, **Narumon Wannoi**, C. Boonkun, Chow / Chai Chompoo-inwai, “An Impact Study and Operation Recommendation in Peak Load Period after Solar Power Integration to Northeastern Power System in THAILAND”, The International Conference on Electrical Engineering, Hong Kong, ICEE2015A-446, July, 2015.

[8] Chaisit Wannoi, Anulak Khumdee, **Narumon Wannoi** and Chow / Chai Chompoo-inwai, “An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System using Repeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit”, International Electrical Engineering Congress, Thailand, iEECON2016, Page 38, 2-4 March 2016.

[9] Chaisit Wannoi, **Narumon Wannoi**, C. Boonkhun, C. Temiyasathit, Chai Chompoo-inwai, “A Novel Transmission line’s ATC Assessment Method by Considering the Generation Dispatch Limit (GDL) and Renewable Generation Capacity with Power Flow Sensitivity Analysis”, International Journal of Intelligent Engineering and Systems, Vol.12, No.5, 2019.