เทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้า โดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพ

A NOVEL TRANSMISSION LINE'S ATC ASSESSMENT BY CONSIDERING STABILITY LIMIT

ชัยสิทธิ์ วันน้อย
CHAISIT WANNOI

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2562

KMITL-2019-EN-D-018-099

เทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้า โดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพ

A NOVEL TRANSMISSION LINE'S ATC ASSESSMENT BY CONSIDERING STABILITY LIMIT

ชัยสิทธิ์ วันน้อย
CHAISIT WANNOI

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2562
KMITL-2019-EN-D-018-099

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A NOVEL TRANSMISSION LINE'S ATC ASSESSMENT BY CONSIDERING STABILITY LIMIT

CHAISIT WANNOI

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIRMENT FOR THE DEGREE OF
DOCTOR OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2019

KMITL-2019-EN-D-018-099

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

COPYRIGHT 2019
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	เทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้าโดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพ
นักศึกษา	นายชัยสิทธิ์ วันน้อย
รหัสประจำตัว	56601007
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2562
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอเทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้าโดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพและแนวทางในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับการขยายตัวของกำลังไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเทคนิคใหม่เหล่านี้จะพิจารณาความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าของระบบ โดยใช้การวิเคราะห์ความไวกำลังไฟฟ้าและเทคนิคการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำ สำหรับเป้าหมายในการศึกษานี้ได้นำเสนอเทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานของสายส่ง (Available Transfer Capability; ATC) โดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพภายใต้ค่าจำกัดของค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า (Availability Declaration Statement; ADS) ในระบบที่ระบุไว้ในสัญญาการซื้อขาย (Power Purchase Agreement; PPA) และนำเสนอแนวทางในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าซึ่งประกอบไปด้วย 2 เทคนิคคือ เทคนิคในการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อหรือติดตั้งกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (Static VAR Compensator; SVC) เข้ากับระบบกำลังไฟฟ้าและเทคนิคการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับบัสที่เชื่อมต่อกับสายส่งหลายเส้น (Multi-Line Bus) และลดภาระโหลดของสายส่ง การศึกษานี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2014 และ 2016 ช่วงที่มีปริมาณความต้องการโหลดสูงสุดสำหรับใช้เป็นระบบฐานในการศึกษา โดยผลการศึกษาพบว่าเทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้านี้ สามารถประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ของสายส่งได้เช่นเดียวกันกับการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้าโดยพิจารณาข้อจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง ความเสถียรภาพแรงดัน และความเสถียรภาพเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้ยังสามารถประยุกต์ใช้เป็นดัชนีในการทำนายเพื่อป้องกันความไม่เสถียรภาพแรงดันในระบบได้ สำหรับเทคนิคใหม่ที่ใช้เป็นแนวทางในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้น พบว่าสามารถค้นหาพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งโรงไฟฟ้าใหม่หรืออุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนซึ่งทำให้ระบบนั้นมีความยืดหยุ่นในการรองรับการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าภายใต้การเพิ่มขึ้นของโหลดและการลดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเมื่อเทียบกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และเทคนิคการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักนั้นสามารถช่วยลดภาระโหลดของสายส่งพร้อมช่วยลดความหนาแน่นของระบบได้และสามารถนำไปเป็นข้อกำหนดในการสั่งการผลิตไฟฟ้าของระบบควบคุมการผลิตไฟฟ้าแบบอัตโนมัติได้ (Automatic Generation Control; AGC) และทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังมีความเสถียรภาพและความมั่นคงเพิ่มขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Thesis	A Novel Transmission Line's ATC Assessment by Considering Stability Limit
Student	Mr.Chaisit Wannoi
Student ID.	56601007
Degree	Doctor of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2019
Thesis Advisor	Asst.Prof.Dr.Chai Chompooinwai

ABSTRACT

This thesis presents a novel transmission line's ATC assessment by considering stability limit and proposes concepts for improving power development plan (PDP) to support the expansion of renewable generation plan and the power system stability enhancement. These new techniques will consider the system voltage stability by using power sensitivity analysis and repeat power flow calculation technique. Main purposes of the study are to present a novel technique for transmission line's Available Transfer Capability (ATC) by considering stability limit under the power plant's Availability Declaration Statement (ADS) in the system specified in the Power Purchase Agreement (PPA) and to present the concepts the power development plan improving with 2 new techniques. The first one is to find optimal suitable areas to connect renewable generation or Static VAR Compensator (SVC) to the power system. The second one is to define the primary response generator group determining to increase the security of the Multi-Line Bus and reduce loading of the transmission line. This study uses the modified Thailand power system in 2014 and 2016 during peak load period for system base case. The study results found that a newly proposed transmission line's ATC assessment can evaluate the ATC of the transmission line as well as considering transmission line's ATC with thermal limits, voltage stability limit or the generator stability limit. In additional, this new ATC assessment method can also be used as an index to predict and prevent voltage instability in the system. Study results allow power system to be more flexible for support system's variation under the load increasing and the generation capacity decreasing when compared to the distribution generators installation. Finally, for the primary response generator group determining, it can reduce and relief transmission line loading and protect the system congestion. Furthermore, this new technique can be used as power generation dispatch setting in Automatic Generation Control system (AGC) and reinforce power system stability and security enhancement.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยความกรุณาจากอาจารย์ที่ปรึกษา ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว ที่ให้ความช่วยเหลือ ให้คำชี้แนะ ช่วยแก้ปัญหา ตลอดจนให้ความรู้และประสบการณ์ที่ดีแก่ข้าพเจ้า ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความอนุเคราะห์จากท่านอาจารย์ และขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอกราบขอบพระคุณ ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว ที่ให้ความรู้และให้คำชี้แนะตลอดจนให้ความรู้และประสบการณ์ที่ดีแก่ข้าพเจ้าและขอกราบขอบพระคุณ คณะกรรมการสอบ คณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า 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 คุณแม่สมบูรณ์ วันน้อย ที่ให้การสนับสนุนในทุกๆเรื่อง และพี่สาว คุณวรรณภรณ์ วันน้อย ที่ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบคุณภรรยาของข้าพเจ้า คุณนฤมล วันน้อย ที่เป็นเสมือนคู่คิดและเป็นกำลังใจที่ดีตลอดมา

สุดท้ายนี้สำหรับคุณค่าและประโยชน์อันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ข้าพเจ้าขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

ชัยสิทธิ์ วันน้อย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย..... I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... II
กิตติกรรมประกาศ..... III
สารบัญ..... IV
สารบัญตาราง..... VII
สารบัญรูป..... IX
บทที่ 1 บทนำ..... 1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา..... 1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา..... 1
1.3 สมมุติฐานของการศึกษา..... 2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ..... 2
1.5 ขอบเขตและขั้นตอนการวิจัย..... 3
1.6 เนื้อหาในการศึกษา..... 3
บทที่ 2 วรรณกรรม ทฤษฎี และเทคนิคที่ใช้ในการวิจัย..... 5
2.1 วรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย..... 5
2.2 ความเสถียรภาพแรงดัน..... 8
2.2.1 ความเสถียรภาพแรงดัน..... 8
2.2.2 วิธีการวิเคราะห์ความเสถียรภาพแรงดัน..... 10
2.2.3 การวิเคราะห์ด้วยกราฟ V-P..... 11
2.3 ความเสถียรภาพมุมโรเตอร์..... 12
2.4.1 ระบบการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า..... 12
2.4.2 การหมุนโรเตอร์และสมการสวิง..... 14
2.4 ความสามารถที่มีอยู่ในการส่งกำลังไฟฟ้า..... 19
2.4.1 ความหมายของความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด..... 20
2.4.2 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้า P และ δ 21
2.4.3 วิธีการประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่..... 23
2.5 การวิเคราะห์ความไวกำลังไฟฟ้าไหล..... 25
2.5.1 แฟคเตอร์การกระจายการไหลของกำลังไฟฟ้าจากสายส่งที่ถูกปลด (LODF)..... 26
2.5.2 เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF)..... 26
2.6 เทคนิคใหม่ที่ใช้ในการวิจัย..... 28
2.6.1 เทคนิคที่เหมาะสมในการกำหนดพื้นที่เพื่อติดตั้งโรงไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง..... 28

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.6.2 เทคนิคการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักที่เหมาะสม..... 29

2.6.3 เทคนิคหรือวิธีการใหม่ในการประเมินความสามารถการส่งผ่านพลังงานที่มีอยู่ของสายส่ง (ATC) โดยพิจารณาค่าจำกัดค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า..... 31

บทที่ 3 แผนพัฒนาและค่าความพร้อมกำลังการผลิตโรงไฟฟ้า..... 36

3.1 แผนพัฒนากำลังผลิตปี 2015, 2018..... 36

3.1.1 สถานภาพปัจจุบัน..... 37

3.1.2 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า..... 38

3.1.3 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ .ศ. 2558 - 2579 (PDP2015)..... 38

3.1.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015)..... 38

3.1.5 แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า..... 40

3.1.6 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)..... 41

3.1.7 แผนพัฒนากำลังผลิตปี 2018..... 42

3.2 ค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า..... 43

3.2.1 ความหมายความค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า..... 43

3.2.2 ค่าความพร้อมหลักของโรงไฟฟ้า..... 43

บทที่ 4 ผลการศึกษาวิจัย..... 47

4.1 ผลการศึกษาระบบไฟฟ้ากำลังปรับปรุงประเทศไทยปี 2015..... 48

4.1.1 ผลการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า..... 49

4.2 ผลการศึกษาผลกระทบและข้อเสนอแนะการปฏิบัติการช่วงปริมาณโหลดสูงสุดหลังจากที่ระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยเชื่อมต่อกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานเซลแสงอาทิตย์เข้าในระบบ..... 51

4.2.1 ผลการศึกษาผลกระทบความหนาแน่นในระบบไฟฟ้ากำลัง..... 53

4.2.2 ผลการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) 59

4.2.3 ข้อแนะนำการปฏิบัติในช่วงระบบกำลังไฟฟ้ามีความต้องการโหลดสูงสุดในขณะทีกำลังผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ได้เชื่อมต่อ..... 62

4.3 ผลการศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง..... 63

4.3.1 ผลการศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อ..... 63

4.4 ผลการศึกษาการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อยกระดับความมั่นคง มัลติไลน์บัส (Multi-Line Buses) ภายใต้การวิเคราะห์ภาวะฉุกเฉิน..... 65

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.4.1 ผลการศึกษาพื้นที่ที่เหมาะสมในการจัดวางอุปกรณ์แฟคส์..... 66
4.4.2 ผลการศึกษาการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับมัลติไลน์บัส..... 69
4.5 ผลการศึกษาวิธีการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) โดยพิจารณาขีดจำกัดการสั่งการกำลังผลิตไฟฟ้า (GDL) และกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนด้วยการวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า..... 73
4.5.1 ผลการยืนยันว่ากลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าผลกระทบกำลังไฟฟ้า (MW) สูงสุดคือกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่ง..... 73
4.5.2 ผลการประเมินความเสถียรภาพแรงดันและค่าความสามารถที่มีอยู่ในกรณีพิจารณาและไม่พิจารณาพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อในระบบ..... 79
บทที่ 5 สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ..... 84
5.1 สรุปผลงานวิจัย..... 84
5.1.1 การศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง..... 86
5.1.2 การศึกษาการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อความมั่นคงมัลติไลน์บัส..... 86
5.1.3 การศึกษาวิธีการใหม่ในการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC)..... 87
5.2 ข้อเสนอแนะ..... 87
เอกสารอ้างอิง..... 89
ภาคผนวก ก..... 92
ภาคผนวก ข..... 100
ประวัติผู้เขียน..... 131

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

2.1 ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในปี 2015... 23

3.1 กำลังผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า..... 37

3.2 กำลังผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามผู้ผลิตไฟฟ้า..... 37

3.3 จำนวนสถานีไฟฟ้าไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามระดับแรงดัน..... 38

3.4 จำนวนสถานีไฟฟ้าไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามระดับแรงดัน..... 39

3.5 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 – 2579 โดยแบ่งประเภทโรงไฟฟ้า..... 39

3.6 โรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อพัฒนาของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ในช่วงปี 2562 – 2567..... 40

3.7 โรงไฟฟ้าทดแทนในภาคกลางและกรุงเทพฯและปริมณฑลในช่วงปี 2562 – 2568..... 40

3.8 โครงการและแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า..... 40

3.9 แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2558 – 2569..... 41

3.10 แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2570 – 2579..... 42

3.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ที่เพิ่มขึ้นแบ่งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า..... 42

3.12 ค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า..... 43

3.13 ขีดความสามารถในการตอบสนองความถี่ของระบบ..... 44

3.14 เงื่อนไขกำหนดสภาวะเครื่องต่อความสามารถในเวลาการเดินเครื่อง..... 45

4.1 ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยปี 2015..... 48

4.2 กำลังการผลิตและปริมาณโหลดในภาคต่างๆของประเทศไทย ปี 2015..... 48

4.3 ข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทย..... 53

4.4 จำนวนของบัสและสายส่งที่ได้รับผลกระทบในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในพื้นที่ 2 ถูกปลดออก..... 55

4.5 จำนวนของบัสและสายส่งที่ได้รับผลกระทบในกรณีที่โหลดในพื้นที่ 2 เพิ่มขึ้น..... 56

4.6 ค่าการประเมินของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในกรณีฐาน..... 57

4.7 หมายเลขสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2..... 60

4.8 ค่าการประเมินความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่ง (%ATC) เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2 กรณีฐาน..... 60

4.9 ผลการประเมินค่าค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส KK3_2803..... 69

4.10 ผลการวิเคราะห์แฟคเตอร์การกระจาย (LODF) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส KK3_2803..... 70

4.11 ผลการวิเคราะห์เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส KK3_2803..... 70

4.12 ข้อกำหนดค่าความพร้อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แจ้งไว้..... 73

4.13 ข้อกำหนดค่ากลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ค่า GSF สูงสุดของสายส่ง 2803-2806..... 73

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

4.14 ค่ากำลังไฟฟ้าของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2803-2806 78

4.15 ความสามารถส่งผ่านพลังงานของสายส่ง 2803-2806 โดยพิจารณาขีดจำกัดความร้อน 78

4.16 ผลการประเมินค่า ATC ของสายส่ง 2803-2806 โดยไม่พิจารณากลุ่มพลังงานทดแทน 79

4.17 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2705-2707 80

4.18 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2705-2707 80

4.19 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2715-2707 81

4.20 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2715-2707 81

4.21 ผลการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) ของสายส่งโดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 81

4.22 ผลการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) ของสายส่งโดยพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 82

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
2.1	ระบบไฟฟ้ากำลังสองบัส	8
2.2	การเปลี่ยนแปลงของแรงดันบัสด้วยการเพิ่มของแอคทีฟและรีแอคทีฟของระบบสองบัส	10
2.3	กราฟ P-V ของระบบสองบัสแต่ละเพาว์เวอร์แฟคเตอร์	12
2.4	เครื่องจักรและอุปกรณ์หลักในโรงไฟฟ้าทั่วไป	12
2.5	แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโปรแกรม DigSilent	13
2.6	การส่งผ่านพลังงานระหว่างบัส i และบัส j	21
2.7	วงจรสมมูลลำดับบวกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	21
2.8	ขีดจำกัดต่างๆที่มีผลต่อค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด	23
2.9	ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในปี 2015	24
2.10	การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างบัส i และบัส j	25
2.11	เทคนิคใหม่ในการกำหนดพื้นที่ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าในระบบด้วยโปรแกรม POWERWORLD Simulator	29
2.12	แผนภาพพื้นฐานสำหรับการติดตั้งและการควบคุมของตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (SVC)	30
2.13	ความสามารถการส่งผ่านกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	32
2.14	รูปแบบโดยรวมการวางแผนพลังงานและการสังการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย	33
2.15	ระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่าย	34
3.1	ค่าขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟที่สามารถจ่ายได้	44
3.2	ความสามารถในการเพิ่มกำลังไฟฟ้า (MW/Min)	45
3.3	ความสามารถในการลดกำลังไฟฟ้า (MW/Min)	45
3.4	ความสามารถหรือระยะเวลาในการเดินเครื่องที่สภาวะต่างๆ	46
3.5	ความสามารถหรือระยะเวลาในการหยุดเครื่อง	46
4.1	ภาพโดยรวมของระบบไฟฟ้ากำลังปรับปรุงประเทศไทย 2015	49
4.2	แผนผังการปรับข้อมูลในระบบไฟฟ้ากำลัง	50
4.3	ผลการตรวจสอบการละเมิดข้อจำการควบคุมจากระบบฐานข้อมูลเดิม	50
4.4	ผลการตรวจสอบการละเมิด (Violation Limit) หลังการปรับแต่ง	50
4.5	เปรียบเทียบแผนที่แสงแดดและระบบกำลังผลิตไฟฟ้าประเทศไทย	52
4.6	แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนที่จะเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทย	52
4.7	การเปรียบเทียบช่วงเวลาของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และช่วงเวลาของปริมาณความต้องการหรือโหลดในรอบหนึ่งวัน	52
4.8	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญสูงและพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ	53
4.9	แฟคเตอร์และกำลังไฟฟ้าสำหรับการเพิ่มขึ้นของโหลด (MW)	54

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ หน้า

4.10 พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดในพื้นที่ 2..... 54

4.11 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งโดยรวม (%TTC) ของแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่..... 58

4.12 ปริมาณการใช้ (%Uses) ของแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่..... 58

4.13 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่ง (%ATC) ของแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่..... 59

4.14 ขนาดการเพิ่มของกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (MW) ในระบบ..... 59

4.15 ผลการประเมินความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (%ATC) หลังจากที่ทำการเชื่อมต่อพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ตามขั้นตอนทดสอบ..... 60

4.16 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2 61

4.17 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง (%ATC) เมื่อกำลังไฟฟ้าเครื่องกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเป็น 500 MW..... 61

4.18 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง (%ATC) เมื่อกำลังไฟฟ้าเครื่องกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเป็น 1000 MW..... 62

4.19 รูปแบบแรงดันในกรณีความต้องการโหลดในพื้นที่เพิ่มขึ้นจนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพ..... 64

4.20 รูปแบบแรงดันในกรณีกำลังการผลิตในพื้นที่ลดลงจนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพ..... 64

4.21 (a) การเปรียบเทียบการเพิ่มขึ้นของโหลด; (b) การเปรียบเทียบการลดลงกำลังการผลิตระหว่างการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนในพื้นที่แนะนำและการติดตั้งแบบกระจาย..... 64

4.22 รูปแบบแรงดันในกรณีโหลดเพิ่มขึ้นหลังจากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย..... 65

4.23 รูปแบบแรงดันในกรณีโหลดเพิ่มขึ้นหลังจากติดตั้งเครื่องกำเนิดตามพื้นที่แนะนำ..... 65

4.24 การเปลี่ยนแปลงแรงดันในกรณีแฟคเตอร์ความต้องการโหลดเพิ่มขึ้นจนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพ..... 67

4.25 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าของ บัส BNN (CVB) ในกรณีแฟคเตอร์ความต้องการโหลดในพื้นที่เพิ่มขึ้น..... 67

4.26 พื้นที่บัสวิกฤตแรงดัน บัส BNN (CVB) ในระบบ..... 68

4.27 การติดตั้งของ SVC ที่บัสแรงดันวิกฤต บีเอ็นเอ็น..... 68

4.28 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าระหว่างโหลดเพิ่มขึ้นและการทำงานของ SVC..... 68

4.29 บัส KK3_2803 ในกรณีที่สายส่งหมายเลข 2803-2806_1 ถูกปลดออก..... 71

4.30 การเปรียบเทียบค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง หมายเลข 2803-2806_2 71

4.31 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของแต่ละสายส่ง..... 72

4.32 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าด้านออกของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลัก..... 72

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ หน้า

4.33 สายส่งที่เชื่อมต่อบนบัสหมายเลข 2803โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT..... 74

4.34 สัญลักษณ์ของกำลังไฟฟ้าส่งผ่านในแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสหมายเลข 2803..... 74

4.35 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 2011..... 74

4.36 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 4048..... 75

4.37 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 5043..... 75

4.38 กำลังส่งผ่านของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส 2803 เมื่อทำการเปลี่ยนแปลงกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุด..... 76

4.39 การลดกำลังไฟฟ้าส่งผ่านของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุด..... 77

4.40 มุมโรเตอร์ของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุด..... 77

4.41 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัสหมายเลข 2707 ภายใต้ขีดจำกัดความเสถียรภาพแรงดัน..... 79

4.42 มัลติไลน์บัสหมายเลข 2707 ในโปรแกรม POWERWOLRD..... 80

4.43 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2705-2707 โดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน..... 82

4.44 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2715-2707 โดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน..... 82

4.45 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2705-2707 โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน..... 83

4.46 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2715-2707 โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน..... 83

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้นมีความสำคัญเป็นอย่างมากต่อความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของแต่ละประเทศซึ่งไม่ใช่เพียงด้านพลังงานอย่างเดียว แผนพัฒนานี้ยังได้สร้างความความน่าเชื่อถือทางด้านเศรษฐกิจด้วยเช่นกัน ซึ่งจัดได้ว่าเป็นแผนระยะยาว ดังนั้นนอกจากการจัดการด้านเชื้อเพลิงและการกำหนดผลตอบแทนก็เป็นสิ่งสำคัญที่สามารถสร้างแรงจูงใจต่อนักลงทุนในการประมูลสร้างโรงไฟฟ้าตามแผนพัฒนานั้นๆ แต่การกำหนดพื้นที่ในการจัดสร้างโรงไฟฟ้านั้นก็เป็นสิ่งสำคัญอย่างยิ่งในการพิจารณาเพื่อให้เกิดผลประโยชน์สูงสุดต่อการจัดการพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยเฉพาะแผนพัฒนาที่มีการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อเชื่อมต่อเข้าในระบบระบบไฟฟ้ากำลังจำนวนมากซึ่งหากมีการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมประกอบกับการกำหนดผลตอบแทนในการประมูลการจัดสร้างแล้วก็จะส่งผลให้ระบบได้รับประโยชน์สูงสุดในการจัดการสร้างโรงไฟฟ้าตามแผนพัฒนานั้นๆนอกจากการจัดสร้างโรงไฟฟ้าแล้วการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อเพิ่มความมั่นคงด้านแรงดันไฟฟ้าเช่น ตัวชดเชยพลังงานไฟฟ้าเสมือน (Static VAR Compensator; SVC) ก็มีความสำคัญเช่นเดียวกัน

การกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมนอกจากจะดูในเรื่องปริมาณเชื้อเพลิง แหล่งน้ำ ในพื้นที่ที่จะช่วยสร้างในเรื่องการผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง หรือแม้กระทั่งระบบสายส่งที่จะเชื่อมต่อ สิ่งเหล่านี้อาจเป็นปัจจัยแรกๆในการพิจารณาในการจัดสร้างโรงไฟฟ้า พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบทางด้านความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าก็เป็นสิ่งหนึ่งที่น่าจะเป็นหัวข้อที่ใช้ในการพิจารณาในการจัดสร้างโรงไฟฟ้าหรือติดตั้งอุปกรณ์เพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบ รวมถึงการใช้เทคนิคใหม่ๆในการควบคุม หรือการจัดการแผนการป้องกันและเทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถคงเหลือในการส่งกำลังงานไฟฟ้าของสายส่ง เพื่อให้ระบบมีความยืดหยุ่นสูงในการรองรับแผนการติดตั้งกำลังผลิตไฟฟ้าและปริมาณความต้องการโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาซึ่งถือได้ว่ามีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง ดังนั้นในการศึกษาวิจัยนี้จึงได้ศึกษาแนวทางเพื่อปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตในอนาคตและยกระดับความเสถียรภาพเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้ากำลัง

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งหวังเพื่อศึกษาเทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้า (Available Transfer Capability; ATC) โดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพพร้อมนำเสนอแนวทางในการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมและเทคนิคการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการตอบสนองการเปลี่ยนแปลงปริมาณโหลดในแต่ละพื้นที่เพื่อสร้างความมั่นคงด้านแรงดันและลดภาระโหลดของสายส่ง เพื่อให้มีการจัดการหรือวางแผนเพื่อปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังให้มีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้น โดยเทคนิคใหม่ในงานวิจัยที่จะนำเสนอนั้นสามารถแบ่งได้เป็นดังนี้

1.2.1 เทคนิคที่เหมาะสมในการกำหนดพื้นที่เชื่อมต่อหรือติดตั้งกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2.2 เทคนิคการกำหนดสถานที่ติดตั้งตัวชดเชยพลังงานไฟฟ้าเสมือนในระบบที่เหมาะสมและการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อป้องกันสายส่งได้รับภาระโหลดเกินรวมถึงการประเมินความมั่นคงของมัลติไลน์บัส, การศึกษาสายส่งที่มีความสำคัญเพื่อรองรับกำลังไฟฟ้าส่งผ่านกรณีหากมีสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งถูกปลดออก

1.2.3 เทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้าโดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพภายใต้ข้อจำกัดการสั่งการกำลังงานไฟฟ้า (Generation Dispatch Limit; GDL)

1.3 สมมุติฐานของการศึกษา

การศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ใช้หลักการวิเคราะห์โดยใช้ทฤษฎีการวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า (Power Flow Sensitivity) โดยมุ่งเน้นศึกษาในส่วนของแฟคเตอร์การกระจายเมื่อสายส่งถูกปลดออก (Line Outage Distribution Factors; LODF) และเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (Generation Shift Factors; GSF) ในการศึกษาผลกระทบต่อภาระโหลดของสายส่งและจัดทำแผนหรือกำเนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อควบคุมการส่งผ่านพลังงานบนสายส่งและลดภาระโหลดเกินภายใต้ความเสถียรภาพมุมโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Rotor Angle Stability) รวมถึงการศึกษาเพื่อนำเสนอเทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านกำลังงานไฟฟ้า (Available Transfer Capability; ATC) ซึ่งเป็นค่าที่บ่งบอกถึง ความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านกำลังงานไฟฟ้า จากกลุ่มตำแหน่งหนึ่งไปยังอีกตำแหน่งหนึ่ง ซึ่งค่าการส่งผ่านกำลังงานไฟฟ้านี้คำนวณได้จากผลต่างระหว่างความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability; TTC) กับผลรวมของกำลังงานไฟฟ้า ณ สภาวะการทำงานปัจจุบันของระบบ ตามข้อกำหนดการประเมินความสามารถการส่งผ่านกำลังงานไฟฟ้าซึ่งปัจจุบันได้มีการปรับปรุงในปี 2561 โดยคณะกรรมการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังอเมริกาเหนือ (The North American Electric Reliability Council; NERC) โดยการทดสอบจะใช้เทคนิควิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบซ้ำ (Repeated power flow calculation) วิธีนี้จะทำการเพิ่มระดับโหลดและลดระดับกำลังผลิตในพื้นที่ทำการศึกษา และตรวจสอบเงื่อนไขการละเมิดขีดจำกัดของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า โดยการเพิ่มโหลดหรือลดกำลังการผลิตซึ่งจะกระทำจนกระทั่งเกิดการละเมิดขีดจำกัดของระบบเกิดขึ้น โดยพิจารณาในส่วนของความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า (Voltage Stability) โดยระบบทดสอบในการศึกษาจะใช้ข้อมูลระบบกำลังไฟฟ้าประเทศไทยปรับปรุงในช่วงความต้องการโหลดสูงสุด (Peak Load) ตามแผนการพัฒนากำลังผลิตของประเทศไทย (Power Development Plan; PDP) ฉบับปรับปรุงปี 2015 และ2018 (PDP2015, 2018) และข้อมูลของความสามารถในการผลิตไฟฟ้าตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายการควบคุมของแต่ละโรงไฟฟ้า (Power Purchase Agreements; PPA)

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.4.1 สามารถใช้เป็นแนวทางในการศึกษาผลกระทบและการเพิ่มความเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมเพื่อเป็นข้อมูลส่วนหนึ่งในการกำหนดเพื่อติดตั้งโรงไฟฟ้าใหม่หรืออุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.4.2 สามารถใช้เป็นแนวทางในการควบคุมกำลังไฟฟ้าบนสายส่งด้วยการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักที่เหมาะสมเพื่อลดภาระโหลดของสายส่งทันท้วงทีหากเกิดเหตุการณ์ไม่คาดคิดเกิดขึ้นในระบบ

1.4.3 สามารถใช้เป็นแนวทางในการประเมินขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งและเป็นดัชนีบ่งบอกถึงความไม่เสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้น

1.4.4 ใช้เป็นข้อมูลในการศึกษาการจัดทำแผนการและพัฒนาพร้อมแนวทางต่างๆในการเพิ่มความมั่นคงและลดผลกระทบเพื่อยกระดับความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังได้

1.4.5 ใช้เป็นข้อมูลในการจัดทำแผนการป้องกันพิเศษ เพื่อป้องกันและนำระบบไฟฟ้ากำลังกลับคืนสู่ในสภาวะปกติ

1.5 ขอบเขตและขั้นตอนการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เริ่มศึกษาในการสร้างระบบกำลังไฟฟ้าประเทศไทยโดยใช้ข้อมูลของระบบในช่วงที่ระบบมีความต้องการปริมาณโหลดสูงสุด ปี 2015-2016 เพื่อใช้เป็นระบบฐานในการศึกษาโดยกำหนดขอบเขตด้านแรงดันอยู่ที่ -0.95 ถึง +1.05 p.u. โดยปริมาณภาระโหลดของสายส่งไม่เกิน 100% และเมื่อทำการศึกษาแผนพัฒนากำลังการผลิตประเทศไทยพบว่าแนวโน้มของการเพิ่มขึ้นของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมากดังนั้นจากการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าเหล่านี้หากมีเทคนิคหรือการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งก็จะช่วยให้ระบบมีความเสถียรภาพยิ่งขึ้น โดยขั้นตอนงานวิจัยนั้นสามารถสรุปได้ดังนี้

1.5.1 ศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยโดยยกตัวอย่างกรณีหากระบบมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำนวนมากในช่วงที่โซลลาร์เซลล์ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ในขณะที่ระบบยังมีความต้องการปริมาณโหลดสูงอยู่เพราะเมื่อเปรียบเทียบระยะเวลาการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์นั้นจะไม่ครอบคลุมระยะเวลาของโหลดที่มีความต้องการสูงซึ่งจะส่งผลกระทบต่อความเสถียรภาพระบบอย่างไรเพื่อจัดทำข้อเสนอแนะแนวทางในการปฏิบัติการควบคุมในช่วงเวลาดังกล่าว

1.5.2 การศึกษาเทคนิคเพื่อกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อให้ระบบมีความยืดหยุ่นในการรองรับปริมาณโหลดและกำลังการผลิตที่เปลี่ยนแปลงโดยเปรียบเทียบกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distribution Generation)

1.5.3 การศึกษาเทคนิคการกำหนดสถานที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งตัวชดเชยกำลังงานไฟฟ้าเสมือนในระบบ (Static VAR) และการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักที่เหมาะสมเพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้าส่งผ่านบนสายส่งเพื่อลดภาระโหลดสายส่งหากได้รับภาระโหลดเกินรวมถึงการประเมินขีดความสามารถของมัลติไลน์บัส (Multi-Lines Bus)

1.5.4 การศึกษาเทคนิคใหม่ในการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) บนสายส่งเพื่อที่จะใช้บ่งบอกขีดความสามารถหรือแนวโน้มในข้อจำกัดในการเพิ่มโหลดหรือต้องมีการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าเพื่อรักษาความเสถียรภาพแรงดันในระบบและป้องกันปัญหาความหนาแน่นของกำลังงานไฟฟ้าส่งผ่าน (Power Flow Congestion)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.6 เนื้อหาในการศึกษา

ในการศึกษาแนวทางเพื่อการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตและยกระดับความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ในวิทยานิพนธ์นี้ได้แบ่งได้เนื้อหาในการศึกษาออกเป็น 5 บทด้วยกันซึ่งประกอบไปด้วย

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหาในงานวิจัย ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ในการศึกษา ทฤษฎีและแนวคิดที่ใช้ในการศึกษาเทคนิคใหม่ๆที่ใช้ในการปรับปรุงแผนการพัฒนากำลังผลิตและยกระดับความเสถียรภาพระบบกำลังไฟฟ้า รวมถึงประโยชน์ ขอบเขตการวิจัยและขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึงวรรณกรรม ทฤษฎีความเสถียรภาพแรงดัน (Voltage Stability Stability) ความเสถียรภาพมุมโรเตอร์ (Rotor Angle Stability) และความสามารถที่มีอยู่ในการส่งกำลังงานไฟฟ้าพร้อมมูล (Available Transfer Capability; ATC) ของสายส่ง และแนวคิดเทคนิคเพื่อการปรับปรุงความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 3 กล่าวถึงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี 2015 และ 2018 (Power Development Plan; PDP) และค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า (Available Declaration Statement; ADS)

บทที่ 4 กล่าวถึงผลการวิจัยแนวทางเทคนิค เพื่อใช้ในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตและยกระดับความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ตามขอบเขตและขั้นตอนการศึกษาวิจัย

บทที่ 5 กล่าวถึงบทสรุปการวิจัยและข้อเสนอแนะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2
วรรณกรรม ทฤษฎี และเทคนิคที่ใช้ในการวิจัย

การกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมนอกจากจะดูในเรื่องปริมาณเชื้อเพลิง แหล่งน้ำ ในพื้นที่ที่จะช่วยสร้างในเรื่องการผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง หรือแม้กระทั่งระบบสายส่งที่จะเชื่อมต่อ สิ่งเหล่านี้อาจเป็นปัจจัยแรกๆในการพิจารณาพื้นที่ในการจัดสร้างโรงไฟฟ้า พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบทางด้านเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าก็เป็นสิ่งหนึ่งที่น่าจะเป็นหัวข้อที่ใช้ในการพิจารณาในการจัดสร้างโรงไฟฟ้าหรือติดตั้งอุปกรณ์เพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบ รวมถึงการใช้เทคนิคใหม่ๆในการควบคุมกำลังงานไฟฟ้าและการประเมินความสามารถคงเหลือในการส่งกำลังงานไฟฟ้าของสายส่ง เพื่อให้ระบบมีความยืดหยุ่นสูงในการรองรับแผนการติดตั้งกำลังผลิตไฟฟ้าและปริมาณความต้องการโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาซึ่งถือได้ว่ามีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งดังนั้นในการศึกษาวิจัยนี้จึงได้ศึกษาแนวทางเพื่อปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้ากำลังโดยหัวข้อหลักในบทนี้จะประกอบไปด้วยวรรณกรรม ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องในงานวิจัย และเทคนิคในงานวิจัย

2.1 วรรณกรรมที่เกี่ยวข้องในงานวิจัย

ในการศึกษานี้ในทำการศึกษาแนวทางเพื่อปรับปรุงแผนการพัฒนากำลังการผลิตและยกระดับความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้นมีความสำคัญเป็นอย่างมากต่อความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของแต่ละประเทศ สำหรับประเทศไทยนั้นได้มีการปรับปรุงแผนกำลังผลิตอย่างต่อเนื่องโดยในการศึกษาได้ทำการศึกษาตั้งแต่แผนพัฒนากำลังผลิตฉบับปี 2553 ปรับปรุง (PDP2010 rev.3) และได้พัฒนาเป็นแผนพัฒนากำลังผลิตฉบับปี 2558 (PDP2015) และล่าสุดได้มีการปรับปรุงเป็นแผนพัฒนากำลังผลิตฉบับปี 2561 (PDP2018) [11,30] เพื่อให้เหมาะสมกับสภาวะเศรษฐกิจและการขยายตัวของปริมาณโหลดในปัจจุบัน

ซึ่งเมื่อพิจารณาแผนกำลังการผลิตพบว่ามีการขยายตัวด้านกำลังการผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะปริมาณการติดตั้งกำลังการผลิตจากกลุ่มพลังงานทดแทนโดยกำลังผลิตและแผนการขยายตัวของระบบสายส่งก็จะถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยเดิมตามแผนพัฒนาแต่จะทราบได้อย่างไรว่าพื้นที่ไหนที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อให้ระบบไฟฟ้ากำลังได้ประโยชน์และมีความเสถียรภาพสูงสุดและความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าไหลที่เกิดขึ้นจะมีการประเมินความมั่นคงของมัลติ-ไลน์บัสอย่างไร จะทราบได้อย่างไรว่าสายส่งเส้นไหนที่มีความสำคัญในการรองรับการส่งผ่านพลังงานหากมีสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งถูกปลดออกและจะมีวิธีการป้องกันอย่างไรเพื่อไม่ให้สายส่งได้รับภาระโหลดเกินอย่างไรรวมถึงมีดัชนีไหนที่ใช้ประเมินความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง เพื่อใช้ในการป้องกันและวางแผนในการควบคุมของระบบไฟฟ้ากำลังในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตในส่วนการกำหนดพื้นที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนใหม่นั้นได้มีงานวิจัยในการคิดวิธีการและเทคนิคในการวิเคราะห์หาสถานที่เหมาะสมในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเช่นการพิจารณาเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นตัวบ่งชี้สำหรับพื้นที่ติดตั้ง [13,17] และมีการวิเคราะห์ความน่าจะเป็นจากความไม่แน่นอน จากกำลังไฟฟ้าของระบบชาร์ตไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับรถ (Plug-in electric vehicle; PEVs) กำลังไฟฟ้าของเครื่องกังหันลม กำลังไฟฟ้าของแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ การเพิ่มขึ้นของโหลด ราคาเชื้อเพลิงและค่าไฟฟ้า [18] ซึ่งในการศึกษาวิจัยนั้นได้พิจารณาผลกระทบต่อความไม่เสถียรภาพด้านแรงดัน ใช้เทคนิคขบวนการทำซ้ำของการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า (Repeated power flow calculation) ด้วยการวิเคราะห์จากผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดในระบบและผลกระทบจากการลดกำลังการผลิตในระบบ ซึ่งเทคนิคที่ใช้ในงานวิจัยนี้จะทำให้ทราบถึงพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบด้านแรงดันในบริเวณกว้าง

โดยเทคนิคดังกล่าวนี้ยังสามารถประยุกต์ในการหาพื้นที่ในการติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ (FACTS) เช่นตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (Static VAR Compensator; SVC) ซึ่งในงานค้นคว้าวิจัยได้มีการวิเคราะห์ในการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ (FACTS) เช่น การใช้การวิเคราะห์จากความไม่สมดุลในระบบไฟฟ้ากำลัง [19] และพิจารณาโดยใช้อัลกอลิทึมเมตา-ฮิวริสติค (Meta-heuristic algorithm) [27] โดยพิจารณาการลดต้นทุนและความเสถียรภาพของระบบ ในการประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังในการศึกษานั้นมีความสำคัญซึ่งในงานวิจัยนี้ได้ศึกษาและนำเสนอการประเมินความมั่นคงของมัลติไลน์บัสโดยดูค่าจากการประเมินค่าขีดความสามารถคงเหลือของสายส่ง (Availability Transfer Capability; ATC) ซึ่งในการวิเคราะห์และประเมินค่าขีดความสามารถคงเหลือของสายส่งจะวิเคราะห์จากค่าขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง ขีดจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน และความเสถียรภาพเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอการวิเคราะห์จากค่าขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง ซึ่งทำให้ทราบขีดจำกัดเบื้องต้นซึ่งหากพบว่าขีดความสามารถคงเหลือน้อยก็จะได้วางแผนการป้องกันต่อไป ในการวางแผนป้องกันเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการส่งพลังงานของสายส่งในงานวิจัยนั้นได้ใช้หลักการลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่งโดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า (Power flow sensitivity) [26] จากค่าแฟคเตอร์เจนเนเรชันชิฟ (Generation Shift Factor; GSF)

ในการประเมินขีดความสามารถคงเหลือหรือความพร้อมใช้งานความสามารถในการโอน (ATC) และการจัดการความแออัดของสายส่งในระบบไฟฟ้าเป็นสองประเด็นที่สำคัญในการดำเนินงานเพื่อเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้า หากสายส่งมีการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าสูงเกินจะเกิดความเสียหายและทำให้ระบบไม่เสถียร [33] จากผลกระทบดังกล่าวจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการศึกษาวิเคราะห์และประเมิน ความมั่นคงของระบบ [6,29] โดยเฉพาะขีดความสามารถคงเหลือของอุปกรณ์เพื่อจัดทำแผนการป้องในการสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยทั่วไปแล้วการถ่ายโอนพลังงานในสายส่งแต่ละเส้นจะมีกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญสูงในการควบคุมควบคุมและถ่ายโอนพลังงานเพื่อรองรับเมื่อการไหลกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป

การศึกษาเทคนิคใหม่ในการประเมินค่า ATC นี้ได้ใช้การวิเคราะห์ความไวกำลังไฟฟ้าไหล [26] ในการกำหนด กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญสูงสำหรับค่าขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) เป็นค่าที่บ่งบอกถึง ความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งจากกลุ่มตำแหน่งหนึ่งไปยังอีกตำแหน่งหนึ่ง ซึ่งค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้านี้ คำนวณได้จากผลต่างระหว่างความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability; TTC) กับผลรวมของกำลังไฟฟ้า ณ สภาวะการทำงานปัจจุบันของระบบ ตามข้อกำหนดการประเมินความสามารถการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าโดยคณะกรรมการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังอเมริกาเหนือ (The North American Electric Reliability Council; NERC) [22] ซึ่งการศึกษาการประเมินความสามารถที่เหลืออยู่นี้ได้ถูกนำไปใช้ในการประเมินขีดความสามารถการส่งผ่านของสายส่งที่สำคัญ เช่น การ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประเมินสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ [23,28] หรือ การเชื่อมต่อต่างพื้นที่ [14] การประยุกต์ใช้ในการประเมินความมั่นคงของมัลติไลน์บัสและศึกษาถึงผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่และการเปลี่ยนแปลงของค่า ATC ของสายส่งในระบบระบบไฟฟ้ากำลัง นอกจากนี้ได้มีการนำเสนอเทคนิคใหม่ในคำนวณการประเมินค่า ATC ของสายส่ง [3,10,31] เช่น การประเมิน ATC จากความน่าจะเป็น แบบกระจายโดยการแยกแยะสภาพที่เหมาะสมและการพิจารณาพลังงานลมเป็นระยะ ๆ, การประเมินความสามารถในการถ่ายโอนที่มีความน่าจะเป็นไปตามการพิจารณาทรัพยากรที่มีอยู่และที่มีอยู่ในอนาคต และการประเมินความสามารถในการถ่ายโอนที่มีอยู่โดยใช้เครื่องเวกเตอร์สนับสนุน (Support Vector Machine)

ซึ่งผลการประเมินและเทคนิคในการคำนวณเหล่านั้นมีเป้าหมายและมุ่งหวังเพื่อการวางแผนการป้องกันและหลีกเลี่ยงไม่ให้ระบบสายส่งได้รับภาระโหลดเกินและปรับปรุงค่า ATC ของสายส่งเพื่อยกระดับขีดความสามารถส่งผ่านพลังงานเช่น การติดตั้งอุปกรณ์ FACTs [16,21] และเพิ่มความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังเช่น การติดตั้งอุปกรณ์ PMU [32] การกำหนดสถานที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distribution Generators; DG) ในระบบ [15] และการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการสั่งการผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสม [12] เพื่อให้ระบบนั้นไม่เกิดปัญหาความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าไหล [7] ซึ่งเป็นต้นเหตุให้เกิดการได้รับภาระโหลดเกินของสายส่งและช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ [20] และมีความประหยัดด้านต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า [4] และยังเพิ่มความน่าเชื่อถือในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้ากำลัง และสร้างความเชื่อมั่นด้านเศรษฐกิจและพลังงาน

โดยทั่วไปการประเมิน ATC จะกำหนดค่าความสามารถการส่งผ่านโดยรวมภายใต้ขีดจำกัดความร้อนของสาย ส่งขีดจำกัดความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าและขีดจำกัดความเสถียรภาพเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่บทความนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดค่า TTC กับขีด จำกัดความสามารถการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Dispatch Limit; GDL) โดยพิจารณากลุ่มเครื่องกำเนิดที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานโดยใช้ข้อมูลค่าแฟคเตอร์เจนเนเรชันชิฟ (Generation Shift Factor; GSF) จากการวิเคราะห์ความไวของการไหลของพลังงานซึ่งกลุ่มเครื่องกำเนิดที่มีความสำคัญคือกลุ่มที่มีค่า GSF สูงสุด จากนั้นหากกลุ่มการสร้าง GSF สูงสุดถูกจำกัด ด้วย GDL ระบบควบคุมการสร้างอัตโนมัติ (AGC) จะไม่สามารถสั่งการเพื่อเพิ่มการผลิตเพื่อรองรับความต้องการโหลดสนับสนุนที่เพิ่มขึ้นในเวลานั้น และหากโหลดเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องมันจะส่งผลต่อแรงดันบัสลดลงจนกว่าความไม่เสถียรของแรงดันไฟฟ้าระบบจะเกิดขึ้น [5,25]

การศึกษาครั้งนี้ใช้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่ได้รับการแก้ไขในช่วงข้อมูลโหลดสูงสุดในปี 2558-2559 สำหรับระบบฐาน [11,30] ในประเทศไทยการส่งจ่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าถูกควบคุมโดย AGC ภายใต้ศูนย์ควบคุมแห่งชาติ (NCC) โดยแผนกวางแผนระยะสั้น ซึ่งแผนกวางแผนระยะสั้นจะส่งแผนการเดินเครื่องไปยังหน่วย NCC โดยวางแผนจากค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า (Availability Declaration Statement; ADS) ที่มีอยู่จากโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งยกเว้นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ค่า ADS โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งจะแตกต่างกันภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement; PPA) ซึ่งโรงไฟฟ้าหลักทั้งหมด (EGAT, IPP และ SPP) จะต้องส่งค่า ADS ในวันถัดไปให้กับฝ่ายวางแผนระยะสั้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2 ความเสถียรภาพแรงดัน (Voltage Stability)

ความเสถียรภาพแรงดันหมายถึง ความสามารถในการรักษาแรงดันของบัสทุกๆบัสในระบบให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ทั้งในสภาวะปกติและสภาวะหลังจากเกิดการรบกวนขึ้นในระบบ โดยทั่วไปปัญหาเสถียรภาพแรงดันนั้นส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นที่โหลดบัส เมื่อโหลดมีความต้องการทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจะทำให้กระแสไหลไปยังโหลดเพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน ซึ่งส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าตกในสายส่งเพิ่มขึ้น ดังนั้นแรงดันไฟฟ้าที่โหลดบัสก็จะลดลง และถ้ากำลังไฟฟ้าที่โหลดบัสเพิ่มขึ้นมากกว่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่โหลดบัสรับได้ จะทำให้แรงดันที่โหลดบัสนั้นตกลงอย่างรวดเร็ว ซึ่งเรียกเหตุการณ์นี้ว่า การพังทลายของแรงดัน (Voltage collapse) ซึ่งส่งผลให้ระบบไฟฟ้ากำลังสูญเสียเสถียรภาพแรงดัน

2.2.1 ความเสถียรภาพแรงดัน [5,25]

การศึกษาความเสถียรภาพแรงดันนั้นสามารถใช้ระบบไฟฟ้ากำลังสองบัสในการอธิบายความหมายและคำจำกัดความพื้นฐานได้ได้ดังรูปที่ 2.1

รูปที่ 2.1 ระบบกำลังไฟฟ้าสองบัส

จากรูปที่ 2.1 เมื่อพิจารณาแรงดันของระบบและประยุกต์ใช้กฎแรงดันของเคอร์ชอฟฟ์ในการแสดงความสัมพันธ์ของแรงดันในระบบได้ดังแสดงในสมการที่ 2.1 และ 2.2

$$E = jXI + V \tag{2.1}$$

หรือ

$$I = \frac{E - V}{jX} \tag{2.2}$$

สำหรับกำลังเชิงซ้อนถ่ายโอน

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

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำหนดให้

V คือ แรงดันที่โหลดบัส

E คือ แรงดันที่ขั้วหรือบัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อ

δ คือ มุมกำลัง

ดังนั้นจากสมการ 2.1, 2.2 และ 2.3 จะได้

$$S = V\left[\frac{E}{X}\angle\delta - 90° + j\frac{V}{X}\right]^*$$

$$S = V\frac{E}{X}\angle 90° - \delta - j\frac{V^2}{X}$$

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

$$S = \frac{VE}{X}\sin\angle\delta + j\left[\frac{VE}{X}\cos\delta - \frac{V^2}{X}\right] \tag{2.4}$$

ดังนั้นจากสมการที่ (2.4) สามารถแสดงกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) ได้ดังสมการที่ 2.5

$$P = R_e[S] = \frac{VE}{X}\sin\delta \tag{2.5}$$

และสามารถแสดงกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟ (Reactive Power) ได้ดังสมการที่ 2.6

$$Q = I_m[S] = \frac{VE}{X}\cos\delta - \frac{V^2}{X} \tag{2.6}$$

แทนค่าในสมการที่ 2.5 และ 2.6 ด้วยสมการ $v = \frac{V}{E}$, $p = \frac{P.X}{E^2}$ $q = \frac{Q.X}{E^2}$

จะได้

$$p = v\sin\delta \tag{2.7}$$

$$q = v\cos\delta - v^2 \tag{2.8}$$

จากนั้นยกกำลังสองทั้งสองสมการ 2.7 และ 2.8 จะได้ดังสมการที่ 2.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$v^2(\sin^2\delta+\cos^2\delta)=p^2+(q+v^2)^2=0$$

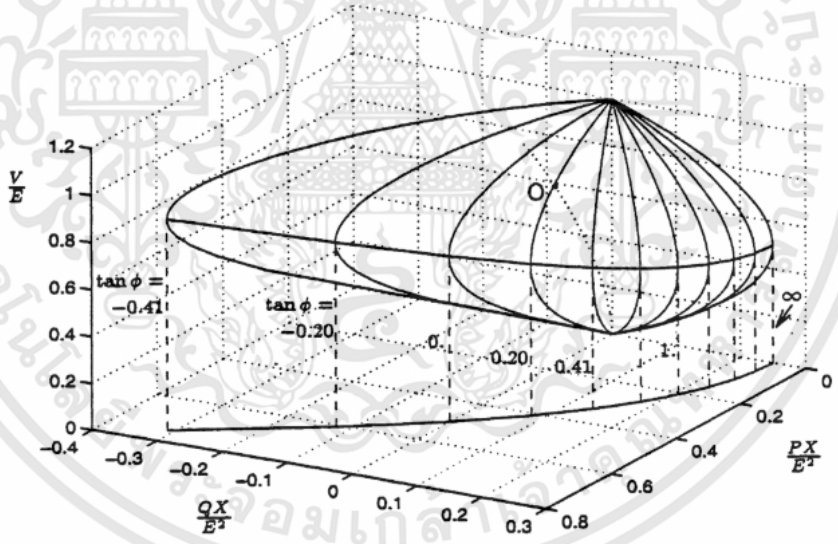
หรือ

$$v^4+v^2(2q-1)+(p^2+q^2)=o \tag{2.9}$$

เพราะฉะนั้นค่าแรงดันไฟฟ้า v จะได้ดังสมการที่ 2.10

$$v=\sqrt{\frac{1}{2}-q\pm\sqrt{\frac{1}{4}-p^2-q}} \tag{2.10}$$

จากสมการที่ 2.10 สามารถพล็อตกราฟของ แรงดันไฟฟ้า (V) บนระนาบ P-Q-V ดังแสดงในรูปที่ 2.2 สิ่งที่เกี่ยวข้องกับแต่ละจุด (p, q) มีสองโซลูชั่นสำหรับแรงดันไฟฟ้าอันดับแรกคือแรงดันสูง (Stable solution) ซึ่งเป็นแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่บัสและอีกอย่างหนึ่งคือแรงดันต่ำ (Unstable Solution) เส้นศูนย์สูตรของทั้งสองโซลูชั่นนี้ของแรงดันไฟฟ้า (V) จะมีค่าเท่ากันซึ่งจะเป็นจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด



รูปที่ 2.2 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันบัสด้วยการเพิ่มของ
กำลังแอคทีฟและรีแอคทีฟ ของระบบสองบัส [8]

2.2.2 วิธีการวิเคราะห์ความเสถียรภาพแรงดัน

ในการศึกษาและวิเคราะห์ความเสถียรภาพแรงดันจะมีอยู่หลายวิธีการด้วยกัน ซึ่งวิธีการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเสถียรภาพแรงดันสามารถจำแนกออกได้เป็น 4 วิธีการคือ

1. การวิเคราะห์ด้วยกราฟ V-P
2. การวิเคราะห์ด้วยกราฟ V-Q และกำลังไฟฟ้าสำรอง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. การวิเคราะห์โดยอ้างอิง Jacobian Matrix ที่จุดแรงดันพังทลาย

4. การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง

ซึ่งในการวิเคราะห์ความเสถียรภาพแรงดันในการศึกษาวิจัยนี้จะใช้วิธีการวิเคราะห์ด้วยกราฟ V-P

2.2.3 การวิเคราะห์ด้วยกราฟ V-P

วิธีนี้เป็นหนึ่งในวิธีการที่ใช้กันอย่างแพร่หลายของการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้านี้จะช่วยให้เพิ่มค่าความพร้อมที่มีอยู่ของกำลังไฟฟ้าแอคทีฟก่อนที่จะถึงจุดจุดแรงดันล่มสลาย ซึ่งสามารถอธิบายของการศึกษาวิธีนี้ด้วยระบบสองบัส ดังแสดงในรูปที่ 2.1 และจากสมการที่ 2.10 หาค่า v^2 จะได้ดังสมการที่ 2.10

$$(1-4q-4p)\geq 0 \tag{2.10}$$

สมมติว่าโหลดเพาเวอร์แฟคเตอร์คงที่จะได้ว่า $Q/P=k$ (คงที่), และสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.11

$$p\leq \frac{1}{2}((1+k^2)^{\frac{1}{2}}-k) \tag{2.11}$$

สำหรับค่า P ในสมการ 2.11 สามารถหาได้จากสมการ 2 สมการดังแสดงในสมการที่ 2.12 และ 2.13

$$v_1=(\frac{1}{2}-pk+(\frac{1}{4}-pk-p^2)^{\frac{1}{2}})^{\frac{1}{2}} \tag{2.12}$$

และ

$$v_2=(\frac{1}{2}-pk-(\frac{1}{4}-pk-p^2)^{\frac{1}{2}})^{\frac{1}{2}} \tag{2.13}$$

และสำหรับค่าจริงของ V_1 และ V_2 สามารถแสดงได้โดยการหาค่ารากที่สอง (Square root) ซึ่งจะได้สมการใหม่ดังแสดงในสมการที่ 2.14

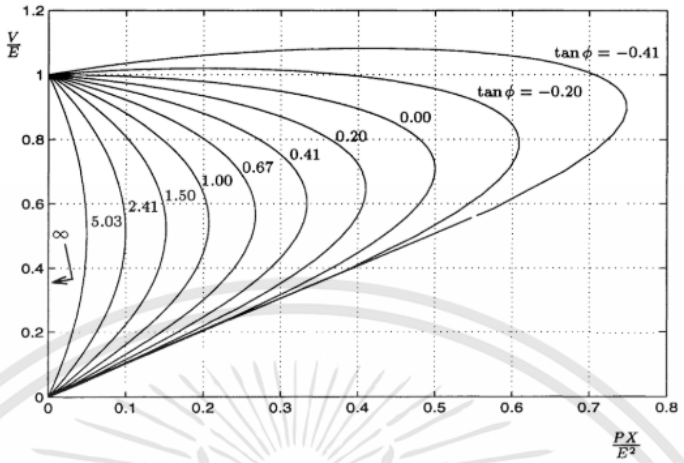
$$(\frac{1}{2}-pk-(\frac{1}{4}-pk-p^2)^{\frac{1}{2}})\geq 0$$

หรือ

$$p^2(k^2+1)\geq 0 \tag{2.14}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้นจากสมการที่ (2.14) ค่าความแตกต่างของเพาเวอร์แฟคเตอร์, ค่าความแตกต่างกันของ 'K' , ค่าโหลดแอคทีฟเพาเวอร์สามารถแสดงได้ในรูปที่ 2.3

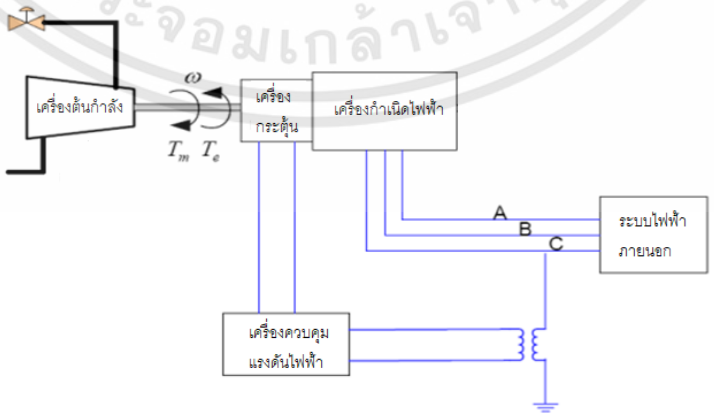


รูปที่ 2.3 กราฟ P-V ของระบบสองบัสแต่ละเพาเวอร์แฟคเตอร์ [8]

2.3 ความเสถียรภาพมุมโรเตอร์ (Rotor Angle Stability) [1-2]

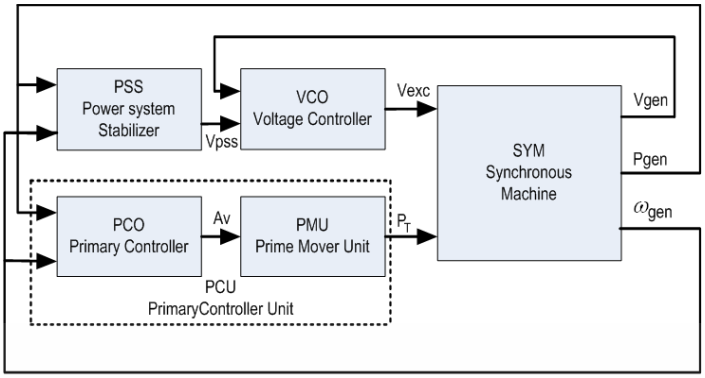
ความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นหมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้าที่ยังคงทำงานอยู่ได้อย่างสมดุล หรือยังอยู่ในสภาวะซิงโครไนซ์ (Synchronism) ในขณะที่เกิดการรบกวนขึ้นกับระบบไฟฟ้า โดยในการวิจัยเล่มนี้ได้ทำการศึกษาความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งในสภาวะคงตัวและในสภาวะทรานเซียนส์ โดยความเสถียรภาพแบบทรานเซียนส์จะเป็นความสัมพันธ์ที่เกี่ยวข้องกับการตอบสนองของระบบไฟฟ้าต่อการรบกวนอย่างรุนแรง (Large disturbance) ที่เกิดขึ้นอย่างทันที่ทันใด อย่างเช่น การเกิดฟอลต์ที่สายส่ง การสวิทช์ชิ่งสายส่ง และภายใต้การสูญเสียอุปกรณ์ในระบบเช่นในกรณี เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า หรือสายส่งถูกปลดออก โดยสิ่งเหล่านี้จะไปมีผลต่อการเปลี่ยนแปลง กำลังไฟฟ้า ความเร็วของโรเตอร์ (Rotor speed) มุมกำลัง (Power angle) และการถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง

2.3.1 ระบบการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



รูปที่ 2.4 เครื่องจักรและอุปกรณ์หลักในโรงไฟฟ้าทั่วไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.5 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโปรแกรม DigSilent [9]

จากรูปที่ 2.4 แสดงส่วนประกอบเครื่องจักรหลักในโรงไฟฟ้า ซึ่งจากรูปจะนั้นเป็นระบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบเพลาเดี่ยว (Single Shaft) ซึ่งเครื่องจักรหลักในโรงไฟฟ้าจะประกอบไฟด้วย เครื่องกังหันก๊าช ซึ่งจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานกลเพื่อส่งกำลังไปหมุนเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยจะทำหน้าที่พร้อมกันกับ ส่วนเครื่องควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Auto voltage Regulator) และเครื่องกระตุ้นไฟฟ้า (Exciter) จากรูปที่ 2.5 แสดงแบบจำลองของโรงไฟฟ้าหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาความเสถียรภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการศึกษาและวิเคราะห์ความเสถียรภาพมุมโรเตอร์ ของการเปลี่ยนแปลงและตอบสนองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย 4 ส่วนสำคัญได้แก่ ได้แก่

1. เครื่องจักรกลซิงโครนัส (Synchronous machine; SYM)
2. เครื่องต้นกำลัง (Prime Mover Unit; PRMU, Primary Controller; PCO)
3. เครื่องควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Controllers; VCO)
4. เครื่องควบคุมความเสถียรภาพกำลังไฟฟ้า (Power System Stabilizer; PSS)

ซึ่งหลักการทำวานทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยกำลังไฟฟ้าและความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะถูกควบคุมโดยเครื่องต้นกำลัง ซึ่งโดยทั่วไปแล้วเครื่องต้นกำลังจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานความร้อนให้เป็นพลังงานทางกลเพื่อส่งกำลังไปขับโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งการควบคุมนั้นจะทำการควบคุมด้วยวาล์วควบคุม (Control valve) ซึ่งจะทำหน้าที่ป้อนปริมาณเชื้อเพลิงหรือไอน้ำเข้าไปยังเครื่องกังหันแก๊สในการเผาไหม้ หรือปริมาณไอน้ำสำหรับเครื่องกังหันไอน้ำ สำหรับในส่วนของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นจะควบคุมโดย เครื่องควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Auto Voltage Regulator; AVR) โดยการป้อนแรงดันไฟฟ้าเข้าไปยังในส่วนของโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อสร้างสนามแม่เหล็กไฟฟ้า และเพื่อให้กำลังไฟฟ้ามีความเสถียรภาพ จะทำงานร่วมกับเครื่องควบคุมความเสถียรภาพกำลังไฟฟ้า (Power System Stabilizer; PSS) ซึ่งการทำงานการควบคุมจะทำงานให้สอดคล้องกับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าและความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งสามารถอธิบายระบบการทำงานได้ดังรูปที่ 2.4 โดยเครื่องกังหันแก๊สหรือเครื่องกังหันไอน้ำจะผลิตแรงบิดทางกล (T_m) ตามทิศทางการหมุน โดยแรงบิดทางกล (T_m) จะสามารถควบคุมได้โดยจากการเพิ่มและลดเชื้อเพลิงที่เข้าห้องเผาไหม้ของเครื่องกังหันแก๊ส (Gas Turbine) หรือปริมาณไอน้ำที่เข้าเครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) โดยใช้วาล์วควบคุมซึ่งแรงบิดนี้จะมีขนาดเท่ากับแรงต้านของแรงบิดแม่เหล็กไฟฟ้า (T_e) ที่เกิดขึ้นจากปฏิกิริยาระหว่าง สนามแม่เหล็กของโรเตอร์และสเตเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยที่แรงบิดแม่เหล็กไฟฟ้า (T_e) จะมีความสัมพันธ์กับการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (P_e) จาก $(P_e = T_e\omega_m)$ และตัวควบคุมจะทำการตรวจเช็คความเร็วรอบของเพลา (ω) ว่าเบี่ยงเบนไปจากค่าที่ได้ตั้งหรือกำหนดไว้เท่าไหร่ (ω_s) และก็จะทำการปรับความเร็วให้กับเข้ามาเท่ากับค่าที่ตั้งไว้ ดังนั้นความสัมพันธ์ของแรงบิดทางกลจะเท่ากับแรงบิดแม่เหล็กไฟฟ้า $(T_m = T_e)$ และเมื่อโหลดในระบบมีการเปลี่ยนแปลงก็จะส่งผลกระทบต่อแรงบิดแม่เหล็กไฟฟ้า (T_e) ซึ่งทำให้เกิดแรงบิดเร่ง (T_a) จากความแตกต่างระหว่างแรงบิดทางกลกับแรงบิดแม่เหล็กไฟฟ้า ดังแสดงในสมการที่ 2.15

$$T_a = T_m - T_e \tag{2.15}$$

กำหนดให้

T_a คือ แรงบิดเร่ง, (Nm)

T_m คือ แรงบิดกำลังทางกลของเครื่องกังหัน, (Nm)

T_e คือ แรงบิดแม่เหล็กไฟฟ้าต้านกลับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, (Nm)

ω_m คือ ความเร็วของเพลาโรเตอร์, (rad/s)

P_e คือ กำลังเนื่องจากแม่เหล็กของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, (W)

P_m คือ กำลังทางกลของเครื่องกังหัน, (W)

2.3.2 การหมุนโรเตอร์และสมการสวิง [1-2]

การศึกษาความเสถียรภาพของเครื่องจักรกลซิงโครนัสจะมี 2 ส่วนที่สำคัญต่อการหาความเสถียรภาพ คือ ค่าโมเมนต์ตัมเชิงมุมและค่าความเฉื่อยคงที่ โดยทั่วไปจะกำหนดให้ H เป็นค่าความเฉื่อยคงที่ ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ 2.16

$$H = \frac{KE}{G} = \frac{\frac{1}{2}J\omega_s^2}{G} \tag{2.16}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยกำหนดให้

H คือ ค่าความเฉื่อยคงที่, (MJ / MVA)

KE คือ ค่าพลังงานจลน์สะสมในทุกส่วนที่หมุนที่ความเร็วซิงโครนัส, (MJ)

J คือ ค่าโมเมนต์ความเฉื่อยของทุกส่วนที่หมุน, $(kg-m^2)$

ω_s คือ ค่าความเร็วซิงโครนัสเชิงมุม, (rad / s)

G คือ ค่าพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากสมการที่ 2.16 สามารถหาค่ากำลังงานสะสมได้ดังสมการที่ 2.17

$$GH = \frac{1}{2} J\omega_s^2 \tag{2.17}$$

และถ้าวัตถุใดๆเคลื่อนที่ด้วยการหมุนจะมีโมเมนตัมเชิงมุม โดยสามารถอธิบายได้ดังสมการที่ 2.18

$$M = J\omega_s \tag{2.18}$$

ดังนั้นแทนค่าสมการที่ 2.17 ลงในสมการที่ 2.18 จะได้ สมการพลังงานสะสม ดังสมการที่ 2.19 และถ้าจะพิจารณาหน่วยของโมเมนตัมเชิงมุมโดยแปลงเป็นองศาทางไฟฟ้าจะได้สมการที่ 2.21

$$GH = \frac{1}{2} J\omega_s^2 = \frac{1}{2} M\omega_s \tag{2.19}$$

$$M = \frac{2GH}{\omega_s} = \frac{GH}{\pi f} \tag{2.20}$$

$$M = \frac{2GH}{\pi f} \times \frac{2\pi}{360} \tag{2.21}$$

โดยกำหนดให้

M คือ โมเมนตัมเชิงมุม, $(MJ - s / rad)$

จากสมการที่ 2.21

$$M = \frac{GH}{180 f} \quad , \quad MJ - s \text{ / องศาทางไฟฟ้า} \tag{2.22}$$

โดยหลักการทางกลจากสมการแรงบิดเร่งของโรเตอร์ เมื่อระบบไฟฟ้ากำลังมีการเปลี่ยนแปลงโหลดเกิดขึ้นดังแสดงในสมการที่ 2.15 โดยในสภาวะคงตัว เครื่องจักรไฟฟ้าจะหมุนด้วยความเร็วซิงโครนัส และภายใต้สภาวะทรานเซียนส์จะเกิดอัตราเร่งของโรเตอร์ ดังกล่าว เมื่อแรงบิดถูก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กระทำให้เกิดโดยโรเตอร์ จะมีอัตราเร่งเชิงมุม (α) เกิดขึ้น ถ้ากำหนดให้ (r) เป็นระยะทางของอนุภาคใดๆบนโรเตอร์ ดังนั้นสมการอัตราเร่ง (a) สามารถแสดงได้ดังสมการ 2.23

$$a = r\alpha \tag{2.23}$$

โดยกำหนดให้

α มีหน่วยเป็น เรเดียน / (วินาที) ^{2}

ถ้าพิจารณาว่ามวลของโรเตอร์เป็นจำนวนอนุภาคมารวมกัน แล้วแรงเพื่อเร่งอนุภาคมวล dm จะเป็นไปตามสมการที่ 2.24 จะได้

$$F = ma \tag{2.24}$$

$$dF = (dm)a$$

$$dF = (r\alpha)dm \tag{2.25}$$

แล้วแรงบิดเร่งจะเป็นดังสมการที่ 2.26

$$dT = r(dF)$$

$$dT = r^2\alpha(dm) \tag{2.26}$$

ทำการ อินทิเกรต สมการที่ 2.26 จะได้

$$T = \int r^2 \alpha dm$$

$$T = \alpha \int r^2 dm$$

ดังนั้นสมการแรงบิดเร่งเครื่องจักรกลที่เคลื่อนที่ด้วยการหมุนแสดงดังสมการที่ 2.27

$$T = J\alpha \tag{2.27}$$

โดยกำหนดให้,

J คือ ค่าโมเมนต์ความเฉื่อย

ดังนั้น สมการอัตราเร่งเชิงมุม (α) สามารถเขียนได้ดังสมการที่ 2.28

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\alpha = \frac{d\omega_m}{dt} \tag{2.28}$$

ดังนั้นแทนค่าสมการที่ 2.27 ใน สมการที่ 2.28 จะได้สมการแรงบิดเร่ง ซึ่งสามารถเขียนสมการได้ดังสมการที่ 2.29

$$T = J\frac{d\omega_m}{dt} \tag{2.29}$$

ดังนั้นการเคลื่อนที่ของโรเตอร์เครื่องจักรกลซิงโครนัสจะเป็นไปตามการเคลื่อนที่แบบไดนามิกส์ จากรูปที่ 2.4 เราสามารถเขียนสมการเคลื่อนที่แบบไดนามิกส์ได้ ถ้าพิจารณาแรงบิดหน่วงที่เกิดขึ้นจากความเสียดทานที่ แบร์ริ่งของโรเตอร์ แรงลมปะทะ และแรงบิดอื่นๆดังสมการที่ 2.30

$$T_a = T_m - T_e = J\frac{d\omega_m}{dt} + B\omega_m \tag{2.30}$$

แต่แรงบิดหน่วงที่เกิดขึ้นนั้น มีค่าน้อยมากซึ่งสามารถละเว้นได้ ดังนั้นสามารถเขียนสมการใหม่ได้ดังสมการที่ 2.31 และเมื่อคูณสมการด้วย ω_m ทั้งสองข้างดังนั้นจะได้สมการใหม่ได้ดังสมการที่ 2.32 และ 2.33

$$T_m - T_e = J\frac{d\omega_m}{dt} \tag{2.31}$$

$$T_m\omega_m - T_e\omega_m = \omega_m J\frac{d\omega_m}{dt} \tag{2.32}$$

จะได้

$$P_m - P_e = \omega_m J\frac{d\omega_m}{dt} \tag{2.33}$$

โดยกำหนดให้

$P_m = T_m\omega_m$ คือ ค่ากำลังทางกลของเครื่องกังหันหรือเครื่องต้นกำลัง, (W)

$P_e = T_e\omega_m$ คือ ค่ากำลังเนื่องจากแม่เหล็กไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, (W)

ในสภาวะคงตัวที่ไม่มีการรบกวนเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะหมุนด้วยความเร็วคงที่ ดังสมการที่ 2.34

$$\frac{d\omega_m}{dt} = 0 \tag{2.34}$$

ดังนั้นสมการในสภาวะคงตัว สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.35 และ 2.36

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$P_m - P_e = T_m\omega_m - T_e\omega_m \tag{2.35}$$

หรือ

$$P_m = P_e \text{ และ } T_m\omega_m = T_e\omega_m \tag{2.36}$$

แต่ถ้าระบบไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์รบกวนขึ้น จะมีผลทำให้กำลังทางกลที่ป้อนให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (P_m) และกำลังไฟฟ้าขาออก (P_e) จะมีค่าไม่เท่ากัน และในขณะเดียวกันจะเกิดแรงบิดเร่งเพื่อให้ระบบกลับคืนสู่สภาวะคงตัวอีกครั้งหนึ่ง โดยสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.37

$$P_a = P_m - P_e = T_a\omega_m \tag{2.37}$$

โดยกำหนดให้

T_a คือ แรงบิดเร่ง, (Nm)

P_a คือ กำลังเร่ง, (MW)

ดังนั้นสมการแรงบิดเร่งที่เกิดขึ้นสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.38

$$T_a = J\alpha \tag{2.38}$$

จากสมการที่ 2.38 เมื่อแทนค่าลงในสมการที่ 2.37 เขียนสมการใหม่ได้ดังสมการที่ 2.39

$$P_a = (J\alpha)\omega_m = M\alpha = P_m - P_e \tag{2.39}$$

เมื่อสมมุติให้แกนอ้างอิงหมุนอย่างต่อเนื่อง โดยมีอัตราเร็วเชิงมุมเป็นไปตามความเร็วซิงโครนัสดังนั้นจะได้สมการที่ 2.40

โดยกำหนดให้

ω_s คือ ความเร็วเชิงมุมซิงโครนัส

θ คือ มุมตำแหน่งของเครื่องจักรกลไฟฟ้าที่เวลาคงที่ใดๆ

δ คือ มุมแทนตำแหน่งของเครื่องจักรไฟฟ้าเทียบกับแกนอ้างอิง

$$\delta = \theta - \omega_s t \tag{2.40}$$

การหาค่าอัตราการเปลี่ยนแปลงของมุมแทนตำแหน่งนั้นสามารถหาได้โดยทำการดิฟเฟอเรนเชียลเข้าไปทั้งสองข้างของสมการ 2.4 ซึ่งจะได้สมการ อัตราเร็วเชิงมุมเทียบกับแกนอ้างอิง

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta}{dt} - \omega_s$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และการหาอัตราเร่งสามารถทำได้โดยการดิฟเฟอเรนเชียลเข้าไปทั้งสองข้างอีกครั้งดังสมการที่ 2.41

$$\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2\theta}{dt^2} \tag{2.41}$$

จากสมการที่ 2.41 จะเห็นได้ว่าความเร็วเชิงมุมของโรเตอร์ ($\frac{d\theta}{dt}$) จะมีค่าคงที่และเท่ากับความเร็วซิงโครนัสก็ต่อเมื่อ $\frac{d\delta}{dt}$ เท่ากับศูนย์ และด้วยเหตุนี้เทอม $\frac{d\delta}{dt}$ จึงเป็นสิ่งที่แสดงถึงความเร็วโรเตอร์ที่แตกต่างไปจากความเร็วซิงโครนัส โดยมีหน่วยเป็นเรเดียนต่อวินาที และเมื่อแทนค่าความเร็วเชิงมุมจากสมการที่ 2.41 ลงในสมการที่ 2.39 ซึ่งเขียนสมการใหม่ได้ดังสมการที่ 2.42 และ 2.43

$$\alpha = P_m - P_e = M\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a \tag{2.42}$$

$$P_a = M\frac{d^2\delta}{dt^2} \tag{2.43}$$

ดังนั้นจะเรียกสมการที่ 2.43 นี้ว่า สมการสวิง โดยจะใช้เป็นสมการพื้นฐานในการศึกษาความเสถียรภาพแบบทรานเซียนส์ ส่วนโมเมนตัมเชิงมุม (M) จะมีค่าไม่คงที่หากความเร็วเชิงมุมของโรเตอร์เปลี่ยนแปลง และอาจกำหนดให้โมเมนตัมเชิงมุม มีค่าคงที่ได้ถ้าความเร็วเชิงมุมของโรเตอร์ไม่ได้แตกต่างไปจากความเร็วซิงโครนัสมากเกินขีดจำกัดความเสถียรภาพ

2.4 ความสามารถที่มีอยู่ในการส่งกำลังไฟฟ้า (Available Transfer Capability)

การประเมินขีดความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของสายส่ง เป็นการคำนวณค่าขีดจำกัดในการส่งผ่านพลังงานจากบัสหนึ่งไปยังอีกบัสหนึ่ง โดยผ่านสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสหรือระหว่างพื้นที่นั้นๆ ซึ่งค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่พิจารณาจะอยู่ขึ้นกับสภาวะของกำลังไฟฟ้าของระบบ ณ เวลานั้นๆ ซึ่งในแต่ละเวลาค่ากำลังไฟฟ้าไหลในระบบจะมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาซึ่งทำให้ค่าขีดจำกัดในการส่งผ่านพลังงานนั้นเปลี่ยนแปลงไปด้วย ซึ่งขึ้นอยู่กับการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังของหน่วยควบคุม ซึ่งการประเมินความสามารถการส่งผ่านพลังงานนี้ได้ถูกนำเสนอ โดยคณะกรรมการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังอเมริกาเหนือ (The North American Electric Reliability Council; NERC) [22] ในปี พ.ศ. 2538 (ค.ศ. 1995) ซึ่งได้ให้ความหมายและนิยามของการหาค่าความสามารถในการส่งผ่านพลังงานหรือกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability; TTC) ของสายส่ง จากบัสหนึ่งไปยังอีกบัสหนึ่ง ซึ่งค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนี้คำนวณได้จากผลรวมของค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (Available Transfer Capability; ATC) ค่ากำลังไฟฟ้าหรือภาวะโหลด ณ สภาวะการทำงานปัจจุบันของระบบ (Existing

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Transmission Commitment; ETC) ค่ากำลังส่งในระบบสายส่งที่สำรองเพื่อความมั่นคงเชื่อถือได้ในระบบ (Transmission Reliability Margin; TRM) และค่ากำลังส่งที่สำรองเพื่อผลทางด้านความน่าเชื่อของกำลังการผลิต (Capacity Benefit Margin; CBM) ดังนั้นแสดงในสมการที่ 2.44 โดยในการศึกษานี้จะไม่ได้พิจารณาในส่วนของค่า TRM และ CBM ดังนั้นค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.45

$$TTC = ATC + ETC + TRM + CBM \tag{2.44}$$

$$ATC = TTC - ETC \tag{2.45}$$

โดยกำหนดให้

ATC คือ ความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน

TTC คือ ความสามารถในการส่งผ่านพลังงานหรือกำลังไฟฟ้าสูงสุด

ETC คือ กำลังไฟฟ้าหรือภาวะโหลด ณ สภาวะการทำงานปัจจุบันของระบบ

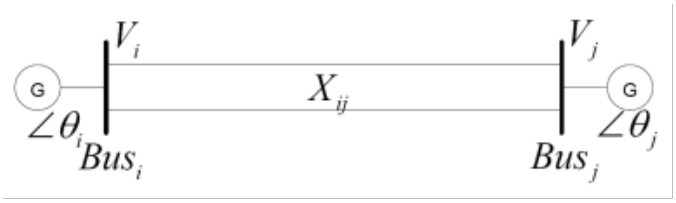
TRM คือ กำลังส่งในระบบสายส่งที่สำรองเพื่อความมั่นคงเชื่อถือได้ในระบบ

CBM คือ กำลังส่งที่สำรองเพื่อผลทางด้านความน่าเชื่อของกำลังการผลิต

2.4.1 ความหมายของความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (TTC)

ความสามารถในการส่งผ่านพลังงานหรือกำลังไฟฟ้าสูงสุด (TTC) หมายถึงกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งพลังงานจากบัสหนึ่งผ่านสายส่งไปยังอีกบัสหนึ่งโดยไม่ทำให้ระบบอยู่ในสภาวะเสี่ยงและส่งผลกระทบต่อความไม่เสถียรภาพของระบบกำลังไฟฟ้า ซึ่งค่าความสามารถในการผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนี้จะมีค่าที่ไม่คงที่เนื่องจากปริมารโหลดหรือความต้องการโหลดในระบบกำลังไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลาทำให้การควบคุม การสั่งการผลิตในระบบก็เปลี่ยนไปตลอดเวลาด้วย ซึ่งในแต่ละสภาวะนั้นค่าขีดจำกัดในการส่งผ่านพลังงานนั้นก็เปลี่ยนแปลงตลอดเวลาเช่นเดียวกันซึ่งค่าจำกัดในการส่งผ่านพลังงานต่างๆเหล่านี้โดยทั่วไปนั้น จะประกอบไปด้วยค่าขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง ค่าขีดจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน ค่าขีดจำกัดด้านกำลังผลิตและความเสถียรภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านในสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งนั้นสามารถแสดงได้ในรูปที่ 2.6 ซึ่งใช้ในการอธิบาย การคำนวณหาค่าการส่งผ่านพลังงานผ่านสายส่งระหว่างจาก บัส i และบัส j, แฟคเตอร์การกระจายของกำลังไฟฟ้า (LODF) และอธิบายการคำนวณหาค่า เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า i ถูกปลดออก

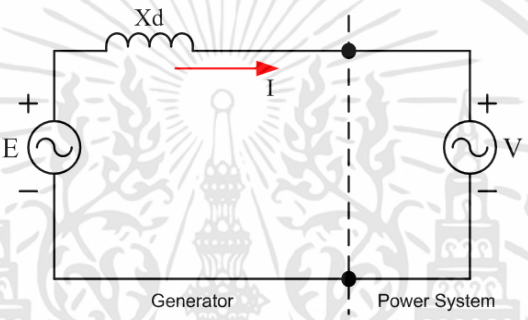
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.6 การส่งผ่านพลังงานระหว่างบัส i และบัส j

2.4.2 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้า P และ δ [1,2]

หากพิจารณาให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า 3 เฟสสมดุลซึ่งในสภาวะคงตัว ดังนั้นสามารถเขียนวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 วงจรสมมูลลำดับบวกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากรูปที่ 2.7 สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการ 2.46 หรือ 2.47 โดยประยุกต์ใช้กฎแรงดันของเคอร์ชอฟฟ์และสำหรับกำลังเชิงซ้อนสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.48

$$E = jX_d I + V \tag{2.46}$$

$$I = \frac{E - V}{jX_d} \tag{2.47}$$

$$S = V.I^* = V\left[\frac{E - V}{jX_d}\right]^* \tag{2.48}$$

โดยกำหนดให้

V คือ แรงดันที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

E คือ แรงดันเหนี่ยวนำภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

δ คือ มุมกำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ดังนั้นจากสมการที่ 2.46, 2.47 แทนในสมการ 2.48 จะได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$S = V\left[\frac{E}{X_d}\angle\delta - 90^\circ + j\frac{V}{X_d}\right]^*$$

$$S = V\frac{E}{X_d}\angle 90^\circ - \delta - j\frac{V^2}{X_d}$$

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

$$S = \frac{VE}{X_d}\sin\delta + j\left[\frac{VE}{X_d}\cos\delta - \frac{V^2}{X_d}\right] \quad (2.49)$$

ดังนั้นจากสมการที่ 2.49 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงนั้นสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.50 และค่ากำลังรีแอคตีฟ นั้นแสดงได้ดังสมการที่ 2.51

$$P = R_e[S] = \frac{VE}{X_d}\sin\delta \quad (2.50)$$

$$Q = I_m[S] = \frac{VE}{X_d}\cos\delta - \frac{V^2}{X_d} \quad (2.51)$$

ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้านั้นจะมีจำกัดอยู่ที่กำลังไฟฟ้าสูงสุดค่าหนึ่ง ซึ่งขีดจำกัดความเสถียรภาพสามารถใช้อ้างอิงได้ดังสมการที่ 2.52 โดยที่ค่า $\delta_c = 90^\circ$ เรียกว่า มุมวิกฤต

$$P_{\max} = \frac{VE}{X_d}\sin\delta_c = \frac{EV}{X_d} \quad (2.52)$$

จากสมการส่งผ่านกำลังสูงสุดดังสมการที่ 2.52 ขีดจำกัดที่ต้องพิจารณาสามารถสรุปได้ดังนี้

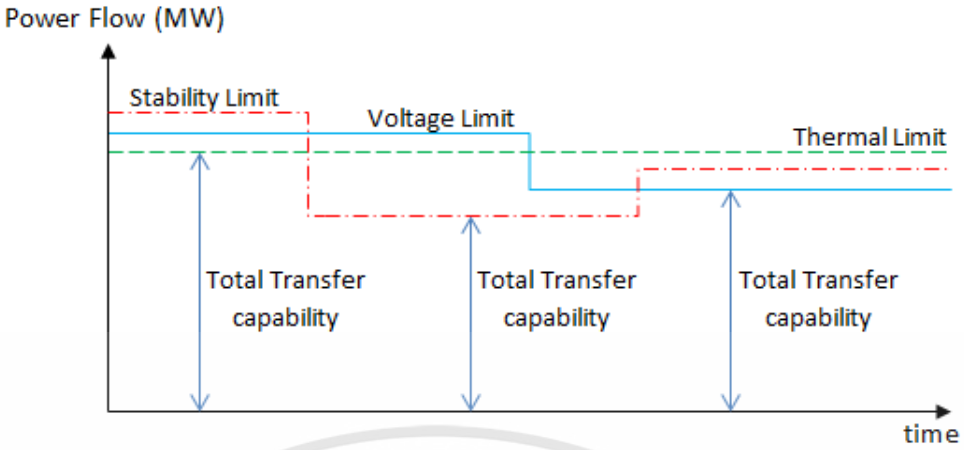
1. เงื่อนไขขีดจำกัดของแรงดัน (Voltage limit) โดยทุกตำแหน่งในระบบต้องได้รับแรงดันในระบบอยู่ในช่วง 0.95-1.05 เปอร์ยูนิต

2. เงื่อนไขขีดจำกัดทางอุณหภูมิของสายส่ง (Thermal limit) โดยสายส่งแต่ละเส้นต้องไม่รับกำลังเกินกว่าขีดจำกัดที่จะทำให้สายส่งมีอุณหภูมิเกินที่กำหนด ขีดจำกัดนี้จะถูกระบุในรูปของกำลังที่ไหลในสายส่งในหน่วย MVA หรือกระแสที่ไหลในสายส่งในหน่วย kA

3. เงื่อนไขขีดจำกัดเสถียรภาพ (System Stability) โดยระบบกำลังไฟฟ้าจะต้องมีความสามารถในการต้านทานการรบกวน (Disturbance) ได้

ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.8 ซึ่ง จะเห็นได้ว่าค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะมีค่าไม่คงที่ ขึ้นอยู่กับขีดจำกัดของสายส่ง ขีดจำกัดทางด้านแรงดันไฟฟ้า และขีดจำกัดความเสถียรภาพระบบไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.8 ขีดจำกัดต่างๆที่มีผลต่อค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

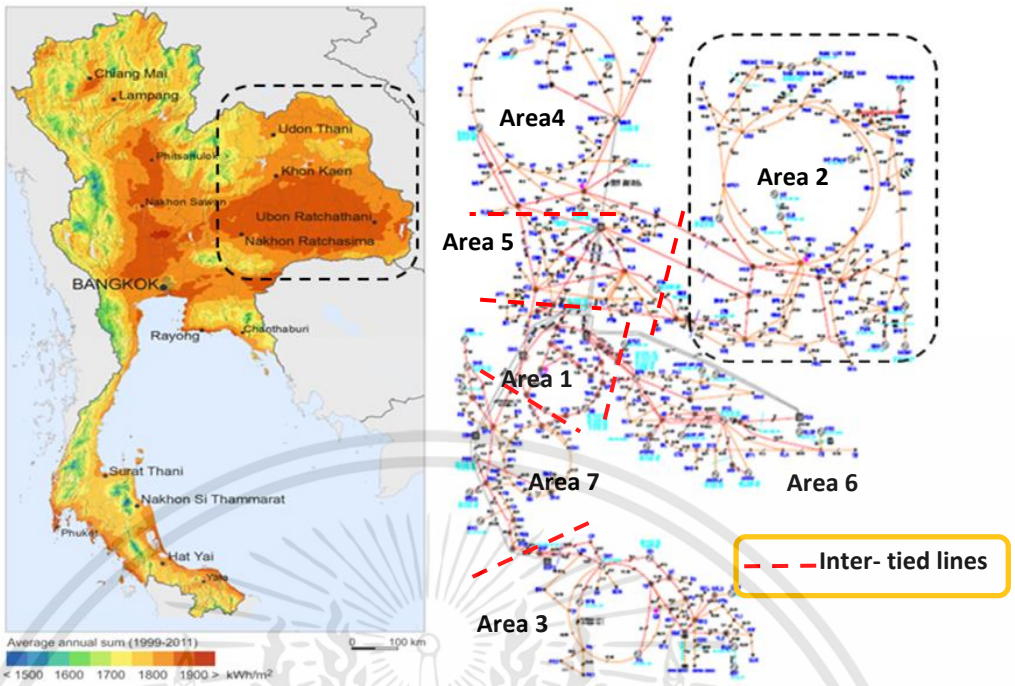
2.4.3 วิธีการประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่

โดยทั่วไปการเชื่อมต่อระบบกำลังไฟฟ้าเข้าด้วยกันจะเป็นการช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังของระบบ โดยในกรณีที่กำลังการผลิตของระบบหนึ่งไม่เพียงพอ อีกระบบหนึ่งก็จะสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามาช่วยเหลือได้ ดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในปี 2015

Area	Generations	Loads	Losses	Inter-area
1	2379.00	9821.98	84.00	-7527.64
2	2073.22	2924.00	178.54	-1029.32
3	1661.92	2001.66	56.48	-396.22
4	3329.57	2727.37	113.93	490.26
5	3870.11	2862.14	70.70	937.28
6	9748.80	3677.23	46.70	6024.87
7	4381.13	2836.20	44.16	1500.77
Total	27443.75	26848.58	595.17	0

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.9 ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในปี 2015 [11,30]

ซึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยโดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 7 พื้นที่ด้วยกันโดยแสดงในรูปที่ 2.9 โดยเป็นผลการศึกษาหลังจากการสร้างระบบกำลังไฟฟ้าโดยอาศัยข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังช่วงความต้องการโหลดสูงสุด (Peak loads) ในปี 2015 ในปัจจุบันมีการนำเสนอวิธีการประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าโดยสามารถแบ่งวิธีการออกเป็น 3 วิธีการซึ่งประกอบด้วย

1. วิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบซ้ำซึ่งวิธีนี้จะทำการตั้งค่าละเมิดระบบกำลังไฟฟ้าซึ่งจะประกอบไปด้วยค่าละเมิดด้านแรงดันและภาระโหลดของสายส่งและทำการเพิ่มระดับโหลดในระบบ และทำการตรวจสอบการละเมิดขีดจำกัดของระบบไฟฟ้าตามเงื่อนไขที่กำหนด โดยการเพิ่มโหลดเรื่อยๆจนกระทั่งเกิดการละเมิดขีดจำกัดของระบบเกิดขึ้น โดยข้อดีของวิธีนี้คือ ง่ายต่อการจำลองวิเคราะห์แต่มีข้อเสียคือใช้เวลาในการรวบรวมข้อมูลผลการศึกษาและวิเคราะห์นาน

2. วิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบเหมาะสม (Optimization power flow) ซึ่งวิธีการนี้จะทำการกำหนดฟังก์ชั่นเป้าหมายโดยจะเป็นการคำนวณหาค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าส่งผ่านจากพื้นที่หนึ่งไปยังพื้นที่ที่ต้องการพิจารณาหรือศึกษาและจัดรูปแบบขีดจำกัดของระบบให้อยู่ในเงื่อนไขของรูปแบบอสมการ ซึ่งวิธีการนี้มีข้อด้อยคือมีความซับซ้อนและใช้เวลาในการคำนวณนาน

3. วิธีที่ใช้การประมาณค่าคำตอบ (Linear estimation) วิธีการนี้จะใช้การประมาณแบบเชิงเส้นเพื่อหาคำตอบให้ใกล้เคียงมากที่สุด โดยข้อดีของวิธีคือสามารถคำนวณคำตอบได้ด้วยความรวดเร็ว

ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้ใช้วิธีการการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำในการศึกษาทดสอบและประยุกต์ใช้สำหรับการวิเคราะห์ผล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.5 การวิเคราะห์ความไวกำลังไฟฟ้าไหล (Power Flow Sensitivity) [24]

ในการวิเคราะห์ค่าความไวกำลังไฟฟ้าไหลในการศึกษาวิจัยนี้ได้ใช้ข้อมูลจากผลการศึกษาด้วยกันสองแฟคเตอร์ คือ แฟคเตอร์การกระจายการไหลของกำลังไฟฟ้าจากผลกระทบในกรณีที่สายส่งถูกปลดออก (Line Outage Distribution Factor; LODF) และแฟคเตอร์กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งด้วยวิธีการของเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (Generation Shift Factor; GSF) ซึ่งผลในการศึกษาแฟคเตอร์การกระจายของกำลังไฟฟ้า (LODF) นั้นจะทำให้เราทราบถึงปริมาณของสายส่งที่ถูกผลกระทบและสายส่งที่สำคัญในการรองรับภาระโหลดจากกรณีมีสายส่งถูกปลอดออกระบบ (n-1) ส่วนผลการศึกษา เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) นั้นทำให้เราทราบถึงปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นนั้นๆว่ามีกำลังไฟฟ้าส่งผ่านมาจากเครื่องกำเนิดเครื่องใดบ้างและปริมาณเท่าใด ซึ่งจากข้อมูลนี้ทำให้เราสามารถกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสมในการควบคุมกำลังไฟฟ้าไหลบนสายส่งเพื่อประยุกต์ใช้ในการป้องกันไม่ให้สายส่งได้รับภาระโหลดเกินและเพิ่มความมั่นคงให้กับมัลติไลน์บัสในระบบ

เมื่อทำการศึกษากำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านบนสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งในระบบนั้นสามารถแสดงให้ได้ในรูปที่ 2.10 ซึ่งใช้ในการอธิบาย การคำนวณหาค่า แฟคเตอร์การกระจายของกำลังไฟฟ้า (LODF) การส่งผ่านพลังงานผ่านสายส่งระหว่างจาก บัส i และบัส j, และอธิบายการคำนวณหาค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า i ถูกปลดออก

รูปที่ 2.10 การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างบัส i และบัส j

จากรูปที่ 2.10 แสดงการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยสามารถอ้างอิงจากสมการที่ 2.3 ได้ซึ่งสามารถเขียนสมการใหม่จะได้ดังสมการที่ 2.53

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \sin(\theta_i - \theta_j) \tag{2.53}$$

จากสมการที่ 2.53 หากสมมุติให้

$$V_i = V_j = 1 p.u. \text{ และ } \sin(\theta_i - \theta j) \approx (\theta_i - \theta j)$$

ดังนั้นสามารถเขียนสมการใหม่ได้ดังสมการที่ 2.54

$$P_{ij} = \frac{(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \tag{2.54}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าไปยังบัส i สามารถหาได้จากสมการที่ 2.55

$$P_i = \sum_{j=1}^{N} P_{ij} = \sum_{j=1}^{N} \frac{(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \tag{2.55}$$

จะได้

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^{N} \frac{1}{X_{ij}} = -\frac{1}{X_{ij}}$$

ดังนั้นจะได้การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าใหม่ที่บัส i สามารถเขียนสมการดังสมการที่ 2.56

$$\Delta P_i = \frac{\delta P_i}{\delta \theta_1} \Delta\theta_1 + ... + \frac{\delta P_i}{\delta \theta_N} \Delta\theta_N \tag{2.56}$$

2.5.1 แฟคเตอร์การกระจายการไหลของกำลังไฟฟ้าจากสายส่งที่ถูกปลด (LODF)

การคำนวณค่าแฟคเตอร์การกระจายของกำลังไฟฟ้าจากสายส่งที่ถูกปลดออกนั้น สามารถหาการรับภาระโหลดของสายส่งได้ดังแสดงในสมการที่ 2.57

$$d_{lk} = \frac{\Delta f_l}{f_k^{old}} \tag{2.57}$$

โดยกำหนดให้

d_{ik} คือ แฟคเตอร์การกระจายกำลังไฟฟ้าของสายส่ง l หลังจากสายส่ง k ถูกปลด

Δf_l คือ การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในสายส่ง l หลังจากสายส่ง k ถูกปลด

f_k^{old} คือ กำลังไฟฟ้าไหลในสายส่ง k ของก่อนที่จะถูกปลด

ดังนั้นสมการกำลังไฟฟ้าไหลใหม่สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.58

$$f_l^{new} = f_l^{old} + d_{lk} f_k^{old} \tag{2.58}$$

2.5.2 เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF)

การคำนวณค่าจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้า หรือสมการของเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ ในสายส่งสามารถแสดงสมการในการคำนวณได้ ดังสมการที่ 2.59

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i} \tag{2.59}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยกำหนดให้

a_{li} คือ เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์เชิงเส้นสำหรับสายส่ง l เมื่อกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า i เปลี่ยนแปลง

Δf_l คือ การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าบนสายส่ง l

ΔP_i คือ การเปลี่ยนแปลงการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่บัส i

หากเกิดการเปลี่ยนแปลงการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่บัส i ดังนั้นการคำนวณหาค่าการไหลกำลังไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้น สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.60

$$f_l^{new} = f_l^{old} + a_{li}\Delta p_i ; \forall l = 1,2,...,L \tag{2.60}$$

โดยกำหนดให้

f_l^{new} คือ การไหลกำลังไฟฟ้าในสายส่งใหม่หลังจากที่เครื่องกำเนิด i ถูกปลดออก

f_l^{old} คือ การไหลกำลังไฟฟ้าในสายส่งใหม่ก่อนที่เครื่องกำเนิด i ถูกปลดออก

P_i^{old} คือ กำลังไฟฟ้าก่อนเครื่องกำเนิด i ถูกปลดออก

จะได้สมการการไหลกำลังไฟฟ้าใหม่หลังจากที่เครื่องกำเนิดถูกปลดออกดังแสดงในสมการที่ 2.61

$$f_l^{new} = f_l^{old} - a_{li}P_i^{old} ; \forall l = 1,2,...,L; [\because \Delta P_i = -P_i^{old}] \tag{2.61}$$

ดังนั้นจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า j จ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมาซึ่งแฟคเตอร์เชิงสัดส่วน ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า j สามารหาได้จากสมการที่ 2.62 และสมการการไหลกำลังไฟฟ้าใหม่หลังจากที่เครื่องกำเนิด j ที่เพิ่มค่าขึ้นมานั้นสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.63

$$\gamma_{ji} = \frac{P_j^{\max}}{\sum_{k=1(k\neq i)}^{N_G} P_k^{\max}} \tag{2.62}$$

$$f_l^{new} = f_l^{old} + d_{lk}f_k^{old} \tag{2.63}$$

โดยกำหนดให้

γ_{ji} คือ แฟคเตอร์เชิงสัดส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า j

$P_k^{\max}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า k

N_G คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.6 เทคนิคใหม่ที่ใช้ในการวิจัย

ในหัวข้อนี้จะทำการศึกษา และนำเสนอแนวคิดและเทคนิคใหม่ในการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมและการเทคนิคในการกำหนดเครื่องกำหนดไฟฟ้าในการตอบสนองการเปลี่ยนแปลงปริมาณโหลดในแต่ละพื้นที่เพื่อสร้างความมั่นคงด้านแรงดันและลดภาระโหลดของสายส่ง พร้อมเสนอดัชนีในการบ่งบอกขีดความสามารถคงเหลือในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งแบบใหม่ (Available Transfer Capability; ATC) เพื่อให้สำหรับการจัดการหรือวางแผนเพื่อปรับปรุงระบบให้มีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้น โดยเทคนิคที่จะนำเสนอนั้นสามารถแบ่งได้เป็นดังนี้โดยผลงานวิจัยทั้งหมดได้แสดงในภาคผนวก ข

1. เทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบกำลังไฟฟ้าโดยใช้เทคนิควิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำ โดยพิจารณาข้อจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน

2. การกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อยกระดับความมั่นคงมัลติไลน์บัส (Multi-Line Buses) ภายใต้การวิเคราะห์ภาวะฉุกเฉิน

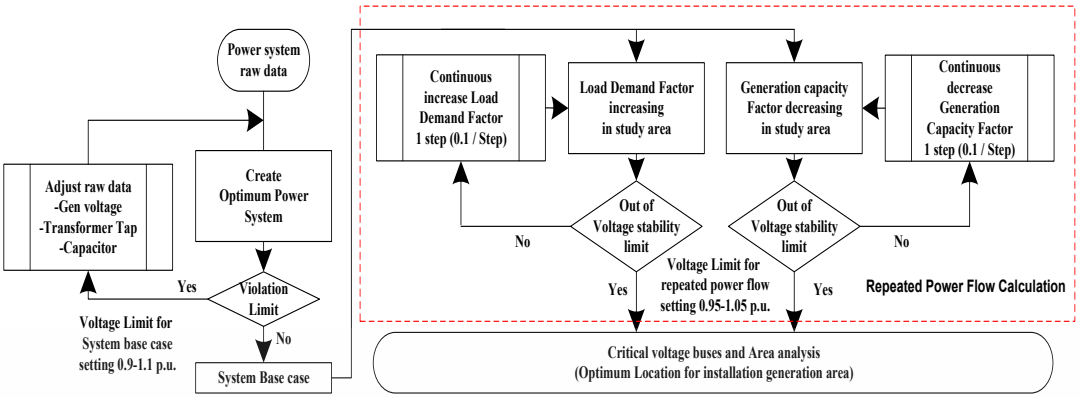
3. วิธีการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) โดยพิจารณาขีดจำกัดการสั่งการกำลังผลิตไฟฟ้า (Generation Dispatch Limit; GDL) และกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนด้วยการวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า

2.6.1 เทคนิคที่เหมาะสมในการกำหนดพื้นที่เพื่อติดตั้งโรงไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบกำลังไฟฟ้า

การศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมในการกำหนดพื้นที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังในงานวิจัยนี้ได้ใช้วิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำ (Repeated power flow calculation) [17] ซึ่งวิธีนี้โดยทั่วไปนั้นจะทำการเพิ่มระดับโหลด และตรวจสอบเงื่อนไขการละเมิดขีดจำกัดของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า โดยการเพิ่มโหลดจะกระทำจนกระทั่งเกิดการละเมิดขีดจำกัดของระบบเกิดขึ้น แต่ในงานวิจัยนี้ได้เพิ่มในส่วนของการลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาช่วยในการวิเคราะห์และตรวจสอบเงื่อนไขการละเมิดขีดจำกัดของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า โดยการลดกำลังผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นจะกระทำจนกระทั่งเกิดการละเมิดขีดจำกัดของระบบเกิดขึ้น โดยทั้งสองส่วนนี้จะอ้างอิงหรือมุ่งเน้นบัสที่ได้ผลกระทบในส่วนของแรงดันวิกฤตหรือความไม่เสถียรภาพแรงดัน

โดยวิธีนี้ที่ได้นำทั้งวิธีการ เพิ่มระดับโหลดและลดกำลังผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นเนื่องจากในพื้นที่ที่จะทำการศึกษาหรือในระบบไฟฟ้ากำลังทั่วไปนั้น บัสของโหลด (Load Buses) และบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Buses) นั้นจะไม่ได้เชื่อมต่อกันในบัสเดียวกันโดยเฉพาะโหลดบัสจะกระจายตัวอยู่ทั่วไปในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งผลของการเพิ่มโหลดนั้นจะได้ผลกระทบเพียงด้านเดียวหรือทำให้ระบบมีความสามารถในการรองรับภาวะโหลดที่จะเพิ่มขึ้นได้อย่างเดียวแต่เมื่อทำการวิเคราะห์ผลของการลดกำลังผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็จะได้บัสที่ได้ผลกระทบเมื่อทำการลดกำลังการผลิตลงซึ่งนำมาเปรียบเทียบกับผลการเพิ่มระดับโหลดในระบบนั้นก็จะได้บัสที่จำเป็นต้องติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จริงๆและช่วยให้ระบบมีความยืดหยุ่นสูงทั้งในการรองรับภาระโหลดเพิ่มขึ้นและกำลังไฟฟ้าในระบบลดลงโดยเทคนิคนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.11

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.11 เทคนิคใหม่ในการกำหนดพื้นที่ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าในระบบด้วยโปรแกรม POWERWORLD Simulator

2.6.2 เทคนิคการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักที่เหมาะสม

ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่นั้นมีจำนวนของบัสในระบบอยู่เป็นจำนวนมาก ซึ่งจะเชื่อมต่อด้วยสายส่งต่างๆเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแต่ละบัสนั้นอาจจะเชื่อมต่อกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, หม้อแปลงไฟฟ้า หรืออุปกรณ์แฟคส์ ในบทความนี้ได้เรียกบัสนี้ว่า มัลติ-ไลน์บัส (บัสรวมสายส่งหลายสาย) ดังนั้นการประเมินความปลอดภัยของมัลติ-ไลน์บัส และการวางแผนการป้องกันมีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาโดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีที่สายส่งในระบบถูกปลดออก ซึ่งผลกระทบจากสายส่งถูกปลดออกจะทำให้การถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอสำหรับความต้องการของโหลดหรือทำให้สายส่งบนมัลติ-ไลน์บัส ได้รับภาระโหลดเกินโดยเฉพาะอย่างยิ่งกับระบบที่มีการรวมระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เข้าในระบบ ซึ่งปัญหานี้เป็นปัญหาที่สำคัญสำหรับการกำหนดวิธีการหรือเทคนิคในการป้องกันเพื่อลดผลกระทบในระบบไฟฟ้ากำลัง

ดังนั้นการศึกษานี้จึงได้นำเสนอเทคนิคใหม่ในการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักในการป้องกันสายส่งที่ได้รับภาระโหลดเกินเพื่อสร้างความมั่นคงให้กับมัลติไลน์บัส ในงานการศึกษานี้ได้ใช้การวิเคราะห์ความไวของกำลังไฟฟ้าไหล โดยใช้ข้อมูลจากการศึกษาแฟคเตอร์กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งด้วยวิธีการของเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (Generation Shift Factor; GSF) ซึ่งผลในการศึกษาเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) นั้นทำให้เราทราบถึงปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นนั้นๆว่ามีกำลังไฟฟ้าส่งผ่านมาจากเครื่องกำเนิดเครื่องใดบ้างและปริมาณเท่าใด ซึ่งจากข้อมูลนี้ทำให้เราเลือกหรือกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อลดกำลังการผลิตได้ถูกต้องและเหมาะสมเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบนั้นๆมีอยู่เป็นจำนวนมากโดยการวิเคราะห์ในส่วนนี้ได้ใช้โปรแกรม POWERWORLD Simulator ในการจำลองและวิเคราะห์ผลเพื่อหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อกำหนดให้เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักในการป้องกันสายส่งที่ได้รับภาระโหลดเกินซึ่งสายส่งที่จะทำการป้องกันนี้มุ่งเน้นสายส่งที่เชื่อมต่อกับมัลติไลน์บัส ซึ่งมัลติไลน์บัสคือบัสที่มีการเชื่อมต่อกับสายส่งตั้งแต่สองเส้นขึ้นไปที่มาจากคนละแหล่งจ่ายซึ่งผลที่ได้นั้นจะช่วยสร้างความมั่นคงให้กับมัลติไลน์บัสโดยการวิเคราะห์ผลการตอบสนองในการลดภาระโหลดของสายส่งนั้นได้ใช้โปรแกรม DIgSILENT Simulator ในการวิเคราะห์ซึ่งผลการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นต้องอยู่ภายใต้ความ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

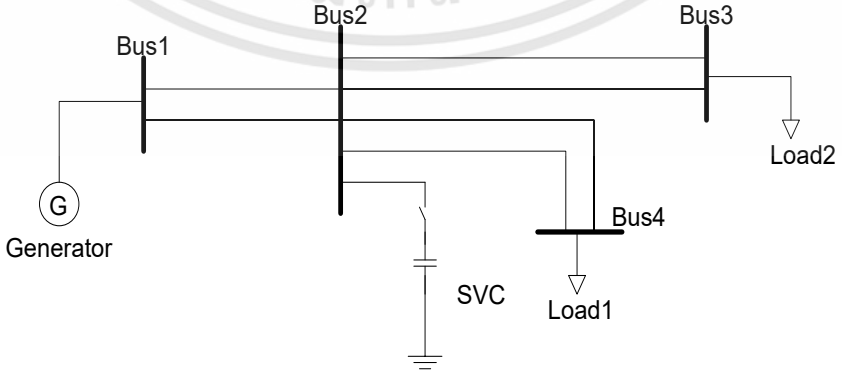
เสถียรภาพโดยการใช้การวิเคราะห์ผลของความเสถียรภาพมุมโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักนั่นเอง ซึ่งในการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักนั้นจะเลือกกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่า เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุดและเรียงลำดับตามค่า กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผลกระทบสูงสุด (MW impaction) โดยผลของการคำนวณหาค่าของ MW Impaction นั้นสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.64

$$MW_{impaction} = Gen.Output_{(MW)} \times GSF_{(Generator)} \tag{2.64}$$

จุดประสงค์ของรูปแบบในการกำหนดพื้นที่เหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์แฟคส์ (FACTs) ใหม่นี้จะเจาะจงสำหรับ มัลติ-ไลน์บัสแรงดันวิกฤต ซึ่งในการศึกษาได้ใช้เทคนิคการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าไหลแบบทำซ้ำในการค้นหาบัสแรงดันวิกฤตในระบบกำลังไฟฟ้าจากผลกระทบการเพิ่มขึ้นของโหลดในพื้นที่และกำลังผลิตในพื้นที่ลดลง การประเมินความมั่นคงของบัสหลายสายส่งนั้นจะพิจารณาถึงความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่ง (Available Transfer Capability; ATC) ที่เชื่อมต่อกับมัลติ-ไลน์บัสนี้ และสำหรับอุปกรณ์แฟคส์ในบทความนี้จะมุ่งเน้นไปที่การติดตั้งตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนสถิตในระบบ (Static VAR Compensator; SVC) [16,23,24] ในส่วนการประเมินความมั่นคงมัลติ-ไลน์บัส ค่า ATC จะพิจารณาภายใต้ขีดจำกัดของความร้อนในหน่วย MVA ส่วนการวิเคราะห์ความไวของการไหลกำลังไฟฟ้าประกอบด้วย เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (Generation Shift Factor; GSF) และแฟคเตอร์การกระจายจากสายส่งถูกปลดออก (Line Outage Distribution Factor; LODF) โดยข้อมูล GSF จะนำไปประยุกต์สำหรับการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักสำหรับการควบคุมการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าของสายส่งเหล่านี้ ซึ่งผลการศึกษาได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 เป็นระบบฐาน

2.6.2.1 ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (SVC)

อุปกรณ์แฟคส์สำหรับในการศึกษานี้ได้มุ่งเน้นศึกษาชุดตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนสถิต (SVC) ในการใช้เพื่อปรับปรุงความเสถียรภาพแรงดัน ชนิดของ ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน ที่ใช้ในการศึกษานั้นจะใช้ ชุดตัวเก็บประจุและสวิทช์ในการ เปิด-ปิด ด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ ดังแสดงในรูปที่ 2.**12**



รูปที่ 2.12 แผนภาพพื้นฐานการติดตั้งและการควบคุมของตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (SVC)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.12 แผนภาพพื้นฐานสำหรับการติดตั้งและการควบคุมโดยใช้ เซอร์กิตเบรคเกอร์ และในการศึกษานี้ค่าของ ของตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (SVC) นี้จะแสดงในหน่วยของ MVAR โดยค่าของตัวเก็บประจุนั้นสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.65

$$C = \frac{Q}{2\pi f v_{rms}^2} \tag{2.65}$$

โดยกำหนดให้

C คือ ค่าตัวเก็บประจุ (μF),

Q คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ $(MVAR)$,

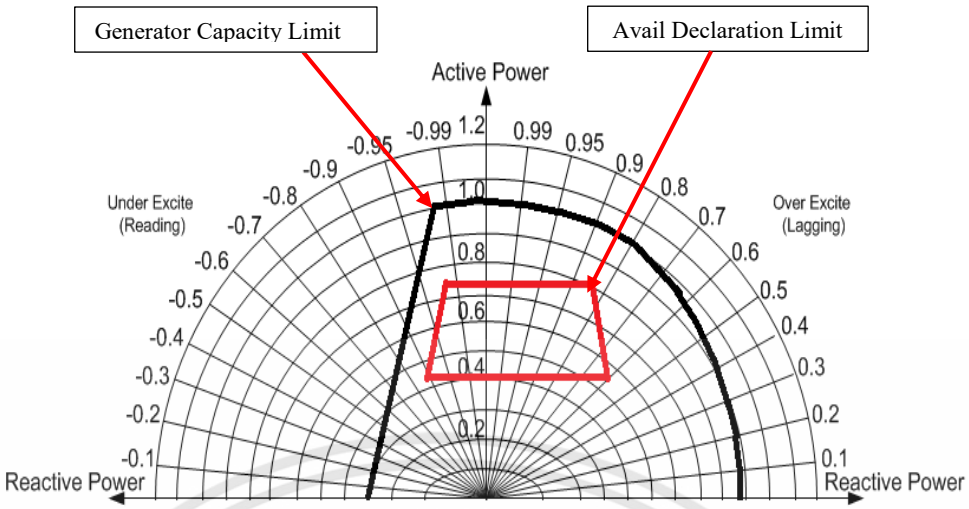
f คือ ค่าความถี่ของระบบ (Hz),

v คือ ค่าแรงดันบัส (rms)

2.6.3 เทคนิคหรือวิธีการใหม่ในการประเมินความสามารถการส่งผ่านพลังงานที่มีอยู่ของสายส่ง (ATC) โดยพิจารณาค่าจำกัดค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า

การศึกษานี้ได้นำเสนอเทคนิคใหม่ในการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ของสายส่งโดยพิจารณาค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้าซึ่งได้อธิบายไว้ในหัวข้อข้างต้นซึ่งเทคนิคนี้จะวิเคราะห์การคำนวณหาค่า ATC หรือขีดความสามารถที่มีอยู่ของสายส่งจากค่าความสามารถของเหลือของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักที่ส่งผ่านพลังงานบนสายส่ง ซึ่งแต่ละสายส่งนั้นจะมีกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงโหลดในระบบ โดยกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญนี้ก็คือ กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุด (Maximum GSF) นั่นเอง ซึ่งการวิเคราะห์หาค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุดนั้นสามารถหาค่าได้ดังหัวข้อที่ 2.52 ดังนั้นขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงานสูงสุด (TTC) ก็คือค่ากำลังไฟฟ้าตามข้อตกลงในสัญญาซื้อขายของแต่ละโรงไฟฟ้านั่นเอง ซึ่งในแต่ละโรงไฟฟ้านั้นก็จะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นระบบการควบคุมกำลังไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Generation Control; AGC) ก็จะสั่งการ (Dispatch) ในการควบคุมในการเพิ่มลดกำลังการผลิตตามค่า ความพร้อมการผลิตไฟฟ้าดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น ดังนั้นค่าความสามารถคงเหลือโดยรวมในกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุด เหล่านี้ก็คือค่าขีดความสามารถคงเหลือในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่ง (ATC) ซึ่งเป็นเทคนิคใหม่ที่จะได้นำเสนอในการศึกษานี้นั่นเอง และเพื่อให้สามารถมองภาพและเข้าใจได้ชัดเจน โดยสามารถแสดงการเปรียบเทียบระหว่างค่าความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Capacity Generation) และค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้า (ADS) โดยใช้กราฟแสดงความสามารถการส่งผ่านกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 2.13 และข้อมูลค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 ซึ่งใช้ในการศึกษานี้ได้แสดงไว้ในภาคผนวก ก.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



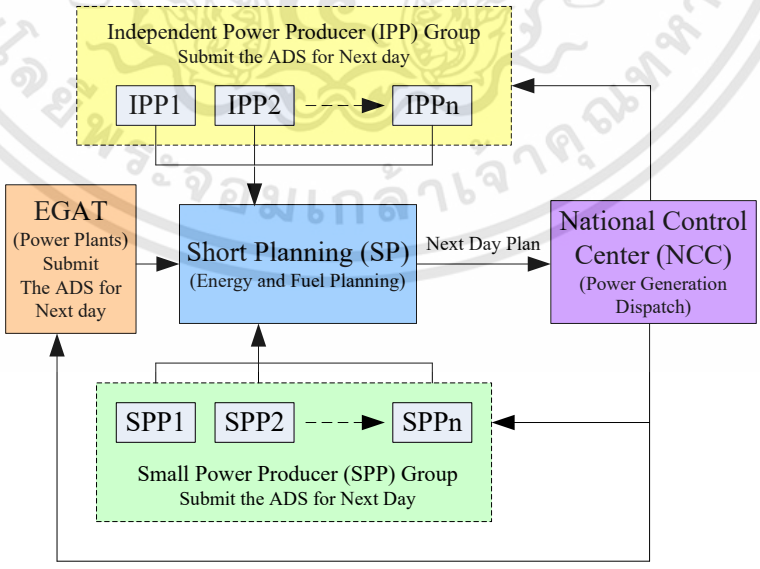
รูปที่ 2.13 ความสามารถการส่งผ่านกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การศึกษาเทคนิคใหม่ในการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่งเพื่อที่จะใช้บ่งบอกขีดความสามารถหรือแนวโน้มในข้อจำกัดในการเพิ่มโหลดหรือต้องมีการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าเพื่อรักษาความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบและป้องปัญหาความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (Power Flow Congestion) โดยวิธีการใหม่นี้ได้พิจารณาค่าจำกัดการสั่งการผลิตกำลังไฟฟ้า (Generation Dispatch Limit; GDL) และค่าความจุหรือกำลังผลิตจากกำลังไฟฟ้าในส่วนของพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อในระบบ โดยวิธีการใหม่นี้ได้คำนวณกำลังการผลิตคงเหลือจากค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability; TTC) ซึ่งค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดในการศึกษานี้คือค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าที่แจ้งไว้โดยรวมของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุด (Generation Shift Factor; GSF) ที่ส่งผ่านพลังงานบนสายส่งเส้นนั้นๆโดยค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าจะอ้างอิงถึงค่าที่กำหนดไว้ในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าโดยรวมถึงค่าความพร้อมกำลังการผลิตจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบด้วย ซึ่งค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุดนี้ได้วิเคราะห์จากความไวการไหลกำลังไฟฟ้า (Power flow Sensitivity Analysis) โดยในผลการศึกษานั้นจะทำการเปรียบเทียบผลกับการประเมินความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (Available Transfer Capability; ATC) ของสายส่ง ซึ่งผลการศึกษาพบว่าวิธีการใหม่นี้สามารถใช้ในการประเมินค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงานและใช้ในการทำนายความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังได้และยังสามารถใช้ในการประยุกต์ในการจัดการความหนาแน่นการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักสำหรับการควบคุมกำลังไฟฟ้าส่งผ่านในแต่ละสายส่ง

การประเมินค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงานและการจัดการความหนาแน่นการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบกำลังไฟฟ้า [7] นั้นมีความสำคัญอย่างยิ่งถ้าหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือสายส่งที่มีความสำคัญสูงเกิดการได้รับภาระโหลดเกินอาจทำให้เกิดผลเสียหายต่ออุปกรณ์ได้และอาจนำพาให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพได้ในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่งนั้นจะมีกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีความสำคัญในการรองรับการเปลี่ยนแปลงการไหลกำลังไฟฟ้าซึ่งโดยปกติแล้วการประเมินค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงานจะกำหนดด้วยค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดซึ่งจะถูกกำหนดด้วยค่า จำกัดด้านความร้อนของสายส่ง (Thermal limit), ค่าจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน (Voltage Stability Limit) และค่าจำกัดด้านความเสถียรภาพของ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เครื่องกำเนิดฟ้า (Generation Stability Limit) แต่ในการศึกษาได้กำหนดด้วยค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (TTC) ด้วยค่าจำกัดการสั่งการผลิตกำลังไฟฟ้า (GDL) ของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญสูงในการส่งผ่านพลังงานรวมถึงกำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่ออยู่ ดังนั้นหากกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญสูงเหล่านี้ถูกจำกัดด้วยค่าค่าจำกัดการสั่งการผลิตกำลังไฟฟ้า ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ (Automatic Generation Control system; AGC) จะไม่สามารถสั่งการเพิ่มการผลิตได้ในการรองรับการเปลี่ยนแปลงโหลดในเวลานั้นๆและหากโหลดในพื้นที่นั้นเพิ่มขึ้นเรื่อยๆก็จะทำให้แรงดันในพื้นที่ลดลงจนกระทั่งระบบเกิดความไม่เสถียรภาพทางแรงดันได้โดยในการศึกษานี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2014 ในช่วงโหลดสูงสุดเป็นระบบฐานในการศึกษา การสั่งการผลิตกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยนั้นจะควบคุมโดยระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ (AGC) ภายใต้การควบคุมของหน่วยงาน เอ็นซีซี (National Control Center; NCC) และหน่วยงานวางแผนระยะสั้นของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตประเทศไทย (EGAT) ซึ่งระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติจะสั่งการผลิตกำลังไฟฟ้าบนพื้นฐานของข้อมูลค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า (Available Declaration Statement; ADS) แต่ละโรงไฟฟ้ายกเว้นในส่วนของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very small power producer; VSPP) เนื่องจากโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้เป็นแบบไม่แน่นอน (Non-firm Power Plant) ซึ่งกำลังการผลิตนั้นไม่เกิน 9 MW ส่วนข้อมูลค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้านั้นจะมีค่าไม่เท่ากันซึ่งขึ้นกับสัญญาการซื้อขายของโรงไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (Power Purchase Agreement; PPA) ดังนั้นโรงไฟฟ้าทุกโรง (EGAT, IPP and SPP) จะต้องส่งค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้า (ADS) สำหรับวันถัดไปก่อนเที่ยงวันนั้นไปยังหน่วยงานวางแผนระยะสั้นของการไฟฟ้าเพื่อวางแผนการจัดการผลิตกำลังไฟฟ้าก่อนส่งต่อไปยังหน่วยงาน เอ็นซีซี เพื่อสั่งการผลิตไฟฟ้าภายใต้ระบบการควบคุมอัตโนมัติ (AGC) ดังได้แสดงในรูปที่ 2.14 ดังนั้นวิธีการประเมินค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ใหม่นี้ ได้คำนวณความจุหรือความสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าที่เหลืออยู่ของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญสูงในการส่งผ่านพลังงานรวมถึงกำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนขนาดเล็ก (VSPP) ที่เชื่อมต่ออยู่

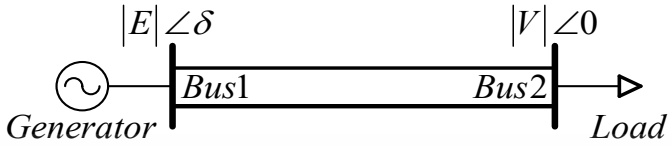


รูปที่ 2.14 รูปแบบโดยรวมการวางแผนพลังงานและการสั่งการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.6.3.1 วิธีใหม่สำหรับการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน

วิธีการใหม่นี้ในการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ใช้ในการทำนายความเสถียรภาพระบบกำลังไฟฟ้าโดยสามารถอธิบายได้ดังนี้จากรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 ระบบกำลังไฟฟ้าอย่างง่าย

จากรูปที่ 2.15 ได้แสดงระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่ายซึ่งกำลังไฟฟ้าจะถูกส่งกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลดโดยส่งผ่านสายส่งชนิดสายส่งคู่ ค่าจำกัดการส่งกำลังไฟฟ้าโดยรวมหรือสูงสุดนั้นจะถูกจำกัดด้วย 3 ข้อจำกัดด้วยกันคือค่าจัดกัดด้านความร้อนของสายส่ง ค่าจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน และค่าจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งค่าจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นในสภาวะคงตัวจะสามารถวิเคราะห์ได้จากกราฟความสามารถเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Capacity Curve) ส่วนในสภาวะทรานเซียนส์นั้นจะวิเคราะห์จากความเสถียรภาพมุมโรเตอร์ ดังนั้นหากวิเคราะห์สภาวะคงตัวค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากสมการหาค่า ATC รูปที่ 2.15 จะได้ดังสมการที่ 2.66

$$ATC = GEN_{capacity} - GEN_{output} \tag{2.66}$$

โดยกำหนดให้

$GEN_{capacity}$ คือ ค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (TTC),

GEN_{output} คือ กำลังไฟฟ้า ณ สภาวะการทำงานปัจจุบันของระบบ (ETC)

ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ (AGC) จะควบคุมหรือสั่งกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการส่งจ่ายพลังงานในระบบกำลังไฟฟ้าตามค่าความพร้อมของแต่ละโรงไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายและค่าความพร้อมนี้ก็คือค่าจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ระบบควบคุมอัตโนมัติสามารถสั่งการได้แต่ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งอยู่เป็นจำนวนมากซึ่งมันเป็นเรื่องยากที่จะกำหนดค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (TTC) ของแต่ละสายส่งดังนั้นในการศึกษานี้จึงใช้การวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า (Power Flow Sensitivity Analysis) ในการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สำคัญที่ส่งผ่านพลังงานบนสายส่งโดยใช้ค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สำคัญคือ กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุด (GSF) ที่จะตอบสนองหลักเพื่อส่งกำลังไฟฟ้าแบบทันทีทันใดเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงและกลุ่มเครื่องกำเนิดนี้ยังสามารถจัดกลุ่มเพื่อใช้ในการป้องกันความหนาแน่นจากการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบ

ดังนั้นค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดของสายส่งในการศึกษานี้คือผลรวมของค่าความพร้อมการผลิตไฟฟ้า (GDL) ของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สำคัญคือกลุ่มเครื่อง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุดสูงสุดนั่นเอง และวิธีการใหม่สำหรับประเมินค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ในกรณีที่ไม่พิจารณากำลังการผลิตในส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนขนาดเล็ก (VSPP) และอ้างถึงสมการที่ 2.66 สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.67

$$ATC_{Novel} = \sum_{G_1}^{G_n} ADS.Main_Gen_{GSF_{Max}Group} - \sum_{G_1}^{G_n} Output.Main_Gen_{GSF_{Max}Group} \quad (2.67)$$

และวิธีใหม่สำหรับการประเมินค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ในกรณีที่พิจารณากำลังการผลิตในส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนขนาดเล็ก (VSPP) และอ้างถึงสมการที่ 2.66 สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.68

$$\begin{aligned} ATC_{Novel} = & \sum_{G_1}^{G_n} ADS.Main_Gen_{GSF_{Max}Group} + \sum_{G_1}^{G_n} Renewable_Gen_{GSF_{Max}Group} \\ & - \sum_{G_1}^{G_n} Output.Main_Gen_{GSF_{Max}Group} + \sum_{G_1}^{G_n} Output.Renewable_Gen_{GSF_{Max}Group} \end{aligned} \quad (2.68)$$

โดยกำหนดให้

ATC_{Novel} คือ ค่าความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านพลังงาน *(ATC)* วิธีใหม่

$ADS.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดจากค่า ADS โดยรวมจากกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีค่า GSF สูงสุดหลัก (MW)

$Renewable_{GSF_{MAX}Group}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดจากค่า ADS โดยรวมจากกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีค่า GSF สูงสุดหลัก (MW)

$Output.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจ่ายออกโดยรวมจากกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีค่า GSF สูงสุดหลัก (MW)

$Output.Renewable_{GSF_{MAX}Group}$ คือ ค่าค่ากำลังไฟฟ้าจ่ายออกจากกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีค่า GSF สูงสุดหลัก (MW)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3
แผนพัฒนาและค่าความพร้อมกำลังการผลิตโรงไฟฟ้า

3.1 แผนพัฒนากำลังผลิตปี 2015, 2018 (PDP2015, 2018)

แผนพัฒนากำลังการผลิตในการศึกษานี้ได้ศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตประเทศไทย (Thailand Power Development Plan; PDP) เพื่อศึกษาแนวทางพัฒนากำลังไฟฟ้าโดยเฉพาะแผนพัฒนาขยายการติดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆเพื่อศึกษาแนวทางและศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยพร้อมเสนอแนวทางป้องกันและเทคนิคที่เหมาะสมในการปรับปรุงเพื่อยกระดับความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตซึ่งในที่นี้ได้รวบรวมข้อมูลแผนพัฒนากำลังผลิตประเทศไทยปี 2015, (PDP2015) และปี 2018 (PDP2018) [11,30] ซึ่งในการศึกษานั้นจะเป็นการศึกษาในส่วนแผนพัฒนากำลังผลิตฉบับ 2015 ก่อนที่จะมีการปรับปรุงในปัจจุบัน ฉบับ 2018 ซึ่งแผนพัฒนากำลังผลิตฉบับ 2015 นั้นกระทรวงพลังงานและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2015 โดยใช้แผนพัฒนา PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 เป็นแผนหลักในการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ การจัดทำแผน PDP2015 ขึ้นนั้นเพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้น โดยได้วางกรอบแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ โดยจัดทำเป็น 5 แผนหลักดังนี้

1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
2. แผนอนุรักษ์พลังงาน
3. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก
4. แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของไทย
5. แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง

โดยความสำคัญในการจัดทำแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2015 ได้กำหนดไว้ 3 ประเด็นดังนี้

1. ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) ต้องตอบสนองปริมาณความต้องการไฟฟ้า เพื่อรองรับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

2. ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ประชาชนและภาคธุรกิจยอมรับได้และไม่เป็นอุปสรรคต่อ การพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ

3. ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ต้องลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1.1 สถานภาพปัจจุบัน

3.1.1.1 ความต้องการไฟฟ้าในปัจจุบัน

ความต้องการไฟฟ้าในปี 2557 ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของระบบเกิดขึ้น ณ วันที่ 23 เมษายน 2557 เวลา 14.26 น ที่ 26,942.1 MW ที่อุณหภูมิ 37.5 องศาเซลเซียส โดยเพิ่มขึ้นจากปี 2556 เท่ากับ 344.0 MW โดยมีอัตราเพิ่มขึ้นคิดเป็นร้อยละ 1.29

3.1.1.2 กำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน

กำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศไทย จะมีจำนวน 37,612 MW โดยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้าตามตารางที่ 3.1 และสามารถแบ่งตามชนิดผู้ผลิตไฟฟ้าตามตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.1 กำลังผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต)MW)	ร้อยละ
พลังความร้อนร่วม	21,145	56.2
พลังความร้อน	7,538	20
พลังงานหมุนเวียน	8,476	22.5
กังหันแก๊ส เครื่องยนต์ดีเซล	153	0.5
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	300	0.8
รวม	37,612	100

ตารางที่ 3.2 กำลังผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามผู้ผลิตไฟฟ้า

ประเภทผู้ผลิต	กำลังการผลิต)MW)	ร้อยละ
กฟผ.	15,482	41.2
เอกชนรายใหญ่ (IPP)	13,167	35.0
เอกชนรายเล็ก (SPP)	4,530	12.0
เอกชนรายเล็กมาก (VSPP)	2,029	5.4
ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	2,404	6.4
รวม	37,612	100

3.1.1.3 ระบบส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานในระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นั้นแบ่งออกเป็นระดับแรงดัน 500 kV, 230 kV, 132 kV, 115 kV และ 69 kV ที่ความถี่ระบบ 50 Hz ซึ่ง ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 ระบบสายส่งไฟฟ้าของประเทศจะมีสายส่งทั้งสิ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

32,526.99 วงจร และมีสถานีไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 213 สถานี ทั้งนี้ระบบมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้ารวม 88,461.44 MVA โดยจำนวนสถานีละแรงดันสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 จำนวนสถานีไฟฟ้าไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามระดับแรงดัน

ระดับแรงดัน (kV)	จำนวนสถานี
500	11
230	71
115	131

3.1.2 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในแผน PDP2015 เมื่อรวมผลจากแผนอนุรักษ์พลังงานและแผนพัฒนาพลังงานทดแทน พบว่า ในช่วงปี 2557 – 2579 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าโดยรวมของประเทศมีอัตราการเติบโต เฉลี่ยร้อยละ 2.67 ต่อปี และในปี 2579 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ ของประเทศมี ค่าประมาณ 326,119 ล้านหน่วย และพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิอยู่ที่ 49,655 MW

3.1.3 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ .ศ.2558 - 2579 (PDP2015)

ตามมติ กพช ได้กำหนดแนวทางในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015) ไว้ดังนี้

3.1.3.1 ให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศ เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุม ทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่

3.1.3.2 นโยบายการกระจายเชื้อเพลิง เพื่อลดความเสี่ยงการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง

3.1.3.3 นโยบายกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต้องไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการพลัง ไฟฟ้าสูงสุด

3.1.3.4 นโยบายผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และรายเล็ก (SPP) จะดำเนินการตามสัญญาของโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีข้อผูกพันแล้ว

3.1.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015)

จากสมมุติฐานข้างต้นนั้น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปี 2558 - 2579 (PDP2015) สามารถสรุปได้ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1.4.1 กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2558 - 2579

กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2558 – 2579 นั้นสามารถแบ่งออกเป็นช่วงระยะเวลาโดยสามารถสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 จำนวนสถานีไฟฟ้าไฟฟ้า ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 แบ่งตามระดับแรงดัน

ช่วงเวลาของแผนกำลังผลิตไฟฟ้า	กำลังการผลิต (MW)
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2557	37,612
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 - 2579	57,459
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2558–2579	-24,736
กำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2579	70,335

3.1.4.2 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 - 2579

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2558 - 2579 นั้นเท่ากับ 57,459 MW โดยสามารถแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังนี้แสดงในตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 – 2579 โดยแบ่งประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (MW)
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	21,648
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	2,101
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	4,119
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	17,478
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12,113
รวม	57,459

ตามแผน PDP2015 ได้พิจารณาถึงพื้นที่ที่มีโอกาสและความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง เพื่อสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งตามแผนนั้นได้พิจารณา ใน 2 พื้นที่ดังนี้

3.1.4.3 พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้

จากการศึกษาความต้องการไฟฟ้าของภาคใต้นั้นมีความต้องการเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี ดังนั้นจึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม 3 โรงไฟฟ้า ในช่วงปี 2562 - 2567 ดังแสดงในตารางที่ 3.6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 โรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อพัฒนาของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ ในช่วงปี 2562 - 2567

ปี	โรงไฟฟ้าทดแทน	กำลังผลิต (MW)
2562	โรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่	800
2564	โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1	1,000
2567	โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2	1,000

3.1.4.4 พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคกลาง และกรุงเทพฯ และปริมณฑล

เนื่องจากปริมาณการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ มีความต้องการสูงโดยประมาณร้อยละ 30 ซึ่งปัจจุบันต้องพึ่งพา การส่งกำลังไฟฟ้าจากภาคภาคอื่นๆ ประกอบกับโรงไฟฟ้าในพื้นที่จะหมดอายุลง และเป็นพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจและเป็นศูนย์กลางของประเทศ ทำให้มีความเสี่ยงด้านความมั่งคง จึงมีความจำเป็นต้องสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 โรงไฟฟ้าทดแทนในภาคกลาง และกรุงเทพฯ และปริมณฑล ในช่วงปี 2562 - 2568

ปี	โรงไฟฟ้าทดแทน	กำลังผลิต (MW)
2562	โรงไฟฟ้าพระนครใต้ทดแทน เครื่องที่ 1-5	1,300
	โรงไฟฟ้าบางปะกงทดแทน เครื่องที่ 1-2	1,300
2565	โรงไฟฟ้าพระนครใต้ทดแทน ชุดที่ 1-2	1,300
2566	โรงไฟฟ้าวังน้อยทดแทน ชุดที่ 1-2	1,300
2568	โรงไฟฟ้าวังน้อยทดแทน ชุดที่ 3	1,300

3.1.5 แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

โครงการตามแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ดำเนินตามแผน PDP2015 จะประกอบด้วย โครงการต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 โครงการและแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

ชนิดโครงการ	จำนวนโครงการ
โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า	9
โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	7
โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพ	5
โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า	9
โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ	-
โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ซึ่งโครงการแผนการพัฒนาระบบส่งทั้งหมดนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้รับอนุมัติและอยู่ระหว่างก่อสร้างจำนวน 13 โครงการ และมีโครงการแผนงานศึกษาเพื่อขออนุมัติอีกจำนวน 19 โครงการ

3.1.6 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)

กระทรวงพลังงานได้มีแนวทาง และข้อพิจารณาในการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและ พลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan; AEDP) โดยกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ รัฐบาลได้มีเป้าหมายจะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกในปี พ .ศ.2558 - 2579 (AEDP) เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้ร้อยละ 30 ภายในปี 2579 ซึ่งได้กำหนดแผนไว้ 2 ด้วยกันคือโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2558 – 2569 และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2570 – 2579

3.1.6.2 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2558 - 2569

แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2558 - 2569 ได้มีการจัดทำแผนโครงการต่างๆ เพื่อแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ดังแสดงในตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3.9 แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2558 - 2569

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	3,292.5
พลังลม	1,643.7
พลังน้ำ	191.0
ชีวะมวล	2,122.6
ก๊าซชีวภาพ	199.1
ขยะ	373.2
พืชพลังงาน	279.1
รวม	8,101.2

3.1.6.3 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2570 – 2579

แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2570 – 2579 ได้มีการจัดทำแผนโครงการต่างๆ เพื่อแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ดังแสดงในตารางที่ 3.10

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.10 แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2570 – 2579

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	1,077.6
พลังลม	910.2
พลังน้ำ	86.9
ชีวะมวล	1,363.9
ก๊าซชีวภาพ	108.2
ขยะ	56.0
พืชพลังงาน	400.9
รวม	4,003.7

3.1.7 แผนพัฒนาปัจจุบันกำลังการผลิตปี 2018

สำหรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปี พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP 2018) เมื่อทำการศึกษาพบว่าในช่วงสิ้นปี 2560 ตามแผนประเทศไทยจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าโดยรวมอยู่ที่ 46,090 MW ซึ่งตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2018) จะมีกำลังการผลิตหรือโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบมีจำนวน 25,310 MW และมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าใหม่เข้ามาในระบบอยู่ที่ 56,431 MW โดยกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2580 อยู่ที่ 77,211 MW และในส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ที่เพิ่มขึ้นนั้นสามารถแบ่งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ได้ดังตามตารางที่ 3.11

ตารางที่ 3.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ที่เพิ่มขึ้นแบ่งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (MW)
โรงไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน	20,766
โรงไฟฟ้า พลังน้ำสูบกลับ	500
โรงไฟฟ้า ระบบโคเจนเนอเรชั่น	2,112
โรงไฟฟ้า ความร้อนร่วม	13,156
โรงไฟฟ้า ถ่านหินลิกไนต์	1,740
รับซื้อจากต่างประเทศ	5,857
โรงไฟฟ้าใหม่ทดแทน	8,300
แผนอนุรักษ์พลังงาน	4,000

และจะมีการเพิ่มจำนวนโรงไฟฟ้าขยะอีก 400 MW จากเดิม 500 MW และมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าชีวะมวลประชารัฐ 120 MW โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม 520 MW และยังมอบให้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยศึกษาเพื่อจัดทำแผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ เพื่อเป็นศูนย์กลางการซื้อขายไฟฟ้าในภูมิภาคและเชื่อมโยงกับระบบจำหน่าย เพื่อให้สามารถรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคต

3.2 ค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า (Availability Declaration Statement)

3.2.1 ความหมายความค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า

ค่าที่กำหนดความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Contracted Operating Characteristics; COCs) ที่ระบุไว้ในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า (Power plant Purchase Agreement; PPA) โดยโรงไฟฟ้าจะต้องทำให้ได้ตามที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) สั่งการในขอบเขตของความสามารถที่ระบุ และได้แจ้งความสามารถหรือค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า (Availability Declaration Statement; ADS) ตามช่วงเวลานั้นไว้ซึ่งค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้าหลักจะประกอบไปด้วยค่าต่างๆดังแสดงในตารางที่ 3.12

ตารางที่ 3.12 ค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า

Number	Description	Unit
1	Power availability	MW
2	Reactive power limit	MVAR
3	Primary respond	MW
4	Five minute respond	MW
5	Fifteen minute respond	MW
6	Loading rate	MW/min
7	De-loading rate	MW/min

3.2.2 ค่าความพร้อมหลักของโรงไฟฟ้า

3.2.2.1 Power availability

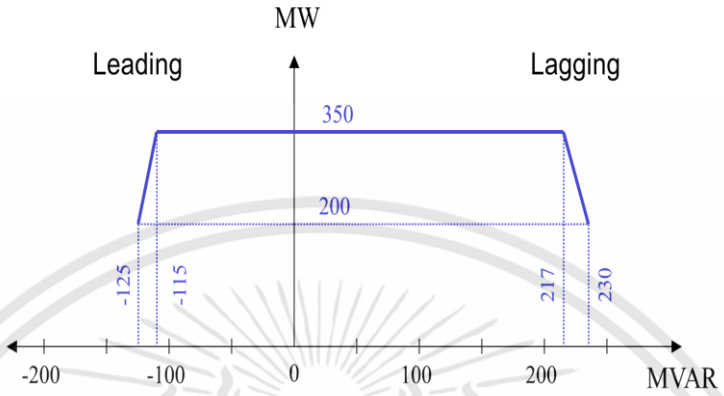
คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้ซึ่งประกอบด้วยค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Contracted Capacity) และกำลังไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Generation) ที่โรงไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องได้บนความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบโรงไฟฟ้าและค่าผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมตามสัญญาซื้อขายของแต่ละโรงไฟฟ้า เช่นสัญญาซื้อขายของโรงไฟฟ้า มีค่าค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Contracted capacity) ของโรงไฟฟ้าอยู่ที่ 350MW และค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุดอยู่ที่ 200MW

3.2.2.2 Reactive Power Limit

คือ ค่าขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟที่สามารถจ่ายได้ โดยจะระบุขีดความสามารถในการจ่ายและรับกำลังไฟฟ้า (Lead/Lag) ณ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Contracted Capacity) และกำลังไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum generation) ดังแสดงในรูปที่ 5.1 ซึ่งเป็นค่าตัวอย่าง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ของโรงไฟฟ้าโดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟได้ 217 Mvar และสามารถรับกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟได้ -115 Mvar และที่ค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุด สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟได้ 230 Mvar และสามารถรับกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟได้ -125 Mvar



รูปที่ 3.1 ค่าขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟที่สามารถจ่ายได้

3.2.2.3 Primary Response

คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (MW) ที่ โรงไฟฟ้า จะต้องตอบสนองให้ระบบภายในเวลา 60 วินาที เมื่อความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลง มากกว่า 0.15 Hz.

3.2.2.4 Five Minute Response

คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (MW) ที่ โรงไฟฟ้า จะต้องตอบสนองต่อสัญญาณ AGC ในช่วงเวลา 5 นาที และยังคงรักษาระดับนั้นไว้ได้ เมื่อความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงมากกว่า 0.15 Hz.

3.2.2.5 Fifteen Minute Response

คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (MW) ที่ โรงไฟฟ้า.จะต้องตอบสนองต่อสัญญาณ AGC ในช่วงเวลา 15 นาที และยังคงรักษาระดับนั้นไว้ได้ เมื่อความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลง มากกว่า 0.15 Hz. โดยค่าตัวอย่างสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.13

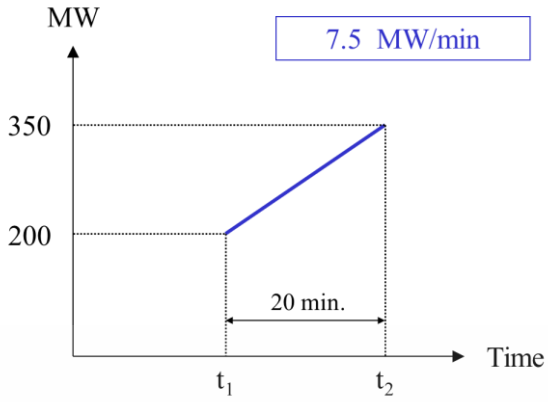
ตารางที่ 3.13 ขีดความสามารถในการตอบสนองความถี่ของระบบ

Response Value (MW)	Rising Frequency (MW)	Falling Frequency (MW)
Primary Response	-9	+7.5
Five Minute Response	-45	+37.5
Fifteen Minute Response	-135	+112.5

3.2.2.6 Loading rate

คือ ค่าอัตราความเร็วหรือความสามารถในการเพิ่มกำลังไฟฟ้า (MW/Min) ระหว่างจากค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุดไปยังค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.2

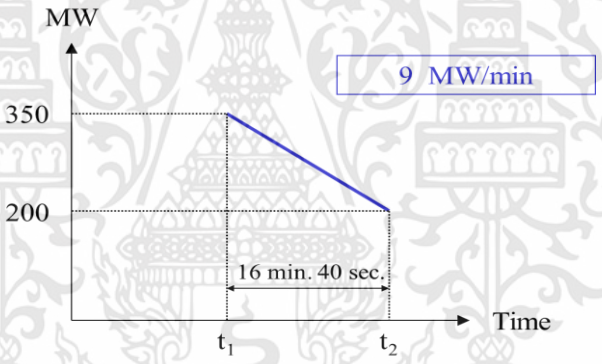
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 ความสามารถในการเพิ่มกำลังไฟฟ้า (MW/Min)

3.2.2.7 De-Loading rate

คือ ค่าอัตราความเร็วหรือความสามารถในการลดกำลังไฟฟ้า (MW/Min) ระหว่างจากค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดไปยังค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุด



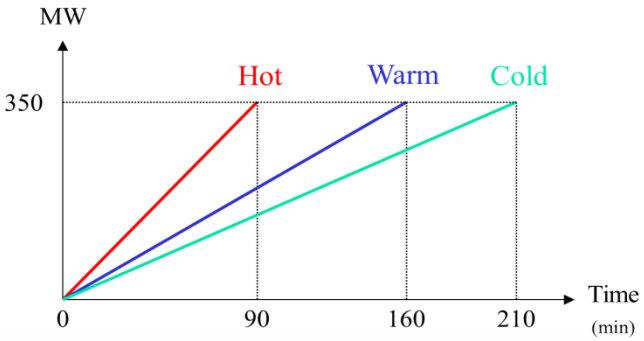
รูปที่ 3.3 ความสามารถในการลดกำลังไฟฟ้า (MW/Min)

ซึ่งนอกจากข้อมูลที่ต้องแจ้งค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้าไปยังหน่วยวางแผนระบบกำลังไฟฟ้ายังมีข้อมูลอื่นที่อยู่ภายใต้สัญญาการเดินเครื่องเช่น ความเร็วหรือความสามารถในการเดินเครื่อง (Startup) หรือการหยุดเดินเครื่อง ซึ่งความสามารถในการเดินเครื่อง (Startup) นั้นจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาของเครื่องที่ถูกปลดออกจากระบบโดยนับจากเวลาเบรกเกอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเปิด (Generator breaker open) ดังแสดงตัวอย่างในตารางที่ 3.14 รูปที่ 3.4-3.5

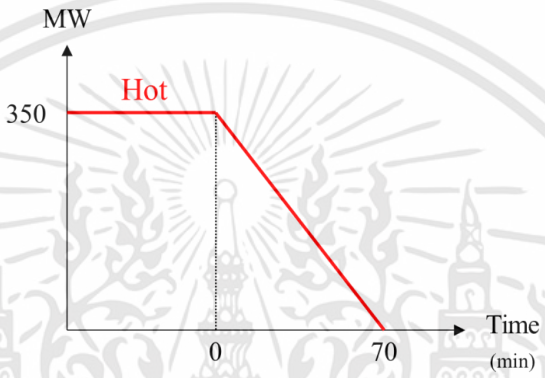
ตารางที่ 3.14 เงื่อนไขกำหนดสภาวะเครื่องต่อความสามารถในเวลาการเดินเครื่อง

Power Plant Condition	Shutdown Time
Hot Condition	$\leq$ 8 hours
Warm Condition	> 8 hours and $\leq$ 48 hours
Cold Condition	> 48 hours

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.4 ความสามารถหรือระยะเวลาในการเดินเครื่องที่สภาวะต่างๆ



รูปที่ 3.5 ความสามารถหรือระยะเวลาในการหยุดเครื่อง

ซึ่งจากข้อมูลที่กล่าวมานี้เป็นข้อกำหนดในสัญญาการซื้อขายของโรงไฟฟ้าที่ต้องแจ้งค่าความพร้อมในการเดินเครื่องไปยังหน่วยวางแผนระยะสั้นของการไฟฟ้าประเทศไทยก่อนล่วงหน้าหนึ่งวันเพื่อจัดทำแผนการเดินเครื่องในวันถัดไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4
ผลการศึกษาวิจัย

ในบทนี้จะทำการศึกษาเพื่อนำเสนอแนวทางเพื่อใช้ในการปรับปรุงแผนการพัฒนากำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าและวางแผนป้องกันเพื่อยกระดับความมั่นคง ความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง โดยผลการศึกษานั้นได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในช่วงปี 2015-2016 เป็นระบบฐานในการศึกษา โดยผลการศึกษานั้นจะแสดงผลการศึกษาผละกระทบต่อระบบไฟฟ้าในสภาวะระบบกำลังไฟฟ้านั้นเกิดความความไม่เสถียรภาพทางด้านแรงดันไฟฟ้าโดยเฉพาะเกิดผลกระทบจากแรงดันตกซึ่งจะส่งผลให้ระบบเกิดความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง (Blackout) ซึ่งพื้นที่เหล่านี้เรียกว่าพื้นที่วิกฤต ซึ่งระบบในสภาวะนี้สามารถเกิดขึ้นได้เนื่องจากสภาวะที่เกิดความหนาแน่นของการไหลกำลังไฟฟ้า (Congestion) ซึ่งสามารถเกิดได้หลายกรณีเช่น ระบบเกิดการสูญเสียอุปกรณ์เครื่องจักรในการส่งผ่านพลังงานในระบบซึ่งทำให้การเกิดการได้รับภาระโหลดเกินของอุปกรณ์ที่เหลือขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง หรือผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดหรือการลดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างทันทีทันใดโดยเฉพาะระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมีปริมาณความต้องการของโหลดที่สูง ซึ่งเหตุการณ์เหล่านี้เป็นเพียงส่วนหนึ่งที่จะทำให้เกิดความหนาแน่นของการไหลของกำลังไฟฟ้าเกิดขึ้น ซึ่งระบบไฟฟ้ากำลังนั้นจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการศึกษาผลกระทบ และแนวทางวิธีการในการวางแผนเพื่อบริหารจัดการในการแก้ไขหรือลดความเสี่ยงที่จะเกิดปัญหาเหล่านี้ขึ้นในระบบเพื่อพัฒนากำลังการผลิตให้เหมาะสมและเกิดประโยชน์สูงสุด ซึ่งระบบไฟฟ้ากำลังฐานในการศึกษาเป็นข้อมูลของระบบที่อยู่ในช่วงที่มีปริมาณความต้องการหรือปริมาณโหลดสูงสุดโดยการศึกษานั้นได้ทำการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังโดยได้มุ่งเน้นในการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยในกรณีระบบมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำนวนมาก และเมื่อเปรียบเทียบระยะเวลาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อนั้นจะไม่ครอบคลุมระยะเวลาของโหลดที่มีความต้องการสูงซึ่งจะทำให้ระบบเกิดความหนาแน่นการไหลกำลังไฟฟ้าขึ้นในช่วงนี้และจะส่งผลกระทบต่อความเสถียรภาพระบบอย่างไร ซึ่งผลการศึกษานั้นได้แสดงข้อเสนอแนะแนวทางการป้องกัน การปฏิบัติการควบคุมในช่วงเวลาดังกล่าวเพื่อให้ระบบมีความมั่นคงเพิ่มขึ้น โดยข้อเสนอแนะแนวทางการป้องกันและการปฏิบัติการควบคุมนั้นสามารถสร้างความมั่นคงของระบบได้ซึ่งไม่ใช่เฉพาะกรณีนี้อย่างเดียวซึ่งสามารถนำไปเป็นส่วนหนึ่งในการบริหารจัดการและปรับปรุงแผนการพัฒนากำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าโดยเทคนิคต่างนั้นสามารถอธิบายได้ดังนี้

1. เทคนิคใหม่ที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบกำลังไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคการทำซ้ำกระบวนการการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยการพิจารณาข้อจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน

2. เทคนิคใหม่ในการกำหนดพื้นที่ติดตั้งตัวชดเชยพลังงานไฟฟ้าเสมือนในระบบที่เหมาะสมและการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อป้องกันสายส่งได้รับภาระโหลดเกินรวมถึงการประเมินความมั่นคงของมัลติไลน์บัส, การศึกษาสายส่งที่มีความสำคัญเพื่อรองรับกำลังไฟฟ้าส่งผ่านกรณีหากมีสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งถูกปลดออก

3. เทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้า (Available Transfer Capability; ATC) โดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1 ผลการศึกษาระบบไฟฟ้ากำลังปรับปรุงประเทศไทยปี 2015

ในการศึกษาข้อมูลและสร้างระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับในการศึกษานี้ได้ใช้ โปรแกรม POWERWORLD ในการศึกษาวิจัย ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เริ่มศึกษาในการสร้างระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยโดยใช้ข้อมูลของระบบในช่วงที่ระบบมีความต้องการปริมาณโหลดสูงสุด ปี2015 เพื่อใช้เป็นระบบฐานในการศึกษาโดยกำหนดขอบเขตด้านแรงดันอยู่ที่ -0.9 ถึง +1.1 p.u. โดยปริมาณภาระโหลดของสายส่งไม่เกิน 100% โดยรายละเอียดข้อมูลของระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยที่ใช้เป็นระบบสำหรับศึกษานั้นประกอบด้วยข้อมูลส่วนต่างๆดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.1 และหากเราพิจารณาถึงกำลังการผลิตและความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าหรือโหลดในแต่ละส่วนโดยแบ่งตามภาคต่างๆในประเทศไทยอาจจะสรุปได้ตามตารางที่ 4.2 ซึ่งพบว่ากำลังผลิตและปริมาณความต้องการไฟฟ้า หรือโหลดในแต่ละพื้นที่นั้นจะไม่เท่ากันซึ่งต้องอาศัยการส่งผ่านพลังงานโดยการส่งผ่านสายส่ง และหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่างๆ เพื่อถ่ายโอนกำลังงานไฟฟ้าในระบบ ซึ่งสายส่งที่เชื่อมต่อระบบกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ต่างๆเข้าด้วยกันเรียกว่าสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Inter-Tied Lines) หากเปรียบเทียบกับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยนั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.1

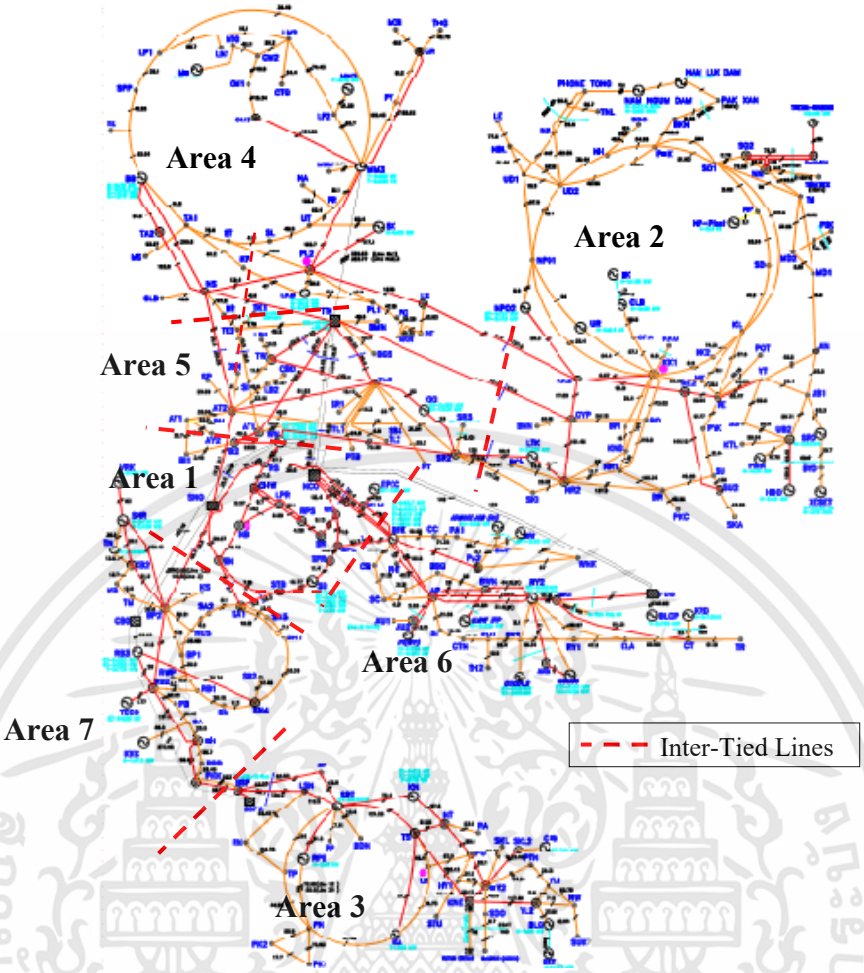
ตารางที่ 4.1 ระบบไฟฟ้ากำลังปรับปรุงของประเทศไทยปี 2015

ลำดับที่	รายละเอียด	ปริมาณ	หน่วย
1	กำลังการผลิต	27443.75	MW
2	ปริมาณโหลด	26848.58	MW
3	กำลังการสูญเสีย	595.17	MW
4	เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	289	เครื่อง
5	จำนวนโหลด	696	โหลด
6	จำนวนบัส	1470	บัส
7	Switch Shunts	337	Shunt
8	Lines and Transformer	2024	Line
9	DC Line	1	Line

ตารางที่ 4.2 กำลังการผลิตและปริมาณโหลดในภาคต่างๆของประเทศไทยปี 2015

พื้นที่	ภาคต่างๆประเทศไทย	กำลังการผลิต	โหลด	กำลังสูญเสีย
1	ภาคตะวันตก	2379.00	9821.98	84.00
2	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	2073.22	2924.00	178.54
3	ภาคใต้	1661.92	2001.66	56.48
4	ภาคเหนือ	3329.57	2727.37	113.93
5	ภาคกลางตอนบน	3870.11	2862.14	70.70
6	ภาคตะวันออก	9748.80	3677.23	46.70
7	ภาคกลางตอนล่าง	4381.13	2836.20	44.16
	รวม	27443.75	26848.58	595.17

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

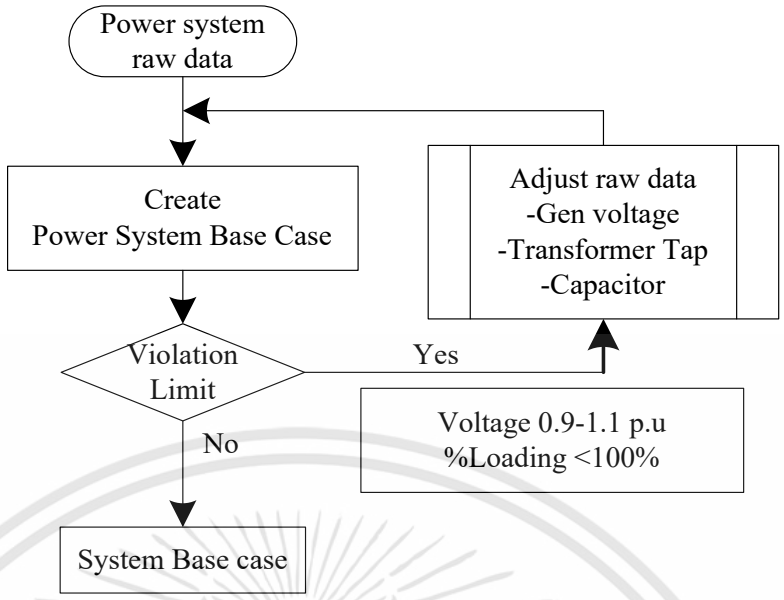


รูปที่ 4.1 ภาพโดยรวมของระบบไฟฟ้ากำลังปรับปรุงประเทศไทย 2015

4.1.1 ผลการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Study)

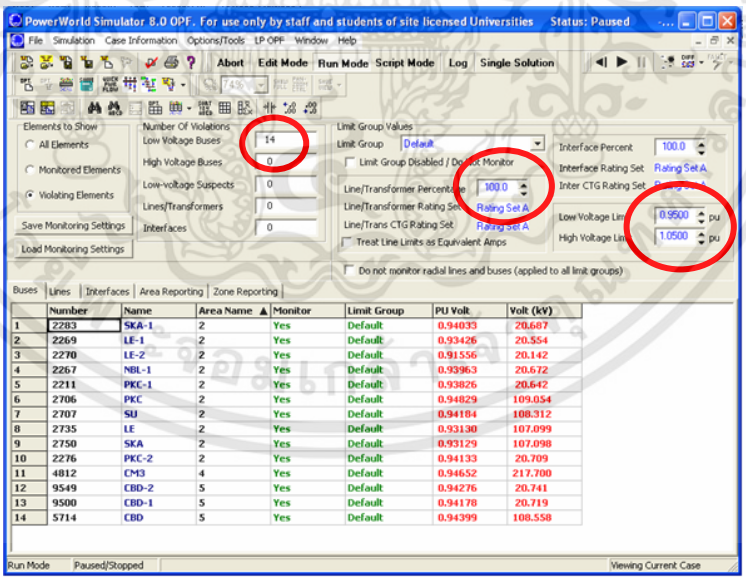
ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า นั้นได้ทำการศึกษาระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย โดยใช้ข้อมูล ของระบบไฟฟ้ากำลังจาก การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยโดยฐานข้อมูลนั้นเป็นระบบไฟฟ้ากำลังในช่วงที่มี การใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ (Peak Load) โดยฐานข้อมูลของระบบนั้นได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.1 ซึ่งในการคำนวณหรือทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นได้ใช้โปรแกรม เพาเวอร์เวิลด์ (Power World) ในการทดสอบ ซึ่งหากขั้นตอนในการคำนวณ หรือการทดสอบการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบ พบว่าระบบกำลังไฟฟ้ามีความผิดปรกติเกิดขึ้น ก็จะทำการปรับแต่งข้อมูลในระบบไฟฟ้ากำลังจนกระทั้งไม่มีความผิดปรกติเกิดขึ้น ซึ่งความผิดปรกติที่เกิดขึ้นจะเป็นในส่วนของแรงดันไฟฟ้าในระบบ เปอร์เซ็นต์โหลดของสายส่ง และกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยสิ่งผิดปรกติเหล่านี้สามารถปรับแต่งโดย การปรับ แท็ปของหม้อแปลงไฟฟ้า, การปรับค่าคาปาซิเตอร์ และการปรับโวลท์เตจเรกกูเรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อทำการทดสอบการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบจนไม่มีความผิดปรกติเกิดขึ้น ก็จะได้ระบบไฟฟ้ากำลังกรณีฐานที่ใช้ในการศึกษาดังแสดงในรูปที่ 4.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.2 แผนผังการปรับข้อมูลในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากฐานข้อมูลเดิมนั้นโดย ค่าควบคุมในส่วนของเปอร์เซ็นต์โหลดของสายส่งอยู่ที่ 100% ส่วนค่าควบคุมในส่วนของแรงดันอยู่ที่ 0.95-1.05 p.u. ซึ่งพบว่าระบบยังมีจุดผิดปรกติอยู่บ้าง ซึ่งพบว่า มีแรงดันไฟฟ้าที่เกินขอบเขตในการควบคุมอยู่ 14 บัส ซึ่งเป็นบัสทางด้านแรงดันต่ำดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.3

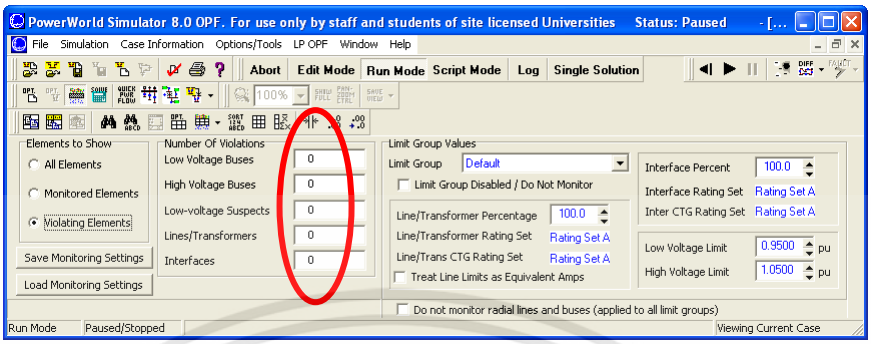


รูปที่ 4.3 ผลการตรวจสอบการละเมิดข้อจำการควบคุมจากระบบฐานข้อมูลเดิม

จากผลการตรวจสอบการละเมิดข้อจำกัดของระบบไฟฟ้ากำลัง (Violating Element) จากฐานข้อมูลเดิม ได้แก้ไขโดยการปรับแต่งในส่วนของปรับค่า คาปาซิเตอร์ (Capacitor Bank) เพื่อชดเชยแรงดัน และปรับแท็ปของหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าเพื่อลดและเพิ่มแรงดันไฟฟ้าบาง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จุดในระบบ รวมถึงการปรับค่าโวลท์เตจเรกกูเลเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยไม่ให้เกินขอบเขตในการควบคุมของเครื่องซึ่งสามารถแก้ไขปัญหาของระบบไฟฟ้ากำลังได้ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.4



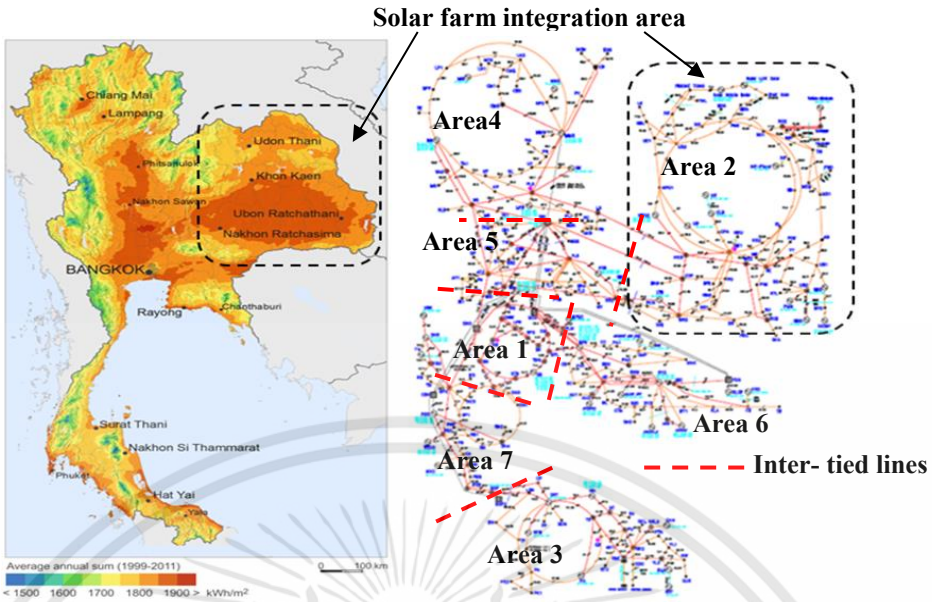
รูปที่ 4.4 ผลการตรวจสอบการละเมิด (Violation Limit) หลังการปรับแต่ง

จากผลการตรวจสอบการละเมิดข้อจำกัดของระบบไฟฟ้ากำลัง (Violation Limit) ในระบบไฟฟ้ากำลังพบว่าไม่มีจุดผิดปรกติ ดังนั้นเราจะได้ระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้เป็นกรณีฐานในการศึกษา

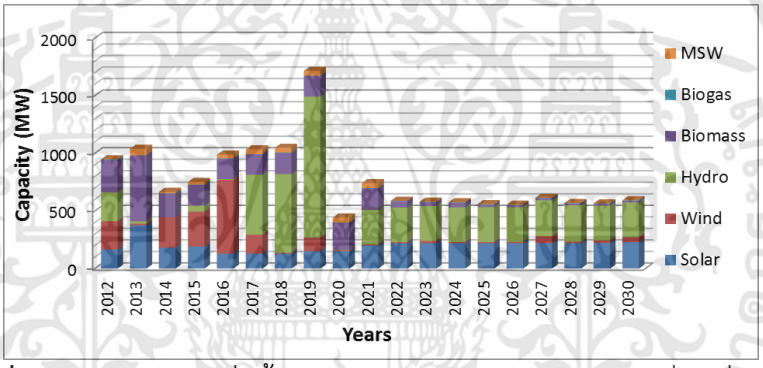
4.2 ผลการศึกษาผลกระทบและข้อเสนอแนะการปฏิบัติการช่วงปริมาณโหลดสูงสุดหลังจากที่ระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยเชื่อมต่อกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานเซลแสงอาทิตย์เข้าในระบบ

ผลการศึกษานี้ได้อธิบายในส่วนของการศึกษาผลกระทบและข้อเสนอแนะการปฏิบัติในช่วงที่ระบบมีปริมาณโหลดสูงสุดหลังจากได้มีการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยซึ่งเป็นพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งดังแสดงแผนที่แสงแดดดังรูปที่ 4.5 ซึ่งกำลังการผลิตต่อพื้นที่อยู่ที่ 1750-1900kWh/m2 โดยผลในการศึกษาผลกระทบนั้นได้ทำการศึกษาใน 2 กรณีด้วยกันคือ ในกรณีแรกเป็นการศึกษาผลกระทบต่อสภาวะความหนาแน่นของการไหลกำลังไฟฟ้าภายใต้สภาวะฉุกเฉินหากระบบสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานจำนวน 1 อุปกรณ์ในจำนวนทั้งหมด (A Single Contingency (n-1)) และในกรณีที่สองเป็นการศึกษาการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่านโดยมุ่งเน้นในการศึกษาและประเมินขีดความสามารถคงเหลือในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Inter-Tied Lines) ซึ่งหมายถึงสายส่งที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งเมื่อทำการพิจารณาแนวโน้มของกำลังการผลิตของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ตาม PDP2015 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.6 พบว่ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆโดยเฉพาะกำลังผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งเพิ่มขึ้นเรื่อยๆทุกปี และเมื่อทำการเปรียบเทียบช่วงเวลาของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และช่วงเวลาของปริมาณความต้องการหรือโหลดในรอบหนึ่งวันนั้นดังแสดงในรูปที่ 4.7 จะพบว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะไม่ครอบคลุมช่วงเวลาของปริมาณความต้องการโหลดดังแสดงในรูปที่ ซึ่งในช่วงเวลาที่กำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นถูกปลดออกไปในขณะที่ระบบยังมีปริมาณความต้องการโหลดสูงอยู่อาจทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบไม่เพียงพอต่อความต้องการโหลดดังกล่าวซึ่งส่งผลให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพได้

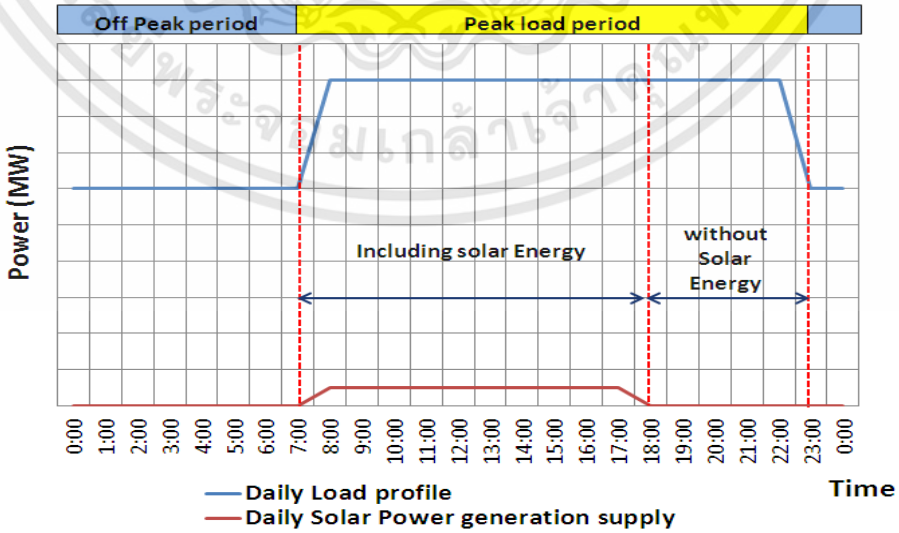
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.5 เปรียบเทียบแผนที่แสงแดดและระบบกำลังผลิตไฟฟ้าประเทศไทย



รูปที่ 4.6 แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนที่จะเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทย



รูปที่ 4.7 การเปรียบเทียบช่วงเวลาของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และช่วงเวลาของปริมาณความต้องการหรือโหลดในรอบหนึ่งวัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

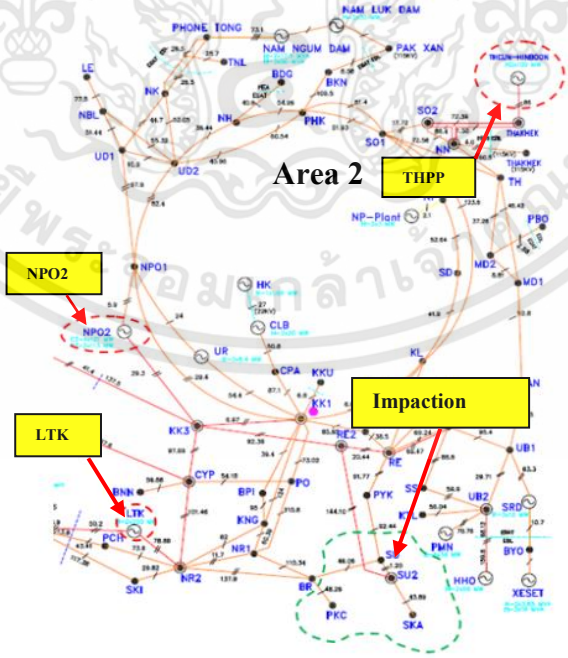
ในการศึกษาผลกระทบนั้นได้มุ่งเน้นศึกษาผลกระทบต่อความเสถียรภาพหลังจากที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อเข้ากับระบบขนาด 1,000 MW ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือหรือพื้นที่ที่ 2 โดยทำการเชื่อมต่อเข้าที่บัสที่ขนาดแรงดัน 115 KV ซึ่งมีทั้งหมด 52 บัส โดยข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกของประเทศไทยนั้นสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทย

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	หน่วย
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	40	เครื่อง
สายส่ง	192	เส้น
หม้อแปลง	167	เครื่อง

4.2.1 ผลการศึกษาผลกระทบความหนาแน่นในระบบไฟฟ้ากำลัง

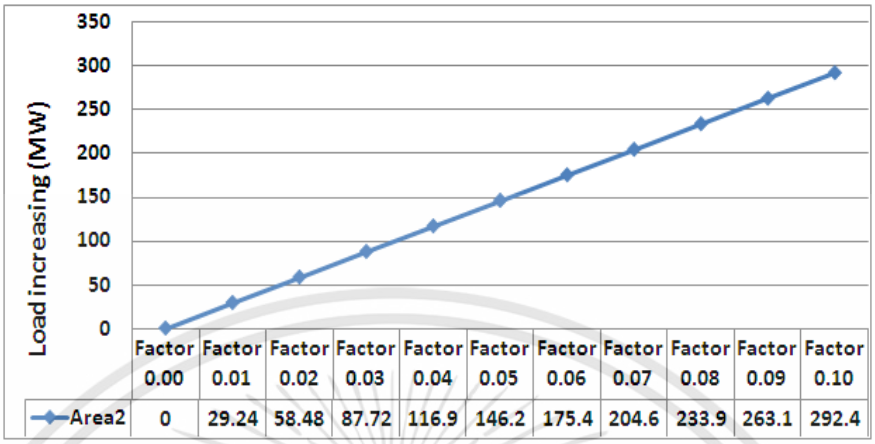
ผลการศึกษาผลกระทบความหนาแน่นในระบบไฟฟ้ากำลังได้ศึกษาภายใต้การพิจารณาผลจากผลกระทบต่อการสูญเสียอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลัง (contingency n-1) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในพื้นที่ถูกปลดออกและในกรณีโหลดในพื้นที่เพิ่มขึ้นซึ่งจะพิจารณาผลกระทบต่อแรงดันในระบบและภาระโหลดของสายส่ง ผลการศึกษาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่ 2 ถูกปลดออกแต่ละเครื่องได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.8 และในตารางที่ 4.4 ซึ่งพบว่ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ 10 เครื่องด้วยกันถ้าถูกปลดออกเครื่องใดเครื่องหนึ่งจะทำให้แรงดันบางพื้นที่ต่ำกว่าค่าควบคุมแต่ไม่ส่งผลกระทบต่อภาระโหลดของสายส่งและหลังจากที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อเข้ากับระบบที่ 500MW และ 1000MW ซึ่งกำลังการผลิตนี้สามารถรองรับการการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อแรงดันและภาระโหลดของสายส่ง



รูปที่ 4.8 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญสูงและพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ

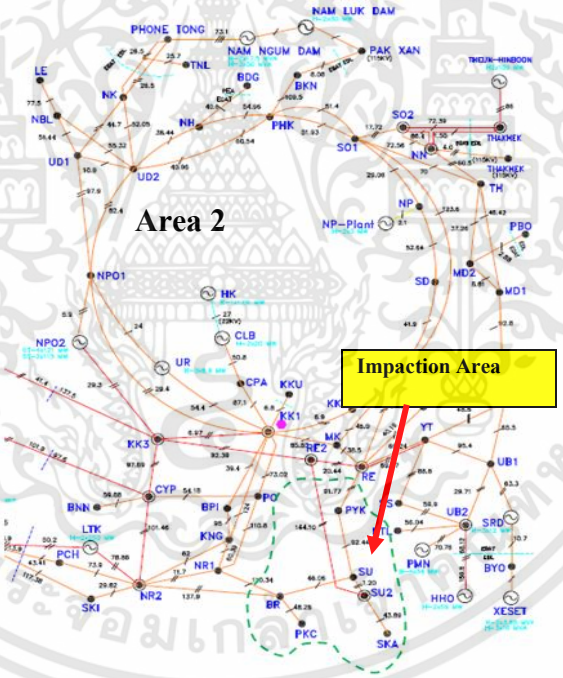
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลการศึกษาหลังจากโหลดในพื้นที่ 2 เพิ่มขึ้นตามสเกลที่ได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.9 ซึ่งผลกระทบได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.10 และตารางที่ 4.5



	Factor 0.00	Factor 0.01	Factor 0.02	Factor 0.03	Factor 0.04	Factor 0.05	Factor 0.06	Factor 0.07	Factor 0.08	Factor 0.09	Factor 0.10
Area2	0	29.24	58.48	87.72	116.9	146.2	175.4	204.6	233.9	263.1	292.4

รูปที่ 4.9 แฟคเตอร์และกำลังไฟฟ้าสำหรับการเพิ่มขึ้นของโหลด (MW)



รูปที่ 4.10 พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดในพื้นที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.4 จำนวนของบัสและสายส่งที่ได้รับผลกระทบในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในพื้นที่ 2 ถูกปลดออก

The Quantity of Voltage Bus and %Loading of Transmission lines have impacted after each of Generator in Area2 outage									
Generators in Thailand's Northeastern Power system				Base Case		Solar 500MW		Solar 1,000MW	
No.	Name	Gen MW	Gen MVar	Volt	% loading	Volt	% loading	Volt	% loading
2001	CLB-H1	19.97	1.72	-	-	-	-	-	-
2002	CLB-H2	19.97	1.72	-	-	-	-	-	-
2003	SRD-H1	11.98	6	-	-	-	-	-	-
2004	SRD-H2	11.98	6	-	-	-	-	-	-
2005	SRD-H3	11.98	6	-	-	-	-	-	-
2006	UR-H1	8.39	2.51	-	-	-	-	-	-
2007	UR-H2	8.39	2.51	-	-	-	-	-	-
2008	UR-H3	8.39	2.51	-	-	-	-	-	-
2009	NP-H1	3	0.35	-	-	-	-	-	-
2010	NP-H2	3	0.35	-	-	-	-	-	-
2011	LTK-H1	249.67	125	3	-	-	-	-	-
2012	LTK-H2	249.67	125	3	-	-	-	-	-
2021	NPO2-C11	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
2022	NPO2-C12	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
2023	NPO2-C10	112.85	29.33	3	-	-	-	-	-
2024	NPO2-C21	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
2025	NPO2-C22	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
2026	NPO2-C20	112.85	29.33	3	-	-	-	-	-
2040	XSET-H11	7.29	-2.65	-	-	-	-	-	-
2040	XSET-H12	7.09	-2.65	-	-	-	-	-	-
2040	XSET-H13	1.65	-0.45	-	-	-	-	-	-
2040	XSET-H14	7.09	-2.65	-	-	-	-	-	-
2040	XSET-H15	1.65	-0.45	-	-	-	-	-	-
2041	NNG-H1	15	3.77	-	-	-	-	-	-
2042	NNG-H2	15	3.77	-	-	-	-	-	-
2043	NNG-H3	51.38	10.78	-	-	-	-	-	-
2044	NNG-H4	51.38	10.78	-	-	-	-	-	-
2045	NNG-H5	51.38	10.78	-	-	-	-	-	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.4 จำนวนของบัสและสายส่งที่ได้รับผลกระทบในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในพื้นที่ 2 ถูกปลดออก ((ต่อเนื่อง)

The Quantity of Voltage Bus and %Loading of Transmission lines have impacted after each of Generator in Area2 outage									
Generators in Thailand's Northeastern Power system				Base Case		Solar 500MW		Solar 1,000MW	
No.	Name	Gen MW	Gen MVar	Volt	% loading	Volt	% loading	Volt	% loading
2051	PMN-H1	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
2052	PMN-H2	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
2053	PMN-H3	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
2054	PMN-H4	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
2061	THPP-H1	102.75	28.89	2	-	-	-	-	-
2062	THPP-H2	107	28.89	3	-	-	-	-	-
2063	HHO-H1	61.65	11.59	-	-	-	-	-	-
2064	HHO-H2	61.65	11.59	-	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.5 จำนวนของบัสและสายส่งที่ได้รับผลกระทบในกรณีที่โหลดในพื้นที่ 2 เพิ่มขึ้น

The Quantity of Voltage Bus and %Loading of Transmission lines have impacted after Loads in Area2 increasing							
Load Factor / MW		Base Case		Solar 500MW		Solar 1,000MW	
Factor	(MW)	Voltage	%loading	Voltage	%loading	Voltage	%loading
0.01	29.24	-	-	-	-	-	-
0.02	58.48	5	-	-	-	-	-
0.03	87.72	Blackout		-	-	-	-
0.04	116.9			-	2	-	1
0.05	146.2			1	3	-	2
0.06	175.4			5	3	-	3
0.07	204.6			9	3	-	3
0.08	233.9			12	3	-	3
0.09	263.1			Blackout		1	4
0.10	292.4					5	5

ถ้าหากพิจารณาปริมาณของกำลังการผลิตและปริมาณโหลดในแต่ละพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยสามารถแบ่งออกได้เป็น 7 พื้นที่ ดังแสดงในรูปที่ 4.1 และพบว่าปริมาณกำลังการผลิตและปริมาณโหลดของแต่ละพื้นที่นั้นไม่สมดุลดังได้แสดงในตารางที่ 4.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้นระบบจะมีความเสถียรภาพและสมดุล ได้จะต้องมีการเชื่อมต่อกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่นด้วยการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่ง ซึ่งการเชื่อมต่อกำลังไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่นี้ก็คือ (Inter Area Tied Lines) ซึ่งสายส่งเหล่านี้เป็นสายส่งที่มีความสำคัญอย่างมากในระบบไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นจึงเป็นความจำเป็นที่จะศึกษาผลกระทบและขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน (Available Transfer Capability) ของสายส่งเหล่านี้เพื่อป้องกัน ลดผลกระทบและเพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งผ่านพลังงานรวมถึงเพิ่มความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังโดย ค่าการประเมินของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในกรณีฐานได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.6 และรูปที่ 4.11-4.13

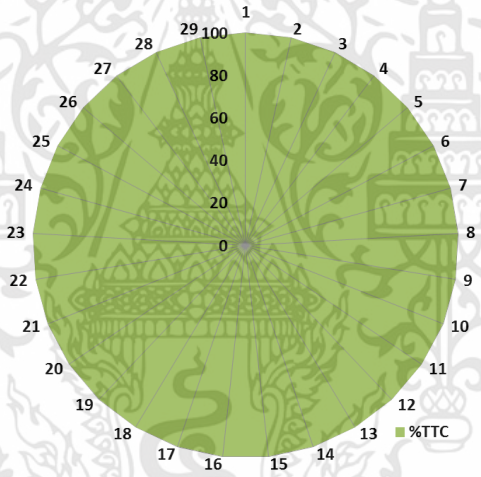
ตารางที่ 4.6 ค่าการประเมินของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในกรณีฐาน

Inter Area Tied Lines						Power Flow	Limit	Percentage (%)		
No	From Bus	To Bus	From Area	To Area	KV	MVA	MVA	TTC	ETC	ATC
1	1804	6801	1	6	230	824.8	953.7	100	89	11
2	1804	6891	1	6	230	676.4	953.7	100	72.6	27.4
3	1806	7816	1	7	230	172.6	953.7	100	18.1	81.9
4	1807	7816	1	7	230	200.5	953.7	100	21	79
5	1808	5802	1	5	230	48.5	476.9	100	12	88
6	1809	5808	1	5	230	315	953.7	100	33.9	66.1
7	1809	6808	1	6	230	463	953.7	100	49.9	50.1
8	1810	6891	1	6	230	349.9	858.9	100	40.9	59.1
9	1810	6662	1	6	230	518.5	600	100	86.4	13.6
10	1810	6664	1	6	230	486.7	600	100	81.1	18.9
11	1908	5906	1	5	500	77.5	4146	100	2.7	97.3
12	1908	7902	1	7	500	369.1	4146	100	8.9	91.1
13	2701	5708	2	5	115	98.1	117.5	100	85.9	14.1
14	2702	5708	2	5	115	77.3	117.5	100	67.3	32.7
15	2802	4804	2	4	230	179	476.9	100	39	61
16	2803	4807	2	4	230	91.2	476.9	100	20.1	79.9
17	2807	5803	2	5	230	147.4	834.5	100	17.8	82.2
18	3807	7829	3	7	230	84.4	476.9	100	18.2	81.8
19	3809	7829	3	7	230	112.2	953.7	100	12.1	87.9
20	4441	6661	4	6	500	103.7	3114	100	5.6	94.4
21	4441	5906	4	5	500	116.2	3114	100	4.2	95.8
22	4751	5720	4	5	115	6.6	129.7	100	5.1	94.9

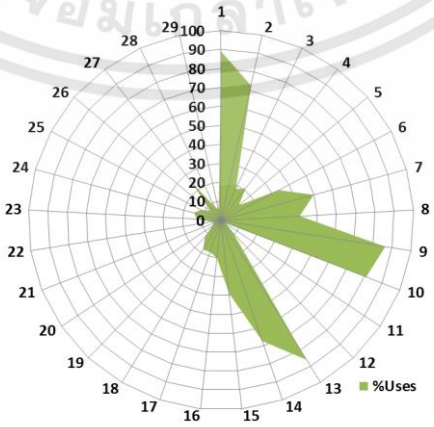
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.6 ค่าการประเมินของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยในกรณีฐาน (ต่อเนื่อง)

Inter Area Tied Lines						Power Flow	Limit	Percentage (%)		
No	From Bus	To Bus	From Area	To Area	KV	MVA	MVA	TTC	ETC	ATC
23	4803	5802	4	5	230	50.9	476.9	100	12.8	87.2
24	4804	5807	4	5	230	131.3	953.7	100	14.6	85.4
25	4804	5805	4	5	230	94.8	953.7	100	11.7	88.3
26	4804	5801	4	5	230	16.5	476.9	100	7.5	92.5
27	5906	6911	5	6	500	744.4	3114	100	24.1	75.9
28	5906	6661	5	6	500	190.6	3114	100	7.8	92.2
29	5906	7902	5	7	500	242.5	4146	100	5.8	94.2

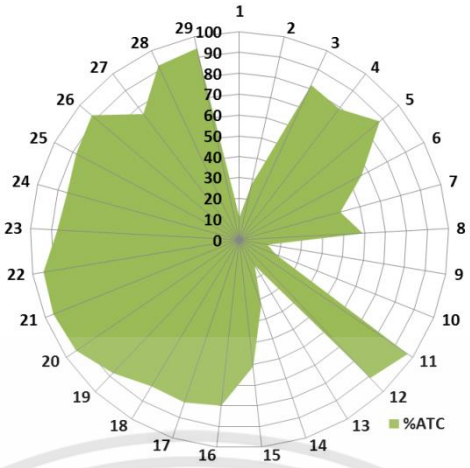


รูปที่ 4.11 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งโดยรวม (%TTC) ของแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่



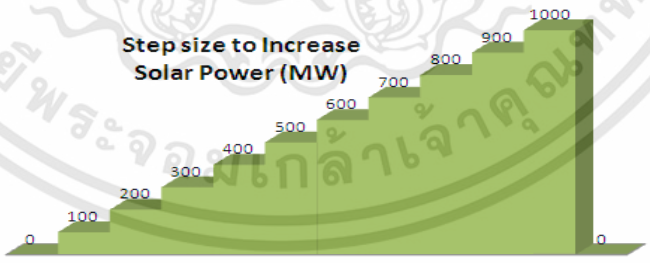
รูปที่ 4.12 ปริมาณการใช้ (%ETC) ของแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.13 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่ง (%ATC) ของแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่

ในตารางที่ 4.6 และรูปที่ 4.11-4.13 แสดงสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่ใช้ในการศึกษา และผลการประเมินค่าปริมาณความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่งโดยรวม (%TTC), ปริมาณการใช้ (%ETC) และปริมาณความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่ง (%ATC) ของแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังกรณีฐานและสำหรับกรณีสุดท้ายในการศึกษาคือการศึกษาผลกระทบจากการเพิ่มเข้ามาของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งในงานวิจัยได้จำลองการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar farm) เข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังในพื้นที่ 2 ซึ่งพื้นที่ดังกล่าวนั้นมีความเหมาะสมสำหรับการติดตั้งโดยมีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 1800-1900 kWh/m2 และกำหนดการเชื่อมต่อเข้าที่ระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115kV ซึ่งมีทั้งหมด 52 บัสโดยขนาดการเพิ่มเข้ามาโดยรวมของกำลังการผลิตไฟฟ้าของพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar farm) ที่ใช้ในการศึกษาได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.14 โดยจะทำการปรับเพิ่มกำลังการผลิตทีละ 100 MW โดยกำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 1,000 MW



รูปที่ 4.14 ขนาดการเพิ่มของกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (MW) ในระบบ

4.2.2 ผลการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC)

ผลการประเมินได้แสดงค่าขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ของสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Inter-Area Tied Lines) ที่โดยกำลังผลิตพลังงานจากกลุ่มพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบสูงสุดอยู่ที่ 1000 MW ซึ่งได้ติดตั้งกระจายในพื้นที่ที่ 2 ซึ่งจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบที่ระดับแรงดัน 115KV ซึ่งมีทั้งหมด 52 สถานี อัตราของการเพิ่มค่ากำลังผลิตในการศึกษาอยู่ที่ 100 MW โดยกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นนี้จะเท่ากันทุกบัสทั้ง 52 บัส สายส่งเชื่อมต่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

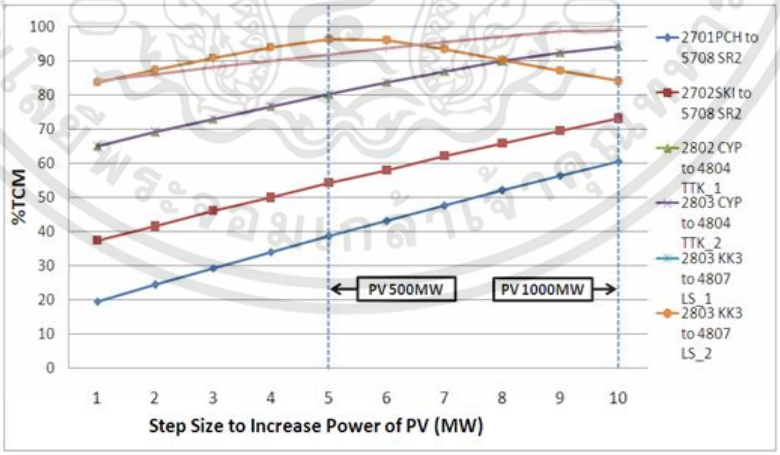
ระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ที่ 2 นั้นใช้ในการศึกษาได้แสดงไว้ใน ตารางที่ 4.7 และผลการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) นั้นได้แสดงไว้ที่ตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.7 หมายเลขสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2

Inter-Area Tied Lines						
No.	From	To	From Area	To Area	Circuit	KV
1	5708	2701	5	2	1	115
2	5708	2702	5	2	1	115
3	4804	2802	4	2	2	230
4	4807	2803	4	2	2	230
5	5803	2807	5	2	2	230

ตารางที่ 4.8 ค่าการประเมินความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงานของสายส่ง (%ATC) เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2 กรณีฐาน

Power Flow				Limit	Percentage (%)		
No.	MW	Mvar	MVA	MVA	TTC	Uses	ATC
1	-94.6	26	98.1	117.5	100	85.9	14.1
2	-71.4	29.6	77.3	117.5	100	67.3	32.7
3	-179	-0.7	179	476.9	100	39	61
4	-90.9	7.7	91.2	476.9	100	20.1	79.9
5	-146.8	13.7	147.4	834.5	100	17.8	82.2

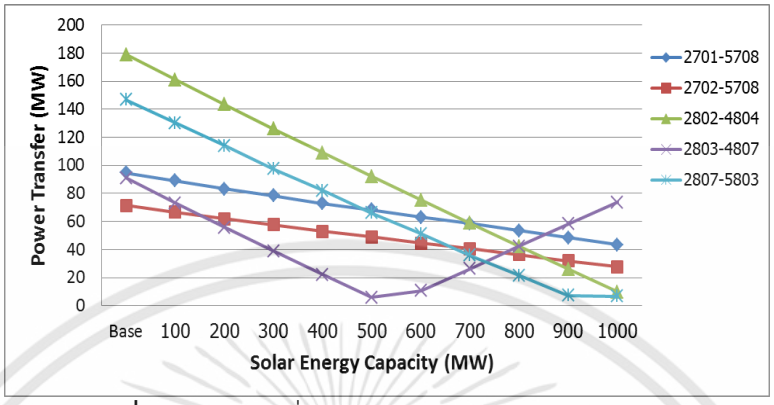


รูปที่ 4.15 ผลการประเมินความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (%ATC) หลังจากที่ทำการเชื่อมต่อพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ตามขั้นตอนทดสอบ

ผลการศึกษาจากตารางที่ 4.8 พบว่า มีหนึ่งสายส่งของสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2 มีค่า %ATC น้อยกว่า 20% และผลการประเมิน %ATC หลังจากที่ทำการ

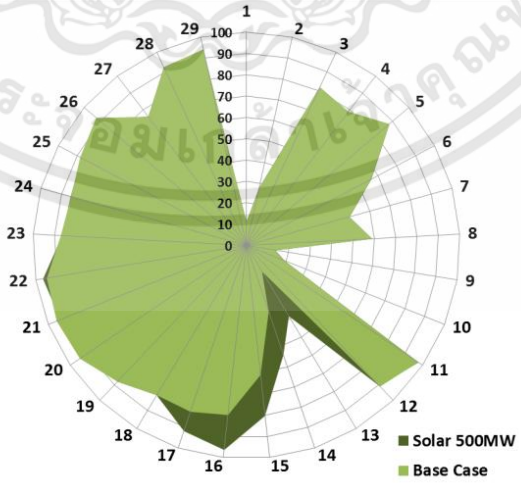
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เชื่อมต่อพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ตามขั้นตอนทดสอบนั้นได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.15 ซึ่งพบว่า %ATC ของสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่เหล่านี้เพิ่มขึ้น และการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่งนั้นได้แสดงไว้ดังรูปที่ 4.16



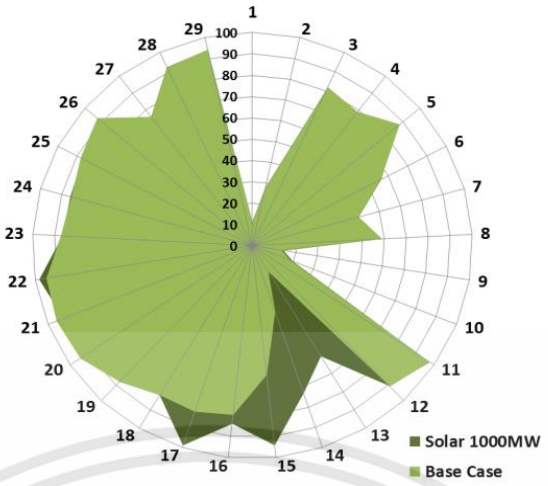
รูปที่ 4.16 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่ง
ที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2

จากผลการศึกษารูปที่ 4.15 พบว่า %ATC ของสายส่งเชื่อมต่อทั้งหมดเพิ่มขึ้นต่อเนื่องแต่มีบางสายส่งเมื่อเพิ่มไปถึง 100% หลังจากนั้น ค่าของ %ATC ก็เริ่มลดลงอีกครั้งเนื่องจากผลการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าส่งผ่านเมื่อกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นต่อเนื่องนั้น หมายความว่าพื้นที่ดังกล่าวได้เปลี่ยนสถานะจากพื้นที่รับ (Sink Area) เป็นพื้นที่ส่งจ่าย (Source Area) เช่นสายส่งหมายเลข 2803KK3 to 4807LS_2 ซึ่งค่า %ATC ของสายส่งนี้เพิ่มขึ้น 100% เมื่อกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นในช่วงของ 500-600 MW และหลังจากนั้นก็เริ่มลดลงอีกครั้ง ส่วนในรูปที่ 4.17 และ 4.18 ได้แสดง %ATC เมื่อกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเป็น 500 MW และ 1000 MW โดยผลการศึกษาพบว่าค่า %ATC ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2 นั้นเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับระบบกรณีฐาน



รูปที่ 4.17 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง (%ATC) เมื่อกำลังไฟฟ้าเครื่องกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเป็น 500 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.18 ปริมาณความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง (%ATC) เมื่อกำลังไฟฟ้าเครื่องกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเป็น 1000 MW

4.2.3 ข้อแนะนำการปฏิบัติในช่วงระบบไฟฟ้ากำลังมีความต้องการโหลดสูงสุดในขณะที่กำลังผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ได้เชื่อมต่อ

จากการศึกษาในรูปที่ 4.7 พบว่าเวลาการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์นั้นไม่ครอบคลุมปริมาณโหลดของระบบในช่วงที่มีปริมาณความต้องการสูงซึ่งถ้าหากระบบนั้นมีปริมาณโหลดเพิ่มขึ้นเรื่อยๆหรือระบบเกิดการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญในการส่งจ่ายพลังงานในระบบ ซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้านั้นไม่เพียงพอกับปริมาณโหลดอาจทำให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพได้ ดังนั้นเพื่อลดผลกระทบจะต้องมีการวางแผนป้องกันและในการศึกษานี้ได้ทำการแนะนำสำหรับการวางแผนเพื่อลดผลกระทบและยกระดับความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังโดยแบ่งเป็นการวางการป้องกันประกอบด้วยแผนระยะสั้นและระยะยาว

4.2.3.1 แผนระยะสั้น

- ต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 10 เครื่องนี้เพื่อจ่ายโหลดในระบบ
- รักษาการเชื่อมต่อสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2 ทั้ง 5 สายส่ง
- วางแผนการเชื่อมต่อหรือนำ อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (Static VAR) หรืออุปกรณ์ชดเชยไฟฟ้ากำลังแบบยืดหยุ่น (FACTS) อื่นๆที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบเพื่อชดเชยแรงดันของระบบและภาระโหลดของสายส่งให้อยู่ในค่าการควบคุม
- วางแผนการควบคุมโดยตั้งการการควบคุมของระบบควบคุมกำลังการผลิตอัตโนมัติ (Automation Generation Control; AGC) เพื่อควบคุมแรงดันของระบบและภาระโหลดของสายส่งให้อยู่ในค่าการควบคุม

4.2.3.2 แผนระยะยาว

- วางแผนในการติดตั้งโรงไฟฟ้าใหม่เชื่อมต่อในพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ
- วางแผนในการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อยกระดับความเสถียรภาพแรงดันและลดภาระโหลดของสายส่งเช่นอุปกรณ์ชดเชยไฟฟ้ากำลังแบบยืดหยุ่น
- วางแผนในการติดตั้งสายส่งเส้นใหม่เพื่อส่งผ่านพลังงานในระบบ
- กำหนดดัชนีในการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง (ATC)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- วางแผนในการติดตั้งอุปกรณ์เฝ้ามองหรือตรวจสอบเฟส (Phase Monitoring Unit; PMU) สำหรับเฝ้ามองความเสถียรภาพของระบบในพื้นที่กว้าง

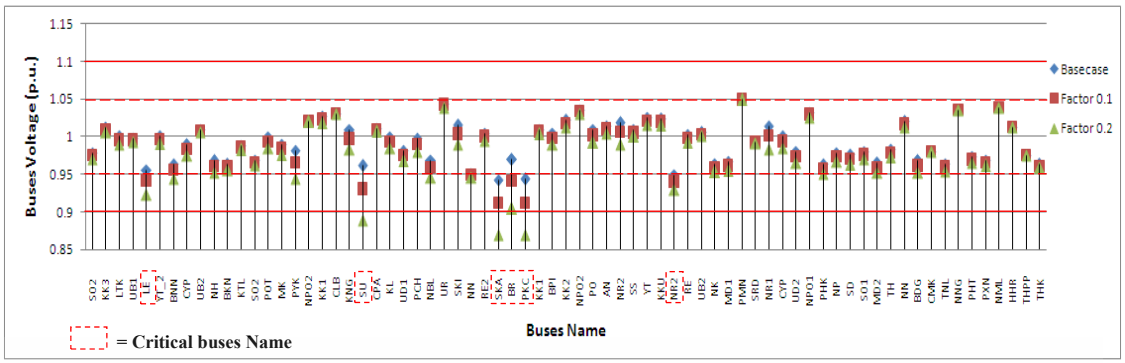
4.3 ผลการศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง

ผลการศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้เทคนิคการทำซ้ำกระบวนการการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยการพิจารณาข้อจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดันซึ่งปรกติการกำหนดพื้นที่สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ในระบบกำลังไฟฟ้าในพื้นที่กว้างที่เหมาะสมนั้นเป็นเรื่องยากในการกำหนดภายใต้ความเหมาะสมแต่มีประโยชน์สูงสุดต่อความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง ผลการศึกษาจะอธิบายการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังพื้นที่กว้างโดยใช้เทคนิคกระบวนการทำซ้ำการไหลกำลังไฟฟ้าโดยพิจารณาข้อจำกัดความเสถียรภาพแรงดัน ในการศึกษานี้เพื่อให้เข้าใจดียิ่งขึ้นในการศึกษาได้นำแนวคิดใหม่นี้ประยุกต์ใช้สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยโดยมุ่งเน้นเพื่อรองรับแผนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามนโยบายภาครัฐภายใต้แผนการพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP2015) ซึ่งผลการศึกษานั้นได้ทำการเปรียบเทียบระหว่างพื้นที่ที่แนะนำและการติดตั้งแบบกระจายในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทย โดยผลการศึกษามุ่งเน้นการศึกษาผลกระทบต่อความเสถียรภาพแรงดันเมื่อความต้องการโหลดเพิ่มขึ้นและกำลังการผลิตในพื้นที่ลดลง ในการศึกษานี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยช่วงที่มีความต้องการโหลดสูงสุดในปี 2013 เป็นระบบฐานในการศึกษา ผลการศึกษาพบว่าเทคนิคใหม่ที่ได้นำเสนอนี้สามารถกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนในระบบพื้นที่กว้างเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้ระบบกำลังไฟฟ้าในด้านของผลกระทบแรงดัน และเทคนิคนี้อาจนำไปในการกำหนดการติดตั้งอุปกรณ์อื่นๆเช่น อุปกรณ์แฟคส์ หรือกำหนดการสั่งการกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับระบบควบคุมกำลังการผลิตอัตโนมัติ (AGC) เพื่อยกระดับความเสถียรภาพของระบบ

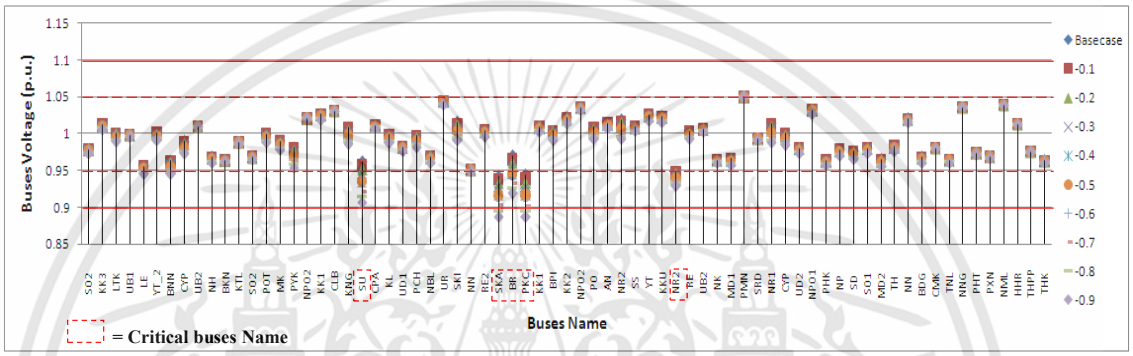
4.3.1 ผลการศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อ

ผลการศึกษาได้มุ่งเน้นในการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนด้วยเทคนิคกระบวนการทำซ้ำการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าบนพื้นฐานข้อจำกัดความเสถียรภาพแรงดัน ผลการศึกษานั้นได้ทำการเปรียบเทียบระหว่างกรณีศึกษาด้วยกัน 2 กรณี คือกรณีความต้องการโหลดในพื้นที่เพิ่มขึ้นและกรณีกำลังการผลิตในพื้นที่ลดลงซึ่งผลการศึกษาได้แสดงในรูปที่ 4.19 และ 4.20 โดยมุ่งเน้นที่บัสหลักในระบบที่แรงดัน 115 KV และ 230 KV จากผลการศึกษาในสองกรณีพบว่ามีอยู่ 6 บัส (LE, SU, SKA, BR, PKC,NR2) ในระบบมีแรงดันต่ำกว่าค่าควบคุมดังนั้น 6 บัสนี้คือพื้นที่แนะนำในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนใหม่

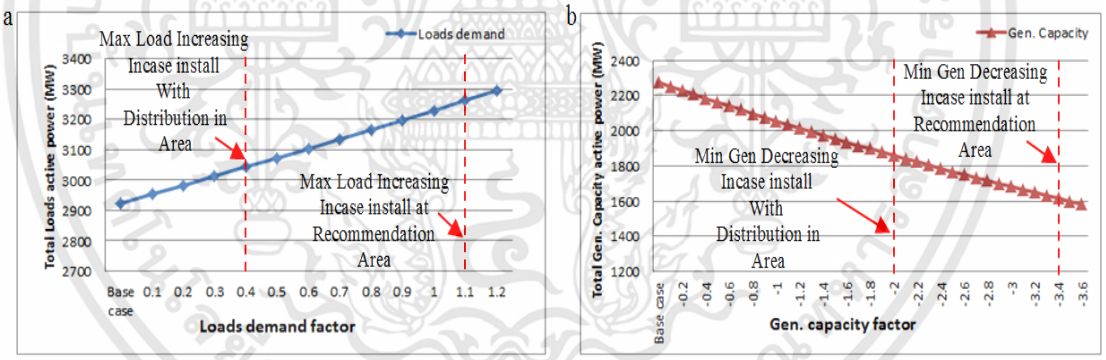
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.19 รูปแบบแรงดันในกรณีความต้องการโหลดในพื้นที่เพิ่มขึ้นจนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพ



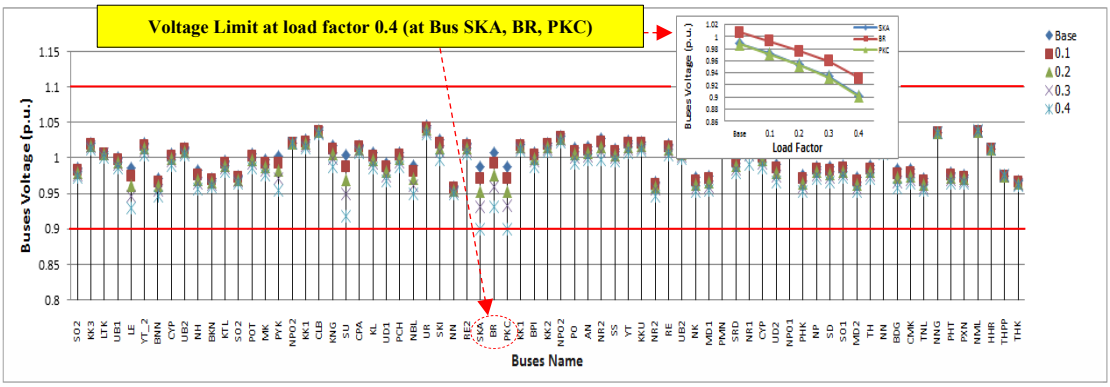
รูปที่ 4.20 รูปแบบแรงดันในกรณีกำลังการผลิตในพื้นที่ลดลงจนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพ



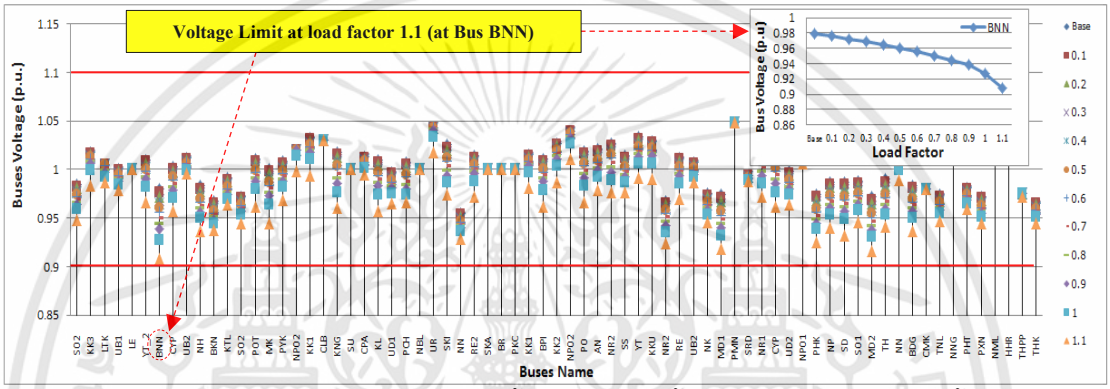
รูปที่ 4.21 (a) การเปรียบเทียบการเพิ่มขึ้นของโหลด; (b) การเปรียบเทียบการลดลงกำลังการผลิต ระหว่างการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนในพื้นที่แนะนำและการติดตั้งแบบกระจาย

ในรูปที่ 4.21 ได้แสดงผลการเปรียบเทียบของความแตกต่างของพื้นที่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งประกอบด้วยพื้นที่ที่แนะนำและติดตั้งกระจายทั่วไปในพื้นที่ทั้งหมด 52 บัสที่ระดับแรงดัน 115 KV ในพื้นที่2 โดยกำลังการผลิตโดยรวมเท่ากันคือ 200 MW ผลการศึกษาพบว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามพื้นที่ที่แนะนำสามารถรองรับโหลดเพิ่มขึ้นมากกว่าติดแบบกระจายทั่วไปถึง 240 MW โดยรูปแบบแรงดันได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.22 และ 4.23 และยังสามารถรองรับกำลังการผลิตลดลงได้มากว่าถึง 245 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.22 รูปแบบแรงดันในกรณีโหลดเพิ่มขึ้นหลังจากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย



รูปที่ 4.23 รูปแบบแรงดันในกรณีโหลดเพิ่มขึ้นหลังจากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามพื้นที่แนะนำ

4.4 ผลการศึกษาการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อยกระดับความมั่นคง มัลติไลน์บัส (Multi-Line Buses) ภายใต้การวิเคราะห์ภาวะฉุกเฉิน

ผลการศึกษานี้เพื่อนำเสนอการกำหนดพื้นที่การติดตั้งติดตั้งอุปกรณ์ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (SVC) และกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการตอบสนองเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับ มัลติ-ไลน์บัส (Multi-Line Bus) ภายใต้การวิเคราะห์สภาวะฉุกเฉิน ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้การวิเคราะห์การวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า โดยจุดประสงค์ของรูปแบบในการกำหนดพื้นที่เหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยไฟฟ้ากำลังแบบยืดหยุ่น (FACTS) ใหม่นี้จะเจาะจงสำหรับ มัลติ-ไลน์บัสแรงดันวิกฤต ซึ่งในการศึกษาได้ใช้เทคนิคการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าไหลแบบทำซ้ำในการค้นหาบัสแรงดันวิกฤตในระบบไฟฟ้ากำลัง การประเมินความมั่นคงของบัสหลายสายส่งนั้นจะพิจารณาถึงความสามารถในการถ่ายโอนที่มีอยู่ของสายส่งเชื่อมต่อกับบัสหลายสายส่งนี้ และสำหรับอุปกรณ์แฟคส์ในบทความนี้จะมุ่งเน้นไปที่การติดตั้งตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนสถิตในระบบ ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่ามีเทคนิคที่นำเสนอใหม่ทำให้ค่าความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นแม้ในขณะที่ปริมาณความต้องการในการโหลดที่เพิ่มขึ้นและภายใต้สภาวะฉุกเฉินเมื่อติดตั้งอุปกรณ์แฟคส์ในตำแหน่งที่เหมาะสม

นอกจากนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักนั้นสามารถควบคุมการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าในสายส่งและสามารถป้องกันสายส่งได้รับภาระโหลดเกิน ซึ่งผลเหล่านี้นั้นให้ความมั่นคงของบัสหลายสายส่งนั้นเพิ่มขึ้น ในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่นั้นย่อมมีจำนวนของบัสในระบบอยู่เป็นจำนวนมาก ซึ่งจะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

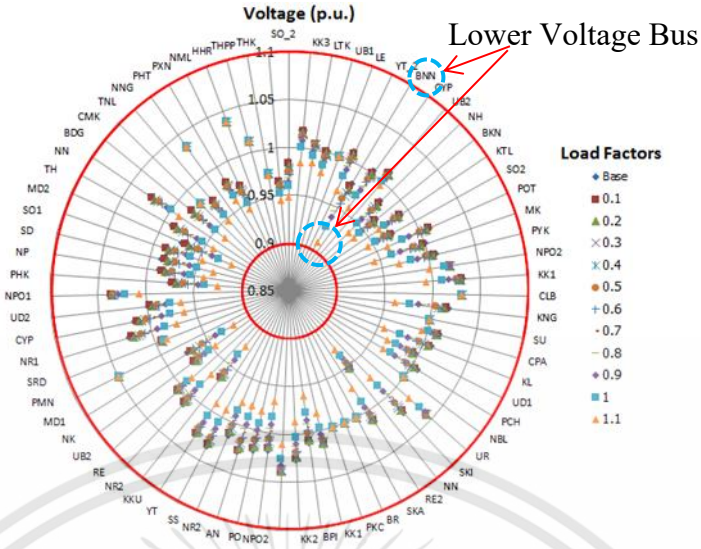
เชื่อมต่อด้วยสายส่งต่างๆเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลัง และแต่ละบัสนั้นอาจจะเชื่อมต่อกับสายส่งจำนวนมาก, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, หม้อแปลงไฟฟ้า หรืออุปกรณ์แฟคส์ ในบทความนี้ได้เรียกบัสนี้ว่าเป็น มัลติ-ไลน์บัส (บัสรวมสายส่งหลายสาย)ดังนั้นการประเมินความปลอดภัยของมัลติ-ไลน์บัส และการวางแผนการป้องกันมีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาโดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีที่ไฟฟ้าสายส่งถูกปลดออก ซึ่งผลกระทบจากสายส่งถูกปลดออกจะทำให้การถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอสำหรับความต้องการโหลดหรือทำให้สายส่งบนมัลติ-ไลน์บัส ได้รับโหลดเกินโดยเฉพาะอย่างยิ่งกับระบบมีการรวมระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เข้าในระบบ ซึ่งปัญหานี้เป็นปัญหาที่สำคัญสำหรับการกำหนดวิธีการหรือเทคนิคในการป้องกันและลดผลกระทบในระบบไฟฟ้ากำลัง ในการศึกษานี้ได้มุ่งเน้นไปที่การปรับปรุงเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า และการวางแผนการป้องกัน โดยรวมถึงการประเมินความมั่นคงของมัลติ-ไลน์บัส ที่วิกฤตทางด้านแรงดันไฟฟ้า ในการศึกษาได้ใช้เทคนิคการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำและต่อเนื่อง เพื่อหาบัสที่วิกฤตทางด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งข้อมูลของมัลติ-ไลน์บัส ที่วิกฤตทางด้านแรงดันไฟฟ้าเหล่านี้ สามารถนำไปใช้ในการส่งเสริมและสนับสนุนในการพิจารณาพื้นที่

สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ๆเข้ามาในระบบ บทความนี้นำเสนอพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์แฟคส์และกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักในการเพิ่มความมั่นคงกับมัลติ-ไลน์บัส ในการประเมินความมั่นคงมัลติ-ไลน์บัส จะพิจารณาความสามารถในการถ่ายโอนที่มีอยู่ (ATC) ของสายส่งเชื่อมต่อกับบัสร่วมสายส่ง โดยค่า ATC จะพิจารณาภายใต้ขีดจำกัดของความร้อนในหน่วย MVA ซึ่งจะต้องมีมากกว่ากว่า 20% ส่วนการวิเคราะห์ความไวของการไหลกำลังไฟฟ้าประกอบด้วย เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (Generation Shift Factor; GSF) และแฟคเตอร์การกระจายจากสายส่งถูกปลดออก (Line Outage Distribution Factor; LODF) โดยข้อมูลค่า GSF จะนำไปประยุกต์สำหรับการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักสำหรับการควบคุมการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าของสายส่งเหล่านี้ซึ่งการศึกษาครั้งนี้ได้ใช้ ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุง ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้ากำลังในช่วงที่ระบบมีปริมาณความต้องการไฟฟ้าไฟฟ้าสูงสุดในปี 2014 ใช้เป็นระบบกรณีฐาน ซึ่งระบบมีกำลังการผลิตรวมอยู่ที่ 27,400 MW ซึ่งรวมกำลังไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ปริมาณโหลดของระบบอยู่ที่ 26,810MW และกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ในระบบอยู่ที่ 590MW และระบบได้มีการกำหนดขีดจำกัด การควบคุมของแรงดันไฟฟ้าที่ 0.95-1.05 p.u. และเปอร์เซ็นต์โหลดของสายส่งนั้นจะไม่เกิน 100% ผลการศึกษาได้ใช้โปรแกรม POWERWORLD และ DIgSILENT สำหรับการจำลองและการวิเคราะห์ผลซึ่งผลการศึกษาได้มุ่งเน้นในการกำหนดสถานที่ที่เหมาะสมในการจัดวางอุปกรณ์ชดเชยไฟฟ้ากำลังแบบยืดหยุ่น ในระบบและการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักในการเพิ่มความมั่นคงกับบัสรวมสายส่ง ภายใต้ระบบในสภาวะฉุกเฉิน ในการศึกษานี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2014 เป็นระบบฐาน ซึ่งผลการศึกษานั้นสามารถแยกผลการศึกษาได้สองหัวข้อหลักคือ

4.4.1 ผลการศึกษาพื้นที่ที่เหมาะสมในการจัดวางอุปกรณ์แฟคส์

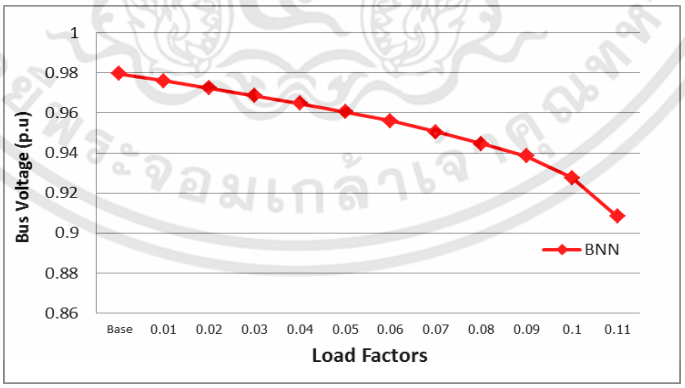
ในผลการศึกษามาได้ใช้เทคนิคการไหลกำลังไฟฟ้าแบบซ้ำสำหรับการกำหนดสถานที่ติดตั้งของอุปกรณ์ชดเชยไฟฟ้ากำลังแบบยืดหยุ่น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.24 การเปลี่ยนแปลงแรงดันในกรณีแฟคเตอร์ความต้องการโหลดเพิ่มขึ้น จนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพ

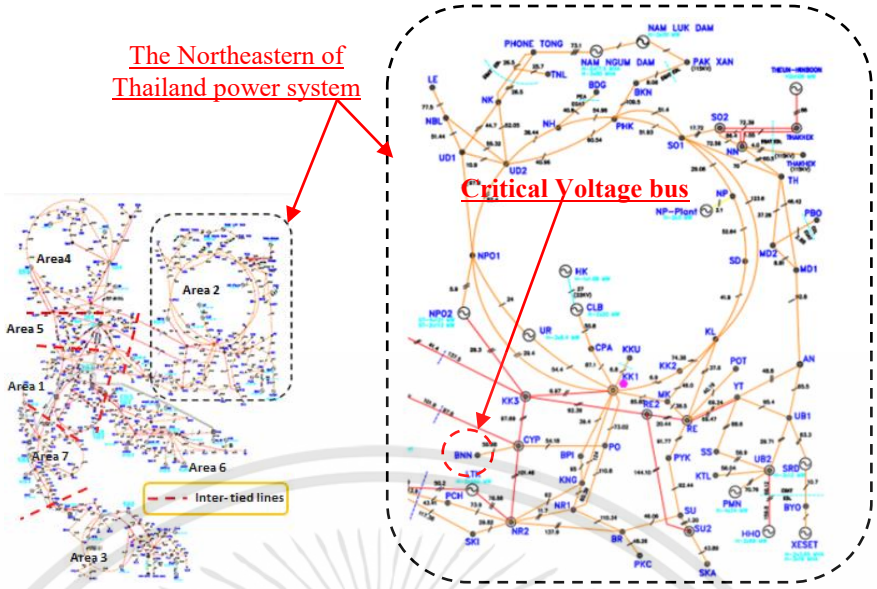
โดยมุ่งเน้นศึกษากำหนดสถานที่ติดตั้งของอุปกรณ์แฟคส์สู่ระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ซึ่งเทคนิคนี้จะใช้การเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการโหลดในระบบโดยจะพิจารณาความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า ในการหาบัสแรงดันวิกฤตในระบบ (Critical Voltage Bus; CVB) โดยขนาดการเพิ่มขึ้นของโหลดอยู่ที่ 0.01 หรือ 1% ของโหลดโดยรวม กระบวนการทำซ้ำจะทำงานจนกว่าระบบจะไม่เสถียรภาพบัสแรงดันวิกฤต (CVB) ที่ได้จากการศึกษาก็คือ สถานที่ที่เหมาะสมในการจัดวางอุปกรณ์แฟคส์ ซึ่งผลการศึกษาการหาบัสรวมสายส่งที่วิกฤตแรงดัน นั้นได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.24 ซึ่งพบว่ามีหนึ่งแรงดันวิกฤตบัสก็คือ บัส BNN ซึ่งบัสนี้เป็นบัสที่หรือพื้นที่เหมาะสมในการจัดวางอุปกรณ์แฟคส์เพื่อช่วยเพิ่มเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าในพื้นที่ การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าของ บัส BNN (CVB) นี้สามารถแสดงในรูปที่ 4.25



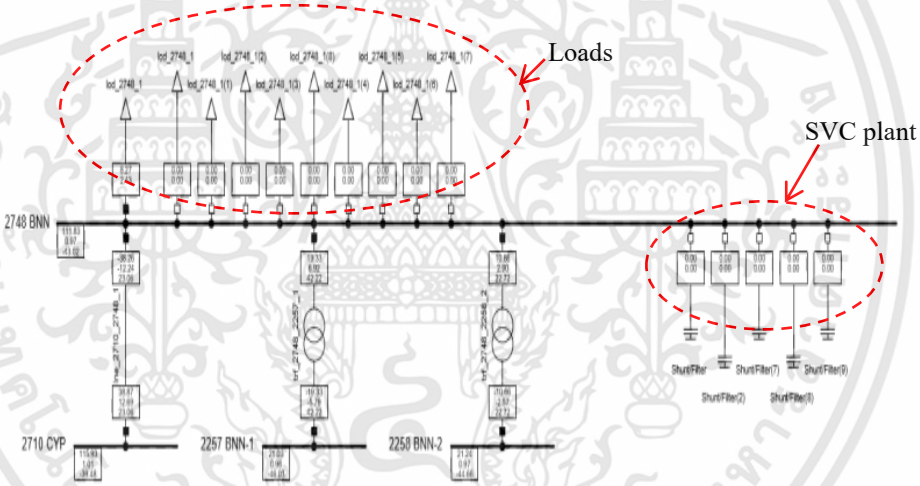
รูปที่ 4.25 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าของ บัส BNN (CVB) ในกรณีแฟคเตอร์ความต้องการโหลดในพื้นที่เพิ่มขึ้น

จากรูปที่ 4.25 แสดงให้เห็นสถานที่ตั้งของบัสแรงดันวิกฤตในระบบ ซึ่งบัสแรงดันวิกฤตนี้สามารถแสดงดังในรูปที่ 4.26 และผลการทดสอบการกู้คืนแรงดันไฟฟ้าด้วยการติดตั้ง SVC สามารถแสดงในรูปที่ 4.27

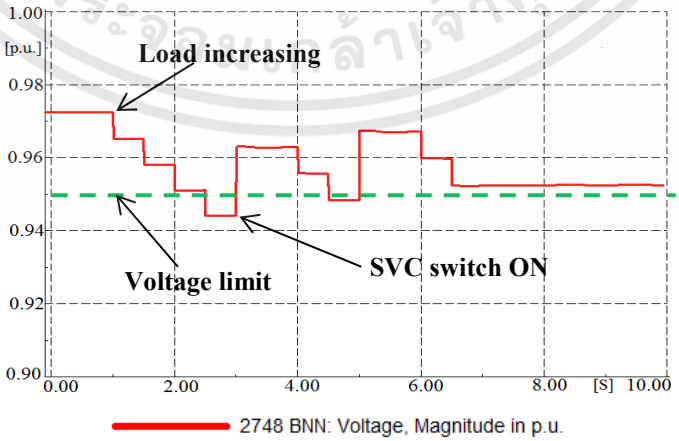
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.26 พื้นที่บัสวิกฤตแรงดัน บัส BNN (CVB) ในระบบ



รูปที่ 4.27 การติดตั้งของ SVC ที่บัสแรงดันวิกฤต (บีเอ็นเอ็น)



รูปที่ 4.28 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าระหว่างโหลดเพิ่มขึ้นและการทำงานของ SVC

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 4.28 แสดงให้เห็นภาพของบัสแรงดันวิกฤต ซึ่ง (บีเอ็นเอ็น) ได้ติดตั้ง SVC และโหลด เพื่อทดสอบการกู้คืนแรงดันไฟฟ้าด้วย SVC การทดสอบได้เพิ่มโหลดโหลดทีละ 4 MW ต่อการเพิ่มทีละครั้ง จนกว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสจะต่ำกว่า 0.95 p.u. และหลังจากนั้น SVC จะทำงาน (Switch ON) จนกว่าแรงดันไฟฟ้าจะกู้คืนโดยต้องมีค่าสูงกว่า 0.95 p.u. โดยค่าของ SVC ในการเปลี่ยนจะมีค่า 10 MVAR ต่อการทำงานทีละครั้ง

4.4.2 ผลการศึกษาการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับมัลติ-ไลน์บัส

ในการศึกษานี้ได้มุ่งเน้นในการประเมินความมั่นคงและการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับมัลติ-ไลน์บัสซึ่งบัสรวมสายส่งสำหรับการศึกษานี้ได้โฟกัสบนที่จะศึกษาสายส่งที่เชื่อมต่อและส่งผ่านพลังงานระหว่างพื้นที่ บัสรวมสายส่งสำหรับการศึกษาได้เชื่อมต่อสายส่งระหว่าง Area 5 และ Area 1 ดังแสดงในรูปที่ 4.28 ซึ่ง บัสนี้ ก็คือ บัส KK3_ 2803 ซึ่งมี สายส่ง 12 สายส่งและยังมีหนึ่ง SVC เชื่อมต่ออยู่

4.4.2.1 ผลการประเมินผลการศึกษาความมั่นคงบัสรวมสายส่ง

การประเมินหลายความมั่นคงบัสรวมสายส่งได้ใช้การวิเคราะห์ความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) และการวิเคราะห์แฟคเตอร์การกระจายจากสายส่งถูกปลด (LODF) ภายใต้ระบบสภาวะฉุกเฉิน สภาวะฉุกเฉินในการศึกษาครั้งนี้ได้ศึกษากรณีสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสถูกปลดออก ผลการศึกษานี้ได้แสดงให้เห็นในตารางที่ 4.9 และ 4.10

ตารางที่ 4.9 ผลการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส KK3_2803

Available Transfer Capability (ATC) of Transmission lines													
Bus No.	Base	2803											
2802-1	61.44	Trip	38.6	61.1	61.1	61.3	61.3	61.4	61.4	61.3	61.3	56.2	56.2
2802-2	61.44	38.6	Trip	61.1	61.1	61.3	61.3	61.4	61.4	61.3	61.3	56.2	56.2
2804-1	81.64	81.2	81.2	Trip	66.4	81.8	81.8	82.1	82.1	81.8	81.8	81.3	81.3
2804-2	81.64	81.2	81.2	66.4	Trip	81.8	81.8	82.1	82.1	81.8	81.8	81.3	81.3
2805-1	72.55	72.9	72.9	72.7	72.7	Trip	65.0	72.3	72.3	65.9	65.9	72.6	72.6
2805-2	72.55	72.9	72.9	72.7	72.7	65.0	Trip	72.3	72.3	65.9	65.9	72.6	72.6
2806-1	57.09	59.3	59.3	59.3	59.3	55.5	55.5	Trip	17.6	55.7	55.7	57.7	57.7
2806-2	57.09	59.3	59.3	59.3	59.3	55.5	55.5	17.6	Trip	55.7	55.7	57.7	57.7
2813-1	72.6	72.9	72.9	72.7	72.7	65.0	65.0	72.4	72.4	Trip	62.6	72.7	72.7
2813-2	72.6	72.9	72.9	72.7	72.7	65.0	65.0	72.4	72.4	62.6	Trip	72.7	72.7
4807-1	74.7	70.2	70.2	74.6	74.6	74.6	74.6	74.8	74.8	64.6	64.6	Trip	61.4
4807-2	74.7	70.2	70.2	74.6	74.6	74.6	74.6	74.8	74.8	64.6	64.6	61.4	Trip

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.10 ผลการวิเคราะห์แฟคเตอร์การกระจาย (LODF) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส KK3_2803

Line Outage Distribution Factors (LODF)												
Bus Number	2803											
2802-1	Trip	55.9	-0.5	-0.5	-1.2	-1.2	-0.6	-0.6	-1.1	-1.1	-18.3	-18.3
2802-2	55.9	Trip	-0.5	-0.5	-1.2	-1.2	-0.6	-0.6	-1.1	-1.1	-18.3	-18.3
2804-1	2.0	2.0	Trip	84.3	2.4	2.4	2.0	2.0	2.1	2.1	1.0	1.0
2804-2	2.0	2.0	84.3	Trip	2.4	2.4	2.0	2.0	2.1	2.1	1.0	1.0
2805-1	1.3	1.3	0.6	0.6	Trip	26.5	0.5	0.5	23.6	23.6	0.7	0.7
2805-2	1.3	1.3	0.6	0.6	26.5	Trip	0.5	0.5	23.6	23.6	0.7	0.7
2806-1	7.0	7.0	5.9	5.9	5.8	5.8	Trip	92.2	5.1	5.1	3.5	3.5
2806-2	7.0	7.0	5.9	5.9	5.8	5.8	92.2	Trip	5.1	5.1	3.5	3.5
2813-1	1.3	1.3	0.6	0.6	26.8	26.8	0.5	0.5	Trip	35.6	0.7	0.7
2813-2	1.3	1.3	0.6	0.6	26.8	26.8	0.5	0.5	35.6	Trip	0.7	0.7
4807-1	10.4	10.4	0.1	0.1	0.4	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	Trip	51.6
4807-2	10.4	10.4	0.1	0.1	0.4	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	51.6	Trip

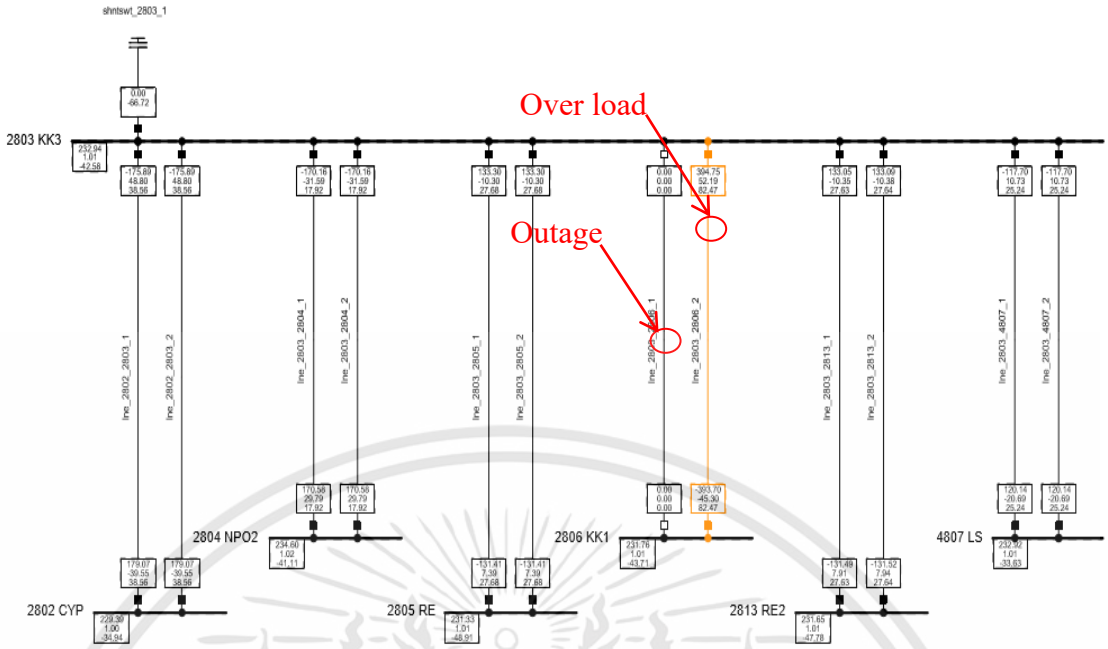
ซึ่งพบว่าระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะปกติ สายส่งที่เชื่อมบัสรวมสายส่งมีค่า ATC ไม่ต่ำกว่า 20% นั่นหมายความว่าบัสรวมสายส่งนี้มีความมั่นคงสูงโดยสายส่งทั้งหมดนี้มีขีดความสามารถในการรองรับการเพิ่มขึ้นของโหลด แต่ภายใต้สภาวะฉุกเฉิน จากการปลดสายส่งแต่ละเส้นพบว่าสายส่ง หมายเลขเมื่อ 2806-2803 สายส่งเส้นนี้ถูกปลดออกจะส่งผลให้สายส่งคู่ได้รับภาระโหลดเกินและทำให้ค่า ATC ของสายส่งเส้นนั้นต่ำกว่า %20 ดังแสดงในรูปที่ 4.29

ตารางที่ 4.11 ผลการวิเคราะห์เจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส KK3_2803

Generation Shift Factor (GSF)											
2803-2802		2803-2804		2803-2805		2803-2806		2803-2813		2803-4807	
Gen.	GSF	Gen.	GSF	Gen.	GSF	Gen.	GSF	Gen.	GSF	Gen.	GSF
2011	0.477	2021	0.846	2040	-0.324	2021	-0.117	2021	-0.013	2021	0.542
2012	0.477	2022	0.846	2004	-0.324	2022	-0.117	2022	-0.013	2022	0.542
5041	0.464	2024	0.846	2064	-0.325	2024	-0.117	2024	-0.013	2024	0.542
5042	0.464	2025	0.846	2051	-0.325	2025	-0.117	2025	-0.013	2025	0.542
5045	0.464	2023	0.846	2063	-0.325	2023	-0.117	2023	-0.013	2023	0.542
5043	0.464	2026	0.846	2053	-0.325	2026	-0.117	2026	-0.013	2026	0.542
5046	0.464	2734	0.444	2054	-0.325	4011	-0.132	4034	-0.025	2041	0.534
5044	0.464	2735	0.444	2052	-0.325	4033	-0.132	4035	-0.025	2044	0.534

และในตารางที่ 4.10 แสดงให้เห็นว่าการวิเคราะห์แฟคเตอร์การกระจาย (LODF) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส KK3_2803 ทำให้ทราบว่าสายส่งเส้นไหนมีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานเพื่อรองรับการส่งถ่ายโอนพลังงานภายใต้การปลดสายส่งออกของแต่ละสายส่ง

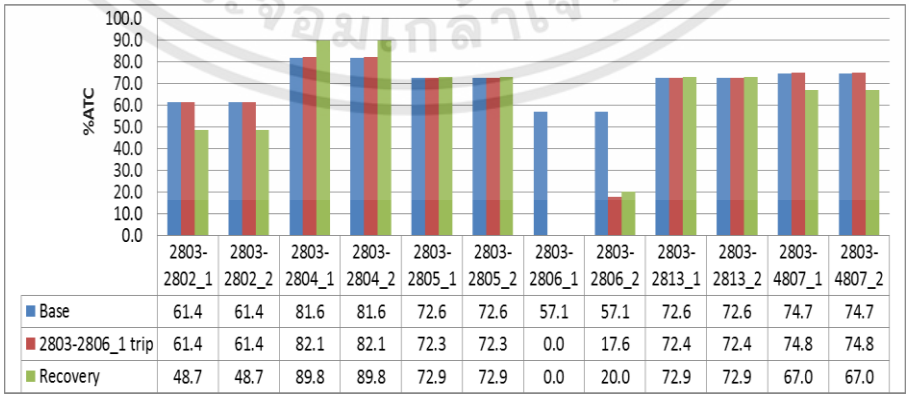
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.29 บัส KK3_2803 ในกรณีที่สายส่งหมายเลข 2803-2806_1 ถูกปลดออก

4.4.2.2 การกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลัก

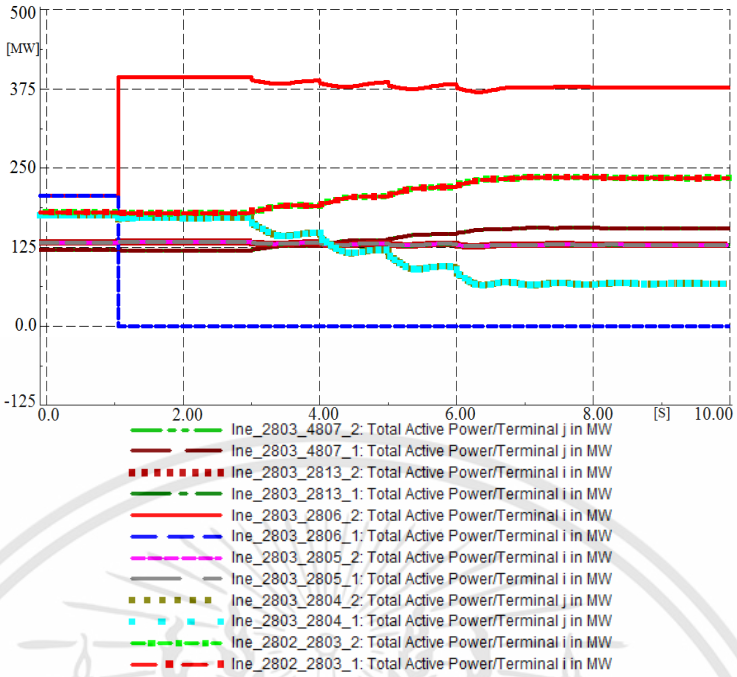
การกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลัก นั้นจะได้ใช้ข้อมูลเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) ในการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยจะเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า GSF สูงสุดซึ่งข้อมูลของค่า GSF ของการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าของแต่ละสายส่งได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.11 ในกรณีที่สายส่งหมายเลข 2803-2806_1 ถูกปลดออกจะทำให้สายส่งหมายเลข 2803-2806_2 ได้รับภาระโหลดเกิน ดังนั้นเมื่อทำการศึกษาค่า GSF ของสายส่งหมายเลข 2803-2806_2 พบว่ากลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักคือหมายเลข 2021, 2022, 2024, 2025, 2023 และ 2026 แต่ในกรณีนี้เลือก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักคือหมายเลข 2021, 2022, 2024 และ 2025 เมื่อทำการเปรียบเทียบกำลังการผลิตซึ่งพบว่ามีกำลังการผลิตที่สูงและเท่ากัน โดยผลการศึกษานั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.29-4.31 ในรูปที่ 4.30 นั้นได้แสดงถึงการกู้คืนของค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง (ATC) หมายเลข 2803-2806_2 ให้เพิ่มขึ้นและทำให้ไม่ได้รับภาระโหลดเกิน



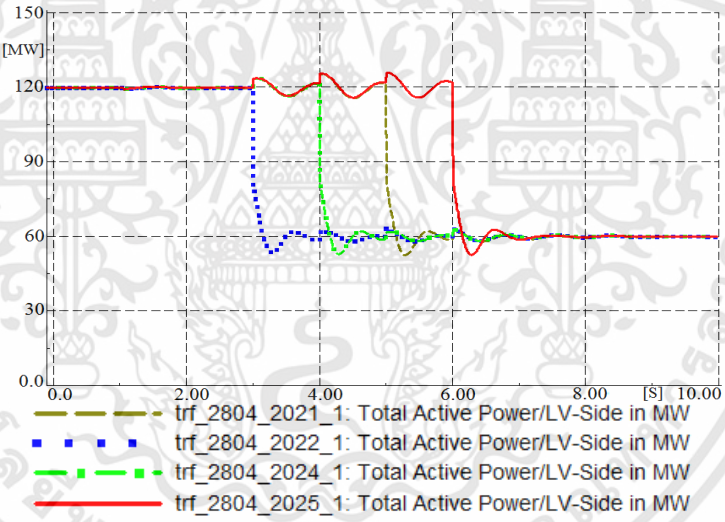
	2803-2802_1	2803-2802_2	2803-2804_1	2803-2804_2	2803-2805_1	2803-2805_2	2803-2806_1	2803-2806_2	2803-2813_1	2803-2813_2	2803-4807_1	2803-4807_2
Base	61.4	61.4	81.6	81.6	72.6	72.6	57.1	57.1	72.6	72.6	74.7	74.7
2803-2806_1 trip	61.4	61.4	82.1	82.1	72.3	72.3	0.0	17.6	72.4	72.4	74.8	74.8
Recovery	48.7	48.7	89.8	89.8	72.9	72.9	0.0	20.0	72.9	72.9	67.0	67.0

รูปที่ 4.30 การเปรียบเทียบค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง หมายเลข 2803-2806_2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.31 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของแต่ละสายส่ง



รูปที่ 4.32 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าด้านออกของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลัก

การเปลี่ยนแปลงการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าของแต่ละสายส่งและกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักสามารถแสดงในรูปที่ 4.31 และ 4.32 ซึ่งเหตุการณ์จำลองสามารถอธิบายได้ดังนี้

1. ที่เวลา 1 วินาที เกิดความผิดพร่องบนสายส่งหมายเลข 2803-2806_1
2. ที่เวลา 1.05 วินาที [24] สายส่งหมายเลข 2803-2806_1 ถูกปลดออก
3. ที่เวลา 3 วินาที ลดกำลังการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า2021 ขนาด 60MW
4. ที่เวลา 4 วินาที ลดกำลังการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า2022 ขนาด 60MW
5. ที่เวลา 5 วินาที ลดกำลังการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า2024 ขนาด 60MW
6. ที่เวลา 6 วินาที ลดกำลังการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า2025 ขนาด 60MW

ซึ่งกำลังการผลิตที่ลดลงนี้คือค่าต้องการต่ำสุดที่ทำให้ค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง (ATC) หมายเลข 2803-2806_2 กู้คืนได้โดยสามารถเพิ่มจาก 17.6% เป็น 20%

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.5 ผลการศึกษาวิธีการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) โดยพิจารณาขีดจำกัดการสั่งการกำลังผลิตไฟฟ้า (GDL) และกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนด้วยการวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า

ผลการศึกษานั้นประกอบไปด้วยการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อยืนยันว่ากลุ่มเครื่องกำเนิดเหล่านี้มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่งและการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง ด้วยวิธีการใหม่โดยเปรียบเทียบกับการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่ง ด้วยการพิจารณาค่าจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง

4.5.1 ผลการยืนยันว่ากลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าผลกระทบกำลังไฟฟ้า (MW) สูงสุดคือกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่ง

ผลการศึกษานี้ใช้เพื่อยืนยันว่ากลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าผลกระทบกำลังไฟฟ้า (MW) สูงสุดคือกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่ง ซึ่งในการศึกษาได้ตรวจสอบผลการตอบสนองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการจำลองเหตุการณ์สายส่งที่เชื่อมต่อกับมัลติไลน์บัส (Multi-Lines Bus) ได้รับภาระโหลดเกิน โดยผลการศึกษานี้ได้เปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงการส่งผ่านพลังงานในกรณีทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงในพื้นที่ 2, 4 และ 5 ซึ่งค่ากำลังการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้ได้แสดงในตารางที่ 4.12 ซึ่งผลการศึกษาในการกำหนดกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดของสายส่งหมายเลข 2803-2806 ได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.13

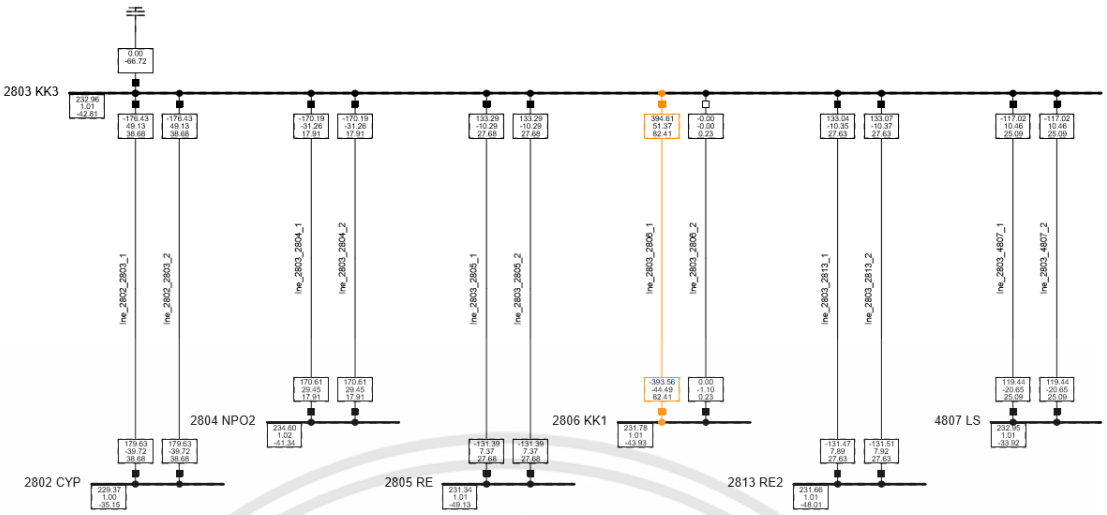
ตารางที่ 4.12 ข้อกำหนดค่าความพร้อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แจ้งไว้

High Generator Capacity each of Area				
Area	Gen Number	Gen MW	Min MW	Max MW
2	2011	250	100	250
4	4048	295	120	300
5	5043	240	106	265

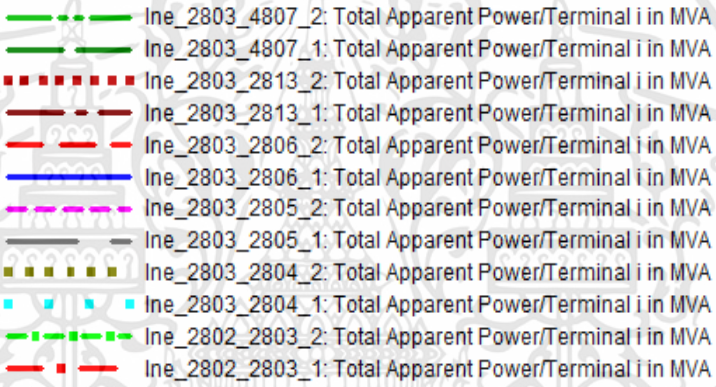
ตารางที่ 4.13 ข้อกำหนดค่ากลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ค่า GSF สูงสุดของสายส่ง 2803-2806

Generator Sensitivities				
No.	Gen Number	Power Sensitivity	Gen MW	MW Impaction
1	2021	0.861	120	103.32
2	2022	0.861	120	103.32
3	2024	0.861	120	103.32
4	2025	0.861	120	103.32
5	2023	0.861	110	94.71
6	2026	0.861	110	94.71

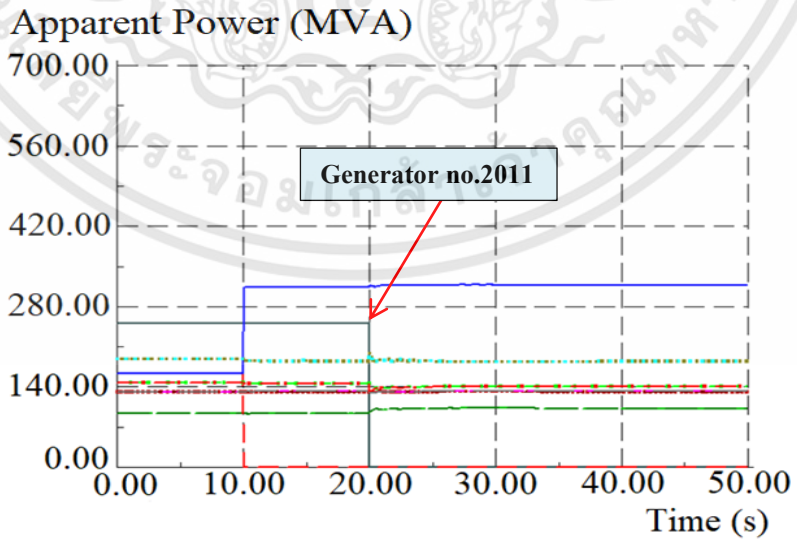
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.33 สายส่งที่เชื่อมต่อบนบัสหมายเลข 2803 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT

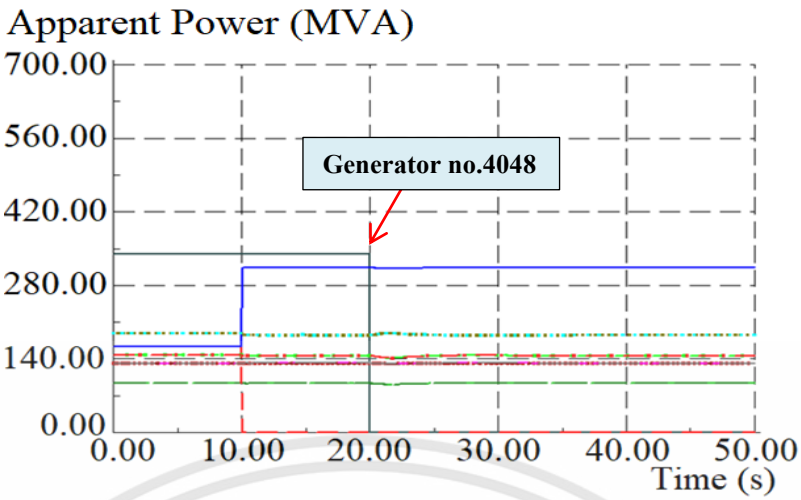


รูปที่ 4.34 สัญลักษณ์ของกำลังไฟฟ้าส่งผ่านในแต่ละสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสหมายเลข 2803

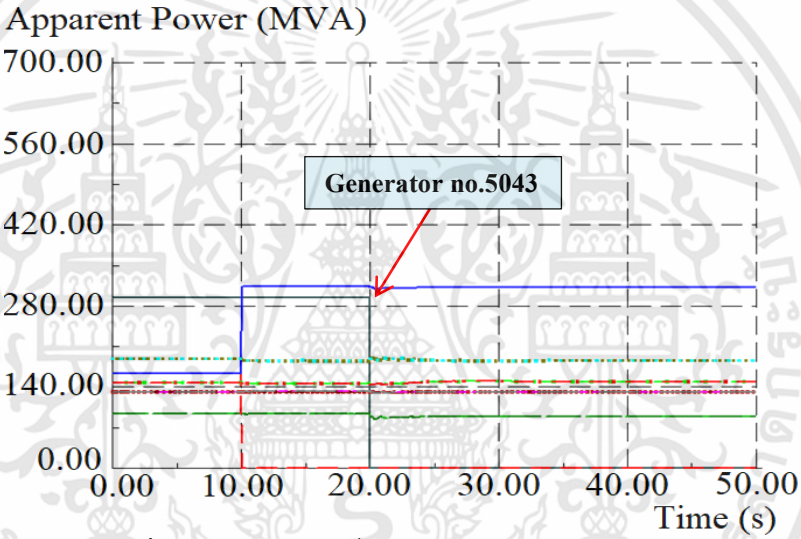


รูปที่ 4.35 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 2011

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



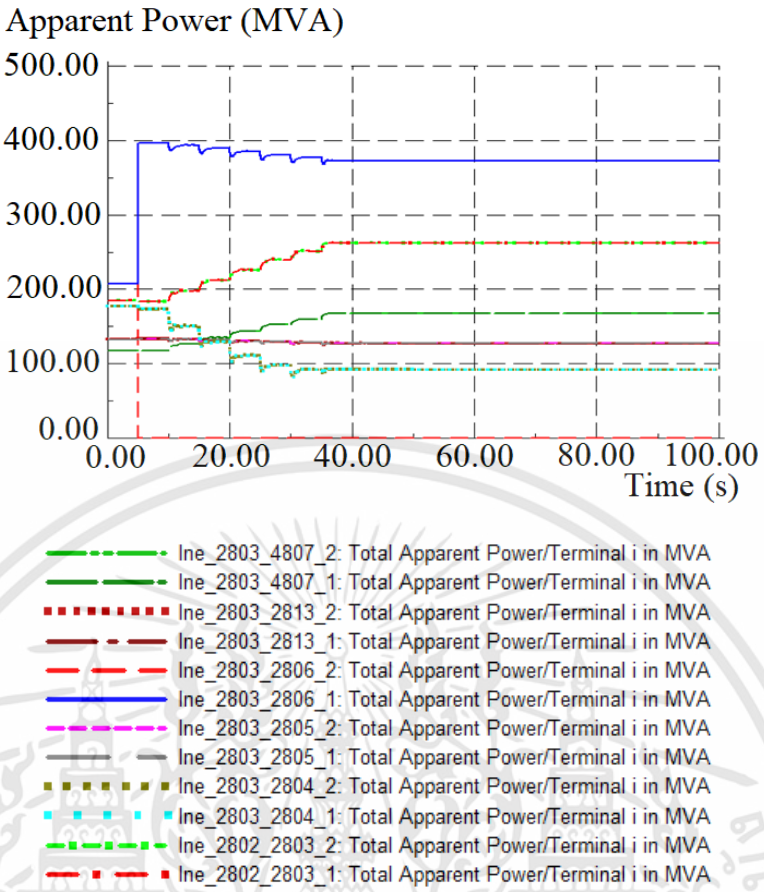
รูปที่ 4.36 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 4048



รูปที่ 4.37 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 5043

ผลการศึกษาได้ทดสอบในกรณีสายส่งหมายเลข 2803-2806 วงจร 2 ถูกปลดออก ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวส่งผลให้สายส่งหมายเลข 2803-2806 วงจร 1 ได้รับภาระโหลดเกินในสภาวะดังกล่าวนี้ ในการศึกษาจึงได้ทำการทดสอบโดยจะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตสูงในพื้นที่ และพื้นที่รอบข้างคือพื้นที่ที่ 2, 4, 5 และกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าผลกระทบกำลังไฟฟ้า (MW impaction) ซึ่งได้จัดเรียงจากค่าสูงไปยังค่าต่ำ โดยบัสหมายเลข 2803 ที่ใช้ในการศึกษานั้นได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.33 และผลการศึกษาได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.34-4.37

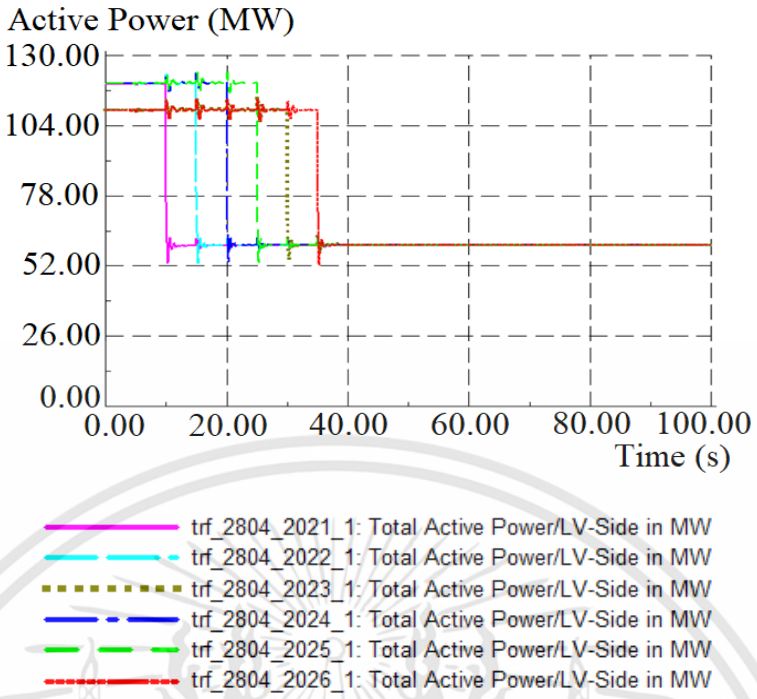
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



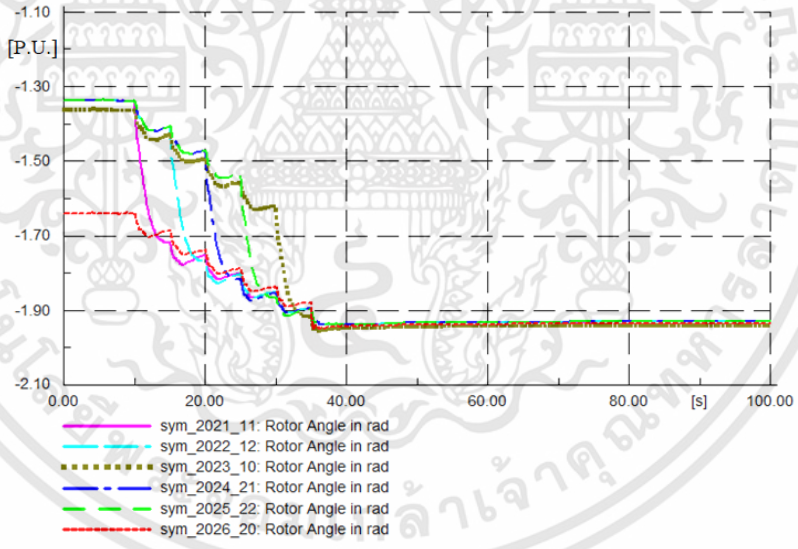
รูปที่ 4.38 กำลังส่งผ่านของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส 2803 เมื่อทำการเปลี่ยนแปลงกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุด

ในส่วนการเวลาในการจัดสถานการณ์สามารถอธิบายได้ดังนี้โดยที่ เวลา 10 วินาที เกิดเหตุการณ์สายส่งหมายเลข 2803-2806 วงจร 2 ถูกปลดออก และที่เวลา 20 วินาทีทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยคาบเวลาในการจำลองทั้งหมด 50 วินาที และผลการศึกษาจากรูปที่ 4.34-4.36 พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังการผลิตสูงสุดในแต่ละพื้นที่ถูกปลดออกทีละตัวนั้นภายใต้สายส่งหมายเลข 2803-2806 วงจร 2 ถูกปลดออกนั้นไม่ส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าส่งผ่านบนสายส่งหมายเลข 2803-2806 วงจร 1 แต่กำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มที่มีค่า GSF สูงสุดนั้นสามารถลดกำลังไฟฟ้าส่งผ่านบนสายส่ง 2803-2806 วงจร 1 ดังได้แสดงในรูปที่ 4.38-4.39 ซึ่งแสดงให้เห็นว่ากลุ่มเครื่องกำเนิดนี้มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่งหมายเลข 2803-2806 วงจร 1 ส่วนการกำหนดสถานการณ์นั้นได้ทำการลดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามตารางที่ 4.13 เท่ากับ 60 MW และ 50 MW ทุกๆเวลา 5 วินาทีซึ่งการตอบสนองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้สามารถนำไปจัดแผนการป้องกันการเกิดความหนาแน่นของสายส่งในระบบได้ภายความเสถียรภาพมุมโรเตอร์ดังแสดงในรูปที่ 4.40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.39 การลดกำลังไฟฟ้าส่งผ่านของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุด



รูปที่ 4.40 มุมโรเตอร์ของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุด

ดังนั้นถ้ากลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์สูงสุดและมีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานบนสายส่งนั้นเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลง หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้ได้ถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าอาจเป็นสาเหตุให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายไปยังโหลดนั้นไม่เพียงพอในเวลาอันสั้น ซึ่งเป็นสาเหตุให้แรงดันในพื้นที่ลดลงและส่งผลให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.14 ค่ากำลังไฟฟ้าของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2803-2806

Generator Output			Availability Declaration Limit				Max	Use	Remain
No.	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	(MVA)	(MVA)	(MVA)
2021	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2022	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2023	110	45	45.2	113	-28.25	45	122	114	3
2024	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2025	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2026	110	45	45.2	113	-28.25	45	122	114	3

ในกรณีศึกษานี้ผลการศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้านี้สามารถอธิบายได้ดังตารางที่ 4.14 โดยได้เปรียบเทียบการประเมินค่า ATC ของสายส่งโดยเปรียบเทียบกับผลการศึกษากับการประเมินบนพื้นฐานการประเมินด้วยขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่งดังแสดงในตารางที่ 4.15 ซึ่งตารางที่ 4.14 ได้แสดงค่าขีดจำกัดค่าความพร้อมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าด้านออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องที่ส่งผ่านพลังงานบนสายส่งที่ได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.13

ส่วนในตารางที่ 4.15 นั้นได้แสดงขีดความสามารถของสายส่งด้วยขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่งหมายเลข 2803-2806 ดังนั้นผลการประเมินค่า ATC ของสายส่งด้วยวิธีการใหม่นั้นได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.16 โดยเปรียบเทียบกับการประเมินค่า ATC ของสายส่งด้วยขีดจำกัดด้านความร้อน

ตารางที่ 4.15 ความสามารถส่งผ่านพลังงานของสายส่ง 2803-2806 โดยพิจารณาขีดจำกัดความร้อน

Line Capacity with Thermal limit considering							
Line no	Circuit	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Remain MVA	Max Percent
2803-2806	1	396.2	36.2	397.8	476.9	79.1	84.4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

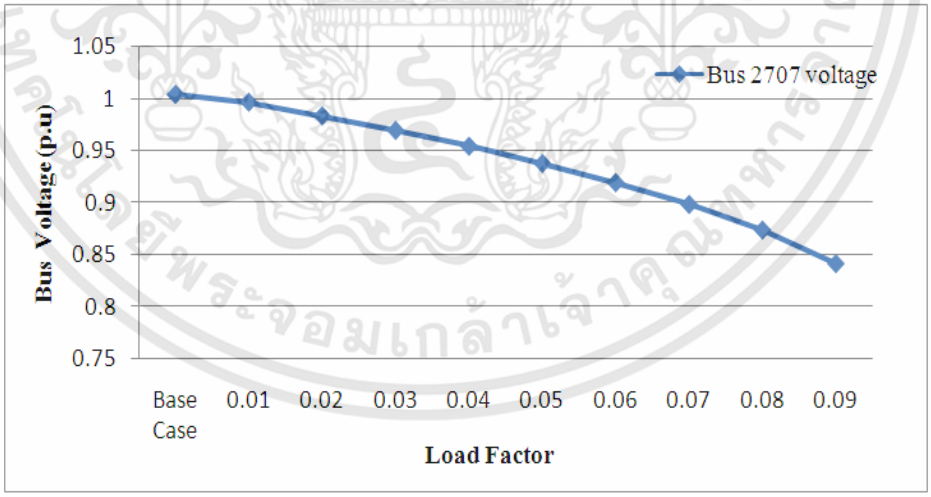
ตารางที่ 4.16 ผลการประเมินค่า ATC ของสายส่ง 2803-2806 โดยไม่พิจารณากลุ่มพลังงานทดแทน

The ATC assessment comparison			
Considering Method	TTC	ETC	ATC
Thermal limit	476.9	397.8	79.1
Availability Declaration limit	760	750	10

ผลการศึกษาในตารางที่ 4.16 พบว่าเทคนิคในการประเมินผล ATC ใหม่นี้นั้นมีค่า TTC ที่สูงในการส่งผ่านพลังงานแต่ค่า ATC นั้นมีค่าน้อยกว่าเมื่อเทียบกับการประเมินด้วยขีดจำกัดความร้อนของสายส่ง

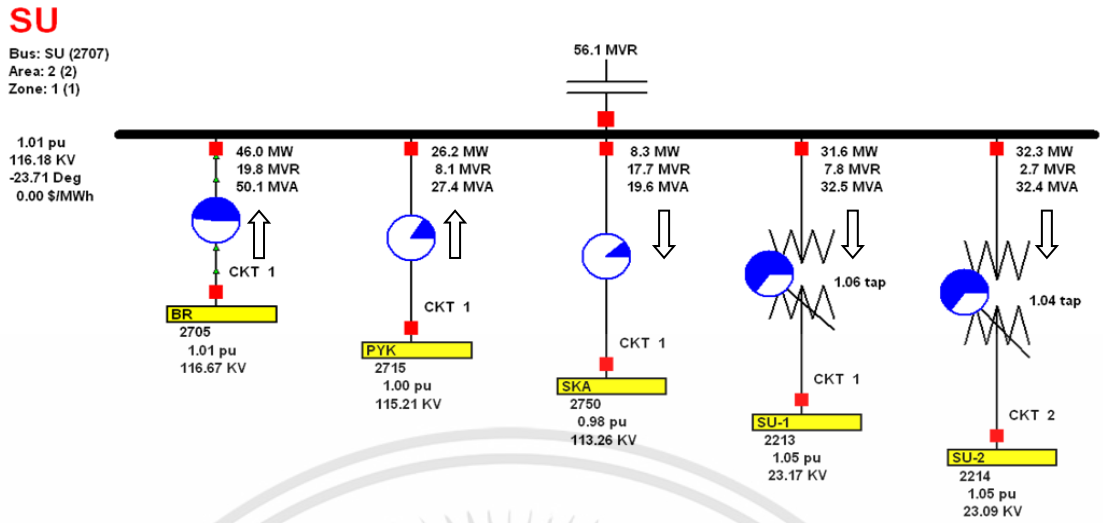
4.5.2 ผลการประเมินความเสถียรภาพแรงดันและค่าความสามารถที่มีอยู่ในกรณีพิจารณาและไม่พิจารณาพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อในระบบ

ผลการศึกษานั้นได้มุ่งเน้นในการศึกษาเสถียรภาพแรงดันและการประเมินค่า ATC ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับ มัลติไลน์บัสที่วิกฤตแรงดันเมื่อโหลดในระบบเพิ่มขึ้นซึ่งระบบในการศึกษานั้นได้ทำการติดตั้ง กำลังผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 9 MW เข้าทุกบัสที่บัสแรงดัน 115 KV ในพื้นที่ 2 โดยการเพิ่มโหลดในระบบสำหรับการศึกษานั้นได้ทำการเพิ่มทีละ 0.01 หรือ 1%ของโหลดในพื้นที่ 2 ทั้งหมดและจะทำการเพิ่มโหลดจนกระทั่งระบบไม่เสถียรภาพโดยใช้เทคนิคการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบทำซ้ำ (Repeated power flow technique) โดยผลการศึกษาพบว่ามัลติไลน์บัสหมายเลข 2707 ได้เกิดวิกฤตด้านแรงดันต่ำสุดในพื้นที่ 2 ที่โหลดแฟคเตอร์ 0.09 ดังแสดงในรูปที่ 4.41



รูปที่ 4.41 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัสหมายเลข 2707
ภายใต้ขีดจำกัดความเสถียรภาพแรงดัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.42 มัลติไลน์บัส (Multi-lines Bus) หมายเลข 2707 ในโปรแกรม POWERWOLRD

บัสหมายเลข 2707 ในรูปที่ 4.42 นั้นจะมีสายส่งเชื่อมต่อเข้ามาอยู่สองสายส่งดังนั้นจึงต้องทำการประเมินค่า ATC ของสายส่งสองเส้นนี้ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งในกรณีไม่พิจารณาและพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อในระบบนั้นได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.17-4.20 และผลการศึกษาการประเมินค่า ATC นั้นได้แสดงไว้ใน ตารางที่ 4.21-4.22 และรูปที่ 4.42-4.45

ตารางที่ 4.17 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2705-2707

Generator Output			Availability Declaration Limit				Max	Uses	Remain
No.	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2011	249.67	53.1	100	250	-62.5	125	279.51	255.25	24.25
2012	249.67	54.23	100	250	-62.5	125	279.51	255.25	24.25

ตารางที่ 4.18 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2705-2707

Generator Output			Availability Declaration Limit				Max	Uses	Remain
No.	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2705	9	0	0	9	-3.87	3.87	9.8	9	0.8
2706	9	0	0	9	-3.87	3.87	9.8	9	0.8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.19 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2715-2707

Generator Output			Availability Declaration Limit				Max	Uses	Remain
Number	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2003	11.98	6	4.8	12	-3	6	13.42	13.40	0.02
2004	11.98	6	4.8	12	-3	6	13.42	13.40	0.02
2005	11.98	6	4.8	12	-3	6	13.42	13.40	0.02
2040	7.29	-4	4.5	13	-4	6	14.32	8.32	6.00
2040	1.65	-0.75	1.2	3	-0.75	1.5	3.35	1.81	1.54
2040	1.65	-0.75	1.2	3	-0.75	1.5	3.35	1.81	1.54
2040	7.09	-4	4.5	13	-4	6	14.32	8.14	6.18
2040	7.09	-4	4.5	13	-4	6	14.32	8.14	6.18
2051	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2052	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2053	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2054	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2063	61.65	6.9	25.2	70	-15.75	31.5	76.76	62.03	14.73
2064	61.65	6.9	25.2	70	-15.75	31.5	76.76	62.03	14.73

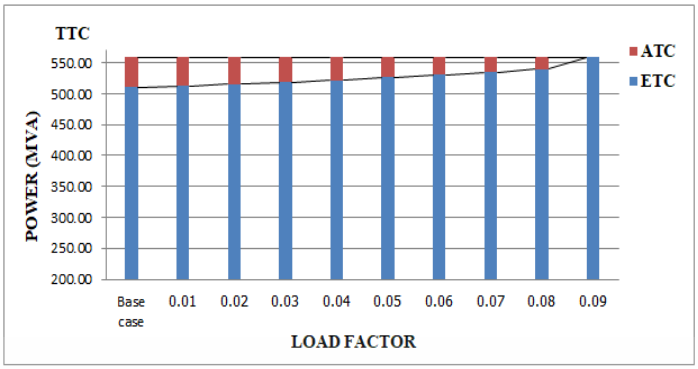
ตารางที่ 4.20 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่มีค่าเจนเนเรชั่นชิฟแฟคเตอร์ (GSF) สูงสุดบนสายส่ง 2715-2707

Generator Output			Availability Declaration Limit				Max	Uses	Remain
No.	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2715	9	0	0	9	-3.87	3.87	9.8	9	0.8

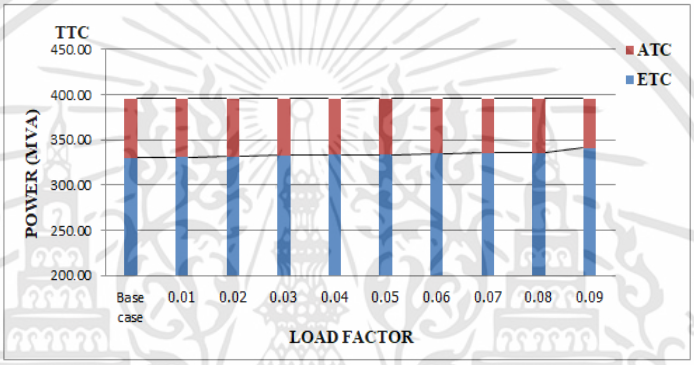
ตารางที่ 4.21 ผลการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) ของสายส่งโดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

Line No.	Considering Method	Base case			at Load Factor 0.09		
		TTC	ETC	ATC	TTC	ETC	ATC
2705-2707	Thermal limit	104.2	50.1	54.1	104.2	53	51.2
	Availability Declaration limit	559.02	510.75	48.27	559.02	559.02	0.00
2715-2707	Thermal limit	179.1	27.4	151.7	179.1	30.9	148.2
	Availability Declaration limit	395.49	329.81	65.68	395.49	341.00	54.49

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.43 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2705-2707 โดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน



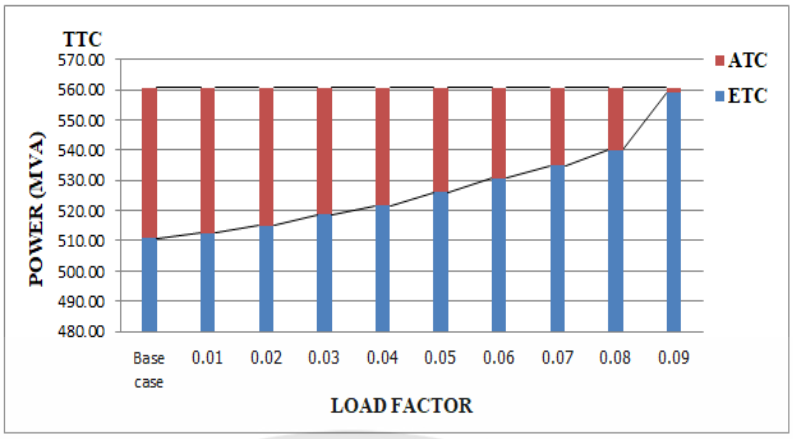
รูปที่ 4.44 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2715-2707 โดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

ผลการศึกษาในรูปที่ 4.43-4.44 เป็นการประเมินค่า ATC โดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในระบบกำลังไฟฟ้าซึ่งผลการศึกษาพบว่า ค่า ATC ของสายส่ง 2705-2707 ด้วยวิธีประเมินแบบเทคนิคใหม่นั้นได้ถูกจำกัดกำลังไฟฟ้าส่งผ่านที่โหลดแฟคเตอร์ 0.09 เช่นเดียวกันกับขีดจำกัดด้านแรงดันในขณะที่การประเมินค่า ATC ด้วยการพิจารณาค่าจำกัดด้านความร้อนนั้นยังไม่ถูกจำกัด สำหรับในส่วนของสายส่งหมายเลข 2715-2707 นั้นยังไม่ถูกจำกัดการส่งผ่านพลังงานดังนั้นมัลติไลน์บัสนี้จะต้องทำการปรับปรุงแรงดันเพื่อป้องกันระบบไม่เสถียรภาพ

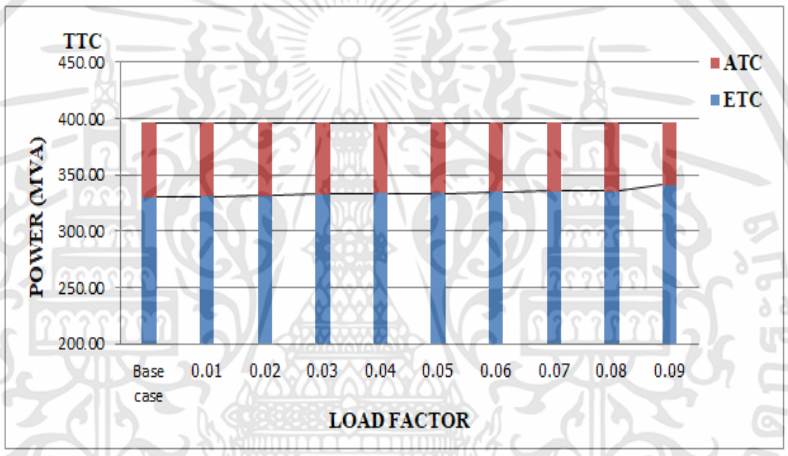
ตารางที่ 4.22 ผลการประเมินค่าค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) ของสายส่งโดยพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

Line No.	Considering Method	Base case			at Load Factor 0.09		
		TTC	ETC	ATC	TTC	ETC	ATC
2705-2707	Thermal limit	104.2	50.1	54.1	104.2	53	51.2
	Availability Declaration limit	560.62	510.75	49.87	560.62	559.02	1.6
2715-2707	Thermal limit	179.1	27.4	151.7	179.1	30.9	148.2
	Availability Declaration limit	396.29	329.81	66.48	396.29	341.00	55.29

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.45 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2705-2707 โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน



รูปที่ 4.46 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าส่งผ่าน (ETC) บนสายส่ง 2715-2707 โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

ผลการศึกษาในรูปที่ 4.45-4.46 เป็นการประเมินโดยพิจารณากำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งผลการศึกษาพบว่าค่าการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) ของทั้งสองสายส่ง หมายเลข 2705-2707 และ 2715-2707 นั้นเพิ่มขึ้นมาเล็กน้อย ดังนั้นในช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้ากำลังมีความต้องการโหลดสูงถ้ามีกำลังไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้ากับระบบก็จะช่วยเพิ่มให้ค่าความสามารถที่มีอยู่ (ATC) หรือค่าจำกัดการส่งผ่านพลังงานในระบบซึ่งทำให้ระบบมีความมั่นคงเพิ่มขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5
สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

การศึกษาวิจัยได้นำเสนอเทคนิคใหม่ในการประเมินความสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้า (Available Transfer Capability; ATC) โดยพิจารณาข้อจำกัดด้านเสถียรภาพ พร้อมนำเสนอแนวทางในการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมและเทคนิคการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการตอบสนองการเปลี่ยนแปลงปริมาณโหลดในแต่ละพื้นที่เพื่อสร้างความมั่นคงด้านแรงดันและลดภาระโหลดของสายส่ง เพื่อให้มีการจัดการหรือวางแผนเพื่อปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังให้มีความเสถียรภาพเพิ่มขึ้น ซึ่งผลการศึกษานั้นจะแสดงผลการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในสภาวะระบบเกิดความความไม่เสถียรภาพทางด้านแรงดันไฟฟ้าและเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง (Blackout) ซึ่งระบบในสภาวะนี้สามารถเกิดขึ้นได้เนื่องจากความหนาแน่นของการไหลกำลังไฟฟ้า (Congestion) ซึ่งสามารถเกิดได้หลายกรณีเช่น ระบบเกิดการสูญเสียอุปกรณ์เครื่องจักรที่สำคัญในการส่งผ่านพลังงานในระบบซึ่งจะทำให้การเกิดการได้รับภาระโหลดเกินของอุปกรณ์ที่ยังคงเหลือขึ้น หรือแม้กระทั่งผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดหรือการลดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างทันทีทันใดโดยเฉพาะในช่วงที่ระบบกำลังไฟฟ้านั้นมีปริมาณความต้องการของโหลดที่สูง ซึ่งเหตุการณ์เหล่านี้เป็นเพียงส่วนหนึ่งที่จะทำให้เกิดความหนาแน่นของการไหลของกำลังไฟฟ้าเกิดขึ้น ดังนั้นระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการศึกษาผลกระทบ และแนวทางวิธีการในการวางแผนการป้องกัน เพื่อบริหารจัดการในการแก้ไขหรือลดความเสี่ยงที่จะเกิดปัญหาเหล่านี้ขึ้นในระบบเพื่อพัฒนากำลังการผลิตให้เหมาะสมและเกิดประโยชน์สูงสุดเพื่อให้ระบบมีความยืดหยุ่นสูงในการรองรับการเปลี่ยนแปลงของปริมาณโหลดและการสูญเสียอุปกรณ์ที่สำคัญในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบ

5.1 สรุปผลงานวิจัย

ผลการศึกษานี้ได้ใช้ระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยเป็นระบบฐานในการศึกษาซึ่งเป็นข้อมูลของระบบที่อยู่ในช่วงที่มีปริมาณความต้องการโหลดสูงสุดโดยการศึกษาได้มุ่งเน้นศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทยในกรณีระบบมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำนวนมาก ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบระยะเวลาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อนั้นจะไม่ครอบคลุมระยะเวลาของโหลดที่มีความต้องการสูงประจำวัน ซึ่งจะทำให้ระบบเกิดความหนาแน่นการไหลกำลังไฟฟ้าขึ้นในช่วงที่กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นไม่สามารถจ่ายพลังงานได้แต่ระบบยังมีความต้องการโหลดสูงอยู่ ซึ่งผลการศึกษาในกรณีแรกนั้นเป็นการประเมินความสามารถการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าของสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ของประเทศไทยโดยใช้ข้อมูลในช่วงโหลดสูงสุด (Peak load) ของปี 2013-2015 โดยพบว่ามี 4 สายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ที่ 2 นั้นมีค่าความสามารถคงเหลือของสายส่งในการส่งผ่านพลังงาน (%ATC) น้อยกว่า 20% ซึ่งมันอาจเป็นสาเหตุให้สายส่งเกิดความเสียหายและส่งผลกระทบต่อความเสถียรภาพของระบบลดลง ส่วนผลการศึกษาจากการเพิ่มปริมาณโหลดและการลดกำลังการผลิตลงในแต่ละพื้นที่นั้นโดยการทดสอบการปรับแฟคเตอร์โหลดสเกล และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ 10 เครื่องด้วยกันถ้าถูกปลดออกเครื่องใดเครื่องหนึ่งจะทำให้แรงดันบางพื้นที่ต่ำกว่าค่าควบคุมแต่ไม่ส่งผลกระทบต่อภาระโหลดของสายส่งและหลังจากที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อเข้ากับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ระบบที่ 500 MW และ 1000 MW ซึ่งกำลังการผลิตนี้สามารถรองรับการการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยที่ไม่สงผลกระทบต่อแรงดันและภาระโหลดของสายส่งและทำให้สายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ที่ 2 นั้นมีค่าความสามารถคงเหลือของสายส่งในการส่งผ่านพลังงาน (%ATC) เพิ่มขึ้น และจากผลกระทบในการศึกษานี้ได้แสดงข้อเสนอแนะแนวทางการป้องกัน หรือแนวทางการปฏิบัติการควบคุมในช่วงเวลาเวลาที่กำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถจ่ายได้ขณะที่ระบบมีปริมาณความต้องการโหลดสูงซึ่งถ้าหากระบบนั้นมีปริมาณโหลดเพิ่มขึ้นเรื่อยๆหรือระบบเกิดการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสำคัญในการส่งจ่ายพลังงานในระบบ ซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้านั้นไม่เพียงพอกังปริมาณโหลดอาจทำให้ระบบเกิดความไม่เสถียรภาพได้ ดังนั้นเพื่อลดผลกระทบจะต้องมีการวางแผนป้องกันและในการศึกษานี้ได้ทำการแนะนำสำหรับการวางแผนเพื่อลดผลกระทบและยกระดับความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังโดยแบ่งเป็นการวางการป้องกันประกอบด้วยแผนระยะสั้นและระยะยาว

แผนระยะสั้น

1. ต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 10 เครื่องนี้เพื่อจ่ายโหลดในระบบ

2. รักษาการเชื่อมต่อสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่เชื่อมต่อกับพื้นที่ 2 ทั้ง 5 สายส่ง

3. วางแผนการเชื่อมต่อหรือนำ อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (Static VAR) หรืออุปกรณ์ ชดเชยไฟฟ้ากำลังแบบยืดหยุ่น (FACTS) อื่นๆที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบเพื่อชดเชยแรงดันของระบบและภาระโหลดของสายส่งให้อยู่ในค่าการควบคุม

4. วางแผนการควบคุมโดยตั้งการการควบคุมของระบบควบคุมกำลังการผลิตอัตโนมัติ (Automation Generation Control; AGC) เพื่อควบคุมแรงดันของระบบและภาระโหลดของสายส่งให้อยู่ในค่าการควบคุม

แผนระยะยาว

1. วางแผนในการติดตั้งโรงไฟฟ้าใหม่เชื่อมต่อในพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ

2. วางแผนในการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อยกระดับความเสถียรภาพแรงดันและลดภาระโหลดของสายส่งเช่นอุปกรณ์ ชดเชยไฟฟ้ากำลังแบบยืดหยุ่น (FACTS)

3. วางแผนในการติดตั้งสายส่งเส้นใหม่เพื่อส่งผ่านพลังงานในระบบ

4. วางแผนในการติดตั้งอุปกรณ์เฝ้ามองหรือตรวจเช็คเฟส (Phase Monitoring Unit; PMU) สำหรับเฝ้ามองความเสถียรภาพของระบบในพื้นที่กว้าง เป็นต้น

5. กำหนดดัชนีในการประเมินค่าความสามารถที่มีอยู่ของสายส่งในการส่งผ่านพลังงาน ของสายส่ง (ATC)

จากผลการศึกษาได้แสดงให้เห็นถึงผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าจากสภาวะที่เกิดความหนาแน่นการไหลกำลังไฟฟ้าขึ้นพร้อมแสดงพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ ซึ่งเทคนิคในการศึกษานี้สามารถหาจุดหรือพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าต่ำซึ่งเป็นการใช้เทคนิคกระบวนการทำซ้ำของการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าเข้ามาใช้โดยได้ทำการกำหนดเงื่อนไขการศึกษาคือ ผลกระทบจากการที่โหลดในพื้นที่เพิ่มขึ้นและผลกระทบจากกำลังการผลิตในระบบลดลง ซึ่งแนวทางเทคนิคนี้ได้มุ่งหวังเพื่อใช้เป็นเทคนิคที่จะช่วยค้นหาพื้นที่ที่ได้รับหรือพื้นที่วิกฤตแรงดัน (Critical Voltage Bus) ไม่ใช่เพียงระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยแต่สามารถนำแนวทางนี้ไปใช้ได้กับระบบไฟฟ้ากำลังทั่วๆไปได้และข้อเสนอแนะแนวทางการป้องกันและการปฏิบัติการควบคุมนั้นสามารถสร้างความมั่นคงของระบบได้ซึ่งไม่ใช่เฉพาะกรณีนี้อย่างเดียวหรือเฉพาะระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยแต่สามารถนำไปเป็นส่วน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หนึ่งในการบริหารจัดการและปรับปรุงแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าซึ่งการศึกษานี้ได้นำเสนอแนวทางและเทคนิคเพื่อสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งประกอบด้วย

1. เทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้เทคนิคการทำซ้ำกระบวนการการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยการพิจารณาข้อจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน

2. การกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อยกระดับความมั่นคง มัลติไลน์บัส (Multi-Line Buses) ภายใต้การวิเคราะห์ภาวะฉุกเฉิน

3. วิธีการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) โดยพิจารณาขีดจำกัดการสั่งการกำลังผลิตไฟฟ้า (GDL) และกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนด้วยการวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า

ซึ่งแนวทางเหล่านี้สามารถใช้ในการบริหารจัดการและปรับปรุงแผนการพัฒนากำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าและยกระดับความมั่นคงระบบไฟฟ้ากำลัง โดยสามารถสรุปผลการวิจัยได้ตามหัวข้อดังนี้

5.1.1 การศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง

เป็นการศึกษาเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้เทคนิคการทำซ้ำกระบวนการการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยการพิจารณาข้อจำกัดด้านความเสถียรภาพแรงดัน โดยผลการศึกษานี้ได้แสดงผลการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามพื้นที่ที่ได้แนะนำด้วยเทคนิคใหม่ซึ่งทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นเพิ่มขึ้นด้วยการที่สามารถรองรับการเพิ่มขึ้นของโหลดและการลดลงของกำลังการผลิตได้เพิ่มขึ้นนอกจากนี้เทคนิคนี้สามารถนำเสนอพื้นที่ที่ใช้สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เพื่อปรับปรุงและเพิ่มความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าของระบบ ยิ่งไปกว่านี้สามารถประยุกต์ใช้ในการติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์หรือกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักโดยการตั้งค่าการสั่งการระบบควบคุมการผลิตไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Generation Control; AGC)

5.1.2 การศึกษาการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อความมั่นคงมัลติไลน์บัส

เป็นการศึกษาการกำหนดพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ที่เหมาะสมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักเพื่อยกระดับความมั่นคง มัลติไลน์บัส (Multi-Line Buses) ภายใต้การวิเคราะห์ภาวะฉุกเฉิน ซึ่งการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักนั้นเพื่อควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าบนสายส่งเพื่อลดภาระสายส่งหากได้รับภาระโหลดเกินและแนวทางการประเมินขีดความสามารถของมัลติไลน์บัส (Multi-Lines bus) ในการส่งผ่านพลังงาน ผลการศึกษาได้นำเสนอเทคนิคการหาพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ พบว่าความเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นในขณะที่ปริมาณความต้องการโหลดที่เพิ่มขึ้นเมื่อทำการติดตั้งอุปกรณ์แฟคต์ในตำแหน่งที่ที่แนะนำ และผลการศึกษาได้นำเสนอเทคนิคใหม่ในการกำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักภายใต้สภาวะหรือเหตุการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งในผลการศึกษาครั้งนี้พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองหลักที่ถูกกำหนดเหล่านี้ สามารถควบคุมการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าในสายส่งและสามารถป้องกันสายส่งไม่ให้ได้รับภาระโหลดกินได้ซึ่งส่งผลให้ความมั่นคงของบัสรวมสายส่งมีความมั่นคง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เพิ่มขึ้น เมื่อพิจารณาค่าความสามารถความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสรวมสายส่ง และขีดจำกัดความเสถียรภาพแรงดัน

5.1.3 การศึกษาวิธีการใหม่ในการประเมินขีดความสามารถที่มีอยู่ในการส่งผ่านพลังงาน (ATC)

การประเมินขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) และการป้องกันความเสถียรภาพแรงดันนั้นมีความสำคัญมากในการควบคุมและการวางแผนของระบบไฟฟ้ากำลังดังนั้นจุดมุ่งหมายของการศึกษานี้เป็นการการศึกษาวิธีการใหม่ในการประเมินขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) โดยพิจารณาขีดจำกัดการสั่งการกำลังผลิตไฟฟ้า (GDL) และกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนด้วยการวิเคราะห์ความไวการไหลกำลังไฟฟ้า ซึ่งผลการศึกษาพบว่าวิธีการใหม่นี้สามารถประเมินขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ของสายส่งได้โดยเฉพาะสายส่งที่เชื่อมต่อกับ มัลติไลน์บัสในระบบขนาดใหญ่เช่นเดียวกันกับการประเมินโดยการพิจารณาขีดจำกัดความเสถียรภาพด้านแรงดัน ขีดจำกัดความร้อนของสายส่ง และขีดจำกัดด้านกำลังผลิตและความเสถียรภาพเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้วิธีการใหม่ในการประเมินขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) สามารถประยุกต์ใช้เป็นดัชนีในการทำนายความเสถียรภาพแรงดันและการป้องกันความหนาแน่นในระบบแต่สำหรับการควบคุมความหนาแน่นของสายส่งที่เชื่อมต่อกับ มัลติไลน์บัสนั้นจะต้องมีสายส่งป้อนเข้าพลังงานเข้าบัสจะต้องมีมากกว่าหนึ่งสายส่งที่แตกต่างแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเพราะว่าถ้าหนึ่งของสายส่งที่เชื่อมต่อกับ มัลติไลน์บัสได้ถูกลดกำลังไฟฟ้าส่งผ่านลงกำลังไฟฟ้าจะต้องถูกสามารถเพิ่มจากสายส่งเส้นอื่นแทนเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าที่ลดลงนั้นซึ่งเป็นข้อกำหนดแรกในการควบคุมความหนาแน่นกำลังไฟฟ้าส่งผ่านบนสายส่งและการประยุกต์ใช้เหล่านี้จะยกระดับความเสถียรภาพกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

5.2 ข้อเสนอแนะ

ผลการศึกษาเทคนิคในการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่หรืออุปกรณ์ปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าใหม่นั้นสามารถนำไปประยุกต์ในการจัดเรียงลำดับความสำคัญของพื้นที่ที่ต้องการปรับปรุงเพื่อชี้ให้เห็นถึงลำดับพื้นที่ที่ต้องการปรับปรุงมากที่สุดโดยการวิเคราะห์ภายใต้ภาวะฉุกเฉินในกรณีที่ระบบสูญเสียอุปกรณ์หนึ่งอุปกรณ์ในการส่งผ่านพลังงาน (Contingency n-1) ซึ่งประกอบด้วยการสูญเสียสายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยผลกระทบต่อแรงดันระบบทั้งหมดรวมถึงผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของโหลดและการลดลงของกำลังการผลิตไฟฟ้าในพื้นที่นั้นโดยผลการศึกษาที่ได้สามารถนำไปจัดลำดับความสำคัญพื้นที่ภายใต้การวิเคราะห์ความเสถียรภาพแรงดันและสามารถระบุความถี่ของพื้นที่ที่เกิดความหนาแน่นของการไหลกำลังไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ยังสามารถจัดลำดับความรุนแรงภายใต้การวิเคราะห์ภาวะฉุกเฉิน (Contingency n-1) โดยใช้ขีดจำกัดด้านการควบคุมของระบบเช่น ค่าขีดจำกัดด้านแรงดัน และภาระโหลดของสายส่ง (%Loading) มาประยุกต์ใช้ในการจัดลำดับซึ่งจำทำให้ทราบถึงเหตุการณ์ไหนรุนแรงที่สุดและทำให้ทราบอุปกรณ์ที่มีความสำคัญในการส่งผ่านพลังงานพร้อมถึงสามารถระบุความถี่ของพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบสูงสุด

นอกจากนี้ผลการศึกษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองและวิธีการใหม่ในการประเมินขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) นั้นใช้การวิเคราะห์จากความไวการไหลกำลังไฟฟ้า (Power flow sensitivity) สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการคำนวณขีดความสามารถในการรองรับปริมาณโหลดของมัลติไลน์บัสได้ จากการคำนวณขีดความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน (ATC) ของ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สายส่งป้อนที่เชื่อมต่ออยู่ (Incoming Transmission lines) ภายใต้การวิเคราะห์ขีดจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง (Thermal limit) หรือขีดจำกัดค่าสังการผลิตไฟฟ้า (Generation Dispatch Limit) รวมถึงขีดจำกัดด้านแรงดัน (Voltage stability limit) เพื่อจัดลำดับ (Ranking) ความสามารถมัลติไลน์บัสในการรองรับโหลดเพื่อการวิเคราะห์ความเสถียรภาพแรงดันและการสั่งการผลิตไฟฟ้าภายใต้ระบบการควบคุมกำลังการผลิตอัตโนมัติ (AGC) และสามารถปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตและยกระดับความเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

[1] โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ. **การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง**. 2540.

[2] พิชัย อารีย์. **การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Analysis)**. พิมพ์ครั้งที่ 1. พ.ศ. 2552.

[3] Avila N., Chu C. "Distributed Probabilistic ATC Assessment by Optimality Conditions Decomposition and LHS Considering Intermittent Wind Power Generation." **IEEE Transaction on Sustainable Energy**, Vol. 10, No.10, 2019.

[4] Chen H., Fang X., Zhang R., Jiang T., Li G. and Li F. "Available transfer capability evaluation in a deregulated electricity market considering correlated wind power." **The Institution of Engineering and Technology (IET) Journals**, Vol. 12, 2018. pp. 53-61.

[5] Chompoo-inwai C., Lee W. J. "Reactive Compensation Technique to Improve the Ride-Through Capability of Wind Turbine during Disturbance." **IEEE Transaction on Industrial Application**, Vol.41, issue 3, 2005. pp.666-672.

[6] 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 tansactions on industry applications**, Vol.41, No.1, 2005.

[7] Chompoo-inwai C., Yingvivatanapong C., Faungfoo P. and Lee W.J. "Transmission Congestion Management during Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand.", **IEEE Transaction on Industrial Application**, vol. 43, issue 6, Nov–Dec, 2007. pp.1483 – 1490.

[8] Cutsem T.V. Vournas C. **Voltage Stability of Electric Power Systems 1st edition**. Inc.1998.

[9] **DigSilent simulator 14.1 manual.**

[10] Du P., Li W., Ke X., Lu N., Ciniglio O., Colburn M. and Anderson P. "Probabilistic-Based Available Transfer Capability Assessment Considering Existing and Future Wind Generation Resources." **IEEE Transaction on sustainable energy**, Vol. 6, No.4, 2015.

[11] Energy Policy and planning office ministry of energy. **Thailand Power development plan**. 2015.

[12] Fang Y., Zhao S., Wang N., Li Z. and Liu J. "Power system stochastic optimal dispatch considering thermal and electrical coordination." **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2019. pp.772-780.

[13] Hung D. Q., Mithulananthan N. "Multiple Distributed Generator Placement in Primary Distribution Networks for Loss Reduction." **IEEE Transaction on industrial electronics**, Vol. 60, No. 4, APRIL, 2013.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

[14] Hyun-Il S., Jin-O. K. and In-Su B. “Evaluation of Optimal Transfer Capability in Power system interconnection.” **IEEE Bucharest Power Tech Conference**, Bucharest, Romania, 2009.

[15] Jyothsna Rani B., Srinivasula Reddy A. “Optimal Allocation and Sizing of Multiple DG in Radial Distribution System Using Binary Particle Swarm Optimization”, **International Journal of Intelligent Engineering and Systems**, Vol.12, No.1, 2019.

[16] Khaburi M., Haghifam M. “A Probabilistic Modelling base Approach for Total Transfer Capability Enhancement using FACTS devices.” **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2010. pp.12-16.

[17] Lee S. H., Park J.W. “Optimal Placement and Sizing of Multiple DGs in a Practical Distribution System by Considering Power Loss.” **IEEE Transaction on industry applications**, Vol. 49, No. 5, 2013.

[18] Liu Z., Wen F., and Ledwic G. “Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators in Distribution Systems Considering Uncertainties.” **IEEE Transaction on power delivery**, Vol. 26, No. 4, October, 2011.

[19] Mahdad B., Bouktir T. and Srairi K. “Optimal Location and Control of FACTS Device in Unbalanced Power Systems Using Sequence Compnent.” **IEEE**, 2016.

[20] Nataraj D., Loganathan R., Veerasamy M. and V. Jawalkar “Optimizing Radial Distribution System for Minimizing Loss Reduction and Voltage Deviation Indices Using Modified Grey Wolf’s Algorithm.” **International Journal of Intelligent Engineering and Systems**, Vol.11, No.6, 2018.

[21] Nireekshana T., Kesava Rao G. and Siva Naga Raju S. “Enhancement of ATC with FACTS devices using Real-code Genetic Algorithm.” **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2012. pp.1276-1284.

[22] North American Electric Reliability Council (NERC). **Available Transfer Capability Definitions and Determination**. NERC Report. 1996.

[23] Ohsaki Y., Hitosugi M., Iwamoto S., Hosogoe H. and Matsumoto M. “An efficient tie-line ATC calculation method with N-1 contingencies.” **International Journal of Smart Grid and Clean Energy**, 2013.

[24] Padiya, K.R. **Power System Dynamics Stability and Control**. Inc. 1995.

[25] Prabha K. Balu N.J., Luuby Mark G. EPRI Editors. **Power System Stability and Control.** Inc.1994.

[26] Ravindra S., Reddy V.C.V. and Sivanagaraju S. “Power System Severity Analysis under Generator Outage Condition.” **International Journal of Advanced Research in Electrical**, Electronics and Instrumentation Engineering, Vol. 4, 2015.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

[27] Sabillón C.F., Rider M. J. "Optimal Location of FACTS Devices for Generation Costs Reduction and Stability Enhancement." **IEEE**, 2014.

[28] Sadiq A., Nwohu M. "Evaluation of Inter – Area Available Transfer Capability of Nigeria 330KV Network." **International Journal of Engineering and Technology**, Vol.3 No.2, 2013.

[29] Shu Y., Tang Y. "Analysis and Recommendations for the Adaptability of China's Power System Security and Stability Relevant Standard." **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, Vol.3, No.4, 2017.

[30] THAILAND. **Renewable and Alternative Energy Development Plan for 25 Percent in 10 Years**.

[31] Vaithiligam C., Devi K. R. "Available Transfer Capability, Estimation using Support Vector Machine." **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2013. pp.387-383.

[32] Yu F., Booth C., Dysko A. and Hong Q. "Wide-Area Backup Protection and Protection Performance Analysis Scheme using PMU data." **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2009. pp.630-641.

[33] 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 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก.
ค่าความพร้อมกำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015

ในการศึกษาวิทยานิพนธ์นี้ได้อ้างอิงค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 ในการศึกษาและประเมินค่าโดยสามารถแสดงค่าไว้ในตารางดังต่อไปนี้

ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
1011	SB-T1	80	200	-50	100	94.34	223.61
1012	SB-T2	80	200	-50	100	94.34	223.61
1013	SB-T3	124	310	-77.5	155	146.23	346.59
1014	SB-T4	124	310	-77.5	155	146.23	346.59
1015	SB-T5	124	310	-77.5	155	146.23	346.59
1021	SB-C11	44	110	-27.5	55	51.89	122.98
1022	SB-C12	44	110	-27.5	55	51.89	122.98
1023	SB-C10	46	115	-28.75	57.5	54.25	128.57
1031	SB-C21	80.8	202	-50.5	101	95.28	225.84
1032	SB-C22	80.8	202	-50.5	101	95.28	225.84
1033	SB-C20	80	220	-50	100	94.34	241.66
2001	CLB-H1	8	20	-5	10	9.43	22.36
2002	CLB-H2	8	20	-5	10	9.43	22.36
2003	SRD-H1	4.8	12	-3	6	5.66	13.42
2004	SRD-H2	4.8	12	-3	6	5.66	13.42
2005	SRD-H3	4.8	12	-3	6	5.66	13.42
2006	UR-H1	3.32	8.4	-2.08	4.15	3.92	9.37
2007	UR-H2	3.32	8.4	-2.08	4.15	3.92	9.37
2008	UR-H3	3.32	8.4	-2.08	4.15	3.92	9.37
2009	NP-H1	1.2	3	-0.75	1.5	1.42	3.35
2010	NP-H2	1.2	3	-0.75	1.5	1.42	3.35

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 (ต่อ)

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
2011	LTK-H1	100	250	-62.5	125	117.92	279.51
2012	LTK-H2	100	250	-62.5	125	117.92	279.51
2021	NPO2C11	48.4	121	-30.25	45	57.08	129.10
2022	NPO2C12	48.4	121	-30.25	45	57.08	129.10
2023	NPO2C10	45.2	113	-28.25	45	53.30	121.63
2024	NPO2C21	48.4	121	-30.25	45	57.08	129.10
2025	NPO2C22	48.4	121	-30.25	45	57.08	129.10
2026	NPO2C20	45.2	113	-28.25	45	53.30	121.63
2040	XSETH15	4.5	13	-4	6	6.02	14.32
2040	XSETH15	1.2	3	-0.75	1.5	1.42	3.35
2040	XSETH15	1.2	3	-0.75	1.5	1.42	3.35
2040	XSETH15	4.5	13	-4	6	6.02	14.32
2040	XSETH15	4.5	13	-4	6	6.02	14.32
2041	NNG-H1	6	15	-3.75	7.5	7.08	16.77
2042	NNG-H2	6	15	-3.75	7.5	7.08	16.77
2043	NNG-H3	20	55	-10	20	22.36	58.52
2044	NNG-H4	20	55	-10	20	22.36	58.52
2045	NNG-H5	20	55	-10	20	22.36	58.52
2051	PMN-H1	13.6	34	-8.5	17	16.04	38.01
2052	PMN-H2	13.6	34	-8.5	17	16.04	38.01
2053	PMN-H3	13.6	34	-8.5	17	16.04	38.01
2054	PMN-H4	13.6	34	-8.5	17	16.04	38.01
2061	THPP-H1	42	107	-26.25	52.5	49.53	119.19
2062	THPP-H2	42	107	-26.25	52.5	49.53	119.19
2063	HHO-H1	25.2	70	-15.75	31.5	29.72	76.76
2064	HHO-H2	25.2	70	-15.75	31.5	29.72	76.76
3001	BLG-H1	9.6	24	-6	12	11.32	26.83
3002	BLG-H2	9.6	24	-6	12	11.32	26.83
3003	BLG-H3	9.6	24	-6	12	11.32	26.83
3011	KN-C11	44.8	112	-28	56	52.83	125.22
3012	KN-C12	44.8	112	-28	56	52.83	125.22
3013	KN-C13	44.8	112	-28	56	52.83	125.22
3014	KN-C14	44.8	112	-28	56	52.83	125.22

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 (ต่อ)

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
3021	RPB-H1	32	80	-20	40	37.74	89.44
3022	RPB-H2	32	80	-20	40	37.74	89.44
3023	RPB-H3	32	80	-20	40	37.74	89.44
3047	KN-T1	30	75	-18.75	37.5	35.38	83.85
3061	SRT-C10	46	120	-28.75	57.5	54.25	133.06
3062	SRT-C11	48.8	122	-30.5	61	57.55	136.40
4001	BB-H12	30	82.2	-18.75	37.5	35.38	90.35
4001	BB-H12	30	82.2	-18.75	37.5	35.38	90.35
4002	BB-H34	30	82.2	-18.75	37.5	35.38	90.35
4002	BB-H34	30	82.2	-18.75	37.5	35.38	90.35
4003	BB-H56	30	82.2	-18.75	37.5	35.38	90.35
4003	BB-H56	30	82.2	-18.75	37.5	35.38	90.35
4004	BB-H7	46	115	-28.75	57.5	54.25	128.57
4005	BB-H8	67.2	171	-42	84	79.25	190.52
4011	SK-H1	50	125	-31.25	62.5	58.96	139.75
4031	LKB-G1	6.4	16	-4	8	7.55	17.89
4033	LKB-G3	5.6	14	-3.5	7	6.60	15.65
4034	LKB-G4	5.6	14	-3.5	7	6.60	15.65
4035	LKB-G5	8	20	-5	10	9.43	22.36
4036	LKB-G6	8	20	-5	10	9.43	22.36
4037	LKB-G7	8	20	-5	10	9.43	22.36
4038	LKB-G8	8	20	-5	10	9.43	22.36
4039	LKB-G9	6.4	16	-4	8	7.55	17.89
4041	MM2-T1	30	75	-18.75	37.5	35.38	83.85
4042	MM2-T2	30	75	-18.75	37.5	35.38	83.85
4043	MM2-T3	30	75	-18.75	37.5	35.38	83.85
4044	MM3-T4	60	150	-37.5	75	70.75	167.71
4045	MM3-T5	60	150	-37.5	75	70.75	167.71
4046	MM3-T6	60	150	-37.5	75	70.75	167.71
4047	MM3-T7	60	150	-37.5	75	70.75	167.71
4048	MM3-T8	120	300	-75	150	141.51	335.41
4049	MM3-T9	120	300	-75	150	141.51	335.41
4050	MM3-T10	120	300	-75	150	141.51	335.41

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 (ต่อ)

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
4051	MM3-T11	120	300	-75	150	141.51	335.41
4052	MM3-T12	120	300	-75	150	141.51	335.41
4053	MM3-T13	120	300	-75	150	141.51	335.41
5001	WN-C11	89.36	223	-55.85	111.7	105.38	249.41
5002	WN-C12	89.36	223	-55.85	111.7	105.38	249.41
5003	WN-C21	89.36	223	-55.85	111.7	105.38	249.41
5004	WN-C22	89.36	223	-55.85	111.7	105.38	249.41
5005	WN-C31	80	236	-50	100	94.34	256.31
5006	WN-C32	80	236	-50	100	94.34	256.31
5010	WN-C10	82.16	205	-51.35	102.7	96.89	229.29
5020	WN-C20	82.2	205	-51	103	96.74	229.42
5030	WN-C30	80	257	-50	100	94.34	275.77
5041	GULF-C11	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
5042	GULF-C12	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
5043	GULF-C10	106	265	-66.25	132.5	125.00	296.28
5044	GULF-C21	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
5045	GULF-C22	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
5046	GULF-C20	106	265	-66.25	132.5	125.00	296.28
6001	BPK-T1	220	550	-137.5	275	259.43	614.92
6002	BPK-T2	220	550	-137.5	275	259.43	614.92
6003	BPK-T3	240	600	-150	300	283.02	670.82
6004	BPK-T4	240	600	-150	300	283.02	670.82
6005	BPK-C10	48	137.5	-30	60	56.60	150.02
6006	BPK-C20	48	137.5	-30	60	56.60	150.02
6007	BPK-C30	40.8	99	-25.5	51	48.11	111.36
6008	BPK-C40	40.8	99	-25.5	51	48.11	111.36
6011	BPK-C11	24	60.7	-15	30	28.30	67.71
6012	BPK-C12	24	60.7	-15	30	28.30	67.71
6013	BPK-C13	24	60.7	-15	30	28.30	67.71
6014	BPK-C14	24	60.7	-15	30	28.30	67.71
6015	BPK-C21	24	60.7	-15	30	28.30	67.71
6016	BPK-C22	24	60.7	-15	30	28.30	67.71
6017	BPK-C23	24	60.7	-15	30	28.30	67.71

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 (ต่อ)

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
6018	BPK-C24	24	60.7	-15	30	28.30	67.71
6021	BPK-C31	41.2	104	-25.75	51.5	48.59	116.05
6022	BPK-C32	41.2	104	-25.75	51.5	48.59	116.05
6023	BPK-C41	41.2	104	-25.75	51.5	48.59	116.05
6024	BPK-C42	41.2	104	-25.75	51.5	48.59	116.05
6028	KRD-H1	2.44	6.1	-1.53	3.05	2.88	6.82
6041	RY2-C10	40.8	102	-25.5	51	48.11	114.04
6042	RY2-C20	40.8	102	-25.5	51	48.11	114.04
6043	RY2-C30	40.8	102	-25.5	51	48.11	114.04
6044	RY2-C40	40.8	102	-25.5	51	48.11	114.04
6051	RY2-C11	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6052	RY2-C12	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6053	RY2-C21	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6054	RY2-C22	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6055	RY2-C31	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6056	RY2-C32	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6057	RY2-C41	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6058	RY2-C42	41.2	103	-25.75	51.5	48.59	115.16
6100	IPT-C10	96	240	-77.75	155.5	123.54	285.97
6101	IPT-C11	92	230	-65.5	131	112.93	264.69
6102	IPT-C12	92	230	-65.5	131	112.93	264.69
6104	EPEC-CC1	200	350	-115	217	230.71	411.81
6107	BWN-CC1	210	356.5	-140	221	252.39	419.44
6108	BWN-CC2	210	356.5	-140	221	252.39	419.44
6111	BLCP-T1	300	717	-220	420	372.02	830.96
6112	BLCP-T2	300	717	-220	420	372.02	830.96
7001	SNR-H1	48	120	-30	60	56.60	134.16
7002	SNR-H2	48	120	-30	60	56.60	134.16
7003	SNR-H3	48	120	-30	60	56.60	134.16
7006	TN-H1	7.6	19	-4.75	9.5	8.96	21.24
7007	TN-H2	7.6	19	-4.75	9.5	8.96	21.24
7011	VRK-H1	40	100	-25	50	47.17	111.80
7012	VRK-H2	40	100	-25	50	47.17	111.80

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 (ต่อ)

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
7013	VRK-H3	40	100	-25	50	47.17	111.80
7031	KKC-H1	7	17.5	-4.37	8.75	8.25	19.57
7035	RB3-T1	294	720	-183.75	367.5	346.70	808.37
7036	RB3-T2	294	720	-183.75	367.5	346.70	808.37
7041	RB3-C11	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
7042	RB3-C12	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
7043	RB3-C10	106	265	-66.25	132.5	125.00	296.28
7044	RB3-C21	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
7045	RB3-C22	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
7046	RB3-C20	106	265	-66.25	132.5	125.00	296.28
7047	RB3-C31	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
7048	RB3-C32	92	230	-57.5	115	108.49	257.15
7049	RB3-C30	106	265	-66.25	132.5	125.00	296.28
7059	TECO-C11	105.76	230	-66.1	132.2	124.72	265.29
7060	TECO-C12	105.76	230	-66.1	132.2	124.72	265.29
7061	TECO-C10	109.48	240	-68.43	136.85	129.11	276.28
8051	NML-H1	16	40	-10	20	18.87	44.72
8052	NML-H2	16	40	-10	20	18.87	44.72
11004	SMC-C10	10	30	-21.3	21.3	23.53	36.79
11005	SMC-C11	10	30	-14.7	14.7	17.78	33.41
11006	SMC-C12	10	30	-14.7	14.7	17.78	33.41
15051	GCC-C11	10	50	-9.25	18.5	13.62	53.31
15052	GCC-C12	10	50	-9.25	18.5	13.62	53.31
15053	GCC-C10	10	50	-9.25	18.5	13.62	53.31
15054	NKC-C11	10	50	-13.29	26.58	16.63	56.63
15055	NKC-C12	10	50	-13.29	26.58	16.63	56.63
15056	NKC-C10	10	50	-13.29	26.58	16.63	56.63
15057	RP-C11	10	50	-10	20	14.14	53.85
15058	RP-C12	10	50	-10	20	14.14	53.85
15059	RP-C10	10	50	-10	20	14.14	53.85
15100	MPS-P1	20	41.1	-10	25.62	22.36	48.43
16031	COCO-C10	20	50	-12.5	25	23.58	55.90
16032	COCO-C11	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 (ต่อ)

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
16033	COCO-C12	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16034	COCO-C13	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16035	COCO-C20	20	50	-12.5	25	23.58	55.90
16036	COCO-C21	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16037	COCO-C22	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16038	COCO-C23	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16048	TPS-P1	18.96	47.4	-11.85	16	22.36	50.03
16049	TPS2-P1	4.16	10.4	-2.6	5.2	4.91	11.63
16051	AEP-C10	10	70	-12.5	25	16.01	74.33
16052	AEP-C11	10	65	-12.5	25	16.01	69.64
16053	AEP-C12	10	65	-12.5	25	16.01	69.64
16054	AMT-C20	10	45	-12.5	25	16.01	51.48
16055	AMT-C21	10	45	-12.5	25	16.01	51.48
16056	AMT-C22	10	45	-12.5	25	16.01	51.48
16061	AA-S1	10	40	-14.18	10	17.35	41.23
16062	AA-S2	10	40	-14.18	10	17.35	41.23
16065	TTP-P1	21.76	54.4	-13.6	27.2	25.66	60.82
16066	IP1-P1	29.76	74.4	-18.6	37.2	35.09	83.18
16067	IP2-P1	29.76	74.4	-18.6	37.2	35.09	83.18
16068	TOP-P1	5	40	-7	14	8.60	42.38
16069	TOP-P2	5	40	-7	14	8.60	42.38
16070	TOP-P3	5	40	-5	10	7.07	41.23
16071	TOP-P4	5	40	-4	8	6.40	40.79
16079	AAP2-P1	22.68	56.7	-14.18	28.35	26.75	63.39
16081	NPS1-P1	36	90	-40	36	53.81	96.93
16082	NPS2-P1	64	160	-40	36	75.47	164.00
16083	TNP-C11	15	40	-10	30	18.03	50.00
16084	TNP-C12	15	40	-10	30	18.03	50.00
16085	TNP-C10	15	40	-10	25	18.03	47.17
16087	TCG1-S1C	60.8	152	-38	76	71.70	169.94
16088	TCG2-S2C	60.8	152	-38	76	71.70	169.94
16090	MTP1-G1A	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16091	MTP1-G1B	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

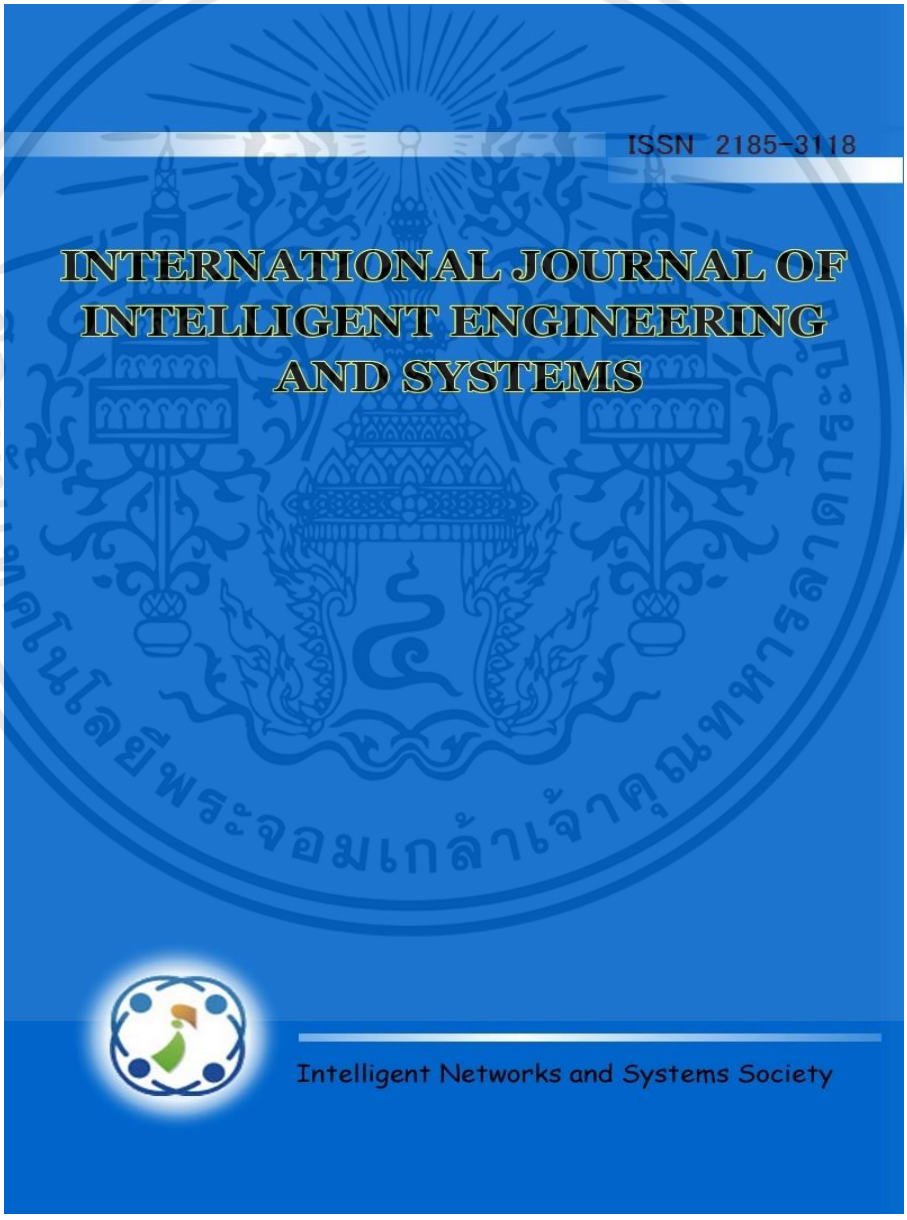
ตารางค่าความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังประเทศไทยปรับปรุงในปี 2015 (ต่อ)

Generators Data in a Modify Thailand power system, 2015							
Number	Name	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Min MVA	Max MVA
16092	MTP2-G2A	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16093	MTP2-G2B	14	35	-8.75	17.5	16.51	39.13
16095	SHC-C10	10	40	-8.63	17.27	13.21	43.57
16096	SHC-C11	10	40	-8.63	17.27	13.21	43.57
16097	SHC-C12	10	40	-8.63	17.27	13.21	43.57
16151	BCC-P1	30	90	-18.75	37.5	35.38	97.50
16152	BCC-P2	30	75	-18.75	37.5	35.38	83.85
16161	NPC-C11	10	30	-9.5	19	13.79	35.51
16162	NPC-C12	5	25	-6.25	12.5	8.00	27.95
16163	NPC-C13	5	25	-6.25	12.5	8.00	27.95
16164	NPC-C14	5	25	-6.25	12.5	8.00	27.95
16165	NPC-C10	10	30	-9.5	19	13.79	35.51
16166	NPC-C15	10	30	-9.5	19	13.79	35.51
16167	NPC-C16	10	30	-9.5	19	13.79	35.51
16170	TLP-C11	20	50	-10	15	22.36	52.20
16171	TLP-C12	20	50	-10	15	22.36	52.20
16172	TLP-C10	16	40	-7	12	17.46	41.76
26111	RYRE-G1	8	20	-2	5	8.25	20.62
26112	RYRE-G2	8	20	-2	5	8.25	20.62
26113	RYRE-G3	8	20	-2	5	8.25	20.62
26114	RYRE-G4	8	20	-2	5	8.25	20.62
26115	RYRE-G5	8	20	-2	5	8.25	20.62
26141	SPRC-G1	6	15	-2	5	6.32	15.81
26142	SPRC-G2	6	15	-2	5	6.32	15.81
26143	SPRC-G3	6	15	-2	5	6.32	15.81
26181	TPI-P1	10	27	0	4	10.00	27.29
26182	TPI-P2	10	27	0	4	10.00	27.29
26183	TPI-P3	20	54	0	10	20.00	54.92
26184	TPI-P4	10	35	0	6	10.00	35.51

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ข.
ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

1. Chaisit Wannoi, Narumon Wannoi, Churirut Boonkhun, Chivalai Temiyasathit, and 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, Japan, 2019.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019 1

International Journal of
Intelligent Engineering & Systems

http://www.inass.org/

A Novel Transmission line's ATC Assessment Method by Considering the Generation Dispatch Limit (GDL) and Renewable Generation Capacity with Power Flow Sensitivity Analysis

Chaisit Wannoi[1] Narumon Wannoi[1] Churirut Boonkhun[2]
Chivalai Temiyasathit[2] and Chai Chompoo-inwai[1]*

[1]Electrical Engineering Department, [2]Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok,10550, Thailand
* Corresponding author's Email: chaichompoo@gmail.com

Abstract: This paper presents a novel transmission line's Availability Transfer Capability (ATC) assessment method by considering the Generation Dispatch Limit (GDL) and renewable generation capacity. This method has calculated the power remaining from the Total Transfer Capability (TTC). The TTC in this study is the total generation available declaration of all maximum Generation Shift Factor (GSF) generations to transfer power on transmission line depended on the Power Purchase Agreement of each power generation and of each renewable generation integrated in the system. The maximum GSF generations are defined by using the power sensitivity analysis. Results of this novel method are compared with the traditional transmission line's thermal limit method. Main findings showed that newly proposed method for ATC calculation can be used for the ATC assessment of transmission line and can be a good predictive index to protect power system's voltage stability issue. Moreover, it can be applied to the congestion management scheme with the optimal primary respond generation to control the stability of power transfer on the transmission line.

Keywords: Available Transfer Capability (ATC), Generation Dispatch Limit (GDL), Renewable, Voltage Stability, Power Flow Sensitivity

1. Introduction

The Availability Transfer Capability (ATC) assessments and power congestion management of transmission lines in power system are the two key significant issues in power system secure operation. If the generations or the transmission lines have highly transferred power over load, it will have damaged and carried the system to unstable such as authors [1-3] have studied power failure risk assessment and recommendation for power system security enhancement. Then, it is very important to have assessment of system stability. Especially, the Transmission line's ATC assessment and management to protect the transmission line congestion as same as authors' studies results [4-5].

The power system analysis have the Authors [6-7] used the power sensitivity analysis to power system severity analysis and determination the ATC with power transfer distribution factor (PTDF).

Also, In This study has proposed a new technique in the ATC evaluation has used the power flow sensitivity analysis to define a highly dominant generation group. According to the requirements of the North American Power Reliability Council (NERC) [8], the ATC assessment studies have been carried out to evaluate the transmission capacity of the important transmission lines such as the Inter-tied transmission line' s ATC evaluation by [9-10] or Power system Interconnection by [11]. In addition, there are new techniques researches authors for the ATC calculation, [7] used the power sensitivity analysis by PTDF and [12] used probabilistic considering existing and future wind generation resources. The studies' results are support system congestion protection planning such as the installation of FACTs by authors [13-15],

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019

installation the Phase Monitor Unit (PMU), the system's power loss decreasing, support power system control with optimal generation dispatch by author [16-18] and power system stability enhancement planning [19-21].

Typically, power transfer on each transmission line will have a highly dominant generation groups to control, regulate and transfer power for support when power flow patterns are changing. Normally, The ATC assessment will define the Total Transfer Capability (TTC) under the thermal limit of transmission line, voltage stability limit and generation stability limit but this paper has purposed to define the TTC with the generation dispatch limit (GDL) of all highly important generations to transfer power on transmission line and also considering the behavior of renewable generations integrated in the studied system. The highly important generations are defined by using the Generation Shift Factor (GSF) data from power flow sensitivity analysis which all highly generations are the maximum GSF power sensitivity generation group. Then, if the maximum GSF generation group is limited with GDL, The Automatic Generation Control system (AGC) will not be able to dispatch generation to increase load for support load demand increasing in that time. And, if load keeps continuous increasing, it will affect to the bus voltage decrease until system voltage instability happened [22]. This study use a modified Thailand's power system during peak load data in 2015-16 for a system base case [23] as shown in Fig.1 and Table 1. In Thailand, the generation dispatch in power system is controlled by The AGC under National Control Center (NCC) by the Short-term Planning Department. The AGC will dispatch generation base on the Available Declaration Statement (ADS) data from each power plants except those Very Small Power Producer (VSPP) due to the VSPP is non-firm power plant. The ADS of each power plant will be different under the Power Purchase Agreement (PPA). Then, all main power plants (EGAT, IPP and SPP) must submit the ADS for the next day planning to the Short Planning Department follow scheme as show in Fig.2.

Most of the previous research work to estimate ATC will mainly focus on Generation Capacity Curve (GCC), however, none of them mention and take into consideration of Availability Declaration Statement of each Generations under the PPA. Therefore, this paper, proposed a novel ATC assessment method to calculate the power capacities remaining from the TTC of all maximum GSF generations group to transfer on transmission line including the renewable generation's capacities which integrated in the studied system. It should be noted that in a study, the renewable generations are VSPP which typically have limit installed capacity of less than 9 MW.

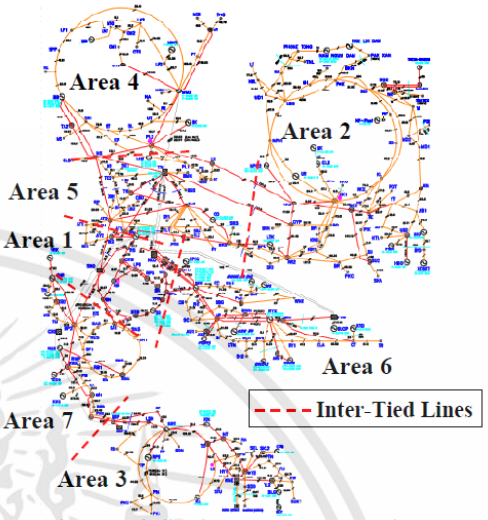


Figure.1 Thailand power system overview

Table 1. Modified-Thailand system's data, year 2014-16

Area	Gen.	Loads	Losses	Int-Lines
1	2379.00	9821.98	84.00	-7527.64
2	2073.22	2924.00	178.54	-1029.32
3	1661.92	2001.66	56.48	-396.22
4	3329.57	2727.37	113.93	490.26
5	3870.11	2862.14	70.70	937.28
6	9748.80	3677.23	46.70	6024.87
7	4381.13	2836.20	44.16	1500.77
Total	27443.75	26848.58	595.17	0

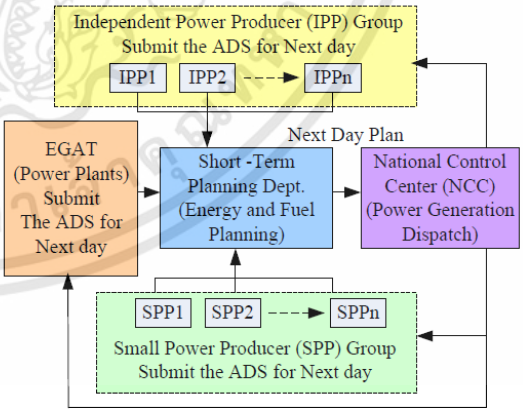


Figure.2 Energy planning and power generation dispatch scheme overview in Thailand

 DOI: 10.22266/ijies2019

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019

2. The power sensitivity analysis [6-7]

In this paper, the power sensitivity analysis uses generation shift factor (GSF) to analysis the power transfer on transmission line which the GSF results are the calculation of changing of generation on line power flow in system. The changing generation can presents with the equation (1):

$$ali = \frac{\Delta fl}{\Delta Pi} \tag{1}$$

Where ali is the linear Generation Shift Factor for the lth line for a change in output of lth generator, Δfl is the MW change in power flow in the lth line and ΔPi is the change in generation at the itl line.

The generation variation at the itl bus is picked up by the reference bus. The new power flow in each line can presents in equation (2):

$$f_l^{new} = f_l^{old} + a_{li}\Delta p_i ; \forall l = 1,2,...,L \tag{2}$$

Then from equation (2) can presents as (3):

$$f_l^{new} = f_l^{old} - a_{li}P_i^{old} ; \forall l = 1,2,...,L ; [\because \Delta P_i = -P_i^{old}] \tag{3}$$

Where f_l^{new} is the new power flow in each line, f_l^{old} is the power flow on the lth line before the itl generator outage, P_i^{old} is the output of the ith generator before fault

3. The available transfer capability

Normally, The ATC assessment considered the TTC base on the Transmission line's thermal limit, Voltage limit and Generation limit. The TTC of each transmission line will not constant. It will keep real time changing follow power system condition. In this paper, the TTC is defined as a minimum of either thermal limit or voltage limit or generator limit at each power system condition as show in Fig.3. The study results have defined total transfer capability limit base on availability declaration statement of each generation unit in system. The North American Electric Reliability Council (NERC) [8] has defined the ATC to assessment of the transfer capability remaining of each transmission lines in the transmission line network of power system. The Total Transfer Capability (TTC) can presents in equation (4):

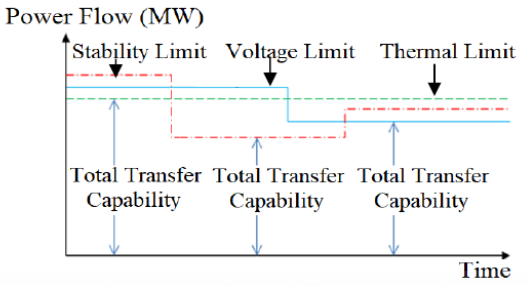


Figure.3 The total transfer capability limit at each power system condition

$$TTC = ATC + TRM + (ETC + CBM) \tag{4}$$

In this paper, the margins of TRM and CBM are not considered and used the NERC ATC terminology. Given, the ETC is as same as the real power flow in MVA. Then, The ATC here can presents in equation (5):

$$ATC = TTC - ETC \tag{5}$$

Where TTC is Total Transfer Capability, ATC is Available Transfer Capability, TRM is Transfer Reliability Margin, ETC is Existing Transfer Capability, CBM is Capability Benefit Margin

4. The available declaration limit

The generation control system controlled power generation base on the availability declaration statement of each power plant following the power plant purchase agreement (PPA). The essential data of the availability declaration statement has shown in Table 2 which is generation limits of power plants for generation dispatching with Automatic Generation Control system. When comparing the ADS data with generator capacity limit, it found that the generation availability declaration limit is less than the generator capacity limit meaning that the actual maximum power transferrable of each generation will be limited according to the value of ADS data as show in Fig.4.

Table 2. Definition of Availability Declaration Statement

Number	Description	Unit
1	Power availability (Min., Max.)	MW
2	Reactive power limit (Min., Max.)	MVAR
3	Primary respond	MW
4	Five minute respond	MW
5	Fifteen minute respond	MW
6	Loading rate	MW/min
7	De-loading rate	MW/min

 DOI: 10.22266/ijies2019

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019

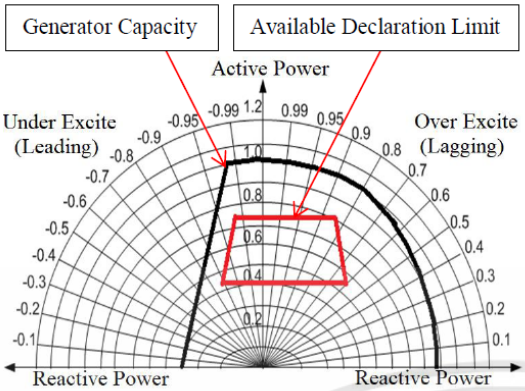


Figure.4 The ADS limit on generator capacity curve

From Fig.4, the generation control system cannot dispatch over the availability declaration limit. That mean, the availability declaration limit is the generation dispatch limit (GDL) of the generation control system. In this study, therefore, use the generation dispatch limit to define the TTC which is a newly proposed limit for the ATC calculation of transmission lines.

5. A novel ATC assessment method

The purpose of this study is to present a new method of the ATC assessment to be a predictive index preventing the power system from unstable condition. This new scheme was presented in Fig.5. Figure 5 shows the simple power system which is supply power from a generator to the load by transfer power on double transmission lines.

5.1 A newly proposed ATC assessment method

The maximum power transfer or the TTC of this system will be limited by any of these three limits consisting of Transmission line's thermal limit, Voltage limit or Generation limit. Typically, the Generation limit is the rotor angle stability limit or the Generator capacity limit then the ATC of this system and can presents by equation (6):

Figure.5 The simple power system

$$ATC = GEN_{CAPACITY} - GEN_{OUTPUT} \quad (6)$$

Where $GEN_{CAPACITY}$ is the total transfer capability (TTC), GEN_{OUTPUT} is real power flow (ETC)

The AGC system will control or dispatch the generation to supply power to the grid following the availability declaration of each power plant under PPA. Then, this is a maximum power generation dispatch limit under the AGC system. In the large scale power system, there are many generations and transmission lines which will be difficult to define the TTC each of transmission line. Then, in this research will use power flow sensitivity analysis to find the highly important generations to transfer power on transmission line by using the GSF data. The group of highly important generations is defined as the maximum GSF generation group to respond for transfer power on real time when load demand in system variation. Other than this generation group can carry to set for system congestion protection. Then, The TTC of transmission line in a study is the consumption of the maximum GSF generation group to transfer power on each of transmission line. Then, A Novel ATC assessment calculation incase not considering the renewable generation capacities integrated at a study bus can presents in equation (7):

$$ATC_{Novel} = \sum_{G_1}^{G_n} GDL.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group} - \sum_{G_1}^{G_n} Output.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group} \quad (7)$$

However, for a case of considering the renewable generation capacities integrated at a studied system, ATC can be newly proposed presented in eq. (8):

$$ATC_{Novel} = \left[\sum_{G_1}^{G_n} GDL.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group} + \sum_{G_1}^{G_n} Renewable_{GSF_{MAX}Group}\right] - \left[\sum_{G_1}^{G_n} Output.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group} + \sum_{G_1}^{G_n} Output.Renewable_Gen_{GSF_{MAX}Group}\right] \quad (8)$$

Where $GDL.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group}$ is the maximum GSF Main generation group, $Renewable_{GSF_{MAX}Group}$ is the maximum GSF renewable generation group, $Output.Main_Gen_{GSF_{MAX}Group}$ is the real power supply of the maximum GSF generation group, $Output.Renewable_Gen_{GSF_{MAX}Group}$ is the real power supply of the maximum GSF renewable generation group

 DOI: 10.22266/ijies2019

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019

5.2 The Congestion protection

The congestion protection in this paper use for protects transmission lines overloading by set the optimal primary respond generations. These respond generations have been considered from the MW impaction generation of the maximum GSF generation group. The MW impaction calculation can presents in equation (9):

$$MW_{impaction} = Gen.Output_{(MW)} \times GSF_{(Generator)} \quad (9)$$

Where $Gen.Output_{(MW)}$ is the real power supply of generator, $GSF_{(Generator)}$ is the GSF factor value of generator

6. The simulation and study results

In this section, there are two main significant parts of results. The first part is to indicate and show how important of these highly important generators to transfer power on transmission line and the second part is to reveal the newly transmission line's ATC assessment by comparing the traditional way of ATC calculation and the newly proposed method which consider the effect of renewable generation integrated into the system.

6.1 The group of highly important generations are dominant on transferring power in each transmission line

This study result indicates how significant of the key generations impact to power-transfer on the critical transmission lines. The test simulation will check the respond of generators incase restoration of line on multi-lines bus was overloaded. The study results compare the variation of power-transfer in case of the high capacity generator in area 2, 4 and 5 are shedding. Those all result are shown in Table 3. The group of Maximum-GSF generation on line no. 2803-2806 is shown in Table 4. The study results test in case the transmission line no. 2803-2806 circuit 2 was tripped which effect to line no. 2803-2806 circuit 1 is overload.

Table 3. The High generator capacity in area 2, 4 and 5

High Generator Capacity each of Area				
Area	Gen Number	Gen MW	Min MW	Max MW
2	2011	250	100	250
4	4048	295	120	300
5	5043	240	106	265

Table 4. The group of Max-GSF generator on transmission line no. 2803-2806 (the important line)

Generator Sensitivities				
No.	Gen Number	GSF Sensitivity	Gen MW	MW Impaction
1	2021	0.861	120	103.32
2	2022	0.861	120	103.32
3	2024	0.861	120	103.32
4	2025	0.861	120	103.32
5	2023	0.861	110	94.71
6	2026	0.861	110	94.71

Table 4 shows the group-list of Maximum GSF of generators according to the MW impaction ranking from high to low. Those all transmission line connected to bus no. 2803 are shown in Fig.6.

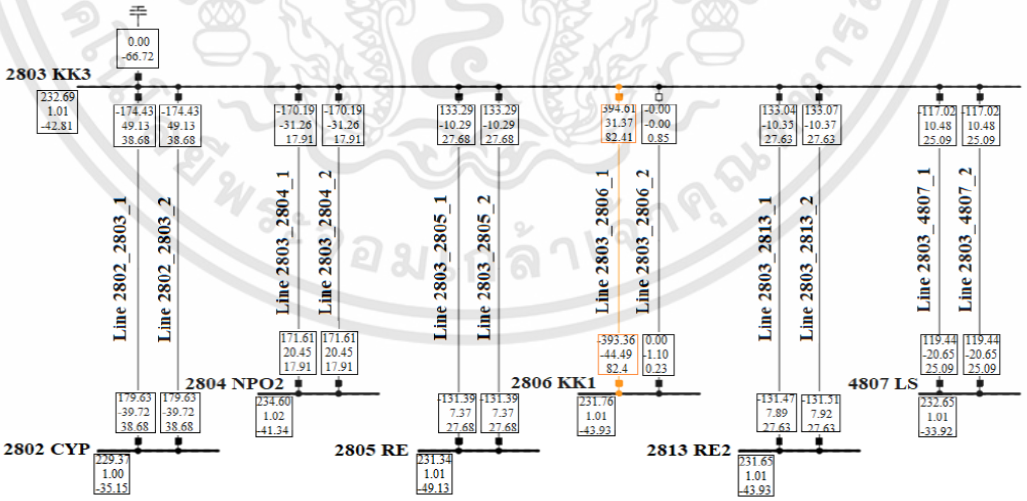


Figure.6 Major Transmission lines connected on bus no. 2803

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019

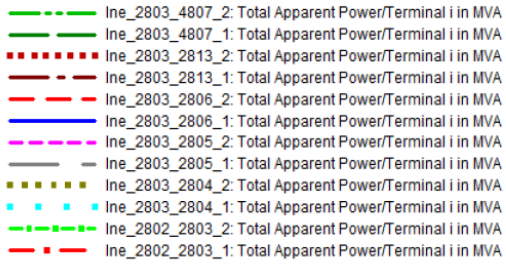


Figure.7 The Power transfer each of Transmission line connected bus no. 2803

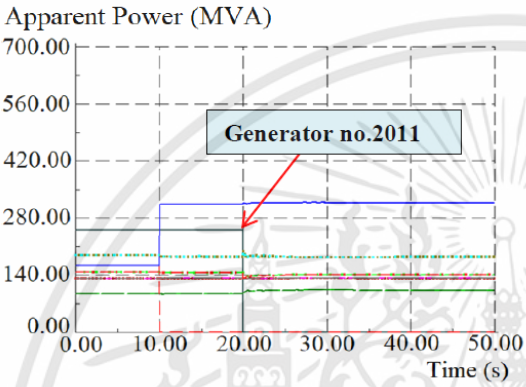


Figure.8 The shedding of generator no.2011

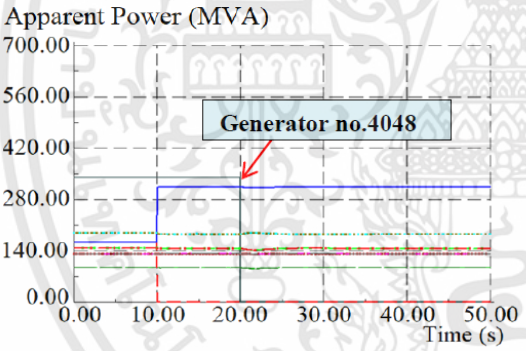


Figure.9 The shedding of generator no.4048

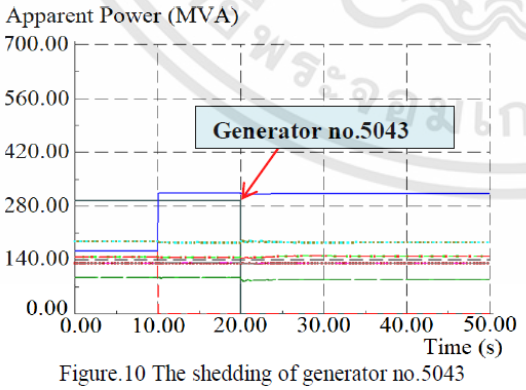


Figure.10 The shedding of generator no.5043

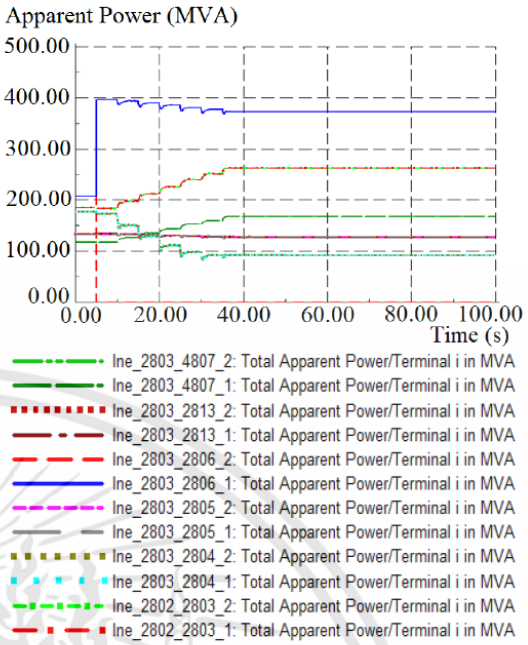


Figure.11 The power transfer of lines connected on bus no. 2803 when the Max-GSF generation changing

The study results are shown in Fig.7-12. The total simulation time is 50 second with following scenarios. At the time 10 second, line no. 2803-2806 circuit 2 was tripped and at the time 20 second, all generators in table 3 are shredded respectively.

Figure 8-10 show the power transfer of lines connected on bus no. 2803. We found that when those generators no. 2011, 4048 and 5043 are shedding, they do not affect to power transfer on transmission line no. 2803-2806 circuit 1. However, for the cast of the Maximum GSF generators, it they are decreasing the output power, it will directly affect to the power transfer on this transmission lines significantly as that shown in Fig.11-12. Therefore, one can conclude that this generator group has highly important transfer the power on this transmission line. The scenario setting of generation capacities decreasing will be decreased follow MW impaction as shown in table 4 every 5 second by start at 10 second. From the above result, therefore, we can find that the responsiveness of generations can be used for the transmission lines congestion protection by defined the primary respond generation when load increasing or decreasing. In the case of these generations are limited to supply power, it will create insufficient power transfer to support the increasing demand. This situation can cause bus voltage decrease and affect the stability of power system.

 DOI: 10.22266/ijies2019

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019 7

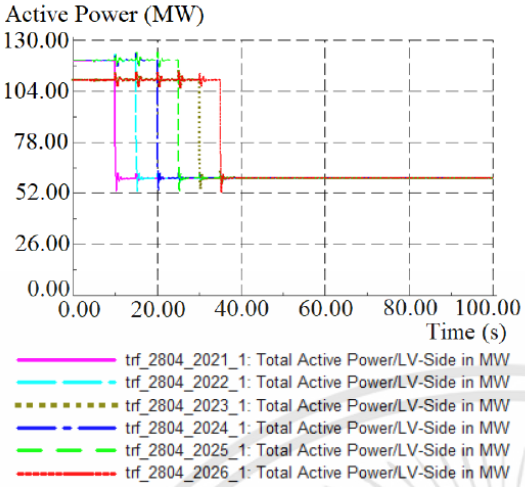


Figure.12 The Max. GSF generation output decreasing

In this study, we compare two ATC assessment methods: the first one is to consider ATC base on thermal limit, and second one is considering Generation Dispatch Limit as show in Table 5 and 6. Table 5 shows the Generation Dispatch Limit each generator to transfer power on this transmission line follow Table 4. The Table 6 shows the line capacity by considering the thermal limit of transmission line no. 2803-2806. The comparison results between a new ATC assessment and the ATC assessment base on thermal limit without considering renewable generation can show in Table 7.

The study results in Table 7 found a new ATC assessment technique has high TTC to the transfer power but the ATC has less than the ATC assessment base on thermal limit.

Table 5. The Generation Dispatch Limit of the Max-GSF generators on transmission line no. 2803-2806

Generator Output			Generation Dispatch Limit				Max	Use	Remain
Number	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	(MVA)	(MVA)	(MVA)
2021	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2022	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2023	110	45	45.2	113	-28.25	45	122	114	3
2024	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2025	120	45	48.4	121	-30.25	45	129	123	1
2026	110	45	45.2	113	-28.25	45	122	114	3

Table 6. The transmission line no. 2803-2806 capacity base on thermal limit

Line Capacity with Thermal limit considering							
Line no	Circuit	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Remain MVA	Max Percent
2803-2806	1	396.2	36.2	397.8	476.9	79.1	84.4

Table 7. ATC assessment result without renewable consideration

The ATC assessment comparison			
Considering Method	TTC	ETC	ATC
Thermal limit	476.9	397.8	79.1
Generation Dispatch Limit	760	750	10

6.2 The Voltage stability and ATC assessment results when considering the renewable generation capacity integration.

The study results are focus on voltage stability study and the transmission line's ATC assessment on the multi-lines with critical voltage bus when load demand is increasing. The tested-system has integrated the renewable 9MW at all 115 KV buses in area 2. Then, the load demand factor step for increasing is 0.01 pu. (one percentage of total loads in area 2).

The testing will increase load continuous until power system reach the unstable stage by used repeated power flow technique. The study result found the multi-line bus no. 2707 has occurred critical voltage in area 2 at load factor 0.09 as show in Fig.13.

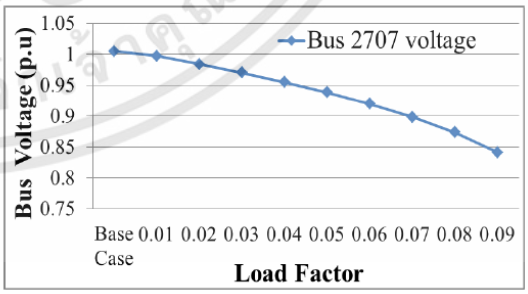


Figure.13 The voltage variation on bus 2707 under voltage stability limit

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019 8

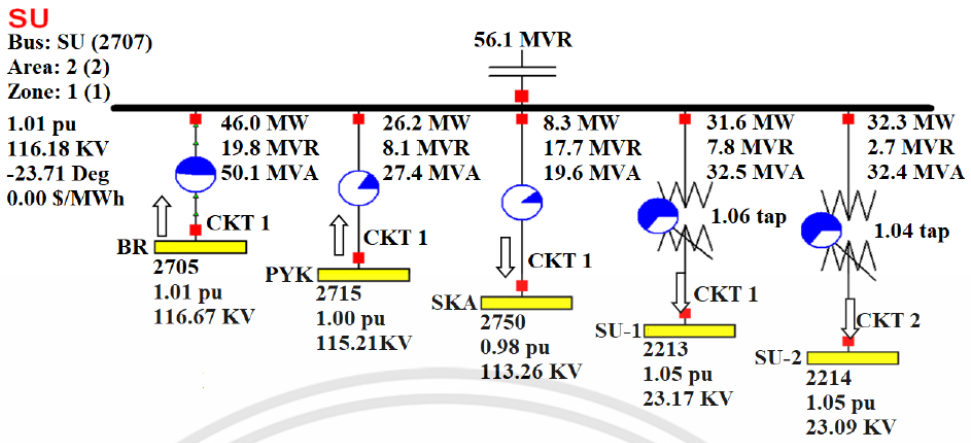


Figure.14 The Multi-line bus no.2707

Table 8. The group of Max-GSF generator with Primary respond generation on line no. 2705-2707

Generator Output			Generation Dispatch Limit				Max	Uses	Remain
Number	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2011	249.67	53.1	100	250	-62.5	125	279.51	255.25	24.25
2012	249.67	54.23	100	250	-62.5	125	279.51	255.25	24.25

Table 9. The group of Max-GSF generator with renewable generation on line no. 2705-2707

Generator Output			Generation Dispatch Limit				Max	Uses	Remain
Number	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2705	9	0	0	9	-3.87	3.87	9.8	9	0.8
2706	9	0	0	9	-3.87	3.87	9.8	9	0.8

Table 10. The group of Max-GSF generator (Top 10 list) with primary respond generation on line no. 2715-2707

Generator Output			Generation Dispatch Limit				Max	Uses	Remain
Number	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2003	11.98	6	4.8	12	-3	6	13.42	13.40	0.02
2004	11.98	6	4.8	12	-3	6	13.42	13.40	0.02
2005	11.98	6	4.8	12	-3	6	13.42	13.40	0.02
2040	7.29	-4	4.5	13	-4	6	14.32	8.32	6.00
2040	1.65	-0.75	1.2	3	-0.75	1.5	3.35	1.81	1.54
2040	7.09	-4	4.5	13	-4	6	14.32	8.14	6.18
2051	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2052	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2053	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2054	33.96	5.03	13.6	34	-8.5	17	38.01	34.33	3.68
2063	61.65	6.9	25.2	70	-15.75	31.5	76.76	62.03	14.73
2064	61.65	6.9	25.2	70	-15.75	31.5	76.76	62.03	14.73

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019

Table 11. The group of Max-GSF generator with renewable generation on line no. 2715-2707

Generator Output			Generation Dispatch Limit				Max	Uses	Remain
Number	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	MVA	MVA	MVA
2715	9	0	0	9	-3.87	3.87	9.8	9	0.8

The Multi-line bus no. 2707 in Fig.14 has two incoming lines then this is considered as a critical line and need to find the ATC assessment. Then, the Max-GSF generations of each transmission line in case not consider and in case consider the renewable generation capacity show in Table 8-11. The ATC study results each condition show in Table 12-13 and Fig.15-18.

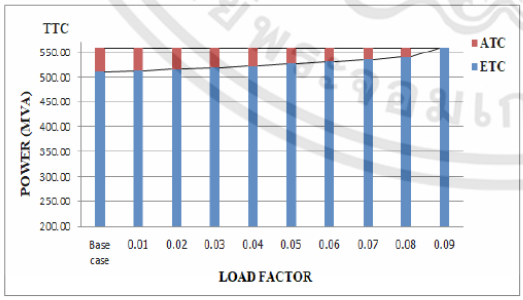
Table 12. The ATC assessment comparison results without consider the renewable generation integration

Line No.	Considering Method	Base case			at Load Factor 0.09		
		TTC	ETC	ATC	TTC	ETC	ATC
2705-2707	Thermal limit	104.2	50.1	54.1	104.2	53	51.2
	Generation Dispatch Limit	559.02	510.75	48.27	559.02	559.02	0.00
2715-2707	Thermal limit	179.1	27.4	151.7	179.1	30.9	148.2
	Generation Dispatch Limit	395.49	329.81	65.68	395.49	341.00	54.49

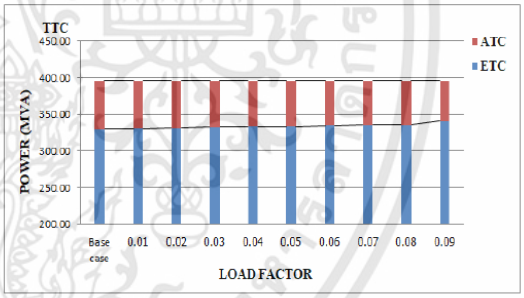
Table 13. The ATC assessment comparison results with consider the renewable generation integration

Line No.	Considering Method	Base case			at Load Factor 0.09		
		TTC	ETC	ATC	TTC	ETC	ATC
2705-2707	Thermal limit	104.2	50.1	54.1	104.2	53	51.2
	Generation Dispatch Limit	560.62	510.75	49.87	560.62	559.02	1.6
2715-2707	Thermal limit	179.1	27.4	151.7	179.1	30.9	148.2
	Generation Dispatch Limit	396.29	329.81	66.48	396.29	341.00	55.29

The study results in Fig. 15-16 are the ATC assessments in case of not consider the renewable generation capacity in system. The finding showed that the ATC of transmission line no. 2705-2707 with a new technique limited the power transfer at load factor 0.09 as same as voltage limit while the ATC assessment with Transmission line's thermal limit are not limit. For, the ATC assessment of transmission line no. 2715-2707 is not limit. Then, the transmission line no. 2705-2707 must improve the voltage for protect system unstable.



The figure.15 The ATC and ETC changing on line no. 2705-2707 without renewable generation capacity



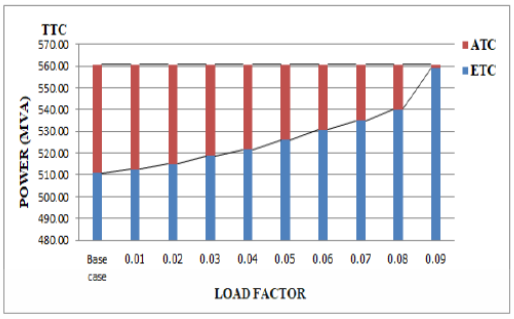
The figure.16 The ATC and ETC changing on line no. 2715-2707 without renewable generation capacity

For, the study results in Fig. 17-18 are the ATC assessments in case of considering the renewable generation integrated in power system. The finding showed the ATC of transmission line no. 2705-2707 and no. 2715-2707 are increased little power transfer limits. Then, when power system operation during peak load period, if there are renewable generations integrate into power system, it will increase the ATC of transmission lines or power transfer limit in power system which can enhance power system security.

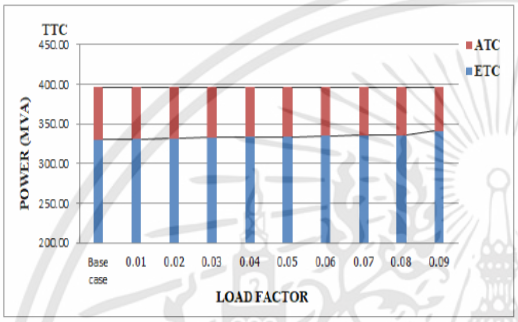
 DOI: 10.22266/ijies2019

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019



The figure.17 The ATC and ETC changing on line no. 2705-2707 include renewable generation capacity



The figure.18 The ATC and ETC changing on line no. 2715-2707 include renewable generation capacity

7. Conclusions

The transmission line' ATC assessment and voltage stability protection have highly important in power system control and planning. If the generations or the transmission lines have highly transferred power over load, it will have damaged and carried the system to loss security. Then, this study has proposed a novel transmission line's availability transfer capability (ATC) assessment method by consider the generation dispatch limit (GDL) and renewable generation capacity integrated in system. The ATC calculation in this study is the determination of the new TTC, which is the total of maximum capacity of the maximum GSF generation group that is important to transfer power on the transmission line. The Maximum capacity of each generator will reference to the Availability Declaration Statement (ADS) according to the power purchase agreement (PPA). Which, this is the generation dispatch limit (GDL) on the real power system control.

The study results found this a new method can enhance and reinforce the ATC of transmission line in a large power system as well as voltage limit or thermal limit or generation stability limit techniques.

Moreover, this novel ATC assessment method cans applicate to predict or use to be a predictive index for protect the system voltage instability and system congestion protection. However, in case of congestion control for transmission lines connected to multi-lines bus can use the maximum GSF generation group to control power flow on transmission line but the multi-lines bus must have the more than one incoming line from the different power source. The reason behind is because if one of transmission lines connected on multi-line bus has decreases power transfer, the power flow must transfer from another available transmission line to compensate the power. Therefore, this is the key criteria for the transmission line's congestion control and these newly proposed methodologies will reinforce power system security enhancement.

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" *IEEJ transaction on Electrical and Electronic Engineering*, pp. 1303-1312, 2018.

[2] Y. Shu and Y. Tang, "Analysis and Recommendations for the Adaptability of China's Power System Security and Stability Relevant Standard", *CSEE Journal of Power and Energy Systems,* Vol.3, No.4, 2017.

[3] 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 (ICEE),* Hong Kong, 2015.

[4] 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.

[5] 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, pp.1483–1490 , 2007.

[6] S. Ravindra, V.C. Veera Reddy, and S. Sivanagaraju, "Power System Severity

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Received: July 1, 2019

Analysis under Generator Outage Condition", *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Vol. 4, 2015.

[7] N.D. Ghawghawe and K.L. Thakre, "Application of Power Flow Sensitivity Analysis and PTDF for Determination of ATC", *IEEE*, 2016.

[8] North American Electric Reliability Council (NERC), *Available Transfer Capability Definitions and Determination*, NERC Report, 1996.

[9] J. Liu and C. Chu, "Iterative Distributed Algorithms for Real-Time Available Transfer Capability Assessment of Multi Area Power Systems", *IEEE Transaction on Smart Grid*, Vol. 6, No.5, 2015.

[10] Y. Ohsaki, M. Hitosugi, S. Iwamoto, H. Hosogoe, and M. Matsumoto, "An efficient tie-line ATC calculation method with N-1 contingencies" *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 2013.

[11] S. Hyun-Il, K Jin-O, and B. In-Su, "Evaluation of Optimal Transfer Capability in Power system interconnection", In: *Proc. of IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, Romania, 2009.

[12] P. Du, W. Li, X. Ke, N. Lu, O. Ciniglio, 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.

[13] 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.

[14] 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 (ICEE),* Okinawa, Japan, 2015.

[15] M. Khaburi and M. Haghifam, "A Probabilistic Modelling base Approach for Total Transfer Capability Enhancement using FACTS devices", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, pp.12-16, 2010.

[16] F. Yu, C. Booth, A. Dysko, and Q. Hong, "Wide-Area Backup Protection and Protection Performance Analysis Scheme using PMU data" *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, pp.630-641, 2009.

[17] D. Nataraj, R. Loganathan, M. Veerasamy, and V. Jawalkar, "Optimizing Radial Distribution System for Minimizing Loss Reduction and Voltage Deviation Indices Using Modified Grey Wolf's Algorithm" *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol.11, No.6, 2018.

[18] U. Chhor, U. Leeton, and K. Chayakulkheeree, "Probabilistic Optimal Power Dispatch Considering Price-Based Real-Time Demand Response", *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol.12, No.1, 2019.

[19] C. Chompoo-inwai, W.J. Lee, P. Fuangfoo, M. Williams, and J.R. Liao, "System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System", *IEEE tansactions on industry applications*, Vol.41, No.1, 2005.

[20] C. Chompoo-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, issue 3, pp.666-672, 2005.

[21] C. Wannoi, A. Khumdee , N. Wannoi, and C./ 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.

[22] P. Kundur, N. J. Balu and M. G.Luuby, *Power System Stability and Contro*l, 1994.

[23] Energy Policy and Planning Office Ministry of Energy, *Thailand Power Development Plan,* 2015.

 DOI: 10.22266/ijies2019

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. Chaisit WANNOI, Supatarachai. JITCHOPJAI, Narumon WANNOI, S. BUNJONGJIT and Chow / Chai CHOMPOO-INWAI, “A Proper Location FACTS Device Placement and Primary Generation Response Definition for Multi-Lines Buses Security Enhancement Under Contingency Analysis”, In: *The International Conference on Electrical Engineering*, Japan, ICEE2016 ID 90381, July, 2016.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ID 90381

A Proper Location FACTS Device Placement and Primary Generation Response Definition for Multi-Lines Buses Security Enhancement Under Contingency Analysis

Chaisit WANNOI, Supattarachai JITCHOPJAI, Narumon WANNOI,
S. BUNJONGJIT and Chai / Chow CHOMPOO-INWAI
Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang,
Bangkok, THAILAND

Abstract

This paper presents a proper location of FACTS device placement and a primary generation response definition for Multi-Lines buses security enhancement under contingency condition using power flow sensitivity analysis. The newly proposed scheme of optimal location FACTS device focuses on multi-lines critical voltage buses. The study uses a continuation repeat power flow technique to find the critical voltage buses in system. The Multi-Lines bus security assessment has considered Available Transfer Capability of transmission lines connected to bus. The FACTS device in this paper will focus on installing the Static VAR Compensator. The study results reveal that, with the newly proposed technique, a voltage stability margin has increased even when load demands are increasing under a single contingency condition. In addition, when installing FACTS device in the proper location, generators can control power transfer on transmission lines and it can protect lines overload which result in the Multi-Lines buses security enhancement.

Keywords: FACTS device, Primary Generation Response, Multi-Lines Bus Security, Contingency, Sensitivity Analysis

1 INTRODUCTION

In a large power system has many buses in system which it connected with transmission lines for power system stability. Each of bus may connected with many transmission lines , loads, Generator, transformer or FACTS devices which in this paper has called this bus is the Multi-Lines bus. Then, the Multi lines bus security assessment and protection planning have necessary to study especially in case of the transmission line outage. The line outage impaction will make power transfer to Multi-lines bus not enough for load demands or make another transmission line on multi-lines bus over load especially under system have large solar power system integration to system [1]. This is a major problem for define method or technique to protection and reduce impaction in power system. In a study has focused on improving the voltage stability [2] and protection planning including the security assessment of Multi-lines critical voltage bus. In a study has used a newly continuation repeat power flow technique to find the critical voltage buses in power system [3]. These Multi-lines critical voltage buses data and the data from a technology assessment and financial indices study can carries to promote areas and support considering for installation the new generations. This paper presents a proper location of FACTS device placement and a primary generation response definition for Multi-Lines buses security enhancement. The Multi-Lines bus security assessment has considered Available Transfer Capability (ATC) assessment of transmission lines connected to bus. The ATC has considered under the thermal limit in MVA which it must have more than 20%. A Power flow sensitivity analysis consists of the Generation Shift Factor (GSF) and the Line Outage Distribution Factor (LODF). The GSF data has carried to applicate for a primary generation response definition for control power transfer on these transmission lines. This study have used a Modified-Thailand's power system during peak load in 2014 [4] for a system base case. The system base case have generation capacity 27,400MW include solar power generation, Load demand 26,810MW and losses 590MW. The system base case has set a violation limit control of voltage at 0.9-1.1 p.u. and %loading of transmission line not more than 100% The Study results have used POWER WORLD program and DIgSILENT program for simulation and analysis.

2 POWER FLOW SENSITIVITY ANALYSIS

In this paper have two sensitivity factors [5] for power transfer analysis to power system security enhancement planning.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.1 Generation Shift Factor (GSF)

The Generation Shift Factors calculate the effect of change in generation on the line flows, as shown in equation (1).

$$ali = \frac{\Delta fi}{\Delta Pi} \quad (1)$$

It is assumed here that the change in generation at the itl bus is picked up by the reference bus. The new power flows in each line can be found in equation (2).

$$f_l^{new} = f_l^{old} + a_{li}\Delta_{pi};\ \forall l = 1,2,\dots,L \quad (2)$$

Where;

f_l^{old} is the power flow in the lth line before the itl generator outage,
$A(li)$ is the linear Generation Shift Factor for the lth line for a change in output of lth generator,
Δfl is the MW change in power flow in the lth line,
Δpi is the change in generation at the itl line

2.2 Line Outage Distribution Factor (LODF)

The line Outage Distribution Factors are used to check line overloading which the result of transmission line and defined in equation (3) then the new line flows can show in equation (4).

$$d_{ik} = \frac{\Delta_{fl}}{f_k^{old}} \quad (3)$$

Where;

d_{ik} is the line Outage distribution factors for line l after an outage of line k,
Δ_{fl} is the change in MW flow in line l due to the outage of line k,
f_k^{old} is the flow in line k before its outage.

$$f_l^{new} = f_l^{old} + d_{lk}f_{lk}^{old} \quad (4)$$

3 THE AVAILABLE TRANSFER CAPABILITY

In this paper purpose to study and evaluate Available Transfer Capability (ATC) by using limits for various power system elements include MVA (or Amp) limits on transmission lines which this limit is the Total Transfer Capability (TTC) of transmission line. The Limits for transmission lines are always entered in MVA from the MVA rating using the equation (5).

$$Limit_{MVA} = \frac{Limit_{AMP}\sqrt{3}|V_N|}{10^6} \quad (5)$$

Where;
$Limit_{Amp}$ is Limit in Amperes,
$Limit_{MVA}$ is Limit in MVAs,
VN is nominal voltage in Volts

The North American Electric Reliability Council (NERC defined ATC as measure of the transfer capability remaining o each transmission lines in the transmission line network. Th TTC can be express in equation (7).

$$TTC = ATC + TRM + (ETC + CBM) \quad (7$$

In this paper, the margins of TRM and CBM are nc consider and using NERC ATC terminology and th committed Uses is real power transfer on transmission line Then the ATC here can show in equation (8).

$$ATC = TTC - Committed\ Uses \quad (8$$

Where;
TTC is Total Transfer Capability,
ATC is Available Transfer Capability,
TRM is Transfer Reliability Margin,
ETC is Existing Transfer Capability,
CBM is Capability Benefit Margin

3 VOLTAGE STABILITY LIMIT

3.1 Voltage Stability Concept [6]

The Voltage stability is ability of a power system to maintai the voltage at all buses under normal operating conditions an contingency condition. The voltage collapse can lead th power system to unstable which can show the locus of critica voltage point each of power factors with the V-P curve at bu voltage as show in figure 1.The V-P curve analysis process i this study will use power flow solutions for increasing powe transfers of MW by increase Load demand factor and decreas generation capacity in area.

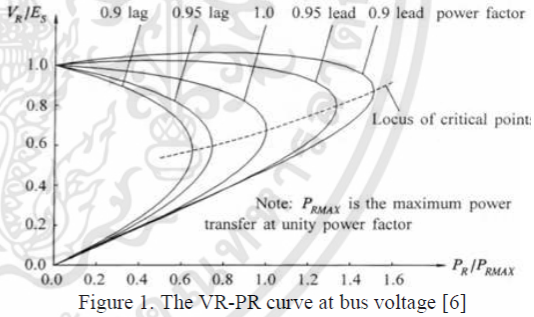


Figure 1. The VR-PR curve at bus voltage [6]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2 Static VAR Compensator (SVC)

The FACTS device in this study have focused on Static Var Compensator (SVC) for improve voltage stability. The type of SVC for study has used the shunt capacitor bank and switches ON-OFF with circuit breaker (CB) as show in figure 2.

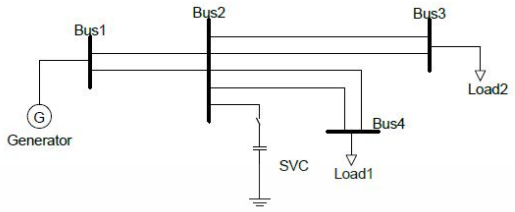


Figure 2. A simple diagram for installing and control of SVC

The figure 1 show a simple diagram for installing and control by use CB of the SVC in this study which the capacity of SVC have presented in MVAR. The capacitor values can calculate with equation (9).

$$C = \frac{Q}{2\pi f V_{rms}^2} \quad (9)$$

Where;
C is Capacitor (μF),
Q is Reactive power (MVAR),
F is Frequency (Hz),
V is Bus voltage (rms)

4 A STUDY RESULTS

A study results have focused on a proper location of FACTS device placement and a primary generation response definition for Multi-Lines buses security enhancement under contingency condition. In this study have used a modify Thailand power system in 2014 for system base which can separate the study results in two main topics.

4.1 A Proper Location of FACTS Device Placement

In this study results used repeated power flow technique for location definition of FACTS Device Placement by focused into Northeastern of Thailand power system. This technique has used Load demand increasing by considered voltage stability limit to find the critical voltage buses (CVB). The step size for load increasing factors is 0.01 per step which the repeated process will run until system unstable. The CVB in this study results is a proper location of FACTS device placement which the critical voltage buses results have shown in figure 3.

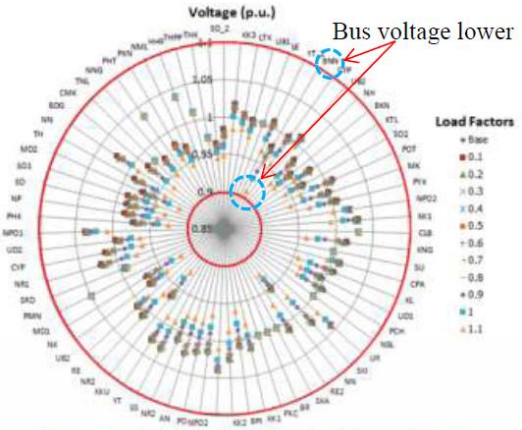


Figure 3. Voltage profile in case load demands factors in area increasing until system unstable

In figure 3 found one critical voltage bus (BNN bus) which this bus is a proper location of FACTS device placement for improves the voltage stability in area. The voltage variation of this CVB can show in figure 4.

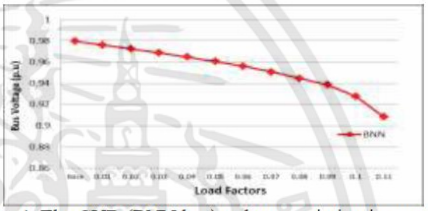


Figure 4. The CVB (BNN bus) voltage variation in case load demands factors in area increasing

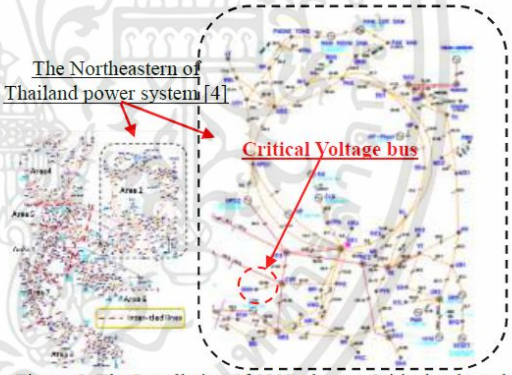


Figure 5. The Installation of SVC plant at Critical voltage bus (BNN) for testing and prove voltage recovery

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The figure 5 has shown the location of critical voltage bus in system can show in figure 6 and the testing results for voltage recovery with install the SVC can show in figure 7.

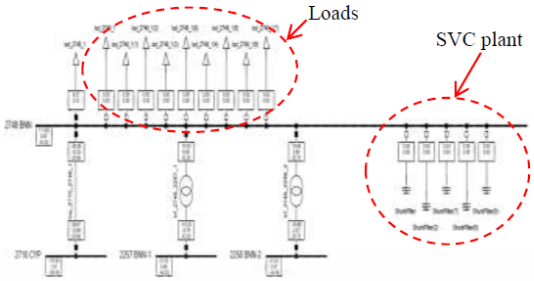


Figure 6. The Installation of SVC plant at Critical voltage bus (BNN) for testing and prove voltage recovery

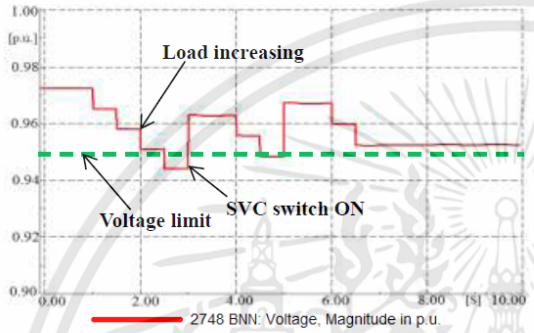


Figure 7. Voltage variation during load increasing and SVC switch ON

The Figure 6 has shown the critical voltage bus (BNN) which installed SVC and Loads for voltage recovery testing with SVC. The testing has switched on load to bus with 4 MW/step until bus voltage lower 0.95 p.u. and after that the SVC will switch ON until voltage recovery higher 0.95 p.u. with 10MVAR/step. The study results as shown in figure 7.

4.2 A Primary Generation Response Definition for Multi-Line Bus Security Enhancement

In this study have focusing on security assessment and primary generation respond definition for multi-line bus security enhancement. The multi-line bus for study has focus on inter-tied line buses which these buses have important for power transfer during areas. The multi-line bus for study has connected transmission line from area5 and Area1 as show in figure 8 which this bus (KK3_2803) has 12 transmission lines and one SVC.

A) A Study Multi-Line Bus Security assessment results the Multi-Line Bus Security assessment have use the Available Transfer Capability (ATC) include the LODF analysis under contingency condition. The contingency condition in this study has focus on transmission line outage or trip. The study results have shown in table 1 and 2. In a table 1 found in power system normal condition the transmission lines connected to multi-line bus have the ATC not less than 20% that mean this bus has high security by all transmission line have margin for support load demand increasing. But, under contingency condition each of transmission line outage that found transmission line no. 2803-2806 when it outage it make another line over load and make The ATC of transmission line less than 20% as shown in figure 8.

Table 1. The ATC assessment of transmission lines on KK3_2803 bus

Available Transfer Capability (ATC) of Transmission lines													
Bus No.	Base	2803											
2802-1	61.44	Trip	38.6	61.1	61.1	61.3	61.3	61.4	61.4	61.3	61.3	56.2	56.2
2802-2	61.44	38.6	Trip	61.1	61.1	61.3	61.3	61.4	61.4	61.3	61.3	56.2	56.2
2804-1	81.64	81.2	81.2	Trip	66.4	81.8	81.8	82.1	82.1	81.8	81.8	81.3	81.3
2804-2	81.64	81.2	81.2	66.4	Trip	81.8	81.8	82.1	82.1	81.8	81.8	81.3	81.3
2805-1	72.55	72.9	72.9	72.7	72.7	Trip	65.0	72.3	72.3	65.9	65.9	72.6	72.6
2805-2	72.55	72.9	72.9	72.7	72.7	65.0	Trip	72.3	72.3	65.9	65.9	72.6	72.6
2806-1	57.09	59.3	59.3	59.3	59.3	55.5	55.5	Trip	17.6	55.7	55.7	57.7	57.7
2806-2	57.09	59.3	59.3	59.3	59.3	55.5	55.5	17.6	Trip	55.7	55.7	57.7	57.7
2813-1	72.6	72.9	72.9	72.7	72.7	65.0	65.0	72.4	72.4	Trip	62.6	72.7	72.7
2813-2	72.6	72.9	72.9	72.7	72.7	65.0	65.0	72.4	72.4	62.6	Trip	72.7	72.7
4807-1	74.7	70.2	70.2	74.6	74.6	74.6	74.6	74.8	74.8	64.6	64.6	Trip	61.4
4807-2	74.7	70.2	70.2	74.6	74.6	74.6	74.6	74.8	74.8	64.6	64.6	61.4	Trip

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 2. The LODF analysis of transmission lines on KK3_2803bus

Line Outage Distribution Factors (LODF)												
Bus Number	2803											
2802-1	Trip	55.9	-0.5	-0.5	-1.2	-1.2	-0.6	-0.6	-1.1	-1.1	-18.3	-18.3
2802-2	55.9	Trip	-0.5	-0.5	-1.2	-1.2	-0.6	-0.6	-1.1	-1.1	-18.3	-18.3
2804-1	2.0	2.0	Trip	84.3	2.4	2.4	2.0	2.0	2.1	2.1	1.0	1.0
2804-2	2.0	2.0	84.3	Trip	2.4	2.4	2.0	2.0	2.1	2.1	1.0	1.0
2805-1	1.3	1.3	0.6	0.6	Trip	26.5	0.5	0.5	23.6	23.6	0.7	0.7
2805-2	1.3	1.3	0.6	0.6	26.5	Trip	0.5	0.5	23.6	23.6	0.7	0.7
2806-1	7.0	7.0	5.9	5.9	5.8	5.8	Trip	92.2	5.1	5.1	3.5	3.5
2806-2	7.0	7.0	5.9	5.9	5.8	5.8	92.2	Trip	5.1	5.1	3.5	3.5
2813-1	1.3	1.3	0.6	0.6	26.8	26.8	0.5	0.5	Trip	35.6	0.7	0.7
2813-2	1.3	1.3	0.6	0.6	26.8	26.8	0.5	0.5	35.6	Trip	0.7	0.7
4807-1	10.4	10.4	0.1	0.1	0.4	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	Trip	51.6
4807-2	10.4	10.4	0.1	0.1	0.4	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	51.6	Trip

Table 3. The GSF analysis of transmission lines on KK3_2803bus

Generation Shift Factor (GSF)											
2803-2802		2803-2804		2803-2805		2803-2806		2803-2813		2803-4807	
Gen. No.	GSF	Gen. No.	GSF	Gen. No.	GSF	Gen. No.	GSF	Gen. No.	GSF	Gen. No.	GSF
2011	0.477	2021	0.846	2052	0.325	2021	-0.117	2021	-0.013	2021	0.542
2012	0.477	2022	0.846	2054	0.325	2022	-0.117	2022	-0.013	2022	0.542
5041	0.464	2024	0.846	2053	0.325	2024	-0.117	2024	-0.013	2024	0.542
5042	0.464	2025	0.846	2063	0.325	2025	-0.117	2025	-0.013	2025	0.542
5045	0.464	2023	0.846	2051	0.325	2023	-0.117	2023	-0.013	2023	0.542
5043	0.464	2026	0.846	2064	0.325	2026	-0.117	2026	-0.013	2026	0.542
5046	0.464	2734	0.444	2004	0.324	4011	-0.132	4034	-0.025	2041	0.534
5044	0.464	2735	0.444	2040	0.324	4033	-0.132	4035	-0.025	2044	0.534

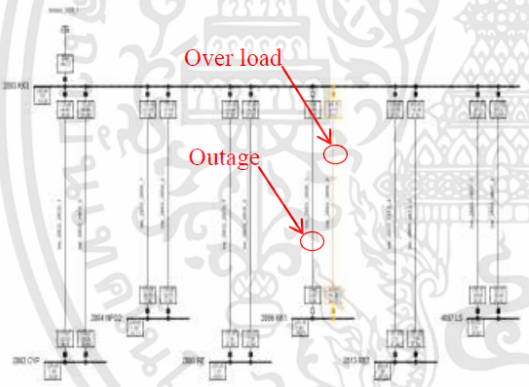


Figure 8. The KK3_2803 bus in case transmission line no. 2803-2806_1 outage

and in a table 2 that show the LODF analysis of transmission lines on KK3_2803bus which it make to know important transmission lines for support power transfer under each of transmission line outage.

B) A Primary Generation Response Definition the primary generation responds definition have used GSF data for select generation by select the generator has maximum of GSF which the GSF data of power transfer each of transmission line have shown in table 3. In case of transmission line no. 2803-2806_1 outage and it make line no. 2803-2806_2 over load. Then the primary generation response group is generator no. 2021, 2022, 2024, 2025, 2023 and 2026 but in this case will have select generator no. 2021, 2022, 2024 and 2025 when compare generator capacity that found it have same and high capacity. The study results have shown in figure 9-11. In the figure 9 shown the ATC recovery of transmission line with definition of primary response generation which found it can recovery of the ATC of line no. 2803-2806_2 increase and it not over load.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Figure 9. Comparison of %ATC of line no. 2803-2806_2

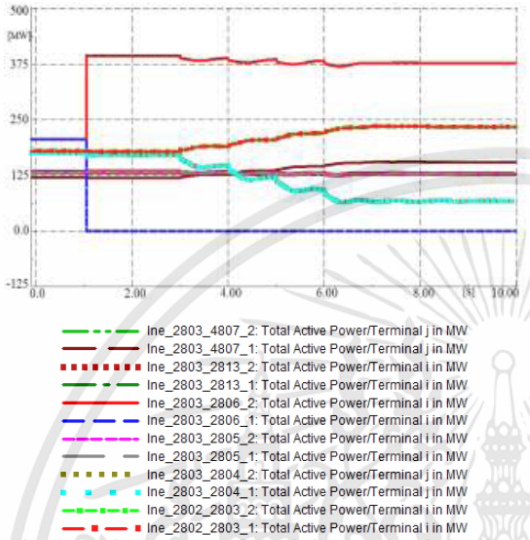


Figure 10. The Power transfer variation on transmission lines

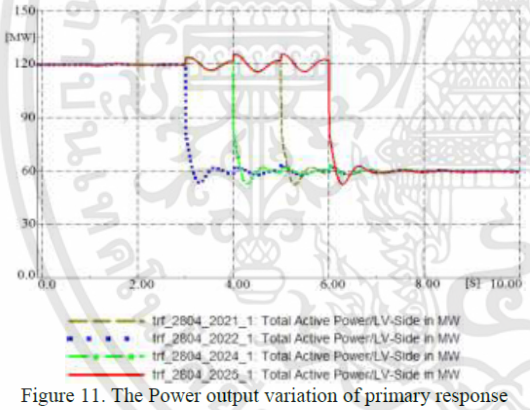


Figure 11. The Power output variation of primary response Generators

The power transfer variations each of transmission line and primary response Generators can show in figure 10-11 which the scenario can present follow;

- At 1 sec occur fault on transmission line no. 2803-2806_1
- At 1.05 sec transmission line no. 2803-2806_1 has outage.
- At 3 sec decrease generator no. 2021 60 MW from 120 MW
- At 4 sec decrease generator no. 2022 60 MW from 120 MW
- At 5 sec decrease generator no. 2024 60 MW from 120 MW
- At 6 sec decrease generator no. 2025 60 MW from 120 MW

Which these generation capability is minimum require for the ATC recovery of line no. 2803-2806_2 from 17.6% to 20%.

5 CONCLUSIONS

The study results have presented the technique for find a proper location to install FACTS device in a large power system. The study results found a voltage stability margin has increased even when load demands are increasing when installing FACTS device in the proper location and presented the newly proposed technique for definition the primary generation response under a single contingency condition which in this study results found the definition generators can control power transfer on transmission lines and it can protect lines overload which result in the Multi-Lines buses security enhancement base on considering the ATC of transmission line connect to Multi –line bused and voltage stability limit.

REFERENCES

[1] Chaisit Wannoi, Anurak Khumdee, Narumon Wannoi, Churirat Boonkun,Chai/Chow Chompooinwai, An Impact Study and Operation Recommendation in Peak Load Period after Solar Power Integration to Northeastern Power System in THAILAND, ICEE2015A-446, July 2015

[2] Chompoo-inwai C., Wei Jen Lee "Reactive Compensation Technique to Improve the Ride-Through Capability of Wind Turbine During Disturbacne", IEEE Transaction on Industrial Application, Year 2005, Volume 41, issue 3, pp.666-672

[3] Chaisit Wannoi, Anurak Khumdee, Narumon Wannoi and Chai/Chow Chompooinwai, An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System using Repeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit, 2016 International Electrical Engineering Congress, iEECON2016, 2-4 March 2016,Page 38, Chiang Mai, Thailand,

[4] Energy Policy and planning office ministry of energy, "Thailand Power development plan 2015"

[5] N. Balu et.al; On-line power system security analysis, Proc.of the IEEE, Vol 80, No.2 Feb.1992, pp.262-280

[6] Kundur, Prabha. Power system stability and control: EPRI Editors, Neal J. Balu and Mark G.Luuby

Contact E-mail Address: cwannoi@gmail.com

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ChaisitWannoi, AnurakKhumdee, NarumonWannoi and Chow / Chai Chompoo-inwai, “An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System usingRepeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit”, In: International Electrical Engineering Congress, Thailand, iEECON2016, ID232, 2-4 March 2016, on Procedia Computer Science 86, pp.357–360, 2016.

iEECON2016

The 2016 International Electrical Engineering Congress

2 - 4 March 2016, Chiangmai, Thailand

Honorary Advisory Chair
Colonel Dr. Setthapong Malisuwan, Chair of Telecom, Commissioners. (The National Broadcasting and Telecommunications Commission)

International Advisory Committees
Wanlop Surakampontorn (TAIST, Thailand)
Vichate Ungvichian (Florida Atlantic University, USA)
Sarah Thompson (University of York, UK)
Mark Re (Seagate Technology, USA)
Hiroshi Matsuno (University of Yamaguchi, Japan)
Tim Mews (University of Alabama, USA)
Athikom Roeksbutr (Mahanakorn University, Thailand)

Technical Advisory Committees
Somchai Hirunvarodom (Rajamangala University of Tech. Thanyaburi)
Wekin Piyarat (Srinakarintarawirote University)
Kosin Jamnongthai (King Mongkut's University of Tech., Thonburi)
Prayoot Akkarackthalin (King Mongkut's Uni. of Tech., North Bangkok)
Decha Wilairat (Mahidol University)
Boonchouy Supmonchai (Chulalongkorn University)
Pinit Tepsathorn (Srinakarintarawirote University)
Nathaphop Nimpitiwan (Bangkok University)
Suttichai Premrudeepreechacharn (Chiang Mai University)

General Chair
Apirat Siritaratiwat (Khon Kaen University, Thailand)

General Co-Chairs
Pornchai Supnithi (King Mongkut's Institute of Tech. Ladkrabang)

Technical Program Chair
Anan Kruesubthaworn (Khon Kaen University, Nongkhai Campus)
Sommart Sang-ngeon (Mahanakorn University)

Technical Conference Committees
Jukkrit Tugapanij (Mahanakorn University)
Paul Nutter (University of Manchester)
Worawat Sa-ngiamwibool (Mahasarakham University)
Kittipong Tonmitr (Khon Kaen University)
Krischonme Bhumkittipich (Rajamangala Uni. of Tech. Thanyaburi)
Boonyung Plangklang (Rajamangala Uni. of Tech. Thanyaburi)
Arkom Kaewrawang (Khon Kaen University)
Theerayuth Chatchanayeunyong (Mahasarakham University)
Mustafa M. Aziz (University of Exeter)
Lin Min Min Mint (Shinawatra University)
Pichitpong Soontornpipit (Mahidol University)
Kittpich Meesawas (Khon Kaen University)
Chanon Warisan (King Mongkut's Institute of Tech. Ladkrabang)
Wannaree Wongtrairat (Rajamangala Uni. of Tech. Isan)
Surachai Ongkittikul (Mahanakorn University of Technology)
Pattarawit Polpinit (Khon Kaen University)

Publicity and Website Chair
Niwat Angkawisittpan (Mahasarakham University)
Nattawoot Suwannata (Mahasarakham University)
Noppanom Kaewhanam (Mahasarakham University)

Registration Chair
Cattareeya Suwanasri (King Mongkut's Uni. Of Tech. North Bangkok)

Financial Chair
Wanchai Chankaipol (Sripatum University)

Local Arrangement Chair
Dhanavit Chulikavit (Chiangmai University)

General Secretariat
Chonlatee Photong (Mahasarakham University)
e-mail: chonlatee.p@msu.ac.th

The International Electrical Engineering Congress (*i*EECON) is a premier international academic conference organized by EEAAT, the Electrical Engineering Academic Association (Thailand). The *i*EECON2016 will provide a forum for researchers, engineers, and industry experts to discuss recent development, new ideas, and breakthroughs in Electrical Engineering technologies. Topics interests for the *i*EECON2016 are Communications, Electronics & Control, Digital Signal Processing, Power & Energy, Computer & IT, and Materials for Electrical Applications.

All accepted and presented papers will be published in the abstract book of *i*EECON2016 and/or will be published in a periodic journal that indexed by SCOPUS, after each paper is reviewed and (if any) satisfactorily modified according to the reviewer comments.

The *i*EECON2016 will be held in Chiangmai, Thailand's "Rose of the North" is a cultural and natural wonderland with ethnic diversity, a multitude of attractions and welcoming hospitality.

Conference Topics

COMMUNICATIONS
Communication Theory, Antennas and Propagation Optical Communications, Microwaves, Wireless Communications, Signal Processing for Communication, Channel Coding, Multimedia Communication, Remote Sensing and Applications, Metamaterials, etc.

ELECTRONICS & CONTROL
Analog Circuits, Filters and Data Conversion, Analog and Mixed Signal Processing, Embedded Computer System, Robotics, VLSI Design, Biomedical Electronics, Industrial Electronics and automation, Adaptive Control, Electric Circuit Technology, Fault Tolerance and Detection, Semiconductor Materials, Magnetic Materials, etc.

DIGITAL SIGNAL PROCESSING
Image and Video Processing, Audio and Speech Processing, Pattern Recognition, Biomedical Signal Processing, Computer Vision and Pattern Recognition, Adaptive Signal Processing, Machine Learning for Signal Processing, etc.

POWER & ENERGY
Smart Grid Technology, Planning, Management Operation, and Control; Electric Power Systems: Generation Transmission and Distribution, Electrical Machines, Energy Conversions, Renewable Energy Sources, Power Electronics, Energy Systems, Power Quality, High Voltage Engineering, Insulation and Materials, etc.

COMPUTER & IT
Computer Networks, Cloud Communication and Networking, Data Mining, Artificial Intelligence, Computational Theory, Information System, High Performance Computing, Computer Security, Software Engineering, Distributed and Parallel Computing, Web Services and Internet Computing, Multi-agent Systems, Human Computer Interaction, etc.

IMPORTANT DATES

Paper submission deadline: October 13, 2015
Paper acceptance notification: November 22, 2015
Camera-ready submission deadline: December 22, 2015
Early-bird registration deadline: December 22, 2015
Conference dates: March 2 - 4, 2016

EEAAT
Electrical Engineering Academic Association (Thailand)

For more information, please refer to the conference website:
www.ieecon.org

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Procedia Computer Science 86 (2016) 357 – 360

Procedia Computer Science

2016 International Electrical Engineering Congress, iEECON2016, 2-4 March 2016, Chiang Mai, Thailand

An Optimum Technique for Renewable Power Generations Integration to Power System using Repeated Power Flow Technique Considering Voltage Stability Limit

Chaisit Wannoi [a,*], Anurak Khumdee [a], Narumon Wannoi [b], Chai / Chow Chompoo-inwai [a]

[a]Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, 10520, Thailand
[b]Electrical Technology Department, Faculty of Agriculture Technology, Phetchabun Rajabhat University, Phetchabun, 67000, Thailand

Abstract

This paper presents an optimum location definition and technique for a better placement location of renewable power generations in a wide area power system using repeated power flow technique considering voltage stability limit. In this study, for a better understanding, the author have implemented the newly proposed idea on Thailand's power system especially focusing on renewable generation support plan from the government policy under the current Power Development Plan (PDP 2015). The study results have compared between: 1) installation the renewable generation at the newly recommendation area and 2) installation the renewable generation facilities throughout into distribution system in the Northeastern area of Thailand. The study results focus on impaction to voltage stability when system has load demand increasing and generation capacity decreasing. This study, a Modified-Thailand's power system during peak load in 2013 was used as a system base case with generation capacity around 27,400 MW and load demand around 26,810 MW while system losses 590 MW. The results found that the newly proposed technique can define optimum location for install renewables generation in wide area to enhance system security in term of voltage stability impaction. This technique may also carry to define the installation of other equipment as FACTS devices or define generation dispatch for Automatic Generation Control system (AGC) for power system stability enhancement.

© 2016 The Authors. Published by Elsevier B.V. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

Peer-review under responsibility of the Organizing Committee of iEECON2016

Keywords: Optimum Location; Renewable Power Generation; Wide Area; Repeated Power Flow; Voltage Stability Limit

* Corresponding author. Tel.: +6-691-839-6689
E-mail address: cwannoi@gmail.com.

1877-0509 © 2016 The Authors. Published by Elsevier B.V. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).
Peer-review under responsibility of the Organizing Committee of iEECON2016
doi:10.1016/j.procs.2016.05.097

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. Introduction

Typically, the area definition and technique for a proper installation of new power generation in a wide area c power system is very difficult to define base on optimum and highly usefulness to power system stability[1]. Ther this study have present a technique to define optimum area to promote area or zone for a proper placement of an new generation facilities integration into power system using continuation repeated power flow calculation. It i found that the optimum location for installation is critical voltage area when load demand in area has increased c generation capacity in area has decreased which the critical voltage areas have considered with voltage stabilit limit. This study used Thailand's power system in 2013 during peak load[2,3,4] for system base case which the syste has control voltage at 0.95-1.05 p.u. under violation limit setting is 0.9-1.1 p.u. and %loading of transmission les than 100%. Thailand's power system have explanation plan to install new renewable power generation follow th current power development plan[5,6]. This study focus on define the optimum location for install renewable generatio in the Northeastern of Thailand power system or area2 used POWERWOLD simulation program. Typically, powe system may become unstable if generation capacities in area are decrease or load demands in area are increase c some intermittent renewable resources were integrated into power system[7]. Then, this newly proposed technique ha used these issues to create the case studies and solved by repeated power flow calculation to define optimur location for installation renewable generation considering voltage stability limit.

2. Key concepts related to voltage stability limit

According to[8], the Voltage stability problems in power system have occurred in heavily stressed or congestio system which this problem leading to voltage collapse and it make system stability decrease. Same situation can b happened in Thailand system under the renewable generation mixed environment. One can represent the voltag collapse with the VR-PR curve at bus voltage when the total active power at bus has increased as show in Fig. 1.

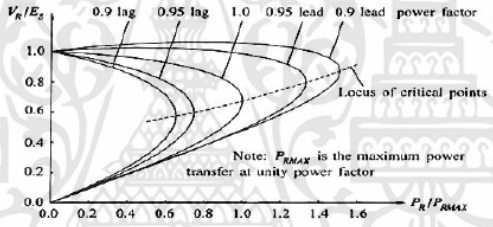


Fig. 1. The V_R-P_R curve at bus voltage[8].

3. Newly proposed repeat power flow technique

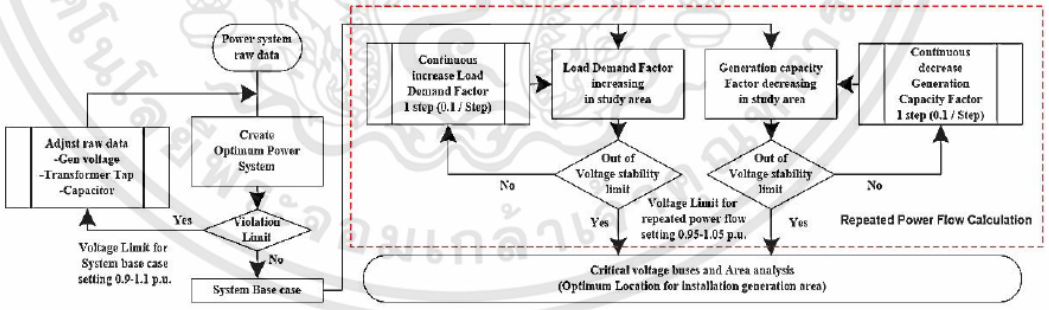


Fig. 2. An Optimum location for Install new generation definition (newly proposed).

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Figure 2 has shown flowchart for newly proposed optimum location technique repeated power flow calculation. This newly proposed method has a major different from the traditional repeated power flow method with continuation repeated power flow calculation under two condition which consist the continuous load factor increasing and generation factor decreasing method. This flowchart have start with create the optimum power flow by control limit of voltage is 0.95-1.05 p.u. and %loading of transmission line <100%. After that select power system area for study and start to find critical voltage buses in case load demand in area increasing by step size for increasing is 0.1 until system unstable under generation capacity not change. In case of generation capacity in area decreasing by step size for decreasing is -0.1 until system unstable under load demand not change. Then, The study results to find the critical voltage buses will select voltage buses less than voltage violation limit which these critical voltage buses (CVB) are optimum area for install new power generation for voltage stability enhancement.

4. Study results

The results have compared between two cases study: the case of loads demand increasing and the case of generation capacity decreasing in area which the results in case system base case as shown in Fig. 3,4 by focus on main buses in area (71 buses at 115kV and 230kV). A study results from two case studies found 6 buses (LE, SU, SKA, BR, PKC,NR2) in system have voltage lower than the violation limit control. Then, these 6 buses are recommendation areas to install the new renewable generation.

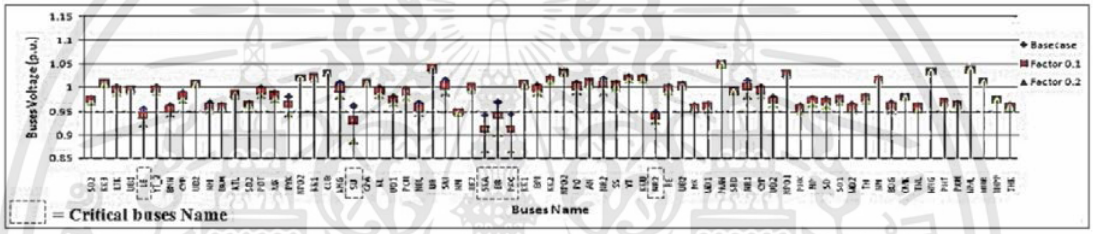


Fig. 3. The voltage profile in case of loads demand increasing until system unstable.

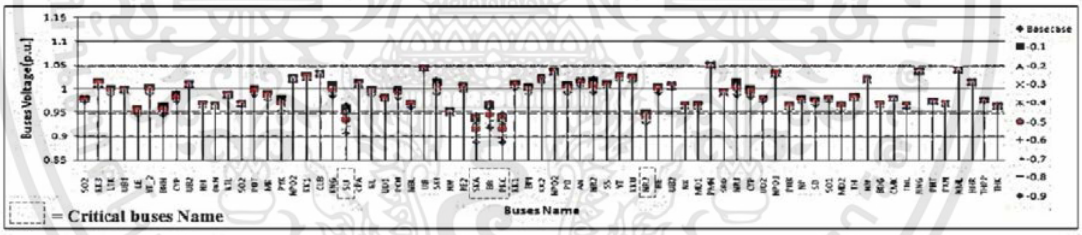


Fig. 4. The voltage profile in case of generation capacity decreasing until system unstable.

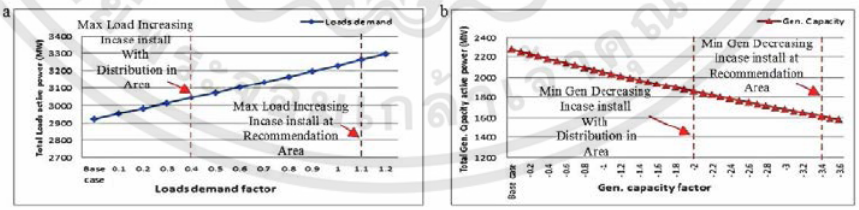


Fig. 5. (a) The Comparison of Maximum loads increasing; (b) The Comparison of Minimum generation capacity decreasing

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The Figure 5 have shown the comparison results of the difference location installation of the renewable generation which consist the installation at recommendation areas and installation with distribution at 52 buses at 115kV as same as total capacity (200MW). The study results found installation generation at recommendation areas can support loads increasing more than installation with distribution which the results can show in Fig. 6,7.

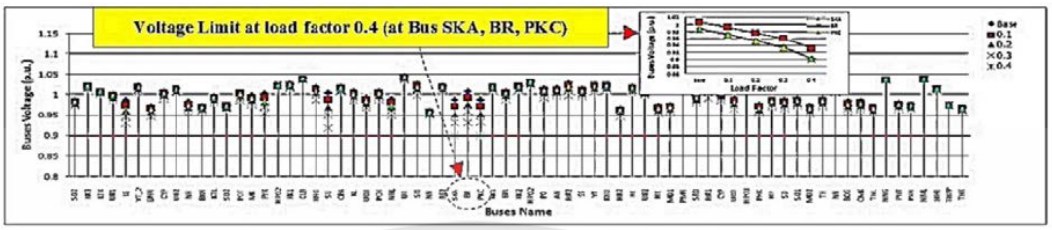


Fig. 6. The voltage profile in case of load increasing after installed the renewable generation with distribution in area2.

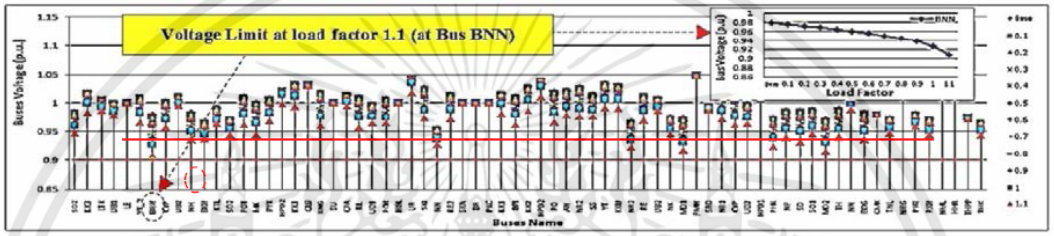


Fig. 7. The voltage profile in case of load increasing after installed the renewable generation at recommendation areas.

5. Conclusions

The study results show that installation of the renewable power generation facilities at recommendation areas using a newly proposed technique will have a better benefit. It made the power system has highly flexibility and can withstand to the conditions of loads demand increasing and generation capacity decreasing significantly. In addition, this technique can promote areas for installation new power generation for improving and increase the system voltage stability. Moreover, this technique can also apply to the installation of other equipment such as FACTS devices or define to the generation primary responds and setting generation dispatch for Automatic Generation Control (AGC) for power system enhancement.

References

1. A. A. Sadiq, M. N. Nwohu, Evaluation of Inter – Area Available Transfer Capability of Nigeria 330KV Network, International Journal of Engineering and Technology Volume3, February, 2013
2. Chaisit Wannoi, Anurak Khumdee, Narumon Wannoi, Churirat Boonkun and Chai Chow Chompooinwai, An Impact Study and Operation Recommendation in Peak Load Period after Solar Power Integration to Northeastern Power System in thailand, ICEE2015A-446, July 2015
3. A. Dukpa, B. Venkatesh , M. El-Hawary, Application of continuation power flow method in radial distribution systems, Electric Power Systems Research, Volume 79, Issue 11, November 2009, Pages 1503–1510
4. U. Parul Anand1 , P.Dharmeshkumar2, Voltage stability assessment using continuation power flow International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, Vol. 2, Issue 8, August 2013
5. Energy Policy and planning office ministry of energy, "Thailand Power development plan 2015"
6. THAILAND: Renewable and Alternative Energy Development Plan for 25 Percent in 10 Years
7. Chompoo-inwai C., Wei Jen Lee "Reactive Compensation Technique to Improve the Ride-Through Capability of Wind Turbine During Disturbacne", IEEE Transaction on Industrial Application, Year 2005, Volume 41, issue 3, pp.666-672
8. Kundur, Prabha. Power system stability and control: EPRI Editors, Neal J. Balu and Mark G.Luuby

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

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

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

An Impact Study and Operation Recommendation in Peak Load Period after Solar Power Integration to Northeastern Power System in THAILAND

Chaisit Wannoi Anurak Khumdee Narumon Wannoi,
Churirat Boonkhun and Chai/Chow Chompooinwai
Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkarbang,
Bangkok, THAILAND.
Cwannoi@gmail.com, Chaichompoo@gmail.com

Abstract

This paper presents an impact study and operation recommendation in peak load period after solar power integration to Northeastern power system in Thailand. The studies are aiming to the country's Power Development Plan 2010 (PDP2010-rev3) by focusing on three case studies. The first case is an impact of system congestion under a system with single contingency (n-1) condition. The second case is to study Power Transfer variation and assessment of Available Transfer Capability (ATC) on inter-tied lines to the northeastern power system. The final case is to evaluate CO_2 emission resulting from Power Transfer variation on inter-area tied lines. In this study, the Thailand power system during peak load period in 2013 was used as a system base case. The results show that the stability margins of system have increased and system can support higher load increasing. In addition, ATC assessment results of inter area tied lines have also increased and CO_2 emission has decreased after the solar power generation is integrated into the system.

Keywords

System congestion, Peak load period, Solar Power Generation, Power Transfer Variation, Available Transfer Capability (ATC), and CO2 Emission

1. INTRODUCTION

When considering the trend of solar power generation capacity integration to Thailand power system, following the Thailand Power Development plan 2010 (PDP rev.3). As shown in figure 1, when comparing the solar power generation supply and daily load demand in peak load period, we find that the solar power generation does not cover peak load demand period. Therefore, before solar power integration, it is the need to have a system stability impact study for system planning and preparation to support load demands during this period.

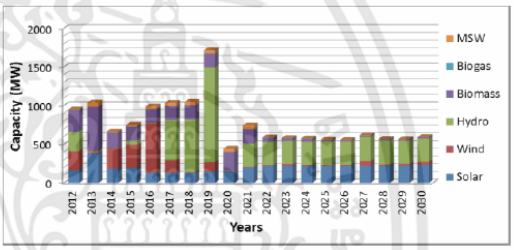


Fig. 1 The increasing trend of renewable energy in Thailand

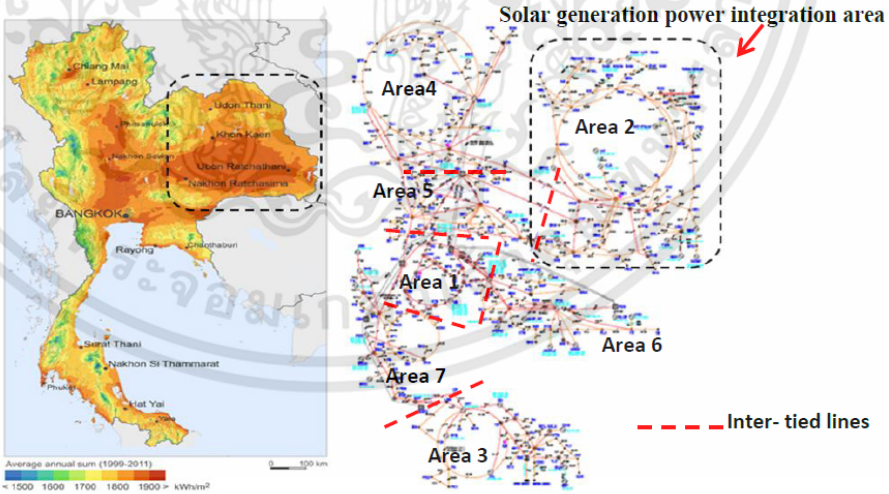


Fig. 2 Thailand's power system overview and the solar power generation integration areas

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

This paper focuses on the following: (1) a stability impact study after solar power generation integration into Thailand's Northeastern Power System (Area2) as shown in Figure 2, with maximum capacity of 1,000MW (2) a power transfer variation and Availability Transfer Capability (ATC) of inter tied lines after solar power generation integration to the system and (3) CO_2 emission calculation from Power Transfer variation on inter-area tied lines.

The system base case is separated into 7 areas as shown in Table 1. This study integrates solar power plant in Thailand's Northeastern power system or area 2 which is a reasonable area for installing solar power generation due to high generation capacity per area (1750-1900kWh/m^2). The installation will be distributed by connecting at all 115kV buses in area 2 where its 52 buses are within violation limit control of the system (the bus voltage limit is +-0.1 p.u. and %loading of transmission line is less than 100%).
This study evaluates CO_2 emission from power transfer variation of inter-area tied lines to area 2 using CO_2 emission factor data from the Thailand Power Development plan 2010 (PDP rev.3).

Area	Forecasted Thailand Power System (MW)		
	Generations	Loads	Losses
1	2379.00	9821.98	84.00
2	2073.22	2924.00	178.54
3	1661.92	2001.66	56.48
4	3329.57	2727.37	113.93
5	3870.11	2862.14	70.70
6	9748.80	3677.23	46.70
7	4381.13	2836.20	44.16
Total	27443.75	26848.58	595.17

Table 1 Thailand power system 2013 data (peak load)

2. THE SYSTEM CONGESTION

This paper studies the impact on power flow congestion by using violation limits for various power system parameters, including MVA (or Amp) limits on transmission lines and high and low voltage limits for Buses. The limits for transmission lines are always in MVA unit from the MVA rating using equation (1).

$$Limit_{MVA} = \frac{Limit_{AMP}\sqrt{3}|V_N|}{10^6} \quad (1)$$

2.1 %loading of Transmission Lines

The % loading means the % uses of power transfer or real power flow on transmission lines under the limit of thermal limit or MVA limit of each transmission line. This paper defines the %loading of transmission lines by no more than 100% of limit MVA (Thermal limit).

2.2 Voltage Limit in System

The high and low voltage violation limits for buses are defined within 0.9-1.1 p.u. voltage control range. When the bus voltage is higher than 1.1 p.u., we consider that the bus voltage is high. In contrast, when the bus voltage is lower than 0.9 p.u., we consider that the bus voltage is low.

3. THE AVAILABLE TRANSFER CAPABILITY

The North American Electric Reliability Council (NERC) defines ATC as measure of the transfer capability remaining of each transmission line in the network. The Total Transfer Capability (TTC) is expressed in equation (2):

$$TTC=ATC+TRM+(ETC+CBM) \quad (2)$$

In this paper, the margins of TRM and CBM are not considered and NERC ATC terminology is used. The ATC here is expressed in equation (3):

$$ATC=TTC-Committed\ Uses \quad (3)$$

Then, the committed Uses are expressed in equation (4):

$$Committed\ Uses=TRM+(ETC+CBM) \quad (4)$$

This paper defines the Total Transfer Capability (TTC) as the Maximum Limit in MVA and Committed Uses as the real power flow in MVA. Then, the percentage of ATC can be expressed in equation (5):

$$\%ATC=\%TTC-\%Committed\ Uses \quad (5)$$

4. THE CO_2 EMISSION EVALUATION

Presently, the CO_2 emission factor calculation consists of the operating margin emission factor calculation and the build margin emission factor calculation which is a simple type.

4.1 Operating Margin Emission Factor calculation

The operating margin emission factor calculation focuses on operating power plant as shown in equation (6):

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{co2i,y}}{EG_y} \quad (6)$$

4.2 Build Margin Emission Factor calculation

The build margin emission factor calculation focuses on a new building power plant group by considering the Commercial Operating Date (COD) plant as shown in equation (7):

$$EF_{grid,BMsimple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{co2i,y}}{EG_y} \quad (7)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

where,

$EF_{grid,OMsimple,y}$ is simple operating margin CO_2 emission factor in year y (tCO_2/MWh),
$EF_{grid,BMsimple,y}$ is simple build margin CO_2 emission factor in year y (tCO_2/MWh),
$FC_{i,y}$ is amount of fossil fuel type i consumed by relevant power sources in year y (mass or volume unit),
$NCV_{i,y}$ is net calorific value of fossil fuel type i in year y (GJ/mass or volume unit),
$EF_{CO2i,y}$ is CO_2 emission factor of fossil fuel type i in year y (tCO2/GJ)
i is all fossil fuel types combusted in power plants serving the national grid in year y.

This study uses the CO_2 emission factor data of Thailand PDP2010 rev. 3 as shown in Table 2 which uses the CO_2 emission data of each fuel for calculation as shown in Table 3.

CO_2 Emission Factor in Thailand PDP2010 rev.3 (kgCo2/KWh)						
Year	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Factor	0.479	0.472	0.466	0.447	0.428	0.428

Table 2 CO_2 emission factor in Thailand PDP2010 rev.3

Fuel Type	**NCV**		**Emission Factor**	
	MJ/Unit	**Unit**	**tCO_2/Unit**	**Unit**
Natural Gas	1.02	ft^3	57.22	MMscf
Heavy Oil	39.77	Liter	3,078.20	mLitres
Diesel oil	36.42	Liter	2,698.72	mLitres
Lignite coal	10.47	Kg	1,057.47	Ktonnes
Import coal	26.37	Kg	2,494.60	Ktonnes

Table 3 CO_2 emission of each fuel

5. STUDIES RESULTS

5.1 The System Power Congestion impact results

The impact results of power congestion impact study are defined on system contingency (n-1) consideration consisting of impact from each generator in outage area and increased loads in the area by considering impact on voltage and %loading of transmission lines. The impact results from each of generators in outage area as shown in Figure 3 and Table 4 show that 10 generators in area 2, in outage or shut down situations, causes a voltage in some areas lower than voltage limit but do not affect %loading of transmission lines in area 2 after the solar generation power is integrated into the system at 500MW and 1000MW. It can support loads in the area when any generator in area2 is in outage and does not affect voltage and %loading of transmission line.

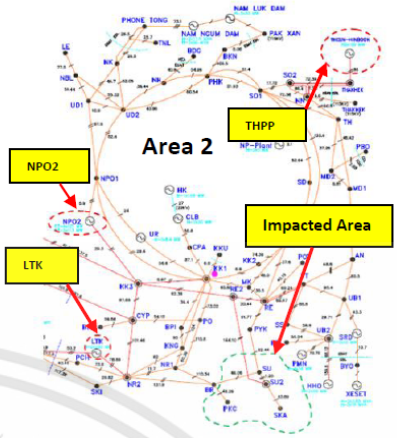


Fig. 3 Significant generators and impacted area

The impact results after load increase in area 2 follow load scale factor, shown in Figure 4, and the results are shown in Figure 5 and Table 5.

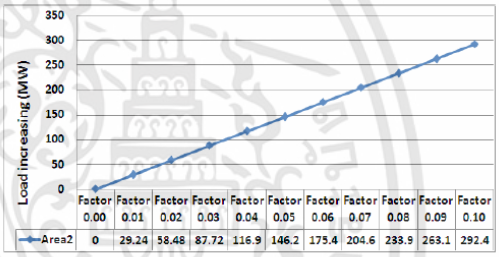


Fig. 4 Load increasing factors and power (MW)

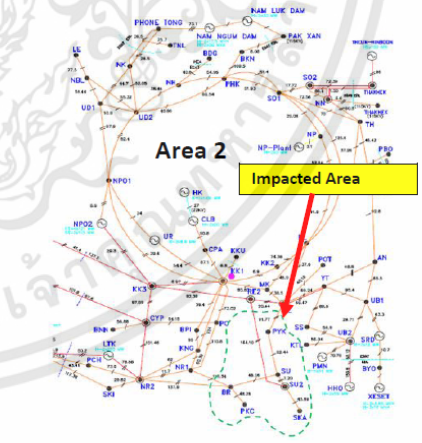


Fig. 5 Impacted area when loads in area2 increase

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Quantity of bus voltage and %loading of transmission lines impacted after each of generators in area2										
Generators in Thailand's Northeastern power system					Base Case		Solar 500MW		Solar 1,000MW	
No.	Number	Name	Gen MW	Gen MVar	Voltage	%loading	Voltage	%loading	Voltage	%loading
1	2001	CLB-H1	19.97	1.72	-	-	-	-	-	-
2	2002	CLB-H2	19.97	1.72	-	-	-	-	-	-
3	2003	SRD-H1	11.98	6	-	-	-	-	-	-
4	2004	SRD-H2	11.98	6	-	-	-	-	-	-
5	2005	SRD-H3	11.98	6	-	-	-	-	-	-
6	2006	UR-H1	8.39	2.51	-	-	-	-	-	-
7	2007	UR-H2	8.39	2.51	-	-	-	-	-	-
8	2008	UR-H3	8.39	2.51	-	-	-	-	-	-
9	2009	NP-H1	3	0.35	-	-	-	-	-	-
10	2010	NP-H2	3	0.35	-	-	-	-	-	-
11	2011	LTK-H1	249.67	125	3	-	-	-	-	-
12	2012	LTK-H2	249.67	125	3	-	-	-	-	-
13	2021	NPO2-C11	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
14	2022	NPO2-C12	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
15	2023	NPO2-C10	112.85	29.33	3	-	-	-	-	-
16	2024	NPO2-C21	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
17	2025	NPO2-C22	120.84	28.2	3	-	-	-	-	-
18	2026	NPO2-C20	112.85	29.33	3	-	-	-	-	-
19	2040	XSET-H11	7.29	-2.65	-	-	-	-	-	-
20	2040	XSET-H12	7.09	-2.65	-	-	-	-	-	-
21	2040	XSET-H13	1.65	-0.45	-	-	-	-	-	-
22	2040	XSET-H14	7.09	-2.65	-	-	-	-	-	-
23	2040	XSET-H15	1.65	-0.45	-	-	-	-	-	-
24	2041	NNG-H1	15	3.77	-	-	-	-	-	-
25	2042	NNG-H2	15	3.77	-	-	-	-	-	-
26	2043	NNG-H3	51.38	10.78	-	-	-	-	-	-
27	2044	NNG-H4	51.38	10.78	-	-	-	-	-	-
28	2045	NNG-H5	51.38	10.78	-	-	-	-	-	-
29	2051	PMN-H1	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
30	2052	PMN-H2	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
31	2053	PMN-H3	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
32	2054	PMN-H4	33.96	3.85	-	-	-	-	-	-
33	2061	THPP-H1	102.75	28.89	2	-	-	-	-	-
34	2062	THPP-H2	107	28.89	3	-	-	-	-	-
35	2063	HHO-H1	61.65	11.59	-	-	-	-	-	-
36	2064	HHO-H2	61.65	11.59	-	-	-	-	-	-

Table 4 Quantity of bus voltage and transmission lines impacted from each of generators in area2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The Quantity of bus voltage and %loading of transmission lines impacted after increased loads in area2							
Load Factor / MW		Base Case		Solar 500MW		Solar 1,000MW	
Factor	(MW)	Voltage	%loading	Voltage	%loading	Voltage	%loading
0.01	29.24	-	-	-	-	-	-
0.02	58.48	5	-	-	-	-	-
0.03	87.72	Unstable		-	-	-	-
0.04	116.9			-	2	-	1
0.05	146.2			1	3	-	2
0.06	175.4			5	3	-	3
0.07	204.6			9	3	-	3
0.08	233.9			12	3	-	3
0.09	263.1			Unstable		1	4
0.10	292.4					5	5

Table 5 Quantity of bus voltage and transmission lines impacted from increased loads in area2

5.2 The Availability Transfer Capability (ATC) Assessment results

The assessment results show the ATC of inter-area tied lines changes when the solar power integrated into the system reach to a maximum capacity of 1,000 MW. In this study, the increasing step size of solar power capacity and solar generation powers of each bus is 100 MW. The list of inter-tied lines to area2 is shown in Table 6, and the ATC assessment results of inter area tied lines to area2 for system base case are shown in Table 7.

Inter-Area Tied Lines to Area2						
No	From	To	From Area	To Area	Circuit	kV
1	5708	2701	5	2	1	115
2	5708	2702	5	2	1	115
3	4804	2802	4	2	2	230
4	4807	2803	4	2	2	230
5	5803	2807	5	2	2	230

Table 6 Inter-tied lines number to Area 2

Power Flow				Limit	Percentage (%)		
No	MW	MVar	MVA	MVA	TTC	Uses	ATC
1	-94.6	26	98.1	117.5	100	85.9	14.1
2	-71.4	29.6	77.3	117.5	100	67.3	32.7
3	-179	-0.7	179	476.9	100	39	61
4	-90.9	7.7	91.2	476.9	100	20.1	79.9
5	-146.8	13.7	147.4	834.5	100	17.8	82.2

Table 7 %ATC of the inter-tied lines to area 2 for the system base case

The results from Table 7 find one of inter area tied lines to area 2 has %ATC lower than 20%, and the %ATC results after solar power integration are shown in Figure 6 indicating that the %ATC of these inter tied lines increases.

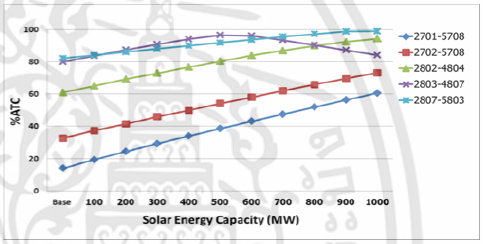


Fig. 6 %ATC results after solar power integration

5.3 The CO_2 emission evaluation after Solar Generation Power Integration

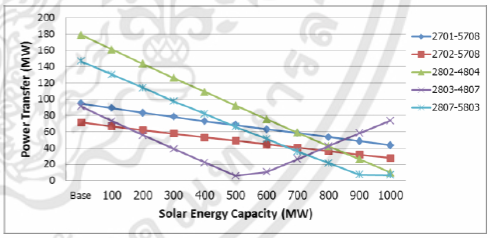


Fig. 7 Power transfer variation of each solar capacity on inter-tied lines to area 2

The results of CO_2 emission evaluation focus on power transfer variation on inter area tied lines to area2, and the power transfer variation is shown in Figure 7. When assuming power supply period of solar generation is 8 hrs/day, the CO_2 emission results at

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

CO_2 factor 0.472 in 2013 (shown in Table 2) decrease continuously when solar generation power increases as shown in Table 8.

Solar Power (MW)	MW Import decreasing	KWh/day	kgCO2/day
200	228.3	1,826,400	862,298.23
400	447.8	3,582,400	1,691,358.51
600	639	5,112,000	2,413,528.56
800	782.1	6,256,800	2,954,022.98
1,000	908.8	7,270,400	3,432,573.95

Table 8 The results of CO_2 emission evaluation

5.4 An Operation Recommendation in Peak Load Period without Solar Generation Powers

It is clear from figure 8 that, the solar power generation cannot supply total load demand during the daily peak load period. During this period, if the system has load increase or loss of significant generators, the system stability will be decreased.

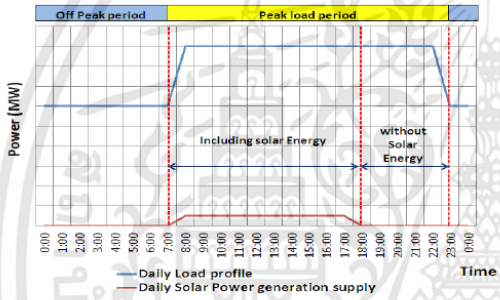


Fig. 8 Daily load and solar generation supply period

This problem needs protection plan which is recommended in this study to reduce the impact and enhance the system stability.

5.4.1 Short-term planning

List below are those short term planning to remedy power system with some solar power integration.

- Must-Run the 10 highly significant generators to supply load in area.
- Keep 5 inter-area tied lines to transfer power to area2
- Set plan to switch static VAR or other FACTs devices to bring the voltage and %loading of transmission line within control limits.
- Set plan by setting Automation Generation Control (AGC) to control the voltage and %loading of transmission line within control limits.

5.4.2 Long-term planning

For the long term planning if the traditional power system need to experience with various renewable generation mixed.

- Set plan to install the new power generation in impacted area.
- Set plan to install the equipment, such as FACTs devices, to enhance voltage stability and reduce %loading of transmission line.
- Set plan to install the new transmission lines to transfer power to this area.
- Set plan to install Phase Measurement Unit (PMU) for the wide-area monitoring system.

6. CONCLUSION

This paper is to study power system congestion impacts under system contingency n-1 condition and in case of increasing loads in system. We find 10 generators are highly significant in area2. If one of them is in outage during the operation in peak load period, the system will be congested. Area2 can support load up to approximately 60 MW during operation in peak load period, but the voltage in some area drops below the voltage limit control. When considering the ATC of inter tied lines to area2, we find one of inter area tied lines has %ATC lower than 20 %, which means this transmission line has lowest margin to transfer power from other areas. In addition, the results of CO_2 emission evaluation from the power transfer variation on inter area tied lines reveals that ATC increases continuously and the CO_2 emission decreases continuously after the installation of the solar power generation. Although the system stability can be enhanced during peak load operation, but solar power itself, does not cover all load period since solar generation supply period lasts approximately 8 hrs./day. Therefore, there must be plans for system congestion protection, and this paper proposes the recommendations for operation during peak load period to protect and increase system stability.

References

Energy Policy and planning office ministry of energy, "Thailand Power development plan 2012-2030 rev.3", June 2012.

THAILAND: Renewable and Alternative Energy Development Plan for 25 Percent in 10 Years (AEDP 2012-2021).

Kundur, Prabha. Power system stability and control: EPRI Editors, Neal J. Balu and Mark G.Luuby.

Sangpetch,T. ,"Assessment of Effective Dependable Capacity for Renewable Power Plants in Thailand's Power System", PMAPS,2014, Page(s): 1 – 6.

Ponpranod Didsayabutra, Wei-Jen Lee, Senior Member, IEEE, and BundhitEua-Arporn, "Defining the Must-Run and Must-Take Units in a Deregulated Market", 2008 IEEE.

A. A. Sadiq, M. N. Nwohu, "Evaluation of Inter – Area Available Transfer Capability of Nigeria 330KV Network", International Journal of Engineering and Technology Volume 3 No. 2, February, 2013.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นาย ชัยสิทธิ์ วันน้อย
วัน เดือน ปีเกิด 29 มิถุนายน 2519
ที่อยู่ 63/1 ม.6 ซอย ประชาร่วมใจ ถนน มิตรภาพ
ต.ท่าพระ อ.เมือง จ.ขอนแก่น 40260
E-mail: cwannoi@gmail.com

ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2540	จบการศึกษา ประกาศนียบัตรวิชาชีพชั้นสูง (ปวส.) แผนก ช่างอิเล็กทรอนิกส์ วิทยาลัยเทคนิคขอนแก่น
พ.ศ. 2543	จบการศึกษา วิทยาศาสตร์บัณฑิต สาขาเทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์ มหาวิทยาลัยราชภัฏราชนครินทร์
พ.ศ. 2549	จบการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
พ.ศ. 2554	จบการศึกษา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ. 2556-ปัจจุบัน	ศึกษาต่อ วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ความชำนาญเฉพาะด้าน การควบคุมการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนและพลังงานความร้อนร่วม

ประวัติการทำงาน

พ.ศ. 2540-2543	บริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน (NPS) 300 MW
พ.ศ. 2543-2550	บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (IPT) 700 MW
พ.ศ. 2550-2559	บริษัท อัลสตอม (ประเทศไทย) จำกัด วิศวกรควบคุมการผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (EPEC) 350 MW
พ.ศ. 2559-ปัจจุบัน	บริษัท จีอี (ประเทศไทย) จำกัด (GE Thailand, ltd) วิศวกรควบคุมการผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมบางบ่อ 350 MW

ผลงานทางวิชาการ

[1] ชัยสิทธิ์ วันน้อย, ดุสิต สุขสวัสดิ์, เชาว์ ชมภูอินไหว และ ชาย ชมภูอินไหว, “การศึกษาเสถียร ภาพระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกของประเทศไทยและข้อเสนอแนะเพื่อระบบการป้องกันพิเศษสำหรับนำระบบกลับคืนสู่สภาวะปรกติ”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 32 (EECON32), หมายเลข PW064, 29-30 ตุลาคม 2552, มหาวิทยาลัยมหิดล

[2] Supattarachai Jitchobjai, Chaisit Wannoi, Warawat Tangsrianukul, and Chai Chompoo-inwai, “A Technology Assessment and Financial Indices Study to Achieve an Appropriate Range of Incentive Mechanism for Solar Energy Promotion in

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THAILAND" , The International Conference on Electrical Engineering, Korea, ICEE2014, June 15-19, 2014.

[3] 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.

[4] Chaisit Wannoi, Anulak Khumdee, Narumon Wannoi and Chow / Chai Chompooinwai, "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.

[5] Chaisit WANNOI, S. JITCHOPJAI, N. WANNOI, S. BUNJONGJIT and Chow / Chai CHOMPOO-INWAI, "A Proper Location FACTS Device Placement and Primary Generation Response Definition for Multi-Lines Buses Security Enhancement Under Contingency Analysis", The International Conference on Electrical Engineering, Japan, ICEE2016 ID 90381, July, 2016.

[6] Supattarachai Jitchobjai, Chaisit Wannoi, Nirudh Jirasuwankul and Chai/Chow Chompoo-inwai, "Optimum Operation Scheme of Solar Power Generation System on a High-level Voltage Area to Avoid Overvoltage Problem", The International Conference on Electrical Engineering, Japan, ICEE2016 ID 90331, July, 2016.

[7] 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, Japan, 2019.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้