การควบคุมแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานหมุนเวียน

นายอนุวัฒน์ จันทร์โฮม

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2555

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository(CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

VOLTAGE REGULATION IN THE TRANSMISSION SYSTEM CONSIDERING UNCERTAINTY OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

Mr. Anuwat Chanhome

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2012

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การควบคุมแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานหมุนเวียน
โดย	นายอนุวัฒน์ จันทร์โฮม
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม	อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม
(อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. ฐิติพร สังข์เพชร)

อนุวัฒน์ จันทร์โฮม : การควบคุมแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานหมุนเวียน. (VOLTAGE REGULATION IN THE TRANSMISSION SYSTEM CONSIDERING UNCERTAINTY OF RENEWABLE ENERGY SOURCES) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์, อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม: อ. ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์, 225 หน้า.

ในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีการติดตั้งเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากขึ้น และอาจทำให้เกิดการรบกวนต่อระบบส่งไฟฟ้าได้ ซึ่งการรบกวนดังกล่าวโดยทั่วไปไม่สามารถทำให้ระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าเกิดการละเมิดของเขตแรงดันที่กำหนดได้ เนื่องจากระบบส่งไฟฟ้าเป็นระบบใหญ่ และยังมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถควบคุมระดับแรงดันได้ อย่างไรก็ตามการรบกวนที่สามารถเกิดขึ้นต่อระบบส่งไฟฟ้าได้ คือ การแกว่งของระดับแรงดันเนื่องจากผลของความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน นั้นคือค่าของพลังงานหมุนเวียนสามารถเกิดการเปลี่ยนแปลงและทำให้ระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าเกิดการแกว่งหรือมีการเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งการแก้ปัญหาเพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวควรทำการแก้ไขได้ด้วยการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เหมาะสม เนื่องจากปัญหาต่อระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวแท้จริงแล้วเกิดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยส่งผลกระทบไปยังระบบส่งไฟฟ้าด้วย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสองประเภท คือ แสงอาทิตย์ และลม เนื่องจากเป็นพลังงานที่สะอาดและไม่ก่อมลพิษให้กับสิ่งแวดล้อม ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะพิจารณาให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณน้อยทำให้ไม่นิยมติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้าที่มีการส่งหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าในปริมาณมาก นอกจากนั้นกระบวนการค้นหาแบบผสมระหว่างการค้นหาด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาคและการค้นหาแบบทาบูจะถูกประยุกต์ใช้เพื่อพิจารณาการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะมีผลต่อการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าด้วย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อนิสิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
ปีการศึกษา 2555	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

5370380621 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : DISTRIBUTION SYSTEM / HYBRID OPTIMIZATION / RENEWABLE ENERGY / VOLTAGE FLUCTUATION / TRANSMISSTION SYSTEM

ANUWAT CHANHOME: VOLTAGE REGULATION IN TRANSMISSION SYSTEM CONSIDERING UNCERTAINTY OF RENEWABLE ENERGY SOURCES. ADVISOR: ASST. PROF. SOTDHIPONG PHICHAISAWAT, Ph.D., CO-ADVISOR: SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D.,225 pp.

Renewable Energy (RE) sources are currently increasing for connecting to a distribution system. It can disturb a transmission system. For normal disturbance, it cannot affect voltage profile of the transmission system from exceeding the voltage limit. Because, typically, the transmission system is large and also has large generators that can control the voltages. However, the disturbance can certainly occur from voltage fluctuation that it is the result of uncertainty from RE. For example, the output change of RE can cause voltage profile fluctuation in transmission system. For reducing the problem of voltage fluctuation, system operators should optimally regulate voltage profile in the distribution system instead of regulating voltage profile in the transmission system, because voltage fluctuation actually occurs in the distribution system and affect to the transmission system.

This thesis considers RE as only solar photovoltaic and wind energy because they are clean and nonpolluting energy. The RE sources are considered only for the connection in distribution system, because the electricity generation from RE is small. In addition, an hybrid optimization of particle swarm optimization and tabu search is applied to regulate the voltage fluctuation in the distribution system. It affects the regulation of voltage fluctuation in the transmission system.

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

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

Academic Year : 2012 Co-advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี กระผมขอกราบขอบพระคุณอย่างสูงจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก และอาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์ตลอดมา ตลอดจนได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ และดร. ฐิติพร สังข์เพชร ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องของกรมอุตุนิยมวิทยาที่ได้อนุเคราะห์ข้อมูลพลังงานหมุนเวียน ซึ่งทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จไปได้ด้วยดี และขอขอบคุณผู้ร่วมวิจัยในห้องปฏิบัติการที่คอยให้คำปรึกษา และ เป็นกำลังใจมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา น้องสาว ตลอดจนญาติทุกๆ ท่านที่คอยเป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... จ

กิตติกรรมประกาศ..... ฉ

สารบัญ..... ช

สารบัญตาราง..... ฎ

สารบัญภาพ..... น

บทที่ 1 บทนำ..... 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา..... 1

1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 3

1.3 วัตถุประสงค์..... 5

1.4 ขอบเขตวิทยานิพนธ์..... 5

1.5 ขั้นตอนการศึกษา และวิธีการดำเนินงาน..... 6

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์..... 7

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์..... 7

บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง..... 9

2.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง..... 9

2.1.1 ระบบส่งไฟฟ้า..... 9

2.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า..... 12

2.1.3 สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า..... 14

2.2 การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG)..... 15

2.2.1 แบบจำลองของ DG..... 18

2.2.2 มาตราฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG..... 18

2.2.2.1 มาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG ของ IEEE Std 1547-2008..... 19

2.2.2.2 มาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG ของการไฟฟ้านครหลวง 19

หน้า

2.2.2.3 มาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 20
2.3 ตัวคุมค่าแรงดัน (Voltage regulator)..... 21
2.3.1 หลักการพื้นฐานของตัวคุมค่าแรงดัน..... 21
2.3.2 แบบจำลองของตัวคุมค่าแรงดัน..... 23
2.3.3 ผลกระทบของตัวคุมค่าแรงดันต่อแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า..... 24
2.4 คาปาซิเตอร์ (Capacitor)..... 25
2.4.1 ขนาดของคาปาซิเตอร์..... 27
2.4.2 แบบจำลองของคาปาซิเตอร์..... 27
2.4.3 ผลกระทบของคาปาซิเตอร์ต่อแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า..... 28
2.4.4 การควบคุมคาปาซิเตอร์..... 29
2.5 สรุป..... 30
บทที่ 3 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... 31
3.1 ความสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... 31
3.1.1 พลังงานแสงอาทิตย์..... 32
3.1.1.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย..... 32
3.1.1.2 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Technology)..... 34
3.1.1.3 การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์..... 35
3.1.2 พลังงานลม..... 38
3.1.1.1 ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย..... 39
3.1.1.2 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม..... 39
3.1.1.3 การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม..... 41
3.2 ลักษณะของความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน..... 42
3.3 สรุป..... 46
บทที่ 4 วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก..... 47
4.1 วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก (Heuristic Search)..... 47
4.1.1 อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง (Simulated Annealing)..... 48

หน้า

4.1.2 การค้นหาแบบทาบู (Tabu Search)..... 48
4.1.3 การหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยคอโลนีมด (Ant Colony Optimization)..... 49
4.1.4 จีนเนติกอัลกอริธึม (Genetic Algorithm)..... 50
4.1.5 การหาค่าเหมาะสมด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm ptimization)…….. 51
4.2 การพิจารณาความเหมาะสมของการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก..... 52
4.3 สรุป..... 53
บทที่ 5 วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS..... 54
5.1 วิธี PSO……..... 54
5.1.1 สัญลักษณ์และคำจำกัดความที่ใช้ในวิธี PSO……..... 54
5.1.2 หลักการและขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยวิธี PSO..... 56
5.2 วิธี TS……..... 58
5.3 วิธีผสมระหว่าง PSO และ TS……..... 60
5.4 สรุป..... 63
บทที่ 6 การหาค่าเหมาะสมของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและอุปกรณ์ควบคุมแรงดันโดยอาศัยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS..... 64
6.1 การประยุกต์ใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) ในการแก้ปัญหาการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันเนื่องจากจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า..... 64
6.2 ขั้นตอนในการแก้ปัญหาด้วยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS..... 67
6.3 การทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการปรับขนาดอุปกรณ์ด้วยวิธีที่นำเสนอ..... 72
6.4 สรุป..... 76
บทที่ 7 ผลการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอ..... 77
7.1 ระบบทดสอบ..... 77
7.1.1 DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ปลายทางของสายป้อน..... 78
7.1.2 DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ต้นทางของสายป้อน. 79

หน้า

7.2 ผลการแกว่งของระดับแรงดัน..... 80
7.2.1 DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ปลายทางของสายป้อน..... 81
7.2.2 DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ต้นทางของสายป้อน. 90
7.2.2.1 ฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 90
7.2.2.2 ฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 102
7.2.2.3 ฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 114
7.3 ผลการทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการปรับขนาดอุปกรณ์ด้วยวิธีที่นำเสนอ..... 126
7.3.1 กรณีพื้นฐาน..... 133
7.3.2 กรณีควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันด้วยวิธีที่นำเสนอ..... 136
7.4 สรุปผลการแกว่งของระดับแรงดัน..... 139
บทที่ 8 สรุป..... 140
8.1 สรุปผลการวิจัย..... 140
8.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต..... 141
รายการอ้างอิง..... 143
ภาคผนวก..... 148
ภาคผนวก ก.ข้อมูลพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ทางสถิติ..... 149
ก.1 ฤดูร้อน (16 ก.พ. – 15 พ.ค.)..... 149
ก.1.1 ความเข้มแสงอาทิตย์..... 149
ก.1.2 อุณหภูมิ..... 154
ก.1.3 ลม..... 159
ก.2 ฤดูฝน (16 พ.ค. – 15 ต.ค.)..... 159
ก.2.1 ความเข้มแสงอาทิตย์..... 159
ก.2.2 อุณหภูมิ..... 165
ก.2.3 ลม..... 169
ก.3 ฤดูหนาว (16 ต.ค. – 15 ก.พ.)..... 169
ก.3.1 ความเข้มแสงอาทิตย์..... 169

หน้า

ก.3.2 อุณหภูมิ..... 175
ก.3.3 ลม..... 179
ภาคผนวก ข.ข้อมูลระบบทดสอบ..... 180
ข.1 ระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล..... 180
ข.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส..... 196
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์..... 199

สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 2.1	ประเภทของ DG ค่าตัวประกอบกำลัง และการประยุกต์ใช้งาน.....	16
ตารางที่ 2.2	มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง.....	19
ตารางที่ 2.3	มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	20
ตารางที่ 2.4	คาปาซิเตอร์ในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และคาปาซิเตอร์ในสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	26
ตารางที่ 2.5	ขนาดทั่วไปของคาปาซิเตอร์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE Standard 18-2002.....	27
ตารางที่ 3.1	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบไฟฟ้ากำลังแล้ว ณ เดือนกันยายน 2554.....	31
ตารางที่ 3.2	แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี.....	32
ตารางที่ 3.3	ร้อยละของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในระดับต่างๆ.....	34
ตารางที่ 3.4	ค่าสัมประสิทธ์ α กับพื้นที่ในบริเวณที่แตกต่างกัน.....	42
ตารางที่ 7.1	ค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์.....	79
ตารางที่ 7.2	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.5	84
ตารางที่ 7.3	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.6.....	84
ตารางที่ 7.4	ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย.....	85
ตารางที่ 7.5	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.7.....	86
ตารางที่ 7.6	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.8.....	87
ตารางที่ 7.7	ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน.....	88

หน้า

ตารางที่ 7.8	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.9.....	89
ตารางที่ 7.9	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.10.....	89
ตารางที่ 7.10	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.11.....	92
ตารางที่ 7.11	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.12.....	93
ตารางที่ 7.12	ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย.....	94
ตารางที่ 7.13	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.13.....	95
ตารางที่ 7.14	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.14.....	95
ตารางที่ 7.15	ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน.....	96
ตารางที่ 7.16	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.15.....	97
ตารางที่ 7.17	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.16.....	98
ตารางที่ 7.18	การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูร้อน.....	100
ตารางที่ 7.19	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.18.....	104
ตารางที่ 7.20	ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.19.....	105
ตารางที่ 7.21	ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย.....	106

หน้า

ตารางที่ 7.22 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.20..... 107
ตารางที่ 7.23 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.21..... 107
ตารางที่ 7.24 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน..... 108
ตารางที่ 7.25 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.22..... 109
ตารางที่ 7.26 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.23..... 110
ตารางที่ 7.27 การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูฝน..... 112
ตารางที่ 7.28 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.25..... 116
ตารางที่ 7.29 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.26..... 117
ตารางที่ 7.30 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย..... 118
ตารางที่ 7.31 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.27..... 119
ตารางที่ 7.32 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.28..... 119
ตารางที่ 7.33 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน..... 120
ตารางที่ 7.34 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.29..... 121
ตารางที่ 7.35 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.30..... 122

หน้า

ตารางที่ 7.36	การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูหนาว.....	124
ตารางที่ 7.37	การประมาณค่าพารามิเตอร์ของการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ.....	127
ตารางที่ 7.38	ผลของการคำนวณค่าความผิดพลาด.....	128
ตารางที่ 7.39	ผลการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิ ในช่วงเวลาต่างๆ.....	130
ตารางที่ 7.40	ผลการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเร็วลมในฤดูต่างๆ	132
ตารางที่ 7.41	ผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานในฤดูร้อน ฝน และหนาว.....	135
ตารางที่ 7.42	ผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดของบัส PH_69 กรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในฤดูร้อน ฝน และหนาว.....	138
ตารางที่ ก.1.1.1	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 6.00-7.00 น.....	149
ตารางที่ ก.1.1.2	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 7.00-8.00 น.....	149
ตารางที่ ก.1.1.3	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 8.00-9.00 น.....	150
ตารางที่ ก.1.1.4	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 9.00-10.00 น.....	150
ตารางที่ ก.1.1.5	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 10.00-11.00 น.....	151
ตารางที่ ก.1.1.6	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 11.00-12.00 น.....	151
ตารางที่ ก.1.1.7	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 12.00-13.00 น.....	152
ตารางที่ ก.1.1.8	ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.....	152

หน้า

ตารางที่ ก.1.1.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 14.00-15.00 น..... 153
ตารางที่ ก.1.1.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 15.00-16.00 น..... 153
ตารางที่ ก.1.1.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 16.00-17.00 น..... 154
ตารางที่ ก.1.1.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อนในช่วงเวลา 17.00-18.00 น..... 154
ตารางที่ ก.1.2.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 6.00-7.00 น..... 155
ตารางที่ ก.1.2.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 7.00-8.00 น..... 155
ตารางที่ ก.1.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 8.00-9.00 น..... 155
ตารางที่ ก.1.2.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 9.00-10.00 น..... 156
ตารางที่ ก.1.2.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 10.00-11.00 น..... 156
ตารางที่ ก.1.2.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 11.00-12.00 น..... 156
ตารางที่ ก.1.2.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 157
ตารางที่ ก.1.2.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 13.00-14.00 น..... 157
ตารางที่ ก.1.2.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 14.00-15.00 น..... 157
ตารางที่ ก.1.2.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 15.00-16.00 น..... 158

หน้า

ตารางที่ ก.1.2.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 16.00-17.00 น..... 158
ตารางที่ ก.1.2.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อนในช่วงเวลา 17.00-18.00 น..... 158
ตารางที่ ก.1.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเร็วลมของฤดูร้อน..... 159
ตารางที่ ก.2.1.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 6.00-7.00 น..... 159
ตารางที่ ก.2.1.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 7.00-8.00 น..... 160
ตารางที่ ก.2.1.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 8.00-9.00 น..... 160
ตารางที่ ก.2.1.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 9.00-10.00 น..... 160
ตารางที่ ก.2.1.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 10.00-11.00 น..... 161
ตารางที่ ก.2.1.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 11.00-12.00 น..... 161
ตารางที่ ก.2.1.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 162
ตารางที่ ก.2.1.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 13.00-14.00 น..... 162
ตารางที่ ก.2.1.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 14.00-15.00 น..... 163
ตารางที่ ก.2.1.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 15.00-16.00 น..... 164
ตารางที่ ก.2.1.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 16.00-17.00 น..... 164

หน้า

ตารางที่ ก.2.1.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝนในช่วงเวลา 17.00-18.00 น..... 164
ตารางที่ ก.2.2.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 6.00-7.00 น..... 165
ตารางที่ ก.2.2.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 7.00-8.00 น..... 165
ตารางที่ ก.2.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 8.00-9.00 น..... 165
ตารางที่ ก.2.2.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 9.00-10.00 น..... 166
ตารางที่ ก.2.2.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 10.00-11.00 น..... 166
ตารางที่ ก.2.2.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 11.00-12.00 น..... 166
ตารางที่ ก.2.2.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 167
ตารางที่ ก.2.2.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 13.00-14.00 น..... 167
ตารางที่ ก.2.2.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 14.00-15.00 น..... 167
ตารางที่ ก.2.2.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 15.00-16.00 น..... 168
ตารางที่ ก.2.2.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 16.00-17.00 น..... 168
ตารางที่ ก.2.2.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝนในช่วงเวลา 17.00-18.00 น..... 168
ตารางที่ ก.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเร็วลมของฤดูฝน..... 169

หน้า

ตารางที่ ก.3.1.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 6.00-7.00 น..... 170
ตารางที่ ก.3.1.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 7.00-8.00 น..... 170
ตารางที่ ก.3.1.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 8.00-9.00 น..... 170
ตารางที่ ก.3.1.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 9.00-10.00 น..... 171
ตารางที่ ก.3.1.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 10.00-11.00 น..... 171
ตารางที่ ก.3.1.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 11.00-12.00 น..... 172
ตารางที่ ก.3.1.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 172
ตารางที่ ก.3.1.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 13.00-14.00 น..... 173
ตารางที่ ก.3.1.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 14.00-15.00 น..... 173
ตารางที่ ก.3.1.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 15.00-16.00 น..... 174
ตารางที่ ก.3.1.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 16.00-17.00 น..... 174
ตารางที่ ก.3.1.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาวในช่วงเวลา 17.00-18.00 น..... 174
ตารางที่ ก.3.2.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 6.00-7.00 น..... 175
ตารางที่ ก.3.2.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 7.00-8.00 น..... 175

หน้า

ตารางที่ ก.3.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 8.00-9.00 น..... 176
ตารางที่ ก.3.2.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 9.00-10.00 น..... 176
ตารางที่ ก.3.2.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 10.00-11.00 น..... 176
ตารางที่ ก.3.2.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 11.00-12.00 น..... 177
ตารางที่ ก.3.2.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 177
ตารางที่ ก.3.2.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 13.00-14.00 น..... 177
ตารางที่ ก.3.2.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 14.00-15.00 น..... 178
ตารางที่ ก.3.2.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 15.00-16.00 น..... 178
ตารางที่ ก.3.2.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 16.00-17.00 น..... 178
ตารางที่ ก.3.2.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาวในช่วงเวลา 17.00-18.00 น..... 179
ตารางที่ ก.3.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเร็วลมของฤดูหนาว..... 179
ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล..... 180
ตารางที่ ข.1.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล..... 185
ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล..... 187
ตารางที่ ข.2.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE 34 บัส..... 196

หน้า

ตารางที่ ข.2.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบทดสอบ IEEE 34 บัส..... 197

สารบัญภาพ

		หน้า
รูปที่ 2.1	ระบบส่งไฟฟ้าของ EGAT ในเขตกรุงเทพ และ ปริมณฑล.....	10
รูปที่ 2.2	ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส.....	13
รูปที่ 2.3	ลักษณะโดยทั่วไปของสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	14
รูปที่ 2.4	ลักษณะของสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จะถูกพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้.....	15
รูปที่ 2.5	การไหลของกำลังแอคทีฟและรีแอคทีฟ.....	17
รูปที่ 2.6	การทำงานของตัวคุมค่าแรงดัน.....	22
รูปที่ 2.7	การควบคุมการเปลี่ยนแท็บ.....	23
รูปที่ 2.8	แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้าที่มีการติดตั้งตัวคุมค่าแรงดัน.....	23
รูปที่ 2.9	การติดตั้งตัวคุมค่าแรงดันเพื่อแก้ปัญหาแรงดัน.....	24
รูปที่ 2.10	การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อยกระดับแรงดัน.....	28
รูปที่ 3.1	แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยเฉลี่ยรายวันต่อปี.....	33
รูปที่ 3.2	ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์.....	35
รูปที่ 3.3	แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง.....	35
รูปที่ 3.4	แบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์.....	36
รูปที่ 3.5	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยเฉลี่ยต่อปี.....	40
รูปที่ 3.6	กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแกนตั้ง.....	40
รูปที่ 3.7	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมและกำลังผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ของกังหันลม	41
รูปที่ 3.8	ลักษณะกราฟ PDF ของการกระจายข้อมูลแบบปกติ.....	43
รูปที่ 3.9	ลักษณะกราฟ CDF ของการกระจายข้อมูลแบบปกติ.....	43
รูปที่ 3.10	ลักษณะกราฟ PDF ของการกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์.....	44
รูปที่ 3.11	ลักษณะกราฟ CDF ของการกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์.....	44
รูปที่ 3.12	ลักษณะกราฟ PDF ของการกระจายข้อมูลแบบเบต้า.....	45
รูปที่ 3.13	ลักษณะกราฟ CDF ของการกระจายข้อมูลแบบเบต้า.....	45
รูปที่ 4.1	อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง.....	48
รูปที่ 4.2	ขั้นตอนการทำงานของการค้นหาแบบทาบู.....	49

หน้า

รูปที่ 4.3 การทดลองเส้นทางเดินของมด..... 50
รูปที่ 4.4 ขั้นตอนการทำงานทั่วไปของ GA..... 51
รูปที่ 4.5 แผนผังอัลกอริธึมพื้นฐานของ PSO..... 52
รูปที่ 5.1 แสดงตัวอย่างการเคลื่อนที่ของอนุภาคในการค้นหาค่าเหมาะสมที่สุด x_{best}... 56
รูปที่ 5.2 ขั้นตอนการทำงานของ PSO..... 58
รูปที่ 5.3 การเดินทางเพื่อหาคำตอบของวิธี TS..... 59
รูปที่ 5.4 การค้นหาคำตอบในพื้นที่รอบข้าง..... 59
รูปที่ 5.5 ปฏิบัติการเดิน เพื่อหาคำตอบใหม่จากคำตอบปัจจุบัน..... 59
รูปที่ 5.6 กราฟของสมการที่ (5.8)..... 60
รูปที่ 5.7 การเปลี่ยนตำแหน่งของค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม..... 61
รูปที่ 5.8 ขั้นตอนการทำงานของวิธีผสมระหว่าง PSO และ TS..... 62
รูปที่ 6.1 การควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ยโดยพิจารณาจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.1)..... 65
รูปที่ 6.2 ขั้นตอนการแก้ปัญหาเพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดัน..... 68
รูปที่ 6.3 การเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า..... 68
รูปที่ 6.4 ขั้นตอนการประเมินคุณภาพคำตอบ..... 70
รูปที่ 6.5 การปรับขนาดของ DG ประเภทควบคุมได้เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตที่ได้จาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน..... 73
รูปที่ 6.6 ขั้นตอนการพิจารณาลักษณะการกระจายข้อมูลที่เหมาะสมกับข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้..... 74
รูปที่ 6.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้..... 74
รูปที่ 6.8 การเปลี่ยนรูปแบบการกระจายข้อมูลจากกราฟ PDF มาเป็นการกระจายข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่อง..... 75
รูปที่ 7.1 การเชื่อมต่อบัส PH_69 กับบัสอื่นๆ ของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ในเขตกรุงเทพและปริมณฑล..... 77
รูปที่ 7.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ที่ใช้ในการทดสอบ..... 78
รูปที่ 7.3 ประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เทียบกับความเร็วลม..... 79
รูปที่ 7.4 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของระบบส่งไฟฟ้า EGAT ในช่วงฤดูร้อน..... 83

หน้า

รูปที่ 7.5 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 83
รูปที่ 7.6 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 84
รูปที่ 7.7 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 86
รูปที่ 7.8 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 86
รูปที่ 7.9 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 88
รูปที่ 7.10 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดันของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 89
รูปที่ 7.11 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 92
รูปที่ 7.12 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 92
รูปที่ 7.13 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 94
รูปที่ 7.14 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 95
รูปที่ 7.15 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 97
รูปที่ 7.16 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดันของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 97
รูปที่ 7.17 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของระบบส่งไฟฟ้า EGAT ในช่วงฤดูฝน..... 102
รูปที่ 7.18 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 104

หน้า

รูปที่ 7.19 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 104
รูปที่ 7.20 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 106
รูปที่ 7.21 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 107
รูปที่ 7.22 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 109
รูปที่ 7.23 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดันของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 109
รูปที่ 7.24 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของระบบส่งไฟฟ้า EGAT ในช่วงฤดูหนาว..... 114
รูปที่ 7.25 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 116
รูปที่ 7.26 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 116
รูปที่ 7.27 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 118
รูปที่ 7.28 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 119
รูปที่ 7.29 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 121
รูปที่ 7.30 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดันของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 121
รูปที่ 7.31 การกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ที่ได้มีการบันทึกไว้ ในฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น..... 126
รูปที่ 7.32 ลักษณะการกระจายข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่องของการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ 127
รูปที่ 7.33 การจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาที ในช่วงเวลา 1 ปี โดยใช้วิธีการสุ่ม..... 132

หน้า

รูปที่ 7.34 ระดับแรงดันทุกๆ 15 นาทีของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานในช่วงเวลา 1 ปี..... 134
รูปที่ 7.35 การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานในช่วงเวลา 1 ปี..... 134
รูปที่ 7.36 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 จากการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนในฤดูฝน วันที่ 14 เดือนมิถุนายน ช่วงเวลา 10.00-11.00 น..... 135
รูปที่ 7.37 ระดับแรงดันทุกๆ 15 นาทีของบัส PH_69 กรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงเวลา 1 ปี..... 137
รูปที่ 7.38 การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 กรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงเวลา 1 ปี..... 137

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ นอกจากนี้จะกล่าวถึงเนื้อหาในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในอดีต โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่ได้อาศัยเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล เช่น น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และ ถ่านหิน เป็นต้น เพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า เนื่องจากเชื้อเพลิงเหล่านี้มีข้อดี คือ ราคาถูก เมื่อเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ อย่างไรก็ตามการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงดังกล่าวก่อให้เกิดก๊าซ (Gas) ที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิต และ สิ่งแวดล้อม [1] เช่น ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ส่งผลกระทบทำให้ระบบทางเดินหายใจของสิ่งมีชีวิตเกิดการอักเสบ และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ หรือ ก๊าซเรือนกระจกส่งผลกระทบทำให้อุณหภูมิของโลกร้อนขึ้น เป็นต้น นอกจากนั้นในสภาวะปัจจุบันที่ราคาเชื้อเพลิงดังกล่าวกำลังปรับตัวสูงขึ้น เนื่องจากความต้องการที่สูงขึ้นทุกปี จึงทำให้การใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อแก้ไขปัญหาการใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวจึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่ได้รับความสนใจมากขึ้น

พลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานที่เกิดขึ้นซ้ำเรื่อยๆ ไม่หมดไป เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ และชีวมวลหรือของเสียจากการกสิกรรม เป็นต้น ปัจจุบันการพัฒนาพลังงานอย่างยั้งยืน (Sustainable development) [2] กำลังได้รับความสนใจมากขึ้น โดยพลังงานหมุนเวียนถือเป็นหัวข้อหลักในการพัฒนาดังกล่าว เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนมีประโยชน์หลายประการ เช่น เป็นพลังงานที่ใช้ได้ไม่มีวันหมดไป ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และส่งเสริมการนำของเสียจากการกสิกรรมมาใช้ใหม่ เป็นต้น ดังนั้นพลังงานหมุนเวียนจึงมีความสำคัญอย่างมากต่อการพัฒนาพลังงานอย่างยั่งยืน

สำหรับในประเทศไทยได้มีการส่งเสริมการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้า โดยให้เอกชนสามารถลงทุนในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งขนาดเล็ก (Small Power Producer, SPP) และขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP) [3] เพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution network) โดยตรง เพื่อช่วยกระจายพลังงานไฟฟ้า และช่วยลดผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นต้น โดย SPP หรือ VSPP นั้น

สามารถพิจารณาเป็นการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG) ได้ เนื่องจากเป็นการผลิตไฟฟ้าในปริมาณน้อย และนิยมติดตั้งในระบบจำหน่ายซึ่งใกล้กับจุดโหลด เป็นต้น อย่างไรก็ตามการส่งเสริมให้มีการติดตั้ง DG (SPP หรือ VSPP) ประเภทพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ เนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าที่ได้รับซึ่งขึ้นอยู่กับที่ตั้งและสภาวะอากาศ อาจทำให้เกิดการแกว่งของแรงดันในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission network) มากเกินไป หรืออาจทำให้ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution network) สูงกว่าหรือต่ำกว่าขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ ดังนั้นการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวอาจจะต้องพิจารณาการปรับอุปกรณ์ควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนให้เหมาะสม เพราะว่าการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไประบบส่งไฟฟ้าจะไม่สามารถรับรู้ข้อมูลแบบเวลาจริง (Real time) ของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวได้

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่มักมีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันเพื่อควบคุมแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่ต้องการ โดยอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ใช้กันอย่างแพร่หลาย ประกอบด้วย [4]-[5] ตัวคุมค่าแรงดัน (Voltage regulator) ซึ่งสามารถควบคุมแรงดันผ่านการปรับแท็บ (Tap) ของอุปกรณ์ และ คาปาซิเตอร์แบงค์ (Capacitor bank) ซึ่งสามารถควบคุมแรงดันผ่านการชดเชยกำลังรีแอคทีฟ (Reactive power) ของอุปกรณ์ นอกจากอุปกรณ์ควบคุมแรงดันดังกล่าว ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง DG ประเภทควบคุมได้ (Dispatchable DG) ยังสามารถนำมาใช้ในการควบคุมแรงดันได้ด้วย โดย DG ชนิดนี้ คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เช่น DG จำพวกแบบเผาไหม้ภายใน และ แบบกังหันก๊าซ เป็นต้น จึงทำให้ DG ชนิดนี้สามารถปรับโหมดการทำงานได้ทั้ง Capacitive และ Inductive power factor ซึ่งมีผลต่อการช่วยยกและลดระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ตามลำดับ และท้ายสุดการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทาง (Substation) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าก็มีผลต่อการควบคุมแรงดันทุกส่วนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย ดังนั้นการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ จึงควรพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกันนั่นคืออุปกรณ์ควบคุมแรงดัน และ DG ประเภทควบคุมได้ นอกจากนั้นควรพิจารณาการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย

1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในอดีต ได้มีหลายงานวิจัยที่แก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามมักไม่พิจารณาการลดผลกระทบในระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ด้วย โดยงานวิจัยดังกล่าวประกอบไปด้วย

งานวิจัย [6] พิจารณาการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และกำลังผลิตของ DG ประเภทควบคุมได้ เพื่อรักษาแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายใต้สภาวะความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน ซึ่งถูกกำหนดให้มีการกระจายข้อมูลแบบปกติ (Normal distribution) ให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนด โดยใช้วิธี Probabilistic Load Flow อย่างไรก็ตามในงานวิจัยนี้ไม่ได้ระบุชัดเจนว่า DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเป็นชนิดพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม

งานวิจัย [7] พิจารณาการปรับตัวคุมค่าแรงดัน เพื่อรักษาแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายใต้สภาวะความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนชนิดพลังงานลม ซึ่งถูกกำหนดให้มีการกระจายข้อมูลแบบปกติ ให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนด โดยใช้วิธี Probabilistic Load Flow ควบคู่กับวิธี Sensitivity Analysis

งานวิจัย [8] พิจารณาการปรับอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน และกำลังผลิตของ DG ประเภทควบคุมได้ เพื่อรักษาแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายใต้สภาวะความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนทั้งชนิดพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ซึ่งถูกกำหนดให้มีการกระจายข้อมูลแบบปกติ ให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนด โดยใช้วิธี Tabu Search

จากงานวิจัยทั้ง 3 ข้างต้น สามารถเห็นได้ว่าไม่มีการพิจารณาการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน DG ประเภทควบคุมได้ และ การปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนั้นไม่ได้พิจารณาการเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย หรือก็คือ กำหนดให้แรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าคงที่ภายใต้สภาวะความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน จึงอาจทำให้การแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นไม่มีประสิทธิภาพ และ การกำหนดให้กำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนมีการกระจายข้อมูลแบบปกติก็อาจไม่แม่นยำนักเมื่อเทียบกับงานวิจัยที่ได้วิเคราะห์ลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียน เช่น ความไม่แน่นอนของแสงอาทิตย์ใกล้เคียงกับลักษณะการกระจายข้อมูลแบบเบต้า (Beta distribution) มากที่สุด [9]-[10] และ

ความเร็วลมใกล้เคียงกับลักษณะการกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) มากที่สุด [10]-[11] เป็นต้น และท้ายสุดทั้ง 3 งานวิจัยข้างต้นไม่ได้พิจารณาการลดผลกระทบต่อระบบส่งไฟฟ้า เช่น การแกว่งของแรงดันในระบบส่งไฟฟ้า เนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น

สืบเนื่องจากปัญหาของงานวิจัยทั้ง 3 ข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านทางสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งมีการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลง (Step-down transformer) ที่สามารถปรับระดับแรงดันให้เพิ่มขึ้นหรือลดลงทางฝั่งขาออกหรือฝั่งที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ส่วนการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จะพิจารณาจากการปรับขนาดของอุปกรณ์ 4 ชนิดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ประกอบด้วย ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ และ DG ประเภทควบคุมได้ ร่วมกับการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านทางหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกได้ ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุด (Optimization) นอกจากนั้นความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนจะพิจารณาจากข้อมูลที่ได้มีการบันทึกไว้ทางสถิติ และจากข้อมูลทางสถิติที่แปลงไปเป็นการกระจายข้อมูล 3 รูปแบบ คือ แบบปกติ ไวบูลล์ และเบต้า โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน 2 ประเภท ประกอบด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม เนื่องจากพลังงานดังกล่าวกำลังได้รับความสนใจมากขึ้นในการนำมาใช้เพื่อลดการใช้เชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล วิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่จะนำมาประยุกย์ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยหลักการค้นหาแบบกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) เนื่องจากสามารถหาค่าเหมาะสมที่สุดได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งแตกต่างจากวิธี Sensitivity Analysis ที่มักเกิดปัญหาการปรับค่าตัวแปรเกินหรือต่ำกว่าค่าเหมาะสมที่ต้องการ [12] และวิธี Tabu Search ที่เหมาะกับการคำนวณตัวแปรที่เป็นค่าไม่ต่อเนื่อง (Discrete value) [13] อย่างไรก็ตามเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของ PSO ในการคำนวณตัวแปรที่เป็นค่าไม่ต่อเนื่องจะมีการนำเอาหลักการของ TS มาประยุกต์ใช้ด้วย และการทดสอบการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นได้กำหนดให้ค่าตัวประกอบกำลังของ DG ประเภทควบคุมได้จะถูกเลือกจากกระบวนการหาค่าเหมาะสมที่สุด และ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจะถูกกำหนดให้มีค่าค่าตัวประกอบกำลังเป็นยูนิตี (Unity) โดยจะทำการทดสอบกับระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

(Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT) ในเขตกรุงเทพ และ ปริมณฑล 243 บัส และระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส

1.3 วัตถุประสงค์

1) รวมรวมหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้งหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตัวคุมค่าแรงดัน และ คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่มีการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2) รวบรวมหลักการของการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียน
3) ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์โดยประยุกต์ใช้หลักการค้นหาแบบผสมระหว่างการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค และการค้นหาแบบทาบู เพื่อหาค่าขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ DG ประเภทควบคุมได้ ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์ ที่มีการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.4 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาแบบจำลองของหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีแบบจำลองเช่นเดียวกับตัวคุมค่าแรงดัน พร้อมทั้งพิจารณาขีดจำกัดของ เงื่อนไขพิกัดแท็บของหม้อแปลง
2) พิจารณาเฉพาะขีดจำกัดของ เงื่อนไขขนาด DG ประเภทควบคุมได้ เงื่อนไขพิกัดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG เงื่อนไขพิกัดแท็บของตัวคุมค่าแรงดัน เงื่อนไขขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวคุมค่าแรงดัน เงื่อนไขพิกัดขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ และเงื่อนไขค่าพิกัดสายส่ง ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
3) พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล และ ทำงานในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state)
4) พิจารณาอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน 2 ชนิด คือ ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์
5) พิจารณาให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนติดตั้งที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น
6) ไม่พิจารณาการปรับอุปกรณ์ควบคุมแรงดันในระบบส่งไฟฟ้า

7) ไม่พิจารณาผลจากฮาร์โมนิกของระบบไฟฟ้ากำลัง
8) ไม่พิจารณาผลจากสภาวะชั่วครู่ของคาปาซิเตอร์แบงค์
9) DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถควบคุมกำลังการผลิตได้
10) พิจารณา DG ประเภทควบคุมได้ให้สามารถควบคุมกำลังการผลิตได้อย่างอิสระ

1.5 ขั้นตอนการศึกษา และวิธีดำเนินการ

1) ศึกษาหลักการ และทฤษฎีพื้นฐาน ของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า
2) ศึกษาหลักการ ทฤษฎีพื้นฐาน และแบบจำลองของ DG ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์ ที่มีการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
3) ศึกษาลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียน
4) ศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อมีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ณ ขณะนั้น มีการทำงานของ DG ประเภทควบคุมได้ ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์
5) ศึกษาหลักการค้นหาด้วยวิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค และวิธีการประยุกต์ใช้หลักการดังกล่าวให้สอดคล้องกับงานวิจัย
6) พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยอาศัยหลักการค้นหาด้วยวิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค เพื่อหาขนาดของ DG ประเภทควบคุมได้ ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์
7) พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยเพิ่มการพิจารณาความไม่แน่นอนของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนของแต่ละชั่วโมง
8) ทดสอบประสิทธิภาพโปรแกรมกับระบบทดสอบมาตราฐาน IEEE 34 บัส
9) ทดสอบประสิทธิภาพโปรแกรม โดยเพิ่มการเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งไฟฟ้า EGAT ในเขตกรุงเทพ และปริมณฑล และระบบทดสอบมาตราฐาน IEEE 34 บัส ด้วยสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
10) สรุป และวิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) วิธีการค้นหาขนาดที่เหมาะสมของ DG ประเภทควบคุมได้ ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์ โดยอาศัยหลักการค้นหาแบบผสมระหว่างการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค และการค้นหาแบบทาบู โดยไม่เกิดการละเมิดขีดจำกัดที่กำหนดอย่างมีประสิทธิภาพ
2) การพิจารณาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อมีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการวางแผนการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในตำแหน่งที่เหมาะสม

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในบทต่อไป

บทที่ 2 นำเสนอหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้งหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์ที่มีการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 3 นำเสนอที่มาและความสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งศักยภาพ เทคโนโลยี การคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และลักษณะของความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนสองประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม

บทที่ 4 วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก โดยนำเสนอหลักการและแนวคิดพื้นฐานของวิธีการค้นหาคำตอบแต่ละวิธีได้แก่ อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง การค้นหาแบบทาบู การหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยคอโลนีมด จีนเนติกอัลกอริธึม และการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค

บทที่ 5 กล่าวถึงรายละเอียดวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS ซึ่งประกอบไปด้วยแนวคิดพื้นฐานของการค้นหา และรายละเอียดขั้นตอนของการค้นหาด้วยวิธีดังกล่าว

บทที่ 6 อธิบายขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและอุปกรณ์ควบคุมแรงดันโดยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS เพื่อแก้ปัญหาการลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการหาค่าเหมาะสม

บทที่ 7 นำเสนอผลการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอ และผลการทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการหาค่าเหมาะสม

บทที่ 8 บทสรุปของวิทยานิพนธ์ และข้อเสนอแนะต่างๆ

บทที่ 2

หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะอธิบายถึงหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้งหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์ ที่มีการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

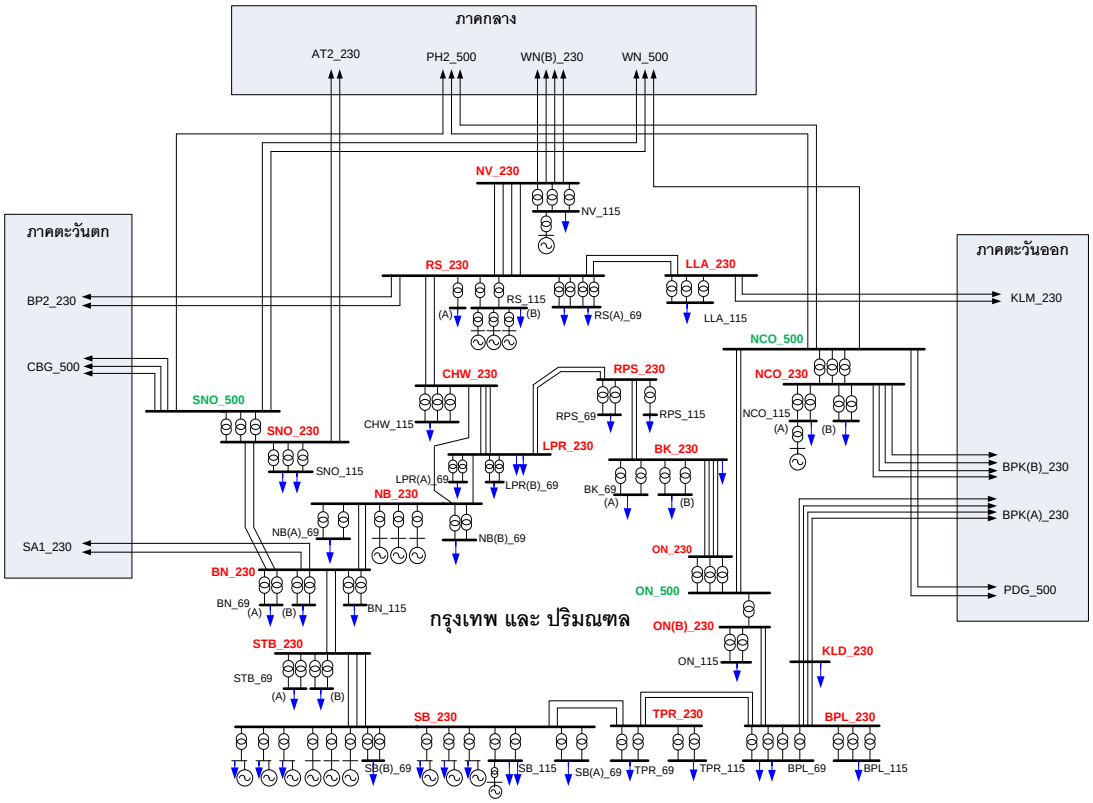
2.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง

ระบบไฟฟ้ากำลัง คือ ระบบที่รองรับการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยทั่วไปสามารถแบ่งออกได้เป็นสองประเภทตามลักษณะการไหลของกระแสไฟฟ้า หรือระดับแรงดัน ประกอบด้วย ระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งทั้งสองระบบดังกล่าวมักจะมีการเชื่อมต่อถึงกันผ่านทางสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยรายละเอียดต่างๆ สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

2.1.1 ระบบส่งไฟฟ้า

ระบบส่งไฟฟ้าเป็นระบบที่ทำหน้าที่ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าผ่านทางโครงข่ายสายส่งไปยังสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งเป็นศูนย์กลางการจ่ายโหลดให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับในประเทศไทย EGAT เป็นผู้ดูแลระบบส่งไฟฟ้า โดยขั้นตอนการส่งจ่ายไฟฟ้าสามารถอธิบายได้ดังนี้ คือ เมื่อหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันขึ้น (Step-up transformer) ได้รับแรงดันที่มีค่าสูงระดับหนึ่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น 3.5 kV, 11 kV หรือ 13.8 kV ก็จะทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้นอยู่ในระดับ 69 kV, 115 kV, 230 kV หรือ 500 kV แล้วส่งค่าแรงดันไฟฟ้าดังกล่าวผ่านทางโครงข่ายสายส่งมายังสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าเหล่านี้ในต่างประเทศอาจมีการกำหนดระดับแรงดันที่ต่างกันออกไป เช่น ในสหรัฐอเมริกา หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันขึ้นอาจยกแรงดันให้อยู่ในระดับ 138 kV หรือ 765 kV เป็นต้น [14] โดยลักษณะของระบบส่งไฟฟ้าสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 2.1 ซึ่งระบบดังกล่าวเป็นระบบส่งไฟฟ้าของ EGAT ในเขตกรุงเทพ และปริมณฑล [15]

จากรูปที่ 2.1 จะเห็นได้ว่ากระแสไฟฟ้าสามารถไหลในโครงข่ายสายส่งของระบบส่งไฟฟ้าได้ในหลายทิศทาง และระดับแรงดันในการส่งกระแสไฟฟ้าค่อนข้างสูง จึงทำให้ความสูญเสีย



รูปที่ 2.1 ระบบส่งไฟฟ้าของ EGAT ในเขตกรุงเทพ และ ปริมณฑล [15]

กำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้ามีค่าน้อย และมีผลทำให้ระบบส่งไฟฟ้ามักไม่ค่อยมีปัญหาเรื่องแรงดันตก เมื่อโหลดในระบบส่งไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น นอกจากนั้นในระบบส่งไฟฟ้ายังมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถปรับระดับแรงดัน ณ บัสที่เชื่อมต่อได้ และมีอุปกรณ์ควบคุมแรงดันจำพวก ตัวคุมค่าแรงดัน และ คาปาซิเตอร์แบงค์ เพื่อควบคุมแรงดันของระบบส่งให้อยู่ในระดับแรงดันที่ต้องการ จึงทำให้สามารถพิจารณาได้ว่าระบบส่งไฟฟ้านั้นมักไม่มีปัญหาเรื่องแรงดันสูงกว่าหรือต่ำกว่าระดับแรงดันที่ต้องการ อย่างไรก็ตามเมื่อมีการเพิ่มติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน ก็อาจทำให้เกิดการแกว่งของแรงดันในระบบส่งไฟฟ้ามากเกินไปได้ ซึ่งการแกว่งของแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องพิจารณาการแก้ปัญหาให้เหมาะสม โดยจะได้กล่าวถึงในบทที่ 6 ต่อไป

ในระบบส่งไฟฟ้า เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของโหลดเกิดขึ้น จำเป็นต้องพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือก็คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีการติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะต้องมีการเปลี่ยนแปลงการจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบส่งไฟฟ้า โดยการจัดสรรกำลังการผลิตตามความเหมาะสมหรือ Economic Dispatch มักเป็นที่นิยมในระบบส่งไฟฟ้าเนื่องจากมีการพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตให้ต้นทุนหรือการปล่อย

ก๊าซเรือนกระจก จากการผลิตกำลังไฟฟ้าให้น้อยที่สุด เป็นต้น อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในอัตราส่วนที่เท่าๆ กันเมื่อโหลดในระบบส่งไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป หรือวิธี Repeated Power Flow [16] ซึ่งหลักการคำนวณสามารถแสดงได้ตามสมการที่ (2.1)-(2.3)

$$P_{Slack} = P_{Slack}^{0} + \lambda \tag{2.1}$$

$$P_{G,i} = \begin{cases} P_{G,i}^{0} + \sigma \cdot \left(P_{G,i}^{max} - P_{G,i}^{0}\right); & \lambda > 0 \\ P_{G,i}^{0} + \sigma \cdot \left(P_{G,i}^{0} - P_{G,i}^{min}\right); & \lambda < 0 \end{cases} \tag{2.2}$$

$$\sigma = \begin{cases} \dfrac{\lambda}{\sum_{i=1}^{n}\left(P_{G,i}^{max} - P_{G,i}^{0}\right)} & \lambda > 0 \\ \dfrac{\lambda}{\sum_{i=1}^{n}\left(P_{G,i}^{0} - P_{G,i}^{min}\right)} & \lambda < 0 \end{cases} \tag{2.3}$$

โดยที่

P_{Slack} คือ กำลังแอคทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งเชื่อมต่อกับบัสที่ถูกกำหนดให้เป็น Slack บัส (W)

P_{Slack}^{0} คือ กำลังแอคทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งเชื่อมต่อกับบัสที่ถูกกำหนดให้เป็น Slack ในกรณีพื้นฐาน หรือกรณีที่ยังไม่มีการเปลี่ยนแปลงของโหลด (W)

λ คือ กำลังแอคทีฟที่เปลี่ยนไปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งเชื่อมต่อกับบัสที่ถูกกำหนดให้เป็น Slack เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของโหลด (W)

$P_{G,i}$ คือ กำลังแอคทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ซึ่งเชื่อมต่อกับบัสที่ถูกกำหนดให้เป็น PV หรือ Slack บัส (W)

$P_{G,i}^{0}$ คือ กำลังแอคทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ซึ่งเชื่อมต่อกับบัสที่ถูกกำหนดให้เป็น PV หรือ Slack บัส ในกรณีพื้นฐาน หรือกรณีที่ยังไม่มีการเปลี่ยนแปลงของโหลด (W)

σ คือ อัตราการเพิ่มหรือลดกำลังแอคทีฟที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งเชื่อมต่อกับบัสที่ถูกกำหนดให้เป็น PV หรือ Slack บัส

Slack คือ บัสที่ถูกกำหนดให้มีแรงดัน และมุมของแรงดันมีค่าคงที่ในการคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง (Power flow calculation)

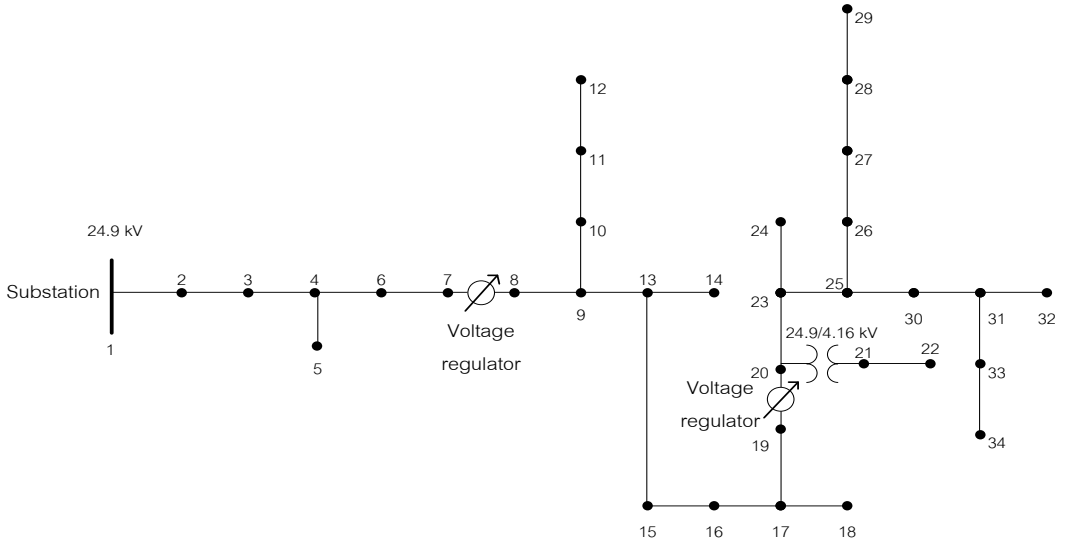
PV คือ บัสที่ถูกกำหนดให้มีแรงดัน และกำลังแอคทีฟที่รับเข้ามาหรือจ่ายออกไปของบัสดังกล่าวมีค่าคงที่ในการคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากสมการที่ (2.1)-(2.3) การคำนวณจะเริ่มจากสมการที่ (2.1) เพื่อหาค่ากำลังแอคทีฟ λ หลังจากนั้นจะนำค่า λ ดังกล่าวมากระจายกำลังการผลิตให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว $P_{G,i}$ ที่มีการติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้าดังสมการที่ (2.2) ต่อมาก็จะกลับมาคำนวณสมการที่ (2.1) เพื่อหาค่ากำลังแอคทีฟ λ ซึ่งถ้า λ มีค่าน้อยกว่าค่าที่ต้องการ เช่น 10^{-10} เป็นต้น ก็จะหยุดการคำนวณ แต่ถ้า λ มีค่ามากกว่าค่าที่ต้องการ การคำนวณก็จะวนซ้ำระหว่างสมการที่ (2.1)-(2.2) จนกระทั่ง λ มีค่าน้อยกว่าค่าที่ต้องการ จึงจะหยุดการคำนวณ

2.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือระบบที่ถูกลดแรงดันให้มีค่าต่ำลงจนมีค่าที่เหมาะสมที่จะส่งให้แก่ผู้บริโภค สำหรับในประเทศไทยระบบจำหน่ายไฟฟ้าถูกดูแลโดยการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority, MEA) ซึ่งแรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 12 kV กับ 24 kV และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority, PEA) ซึ่งแรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 11 kV, 22 kV และ 33 kV โดยระบบจำหน่ายเหล่านี้จะเห็นได้ว่ามักมีการวางสายป้อน (Feeder) อยู่บริเวณรอบๆ ตัวเมือง และสายป้อนดังกล่าวจะแปลงแรงดันให้ต่ำลงอีกโดยใช้หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลง (Step-down transformer) เพื่อให้เหมาะสมกับโหลดแต่ละชนิด เช่น โหลดของที่พักอาศัยต้องการระดับแรงดันที่ 220 V และโหลดของโรงงานอุตสาหกรรมขนาดกลางต้องการระดับแรงดันที่ 3.3 kV เป็นต้น อย่างไรก็ตามระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหล่านี้ในต่างประเทศอาจมีการกำหนดระดับแรงดันที่ต่างกันออกไป เช่น ระบบทดสอบมาตราฐาน IEEE 34 บัส มีระดับแรงดันของระบบอยู่ที่ 24.9 kV กับ 4.19 kV เป็นต้น โดยลักษณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถนำเอาระบบ IEEE 34 บัส มาแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 2.2

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่มักเป็นระบบแบบเรเดียล (Radial) หรือก็คือ ระบบที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากบัสต้นทางไปยังปลายทางในทิศทางเดียว ดังจะเห็นได้จากรูปที่ 2.2 ซึ่งแตกต่างจากระบบส่งไฟฟ้าที่กระแสไฟฟ้าสามารถไหลได้ในหลายทิศทาง จึงทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าค่อนข้างมาก และทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามักมีปัญหาเรื่องแรงดันตก ซึ่งการแก้ปัญหาแรงดันตกดังกล่าวโดยทั่วไปสามารถทำได้ด้วยการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และปรับขนาดอุปกรณ์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือก็คือ อุปกรณ์ควบคุมแรงดัน และ DG ประเภทควบคุมได้ ดังที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 1 อย่างไรก็ตามในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเพิ่มการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน ถ้ามีการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และปรับขนาดอุปกรณ์ที่ติดตั้งใน



รูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส [8]

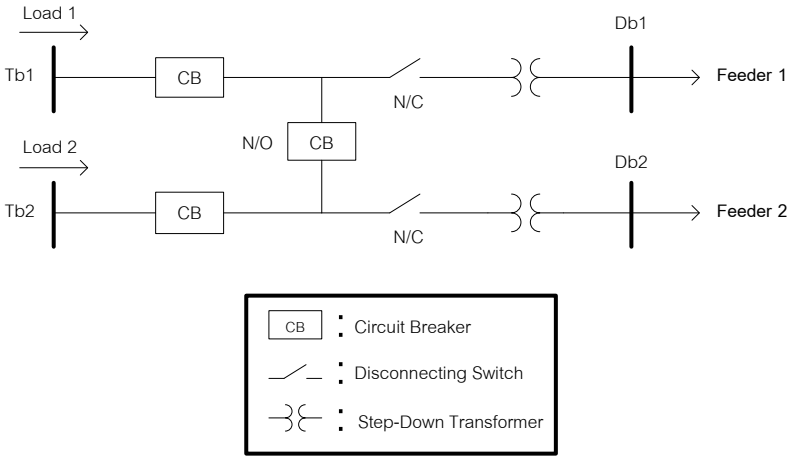
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังกล่าวไม่เหมาะสม ก็อาจทำให้ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงกว่าหรือต่ำกว่าขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ เมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อให้แรงดันอยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดดังกล่าว จะได้กล่าวถึงในบทที่ 6 ต่อไป

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่มักเป็นระบบแบบเรเดียล (Radial) หรือก็คือ ระบบที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากบัสต้นทางไปยังปลายทางในทิศทางเดียว ดังจะเห็นได้จากรูปที่ 2.2 ซึ่งแตกต่างจากระบบส่งไฟฟ้าที่กระแสไฟฟ้าสามารถไหลได้ในหลายทิศทาง จึงทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าค่อนข้างมาก และทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามักมีปัญหาเรื่องแรงดันตก ซึ่งการแก้ปัญหาแรงดันตกดังกล่าวโดยทั่วไปสามารถทำได้ด้วยการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และปรับขนาดอุปกรณ์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือก็คือ อุปกรณ์ควบคุมแรงดัน และ DG ประเภทควบคุมได้ ดังที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 1 อย่างไรก็ตามในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเพิ่มการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน ถ้ามีการปรับระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และปรับขนาดอุปกรณ์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังกล่าวไม่เหมาะสม ก็อาจทำให้ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงกว่าหรือต่ำกว่าขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ เมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อให้แรงดันอยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดดังกล่าว จะได้กล่าวถึงในบทที่ 6 ต่อไป

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อโหลดในระบบเกิดการเปลี่ยนแปลง จะส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย เช่น ถ้าโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต้องดึงกำลังไฟฟ้าเข้ามามากขึ้นเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้พอกับความต้องการของโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ณ ขณะนั้น เป็นต้น ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังกล่าวจะส่งผลทำให้ระบบส่งไฟฟ้ามองเห็นว่ามีการเปลี่ยนแปลงของโหลดเกิดขึ้น และจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวในระบบส่งไฟฟ้าต้องมีการจัดสรรกำลังการผลิตตามการเปลี่ยนแปลงของโหลดดังกล่าวให้เหมาะสม

2.1.3 **สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า**

สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นสถานีที่มีหน้าที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งแรงสูงของระบบส่งไฟฟ้าให้มีระดับแรงดันต่ำลง เพื่อให้เหมาะสมกับระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยลักษณะทั่วไปของสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 2.3 [17]



รูปที่ 2.3 ลักษณะโดยทั่วไปของสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

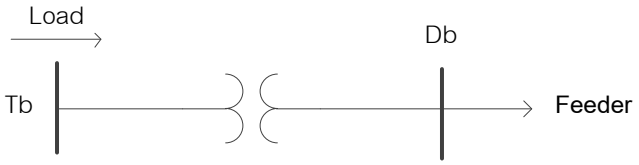
โดยที่

Tb คือ บัสของระบบส่งไฟฟ้า

Db คือ บัสต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากรูปที่ 2.3 อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งแรงสูงของระบบส่งไฟฟ้าให้มีระดับแรงดันต่ำลง คือ หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลง หรือ Step-Down Transformer โดยหม้อแปลงชนิดนี้มักสามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกให้มีระดับแรงดัน

ตามความเหมาะสมกับสภาวะโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ [18] เช่น หม้อแปลงที่แปลงระดับแรงดันฝั่งขาเข้าขนาด 69 kV ลงมาเป็น 24.9 kV ทางฝั่งขาออก สามารถยกระดับแรงดันทางฝั่งขาออกดังกล่าวเพิ่มขึ้น 5% หรือยกระดับแรงดันเพิ่มขึ้นไปเป็น 26.1 kV ผ่านทางการปรับแท็บของหม้อแปลง เพื่อป้องกันปัญหาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในกรณีที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีโหลดเพิ่มขึ้น หรือ สามารถลดระดับแรงดันทางฝั่งขาออกดังกล่าวลง 5% หรือลดระดับแรงดันเป็น 23.6 kV ผ่านทางการปรับแท็บของหม้อแปลง เพื่อป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีโหลดลดลง เป็นต้น และนอกจากหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลง ในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้ายังมีการติดตั้งอุปกรณ์ชนิดอื่นด้วย เช่น เบรกเกอร์ (Breaker) เพื่อป้องกันกระแสลัดวงจร และสวิตช์ใบมีด (Disconnecting switch) เพื่อแยกวงจรระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามเพื่อให้สอดคล้องกับงานวิจัย [6] ที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถปรับระดับแรงดันได้ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาลักษณะของสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 ลักษณะของสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จะถูกพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

จากรูปที่ 2.4 สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จะถูกพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีการติดตั้งเฉพาะหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สามารถปรับระดับแรงดันเพิ่มขึ้นหรือลดลงทางฝั่งขาออกหรือฝั่งที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ส่วนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงโดยทั่วไปจะมีการแปลงระดับแรงดันทางฝั่งขาเข้าและขาออกให้อยู่ในรูประดับแรงดับหนึ่งหน่วย (Per unit) [4]-[5] ดังนั้นในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงสามารถพิจารณาการคำนวณได้เช่นเดียวกับตัวคุมค่าแรงดัน ซึ่งจะได้กล่าวถึงต่อไปในหัวข้อที่ 2.3

2.2 **การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว** (Distributed generation)

ปัจจุบันไม่มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าเฉพาะที่ใช้นิยามคำจำกัดความของ DG หากเพียงแต่ในมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2008 ระบุว่าเป็นการผลิตกำลังไฟฟ้าที่น้อยกว่า 10 MW หรือ สำหรับประเทศไทยนั้น DG คือ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer; SPP) ซึ่งมีช่วงกำลังการผลิตอยู่ที่ 10 – 90 MW และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power

Producer; VSPP) ซึ่งมีช่วงกำลังการผลิตน้อยกว่า 10 MW โดย DG สามารถจำแนกประเภทได้ 3 ประเภทตามวิธีการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [6] ดังแสดงในตารางที่ 2.1 ต่อไปนี้

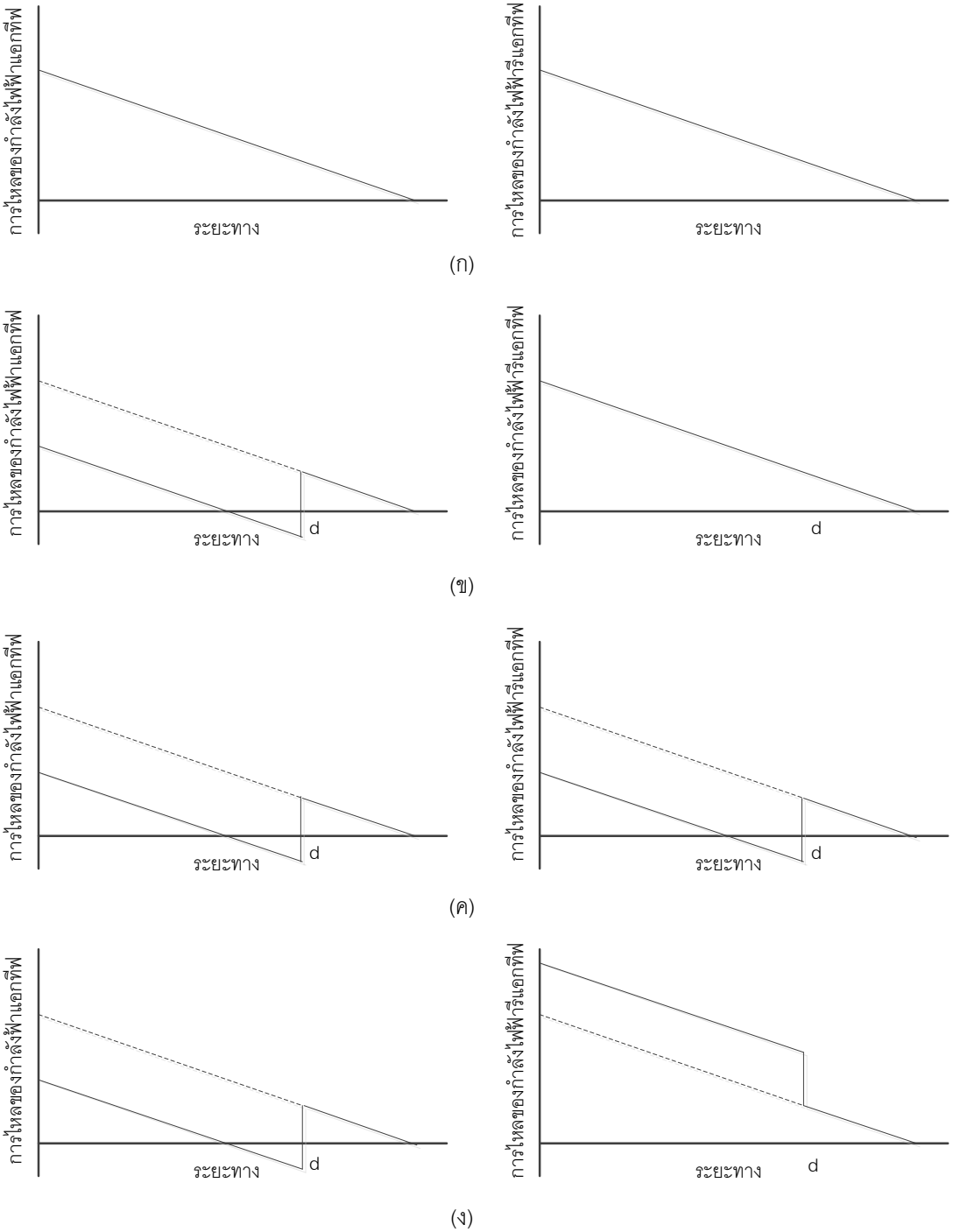
ตารางที่ 2.1 ประเภทของ DG ค่าตัวประกอบกำลัง และการประยุกต์ใช้งาน

ประเภท	ค่าตัวประกอบกำลัง	การประยุกต์ใช้งาน
ซิงโครนัส	คาปาซิทีฟ หรือ อินดักทีฟ (โดยมากคาปาซิทีฟ)	Reciprocating engine, Combustion turbine
อินดักชัน	อินดักทีฟ	Wind turbine
อินเวอร์เตอร์	คาปาซิทีฟ อินดักทีฟ หรือ ยูนิตี (โดยมากยูนิตี)	Solar, Photovoltaic, Fuel cells, Microturbine, Wind turbine

จากตารางที่ 2.1 DG แต่ละประเภทนั้น เมื่อติดตั้งเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow) แอกทีฟและรีแอกทีฟจากสถานีไฟฟ้าย่อยเปลี่ยนแปลงจากเดิม [6] กล่าวคือระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ถูกออกแบบมาให้มีการไหลของกำลังไฟฟ้าในทางทิศเดียว (One-way power flow) นั้น อาจเกิดการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้า เมื่อติดตั้ง DG เข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยผลของการเปลี่ยนแปลงการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.5 ซึ่งการแสดงผลนั้นจะกำหนดให้การไหลของกำลังไฟฟ้าทางบวก (เหนือแกน X) คือ ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากต้นสายป้อนสู่ปลายสายป้อน และการไหลของกำลังไฟฟ้าทางลบ (ใต้แกน X) คือทิศทางการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าจากปลายสายป้อนสู่ต้นสายป้อน

การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อไม่ได้ติดตั้ง DG แสดงในรูปที่ 2.5 (ก) ซึ่งจะเห็นว่าการไหลของกำลังไฟฟ้าจะเป็นไปในทางทิศเดียวจากต้นทางไปยังปลายทางของสายป้อน ส่วนการติดตั้ง DG แบบคาปาซิทีฟห่างจากสถานีไฟฟ้าเป็นระยะทาง d แสดงในรูปที่ 2.5 (ข) ซึ่งจะพบว่าการไหลของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟจากสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าลดลง เนื่องจาก DG ฉีดกำลังไฟฟ้าแอกทีฟเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนั้นการติดตั้ง DG แบบคาปาซิทีฟห่างจากสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระยะทาง d แสดงในรูปที่ 2.5 (ค) พบว่าการไหลของกำลังไฟฟ้าแอคทีฟและรีแอคทีฟจากสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าลดลง เนื่องจาก DG ฉีดกำลังไฟฟ้าแอคทีฟและรีแอคทีฟเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และท้ายสุดการติดตั้ง DG แบบอินดักทีฟห่างจากสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระยะทาง d แสดงในรูปที่ 2.5 (ง) พบว่าการไหลของกำลังไฟฟ้าแอคทีฟจากสถานีไฟฟ้าย่อยลดลง แต่การไหลของ

กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจากสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้น เนื่องจาก DG แบบอินดักทีฟรับกำลังรีแอคทีฟจากระบบไฟฟ้า



รูปที่ 2.5 การไหลของกำลังแอคทีฟและรีแอคทีฟ

(ก) ไม่มี DG (ข) DG แบบยูนิตี (ค) DG แบบคาปาซิทีฟ (ค) DG แบบอินดักทีฟ

จากรูปที่ 2.5 การติดตั้ง DG ที่มีโหมดการทำงานต่างๆ กัน นอกจากจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการไหลของกำลังไฟฟ้าแล้ว ยังส่งผลต่อการเพิ่มหรือลดระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย เช่น รูปที่ 2.5 (ข)-(ค) กรณีนี้สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจ่ายกำลังแอคทีฟ และ/หรือ รีแอคทีฟ ทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าลดลง จึงส่งผลทำให้ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และรูปที่ 2.5 (ง) กรณีนี้สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจ่ายกำลังแอคทีฟน้อยลง แต่จ่ายกำลังรีแอคทีฟเพิ่มขึ้น ทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลงก็ได้ ซึ่งถ้าทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จะส่งผลทำให้ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น หรือ ถ้าทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าลดลง ก็จะมีผลในทางตรงกันข้าม ทั้งนี้ย่อมขึ้นอยู่กับขนาดโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ณ ขณะนั้น และ ขนาดกำลังรีแอคทีฟที่ DG แบบอินดักทีฟรับเข้ามา

2.2.1 **แบบจำลองของ** DG

โดยทั่วไป DG ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยมีค่าตัวประกอบกำลังคงที่ คือ คาปาซิทีฟ อินดักทีฟ และ ยูนิตี เพื่อลดปัญหาที่อาจเกิดขึ้นอันเนื่องจากการฉีดกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่เข้าสู่ระบบ เพราะฉะนั้นแบบจำลองของ DG โดยมากสามารถพิจารณาเป็น PQ บัส ซึ่งมีค่ากำลังแอกทีฟและรีแอกทีฟคงที่ อย่างไรก็ตามต้องพิจารณาค่าตัวประกอบกำลังให้สอดคล้องกับ DG แต่ละประเภทด้วย [6]

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณา DG เป็นสองรูปแบบ คือ DG ประเภทควบคุมได้ และ DG ประเภทควบคุมไม่ได้ (Non-dispatchable DG หรือ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน) โดย DG ประเภทควบคุมได้นั้น กำหนดให้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยมีค่าตัวประกอบกำลังได้ทั้งค่าคาปาซิทีฟ อินดักทีฟ และยูนิตี ส่วน DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนกำหนดให้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยมีค่าตัวประกอบกำลังแบบยูนิตี เนื่องจากโดยทั่วไปอินเวอร์เตอร์ของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนถูกกำหนดให้จ่ายเฉพาะกำลังจริงเท่านั้น

2.2.2 **มาตราฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ** DG [19], [20], [21]

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้คำนึงถึงมาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG ไว้ด้วย ซึ่งได้ถูกนำมาใช้พิจารณารวมเข้าไปในส่วนของการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ทั้งนี้ผู้เขียนได้แสดงมาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG จากสามมาตรฐาน คือ มาตรฐานของ

IEEE Std 1547-2008 การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

2.2.2.1 มาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG ของ IEEE Std 1547-2008

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าจากการเดินเครื่อง DG ให้สอดคล้องกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังนี้

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวห้ามควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อทั่วไป (Point of Common Coupling หรือ PCC) ด้วยตัวเอง และห้ามทำให้แรงดันไฟฟ้าที่ให้บริการในโครงข่ายระบบไฟฟ้าเกินค่ากำหนดของ ANSI C84.1-2006 [22]
2) พิกัดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ระบุใน ANSI C84.1 Range A ได้แสดงขีดจำกัดแรงดันระดับต่างๆ ที่มีระดับแรงดันสูงกว่า 120 - 1,200 กิโลโวลต์ สำหรับระบบไฟฟ้า 60 Hz นอกจากนี้ขอบเขตแรงดันต่ำสุด/สูงสุดที่เกิดจากสภาวะไม่ปกติที่เกิดในช่วงเวลาสั้นๆ เช่น การเกิดความผิดพร่อง หรือการตัดโหลด ได้ถูกรวมไว้แล้วเช่นกัน
3) โดยทั่วไปค่าความคลาดเคลื่อนมากที่สุดจากแรงดันปกติที่ยอมรับได้ ณ จุดเชื่อมต่อคือ ±5% ระบุใน ระบุใน ANSI C84.1-2006

2.2.2.2 มาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG ของการไฟฟ้านครหลวง

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าจากการเดินเครื่อง DG ให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวงดังแสดงในตารางที่ 2.2 ต่อไปนี้

ตารางที่ 2.2 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ (ค่าสูงสุด)	ภาวะปกติ (ค่าต่ำสุด)	ภาวะฉุกเฉิน (ค่าสูงสุด)	ภาวะฉุกเฉิน (ค่าต่ำสุด)
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8

ตารางที่ 2.2 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง (ต่อ)

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ (ค่าสูงสุด)	ภาวะปกติ (ค่าต่ำสุด)	ภาวะฉุกเฉิน (ค่าสูงสุด)	ภาวะฉุกเฉิน (ค่าต่ำสุด)
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

จากตารางที่ 2.2 การไฟฟ้านครหลวงได้กำหนดเกณฑ์ของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่างๆ โดยระดับแรงดันที่ต่างกันจะมีช่วงขอบเขตการทำงานที่แตกต่างกันออกไป อย่างไรก็ตามในสภาวะปกติ และ ในสภาวะฉุกเฉิน ค่าของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของแต่ละระดับแรงดัน ได้ถูกกำหนดให้อยู่ในภายในช่วง ±10% ของระดับแรงดัน

2.2.2.3 มาตรฐานการควบคุมแรงดันจากการเชื่อมต่อ DG ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าจากการเดินเครื่อง DG ให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดังแสดงในตารางที่ 2.3 ต่อไปนี้

ตารางที่ 2.3 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ (ค่าสูงสุด)	ภาวะปกติ (ค่าต่ำสุด)	ภาวะฉุกเฉิน (ค่าสูงสุด)	ภาวะฉุกเฉิน (ค่าต่ำสุด)
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
69 กิโลโวลต์	72.4	65.5	75.9	62.1
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

จากตารางที่ 2.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดเกณฑ์ของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่างๆ โดยระบบจำหน่ายแรงดัน 22 kV – 115 kV ในสภาวะปกติให้มีระดับแรงดันอยู่ในช่วง ±5% ของระบบไฟฟ้า และในสภาวะฉุกเฉินให้มีระดับแรงดันอยู่ในช่วง

±10% ของระบบไฟฟ้า ส่วนระบบแรงดันต่ำให้มีระดับแรงดันอยู่ในช่วงประมาณ ±10% ของระบบไฟฟ้าทั้งในสภาวะปกติและสภาวะฉุกเฉิน ค่าระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของแต่ละระบบแรงดัน

2.3 **ตัวคุมค่าแรงดัน** (Voltage Regulator)

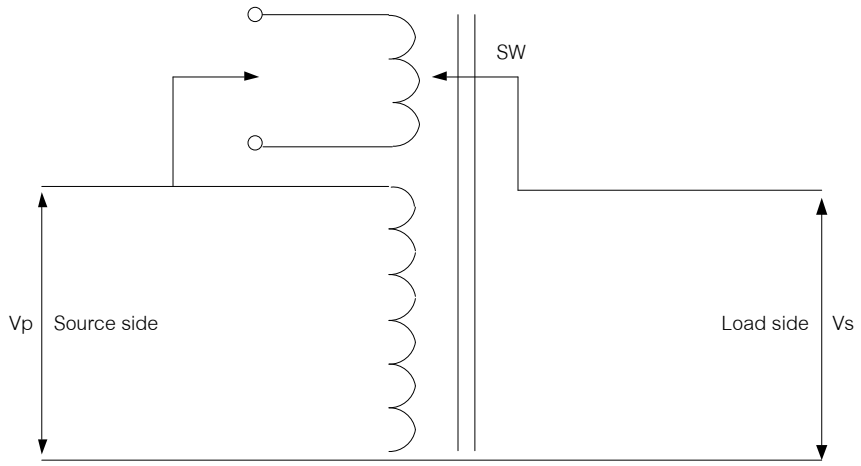
ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามักเกิดการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันอยู่ตลอด โดยการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยเช่น การจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่มีการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และ ระดับโหลดที่มักจะเปลี่ยนแปลงไปในทุกๆ ชั่วโมง เป็นต้น ซึ่งทำให้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจประสบปัญหาระดับแรงดันต่ำที่ปลายทาง เนื่องจากในสภาวะโหลดสูง หรือ อาจประสบปัญหาระดับแรงดันสูง เมื่อ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าในปริมาณมากในช่วงที่มีโหลดน้อย เช่น ในช่วงกลางคืนของฤดูมรสุมที่ค่อนข้างมีลมแรง จะทำให้ DG พลังงานลม ผลิตกำลังไฟฟ้าในปริมาณมากเกินจากความต้องการของโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จนอาจทำให้ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงกว่าขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ ปัญหาดังกล่าวสามารถแก้ไขได้โดยการประยุกต์ใช้ตัวคุมค่าแรงดัน (Voltage regulator) ซึ่งคือหม้อแปลงอัตโนมัติ (Auto transformer) ที่มีตัวเปลี่ยนจุดแยก หรือ แท็บ (Taps) ให้เลือกหลายขั้นให้เลือกในปรับระดับแรงดัน ปัจจุบันมีการใช้ตัวคุมค่าแรงดันอย่างแพร่หลายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รายละเอียดของตัวคุมค่าแรงดันได้อธิบายในหัวข้อถัดไป

2.3.1 **หลักการพื้นฐานของตัวคุมค่าแรงดัน** [5], [23], [24]

ตัวคุมค่าแรงดันหรือหม้อแปลงอัตโนมัติที่มีแท็บให้เลือกหลายขั้น โดยในระบบจำหน่ายทั่วไปตัวคุมค่าแรงดันสามารถปรับแท็บได้ 32 ขั้นๆ ละ 5/8% ทำให้ควบคุมแรงดันได้ในช่วง ±10% ของระดับแรงดันปกติ การทำงานของตัวคุมค่าแรงดันสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.6รูปที่ ซึ่งจะเห็นว่าตัวคุมค่าแรงดันสามารถยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นหรือต่ำลงได้

อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนของหม้อแปลงด้วยตัวเปลี่ยนจุดแยกที่ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้นั้นมีด้วยกันสองชนิดคือ

1) ตัวเปลี่ยนจุดแยกขณะไร้โหลด (Tap changing no load) จะเปลี่ยนแท็บได้เมื่อปลดหม้อแปลงออกจากระบบไฟฟ้าเสียก่อน ตัวอย่างอัตราส่วนของแท็บ เช่น ±5%, ±2.5% ตัวเปลี่ยนจุดแยกประเภทนี้ใช้กับหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งในสายจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

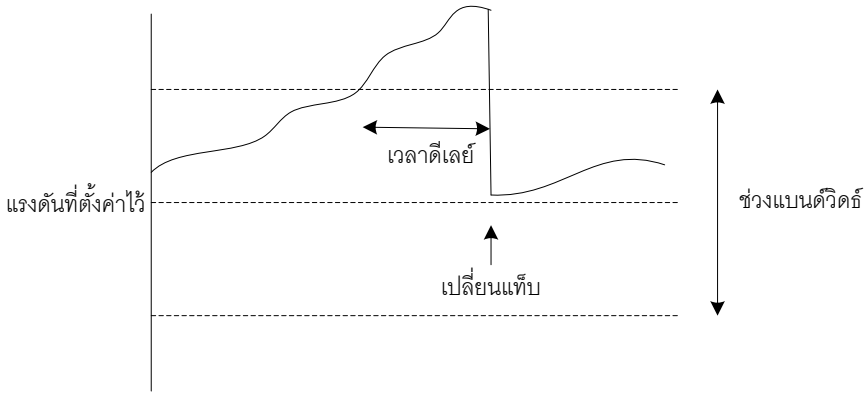


รูปที่ 2.6 การทำงานของตัวคุมค่าแรงดัน

2) ตัวเปลี่ยนจุดแยกขณะมีโหลด (Tap changing under load) สามารถเปลี่ยนแท็บได้ในขณะที่หม้อแปลงจ่ายโหลดในระบบไฟฟ้า สามารถเปลี่ยนแท็บได้ในช่วงกว้าง เช่น ±20% ด้วยระดับขั้นเท่ากับหรือสูงกว่า ±0.5% เนื่องจากแท็บชนิดนี้มีราคาสูงจึงใช้กับหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีพิกัดกำลังสูงที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งการเปลี่ยนแท็บสามารถทำได้โดยอัตโนมัติ

ตัวคุมค่าแรงดันจะมีรีเลย์ที่ใช้ควบคุมการเปลี่ยนแท็บ โดยสามารถแสดงขั้นตอนการทำงานได้ดังรูปที่ 2.7 ซึ่งต้องมีการตั้งค่าพื้นฐานเพื่อควบคุมการเปลี่ยนแท็บดังต่อไปนี้

1) ตั้งค่าแรงดัน คือ การตั้งค่าแรงดันเอาท์พุตที่ต้องการ
2) ตั้งค่าช่วงแบนด์วิดธ์ โดยช่วงแบนด์วิดธ์ คือ ค่าผลต่างระหว่างแรงดันที่วัดได้กับแรงดันที่ต้องการ ซึ่งช่วงแบนด์วิดธ์นี้เราต้องเป็นผู้กำหนดขึ้นเอง ทั้งนี้การเปลี่ยนแท็บจะเกิดขึ้นเมื่อค่าผลต่างดังกล่าวเกินครึ่งหนึ่งของช่วงแบนด์วิดธ์ ช่วงแบนด์วิดธ์ควรมีค่าอย่างน้อยเท่ากับ 2 เท่าของค่าแท็บ 1 ขั้น เช่น ตัวคุมค่าแรงดันแบบ 32 ขั้น ควรมีช่วงแบนด์วิดธ์อย่างน้อยเท่ากับ 5/4 % โดยทั่วไปมักกำหนดช่วงแบนด์วิดธ์ที่ 2 V และ 2.5 V แต่ไม่ควรเกิน 3 - 3.5 V
3) ตั้งค่าเวลาดีเลย์ โดยเวลาดีเลย์ คือ ค่าระยะเวลานับจากระดับแรงดันเกินครึ่งหนึ่งของช่วงแบนด์วิดธ์ถึงเวลาที่ตัวคุมค่าแรงดันเริ่มทำการปรับแท็บ อย่างไรก็ตามหากเวลาดีเลย์นานขึ้นการเปลี่ยนแท็บจะลดลง โดยทั่วไปเวลาดีเลย์มีค่าประมาณ 30 - 60 วินาที



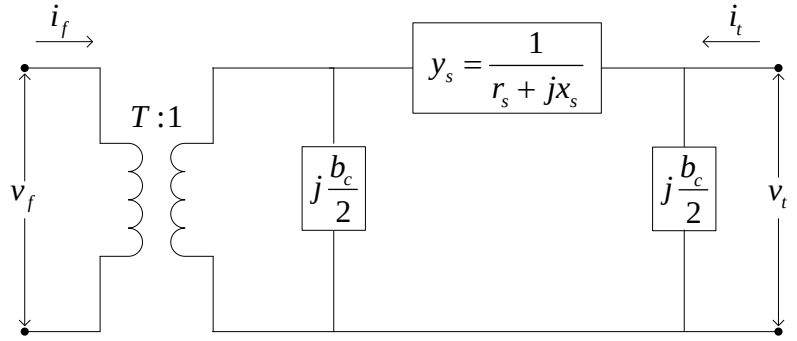
รูปที่ 2.7 การควบคุมการเปลี่ยนแท็บ

หากระดับแรงดันยังคงเกินขอบเขตหลังจากปรับแท็บแล้ว ตัวคุมค่าแรงดันจะทำการปรับแท็บเพิ่ม/ลดขึ้นจนกว่าระดับแรงดันถูกควบคุมให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด ช่วงแบนด์วิดธ์ที่มีค่าสูงขึ้นจะช่วยลดจำนวนการปรับแท็บไม่ให้ถี่เกินไป ซึ่งควรตั้งค่าช่วงแบนด์วิดธ์ให้มีค่าดังที่ได้กล่าวข้างต้น ตัวคุมค่าแรงดันส่วนใหญ่มักเป็นแบบสองทิศทาง (Bi-directional) โดยสามารถควบคุมแรงดันตามทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟ ซึ่งหากตรวจจับได้ว่าเกิดการไหลของกำลังไฟฟ้ากลับทิศ (Reverse power flow) ตัวคุมค่าแรงดันจะเปลี่ยนมาควบคุมระดับแรงดันทางฝั่งปฐมภูมิแทน

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ตัวควบคุมแรงดันสามารถควบคุมการเปลี่ยนแท็บได้ด้วยตัวเอง (Local control) โดยไม่ขึ้นอยู่การสั่งการจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้แท็บของตัวควบคุมแรงดัน จะถูกเลือกโดยกระบวนการหาค่าเหมาะสมที่สุด ซึ่งได้นำเสนอในบทที่ 6

2.3.2 **แบบจำลองของตัวคุมค่าแรงดัน** [25]

การติดตั้งตัวคุมค่าแรงดันในสายส่งไฟฟ้า สามารถเขียนแบบจำลองของทั้งตัวคุมค่าแรงดันและสายส่งได้ดังรูปที่ 2.8 และสามารถแสดงสมการความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าในสายส่งไฟฟ้าตามสมการที่ (2.4)



รูปที่ 2.8 แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้าที่มีการติดตั้งตัวคุมค่าแรงดัน

$$\begin{bmatrix} i_f \\ i_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(y_s + j\frac{b_c}{2}\right)\frac{1}{T^2} & -y_s\frac{1}{T} \\ -y_s\frac{1}{T} & y_s + j\frac{b_c}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_f \\ v_t \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

โดยที่

i คือ กระแสไฟฟ้า (A)

v คือ แรงดันไฟฟ้า (V)

T คือ แท็บของตัวคุมค่าแรงดัน (pu.)

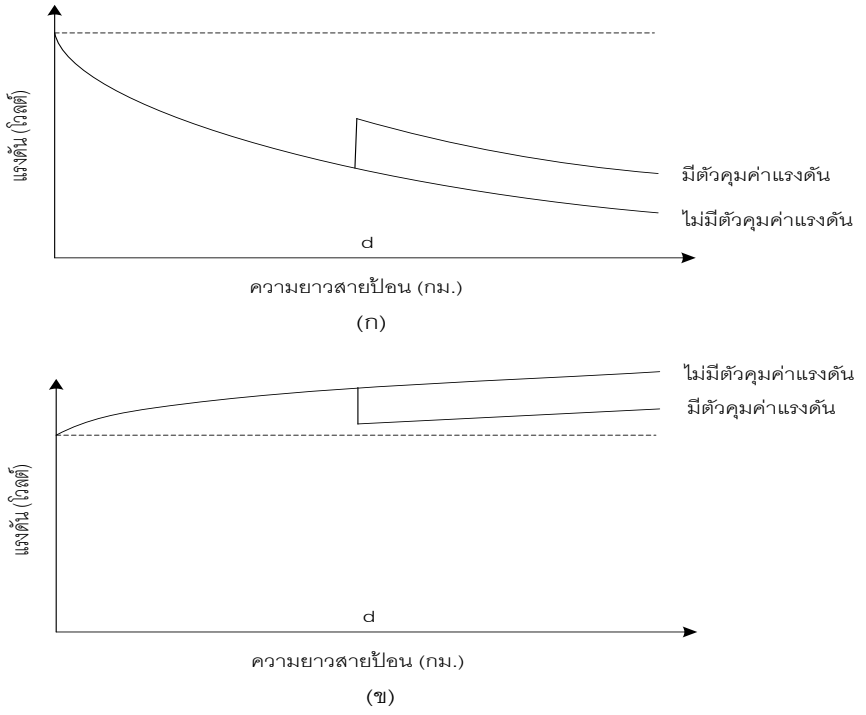
b_c คือ ความต้านทานชนิดคาปาซิทีฟที่เสมือนว่าต่อขนานกับสายจำหน่ายไฟฟ้า (Line charging susceptance : Ohms)

r_s คือ ความต้านทานของสายส่งไฟฟ้า (Ohms)

x_s คือ ความต้านทานชนิดอินดักทีฟของสายส่งไฟฟ้า (Ohms)

2.3.3 **ผลกระทบของตัวคุมค่าแรงดันต่อแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า** [24]

ในการประยุกต์ใช้ตัวคุมแรงดันเพื่อแก้ปัญหาแรงดันปลายทางสูง หรือแรงดันปลายทางต่ำ สามารถพิจารณาจากรูปที่ 2.9 ซึ่งแสดงผลของแรงดันในระบบ โดยทำการติดตั้งตัวคุมค่าแรงดันที่



รูปที่ 2.9 การติดตั้งตัวคุมค่าแรงดันเพื่อแก้ปัญหาแรงดัน
(ก) ปัญหาแรงดันปลายทางต่ำ (ข) ปัญหาแรงดันปลายทางสูง

ระยะทาง d จากสถานีไฟฟ้าต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า พบว่าตัวคุมแรงดันมีผลกระทบเล็กน้อยต่อระดับแรงดันของสายป้อนในช่วงสถานีไฟฟ้าต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าถึงตำแหน่งติดตั้งตัวคุมค่าแรงดัน โดยแรงดันของสายป้อนจะถูกยกสูงขึ้นหลังตำแหน่งที่ติดตั้งตัวคุมแรงดันดังแสดงในรูปที่ 2.9 (ก) ซึ่งเป็นการแก้ปัญหาแรงดันปลายทางต่ำที่พบบ่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และ แรงดันของสายป้อนจะถูกดึงต่ำลงหลังตำแหน่งที่ติดตั้งตัวคุมแรงดันดังแสดงในรูปที่ 2.9 (ข) ซึ่งปัญหาที่เกิดในกรณีนี้ อาจเกิดจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าในปริมาณมากในช่วงที่มีโหลดน้อยทำให้ระดับแรงดันสูงเกินไป

2.4 **คาปาซิเตอร์** (Capacitor) [5], [23]

ดังที่ได้กล่าวมาข้างต้นว่า ปัญหาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พบโดยทั่วไปคือ ปัญหาแรงดันตก และ ปัญหาการสูญเสียกำลังไฟฟ้า ซึ่งการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเกิดจากกระแสไฟฟ้าที่ส่งผ่านตัวต้านทานของสายป้อน โดยกระแสไฟฟ้าที่ส่งผ่านนี้มักมีการจ่ายกำลังแอกทีฟและกำลังรีแอกทีฟออกไป ซึ่งกำลังรีแอกทีฟนี้จำเป็นต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าบางชนิดจำพวกโหลดชนิดเหนี่ยวนำ สำหรับคาปาซิเตอร์สามารถทำหน้าที่ชดเชยการจ่ายกำลังรีแอกทีฟได้ ซึ่งจะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ส่งผ่านสายป้อนมีปริมาณลดลง จึงทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าลดลง และส่งผลไปถึงการทำให้ระดับแรงดันสูงขึ้นด้วย ปัจจุบันคาปาซิเตอร์เป็นอุปกรณ์ที่สำคัญในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในการช่วยลดปัญหาการสูญเสียกำลังไฟฟ้า และลดปัญหาแรงดันตก เนื่องจากประโยชน์ที่ได้รับจากการประยุกต์ใช้และราคาต้นทุนไม่สูง อย่างไรก็ตามหากควบคุมการใช้งานไม่เหมาะสม กำลังรีแอกทีฟจากคาปาซิเตอร์อาจส่งผลให้เกิดความสูญเสียกำลังไฟฟ้ามากขึ้น หรือ ทำให้ระดับแรงดันสูงเกินขอบเขตได้

คาปาซิเตอร์ส่วนใหญ่จะมีการติดตั้งอยู่สองตำแหน่งคือ สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นประเภทติดตั้งบนพื้น (Pad-mounted) ซึ่งมีขนาดการจ่ายกำลังรี-แอกทีฟที่มากขึ้น แต่ใช้พื้นที่ในการติดตั้งใหญ่ขึ้นเช่นกัน ส่วนคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในสายป้อนส่วนใหญ่เป็นประเภทติดตั้งตามเสาไฟฟ้า (Pole-mounted) ซึ่งเป็นประเภทที่ต้นทุนต่ำที่สุดที่จะติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

คาปาซิเตอร์อาจติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง สวิตช์ หรือ ฟิวส์เพิ่มเติม เพื่อป้องกันความเสียหายจากระบบไฟฟ้าที่อาจเกิดต่อคาปาซิเตอร์ และเพื่อสะดวกต่อการซ่อมแซม อย่างไรก็ตามจุดประสงค์ของการเลือกตำแหน่งการติดตั้งคาปาซิเตอร์มีความแตกต่างกันโดยสิ้นเชิง คือ การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ต้องการการควบคุมที่แม่นยำกว่า ส่วน

การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะติดตั้งใกล้จุดโหลดมากกว่า เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายกำลังรีแอกทีฟ ยกระดับแรงดันไฟฟ้า และลดความสูญเสียในสายป้อน ตารางที่ 2.4 แสดงการเปรียบเทียบการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในทางปฏิบัติคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งอาจเป็น 2 แบบคือ

1) แบบติดตั้งถาวร (Fixed capacitor bank) คือ ชุดตัวเก็บประจุที่ต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าตลอดเวลา
2) แบบสวิตช์เข้า-ออก (Switched capacitor bank) คือ ชุดตัวเก็บประจุที่สวิตช์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าเมื่อต้องการใช้งาน และสวิตช์ออกจากระบบไฟฟ้าเมื่อไม่ต้องการใช้งาน

โดยคาปาซิเตอร์แบบติดตั้งถาวรสามารถติดตั้งและเลือกขนาดได้ง่ายกว่า แต่คาปาซิเตอร์แบบสวิตช์เข้า-ออก จะติดตั้งและเลือกขนาดที่เหมาะสมได้ยากกว่ามาก ซึ่งคาปาซิเตอร์แบบติดตั้งถาวรมักจะมีข้อจำกัดในสภาวะที่สายป้อนมีระดับโหลดต่ำหรือสูง เนื่องจากคาปาซิเตอร์ที่ขนาดสูงเกินไปอาจทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินในช่วงที่มีโหลดต่ำ และคาปาซิเตอร์ที่ขนาดต่ำเกินไปอาจทำให้เกิดปัญหาแรงดันต่ำในช่วงที่มีโหลดสูง ดังนั้นคาปาซิเตอร์ขนาดใหญ่ที่มีผลต่อแรงดันค่อนข้างมากมักจะเป็นแบบสวิตช์เข้า-ออก โดยถูกควบคุมจากศูนย์การควบคุมส่วนกลาง หรือศูนย์การควบคุมรายย่อย

ตารางที่ 2.4 คาปาซิเตอร์ในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และคาปาซิเตอร์ในสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้า [23]

	คาปาซิเตอร์ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	คาปาซิเตอร์ติดตั้งในสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
ข้อดี	- สามารถควบคุมได้ง่าย - เลือกตำแหน่งในการติดตั้งที่เหมาะสมง่ายกว่า	- ลดการสูญเสียในสายป้อน - ลดปัญหาแรงดันตกในสายป้อน - ความจุการส่งกำลังไฟฟ้าของสายป้อนสูงขึ้น - ต้นทุนต่ำกว่า
ข้อเสีย	- ไม่ช่วยลดการสูญเสียในสายป้อน - ไม่ช่วยลดปัญหาแรงดันตก - ต้นทุนสูงกว่า	- ควบคุมได้ยากกว่า - ปัญหาจากการเลือกขนาดและตำแหน่งในการติดตั้งกลายเป็นประเด็นที่สำคัญ

2.4.1 ขนาดของคาปาซิเตอร์ [26]

IEEE Standard 18-2002 ได้ระบุถึงมาตรฐานของคาปาซิเตอร์ ตลอดจนคำแนะนำในการใช้งาน ซึ่งขนาดของคาปาซิเตอร์ได้นำแสดงในตารางที่ 2.5 ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 2.5 ขนาดทั่วไปของคาปาซิเตอร์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE Standard 18-2002

Volts, rms (Terminal-to-Terminal)	ขนาดคาปาซิเตอร์ (kVAr)
216	5, $7\frac{1}{2}$, $13\frac{1}{3}$, 20, และ 25
240	2.5, 5, 7 1/2,10, 15, 20, 25, และ 50
480, 600	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, และ 100
2,400	50, 100, 150, 200, 300, และ 400
2,770	50, 100, 150, 200, 300, 400, และ 500
4,160 และ 4,800	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, และ 800
9,540, 9,960, 11,400, 12,470, 13,280, 13,800, 14,400	700, และ 800
15,125	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, และ 800
19,920	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, และ 800
20,800, 21,600, 22,800, 23,800, 24,940	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, และ 800

2.4.2 แบบจำลองของคาปาซิเตอร์

การติดตั้งคาปาซิเตอร์แบงค์เข้าที่บัสใดๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถคำนวณกำลังรีแอกทีฟที่ชดเชยให้กับบัสดังกล่าวได้ตามสมการที่ (2.5) [27]

$$Q_C = Q_{base} \cdot \left(\frac{V_C}{V_{base}}\right)^2 \tag{2.5}$$

โดยที่

Q_C คือ กำลังรีแอคทีฟที่ชดเชยให้กับบัสที่มีการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบงค์ (kVar)

V_C คือ ระดับแรงดันของบัสที่มีการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบงค์ (V)

Q_{base} คือ กำลังรีแอคทีฟที่ชดเชยจากคาปาซิเตอร์แบงค์ กรณีที่ V_C มีค่าเท่ากับระดับแรงดัน V_{base} เช่น จากตารางที่ 2.5 คาปาซิเตอร์แบงค์จะจ่ายกำลังรีแอคทีฟเท่ากับ 25 kVAr กรณีที่ V_C มีระดับแรงดันเท่ากับ 216 V เป็นต้น (kVAr)

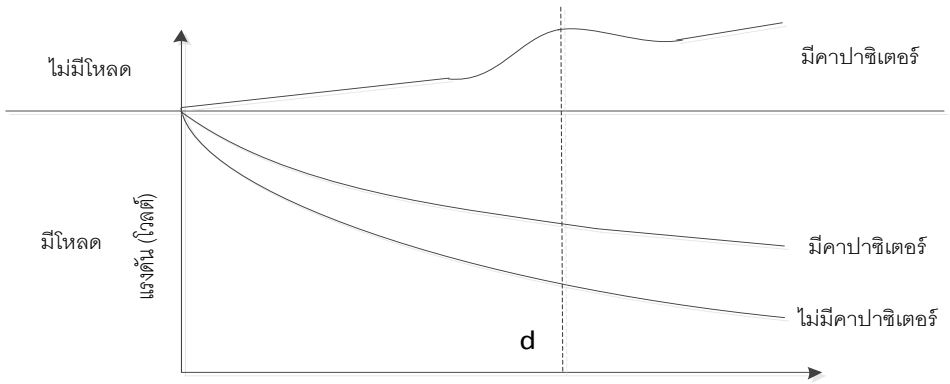
2.4.3 **ผลกระทบของคาปาซิเตอร์ต่อแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า** [23]

การติดตั้งคาปาซิเตอร์ส่งผลต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกันไปตามจุดติดตั้ง เช่น

1) ปรับปรุงตัวประกอบกำลัง – ติดตั้งในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ และในแต่ละผู้ใช้ไฟฟ้า
2) ปรับปรุงตัวประกอบกำลังและลดแรงดันตกคร่อม – ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
3) ปรับปรุงสมดุลของกำลังรีแอกทีฟและควบคุมแรงดัน – ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

คาปาซิเตอร์ส่งผลให้เกิดเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังรีแอกทีฟในระบบไฟฟ้า ทำให้แรงดันของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง บางกรณีอาจส่งผลให้ระดับแรงดันสูงเกินกว่าเกณฑ์ที่กำหนดได้ จึงจำเป็นต้องวางแผนอย่างรัดกุมจากผลกระทบของการจ่ายกำลังรีแอกทีฟจากคาปาซิเตอร์

การที่จะทำให้ระดับแรงดันถูกยกขึ้นทั้งระบบได้นั้นสามารถกระทำโดยการติดตั้งคาปาซิเตอร์ที่ปลายสายป้อน อย่างไรก็ตามตำแหน่งที่ควรติดตั้งคาปาซิเตอร์มากที่สุด คือตำแหน่งที่ต้องการการยกระดับแรงดัน ผลจากการติดตั้งคาปาซิเตอร์เข้าในระบบไฟฟ้ากำลังแสดงได้ดังรูปที่ 2.10 ดังต่อไปนี้



รูปที่ 2.10 การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อยกระดับแรงดัน

จากรูปพื้นที่เหนือเส้นประคือระบบที่ไม่มีโหลด และ พื้นที่ใต้เส้นประคือระบบที่มีโหลด จะเห็นว่าคาปาซิเตอร์ส่งผลให้แรงดันเพิ่มขึ้นตลอดทั้งสายป้อน ซึ่งแตกต่างไปจากตัวคุมค่าแรงดัน โดยคาปาซิเตอร์จะยกระดับแรงดันที่ต้นทางด้วย อย่างไรก็ตาม สำหรับการติดตั้งใช้คาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ในการควบคุมระดับแรงดัน โดยทั่วไปจะจำกัดให้มีการควบคุมแรงดันได้ 3-4 % ของแรงดันปกติเท่านั้น

2.4.4 การควบคุมคาปาซิเตอร์ [18]

การควบคุมคาปาซิเตอร์สามารถอาศัยการควบคุมด้วยวิธีการต่างๆดังต่อไปนี้

1) เวลา: เป็นวิธีการควบคุมที่ง่ายที่สุด โดยตัวควบคุมจะสวิตช์ใช้งานหรือเลิกใช้งานตามเวลาที่กำหนดในแต่ละวัน และสามารถกำหนดขีดจำกัดจำนวนครั้งการสวิตช์ด้วย
2) อุณหภูมิ: ตัวควบคุมจะสวิตช์ใช้งานหรือเลิกใช้งานตามระดับอุณหภูมิ โดยทั่วไปจะตั้งค่าให้คาปาซิเตอร์ทำงานที่ 29.4°C ถึง 32.2°C และตั้งค่าให้หยุดทำงานที่ 23.9°C ถึง 26.7°C
3) แรงดัน: คาปาซิเตอร์จะสวิตช์ใช้งานหรือเลิกใช้งานตามระดับแรงดัน โดยการไฟฟ้าจะต้องกำหนดค่าแรงดันสูงสุด/ต่ำสุด เวลาดีเลย์ และช่วงแบนด์วิดธ์ (เหมือนในกรณีของตัวคุมค่าแรงดัน) เพื่อป้องกันการสวิตช์ใช้งานของคาปาซิเตอร์มากเกินไป การควบคุมวิธีนี้เหมาะสำหรับการใช้งานเมื่อคาปาซิเตอร์เป็นอุปกรณ์หลักในการควบคุมแรงดัน
4) วาร์ (VArs): คาปาซิเตอร์ใช้การวัดกำลังรีแอกทีฟเพื่อพิจารณาการสวิตช์ใช้งานหรือเลิกใช้งาน ซึ่งเป็นวิธีการควบคุมที่แม่นยำที่สุดเพื่อให้คาปาซิเตอร์สวิตช์ทำงานในเวลาที่ถูกต้องต่อการชดเชยแรงดัน
5) ค่าตัวประกอบกำลัง: วิธีการทำงานเหมือนการควบคุมแบบวาร์ เพียงแต่การสวิตช์ใช้งานหรือเลิกใช้งานโดยการวัดค่าตัวประกอบกำลัง อย่างไรก็ตาม วิธีการควบคุมนี้ไม่เป็นที่นิยมของการไฟฟ้า
6) กระแสไฟฟ้า: คาปาซิเตอร์จะสวิตช์ใช้งานหรือเลิกใช้งานตามระดับกระแสไฟฟ้าที่วัดจากคาปาซิเตอร์ถึงจุดปลายฟีดเดอร์ การควบคุมวิธีนี้ให้ประสิทธิภาพได้ไม่ดีเท่าการควบคุมแบบวาร์ แต่การควบคุมวิธีนี้จะให้ผลดีในสภาวะโหลดสูง

เช่นเดียวกันกับตัวคุมค่าแรงดัน ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้คาปาซิเตอร์สามารถเลือกขนาดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ด้วยตัวเอง โดยไม่ขึ้นอยู่การสั่งการจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งจะถูกเลือกขนาดโดยกระบวนการหาค่าเหมาะสมที่สุด

2.5 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอหลักการ และทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้งหลักการ ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง และแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์ รวมถึงข้อมูลทางปฏิบัติของการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์จากมาตราฐานต่างๆ ที่ได้มีการระบุไว้ เช่น มาตราฐานของ IEEE เป็นต้น

บทที่ 3

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งศักยภาพ เทคโนโลยี และ การคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน นอกจากนั้นในหัวข้อสุดท้ายจะกล่าวถึงลักษณะของความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน โดยพลังงานหมุนเวียนที่จะกล่าวถึงประกอบไปด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ และ พลังงานลม เนื่องจากเป็นพลังงานที่สะอาดและไม่ก่อมลพิษให้กับสิ่งแวดล้อม

3.1 ความสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ดังที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 1 พลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานที่ถูกส่งเสริมให้มีการนำมาใช้มากขึ้น เพื่อการพัฒนาพลังงานอย่างยั่งยืน เนื่องจากเป็นพลังงานที่เกิดขึ้นซ้ำเรื่อยๆ ไม่หมดไป นอกจากนั้นการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตไฟฟ้ายังช่วยลดผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลงประเภทฟอสซิลอีกด้วย สำหรับในประเทศไทยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีไม่มากนักดังแสดงในตารางที่ 3.1 อย่างไรก็ตามทางภาครัฐก็ได้มีการวางแผนเพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นดังแสดงในตารางที่ 3.2 ซึ่งแสดงเป้าหมายของการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลังภายในปี พ.ศ. 2555-2564

ตารางที่ 3.1 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบไฟฟ้ากำลังแล้ว ณ เดือนกันยายน 2554 [28]

ประเภทพลังงานไฟฟ้า	VSPP (MW)	SPP (MW)
ชีวมวล	783	614
ก๊าซชีวภาพ	70	0
พลังงานแสงอาทิตย์	67	0
ขยะมูลฝอย	39	0
พลังน้ำ	1	13
ลม	0.4	0
อื่นๆ	0	54

ตารางที่ 3.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี [28]

ประเภทพลังงานไฟฟ้า	(MW)
ชีวมวล	3,630
ก๊าซชีวภาพ	600
พลังงานแสงอาทิตย์	2,000
ลม	1,200
พลังงานน้ำ	1,608
ขยะ	160

การส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำเป็นที่จะต้องศึกษาศักยภาพเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน และ การประเมินหรือคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน โดยพลังงานหมุนเวียนที่จะกล่าวถึงประกอบไปด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ซึ่งรายละเอียดต่างๆ สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

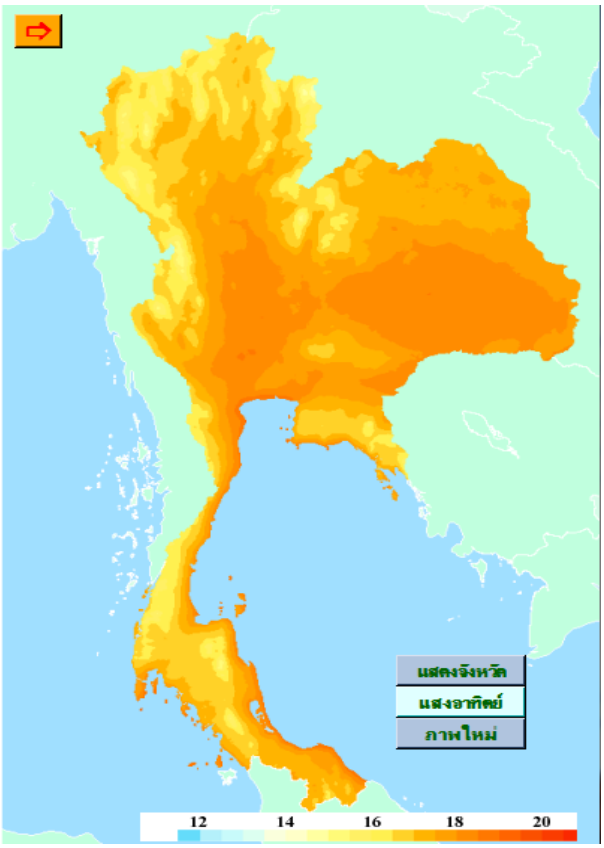
3.1.1 **พลังงานแสงอาทิตย์**

พลังงานแสงอาทิตย์เกิดจากการปลดปล่อยพลังงานที่เกิดจากกระบวนการนิวเคลียร์ฟิวชั่นของดวงอาทิตย์ออกมาในรูปของรังสีแม่เหล็กไฟฟ้า โดยพลังงานที่ปลดปล่อยจากดวงอาทิตย์ดังกล่าวมีค่าประมาณ 3.8×10^{23} kW แต่เนื่องจากระยะห่างจากโลก และถูกดูดซับจากชั้นบรรยากาศ จึงทำให้พลังงานที่ตกลงบนพื้นโลกมีค่าประมาณ 1.25×10^{14} kW หรือ 961 – 1,191 W/m^2 โดยพลังงานที่ดวงอาทิตย์ถ่ายเทมาสู่โลกนั้น กว่า 31.8% ได้ถูกสะท้อนกลับในลักษณะคลื่นสั้นสู่ชั้นบรรยากาศ และมีเพียง 68.2% ที่เหลือที่โลกและสิ่งมีชีวิตจะสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ เช่น การเกิดลม การเกิดฝนตก และการสังเคราะห์แสงของพืช เป็นต้น และหากเทียบกับการใช้พลังงานในโลกพบว่าเมื่อพลังงานแสงอาทิตย์ตกกระทบผิวโลกเป็นเวลา 1 เดือน หากมนุษย์สามารถนำมาใช้ประโยชน์ทั้งหมดจะสามารถทดแทนเชื้อเพลิงถ่านหินได้ แปดล้านล้านตัน ซึ่งเป็นปริมาณของถ่านหินที่คาดกันว่ามีเหลืออยู่ในโลกทั้งหมด [29]

3.1.1.1 **ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย** [29]

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมของประเทศไทย

โดยการวิเคราะห์ข้อมูลดาวเทียมประกอบกับข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดภาคพื้นดิน พบว่าการกระจายของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 – 23 MJ/m^2 – day และเมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยนต่อปีดังรูปที่ 3.1 พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ยโสธร อุบลราชธานี อุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และจังหวัดลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีที่ 19 – 20 MJ/m^2 – day พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 11.0% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 35.6% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง 18 – 19 MJ/m^2 – day จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ 18.0 MJ/m^2 – day จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูงและเหมาะสมต่อการส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อย่างยิ่ง



รูปที่ 3.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยเฉลี่ยรายวันต่อปี [30]

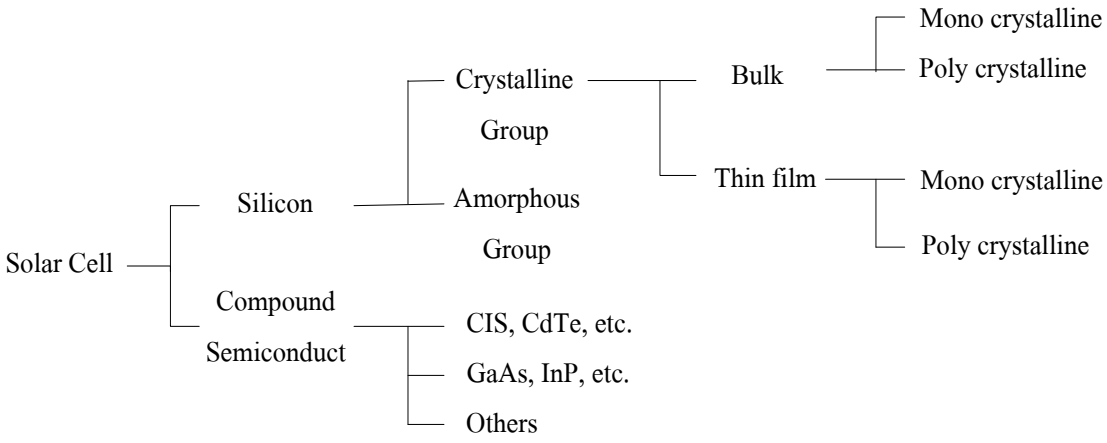
ตารางที่ 3.3 ร้อยละของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในระดับต่างๆ

ช่วงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี (MJ/m^2 – day)	ร้อยละของพื้นที่เมื่อเทียบกับพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ
15 – 16	0.4
16 – 17	13.2
17 – 18	39.8
18 – 19	35.6
19 – 20	11.0

3.1.1.2 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Technology)

เซลล์แสงอาทิตย์หรือโฟโตโวลตาอิกเซลล์ [29] เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นที่ผิวไปเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งถูกสร้างขึ้นครั้งแรกในปี พ.ศ. 2497 โดยแชปปิน (Chapin) ฟูลเลอร์ (Fuller) และ เพียสัน (Pearson) ที่มีประสิทธิภาพเพียง 6% และต่อมาในปัจจุบันมีการวิจัยและพัฒนาให้มีประสิทธิภาพสูงกว่า 15% โดยเซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้ในปัจจุบันแบ่งเป็น 2 ประเภท [31] คือ

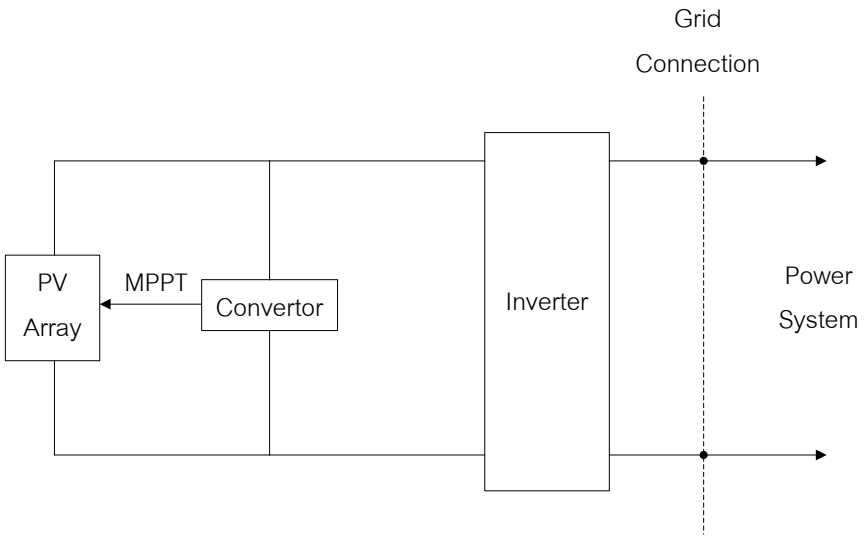
1) กลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบซิลิคอน จะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้น คือ แบบที่เป็น รูปผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) แบบที่เป็นรูปผลึก จะแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell) และ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell) แบบที่ไม่เป็นรูปผลึก คือ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell)
2) กลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน ซึ่งประเภทนี้จะเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงถึง 25% ขึ้นไป แต่มีราคาสูงมาก ไม่นิยมนำมาใช้บนพื้นโลก จึงใช้งานสำหรับดาวเทียมและระบบรวมแสงเป็นส่วนใหญ่ แต่การพัฒนาขบวนการผลิตสมัยใหม่จะทำให้มีราคาถูกลง และนำมาใช้มากขึ้นในอนาคต ปัจจุบันนำมาใช้เพียง 7% ของปริมาณที่มีใช้ทั้งหมด



รูปที่ 3.2 ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

3.1.1.3 การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์

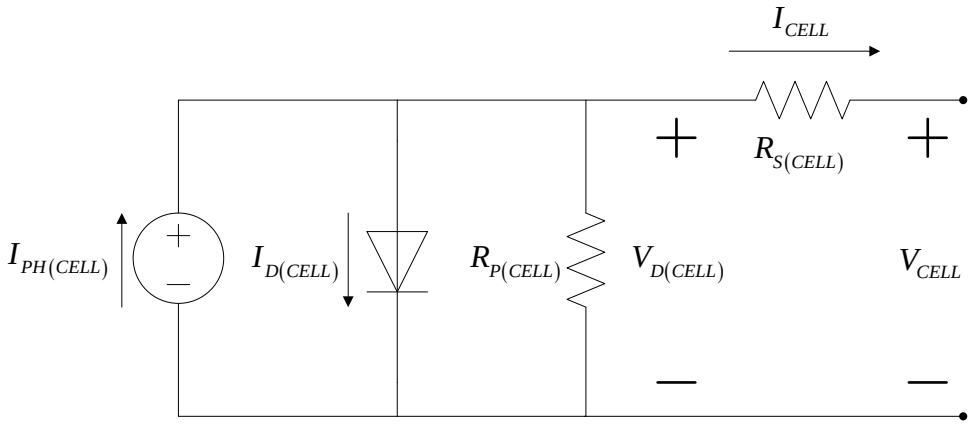
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแสดงแบบจำลองได้ดังรูปที่ 3.3 โดยแบบจำลองแบ่งออกเป็นสามส่วน คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Array) คอนเวอร์เตอร์ (Convertor) และ อินเวอร์เตอร์ (Inverter) [32]-[33]



รูปที่ 3.3 แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง

1. **แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Array)** ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมหรือขนานกัน โดยแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์แสดงได้ดังรูปที่ 3.4 [32]-[34] ซึ่งเป็นแบบจำลองที่นิยมใช้ในทางปฏิบัติและทางด้านการวิจัย โดยแบบจำลองจะแสดงถึงการ

เชื่อมต่อขององค์ประกอบทางไฟฟ้า 4 องค์ประกอบ คือ แหล่งจ่ายกระแส ไดโอด (Diode) ความต้านทานที่เชื่อมต่อในรูปแบบอนุกรม และ ความต้านทานที่เชื่อมต่อในรูปแบบขนาน



รูปที่ 3.4 แบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์

จากรูปที่ 3.4 จะสามารถแสดงทิศทางของกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตามแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในทางปฏิบัติหนึ่งเซลล์ ซึ่งจากรูปจะสามารถนำมาเขียนสมการวงจรไฟฟ้า KCL (Kirchhoff's Current Law: KCL) ซึ่งผลรวมของค่ากระแสที่ไหลเข้าจะมีค่าที่เท่ากับผลรวมของค่ากระแสที่ไหลออก แสดงดังสมการที่ (3.1)

$$I_{CELL} = I_{PH(CELL)} - I_{D(CELL)} - I_{P(CELL)} \tag{3.1}$$

โดยที่

I_{CELL} คือ กระแสที่ผลิตมาจากเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ (A)

$I_{PH(CELL)}$ คือ กระแสโฟโตอิเล็กทริก (Photoelectric current) ที่จะเกิดมาจากความเข้มแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ (A)

$I_{D(CELL)}$ คือ กระแสไดโอด (Diode current) ของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ (A)

$I_{P(CELL)}$ คือ กระแสที่ไหลผ่านความต้านทานที่มีลักษณะของการเชื่อมต่อแบบขนาน (R_P) ของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ (A)

จากสมการที่ (3.1) สามารถเปลี่ยนรูปของสมการได้เมื่อรู้สมการของกระแสโฟโตอิเล็กทริก ($I_{PH(CELL)}$) ซึ่งแสดงตามสมการที่ (3.2) สมการของกระแสไดโอด ($I_{D(CELL)}$) ซึ่งแสดงตามสมการที่ (3.3) และสมการของกระแสที่ไหลผ่านความต้านทานที่เชื่อมต่อแบบขนาน ($I_{P(CELL)}$) ซึ่งแสดงตามสมการที่ (3.4)

$$I_{PH(CELL)} = \frac{G}{0.8} \times \left[I_{PH(CELL)}^{ref} - Cof_A \times (T_{CELL} - N_{OT}) \right] \quad (3.2)$$

$$I_{D(CELL)} = I_O \times \left\{ \exp\left[\frac{11{,}600}{T_{CELL}} \times \left(V_{CELL} + I_{CELL} \times R_{S(CELL)} \right) \right] - 1 \right\} \quad (3.3)$$

$$I_{P(CELL)} = \frac{V_{CELL} + I_{CELL} \times R_{S(CELL)}}{R_{P(CELL)}} \quad (3.4)$$

$$I_O = I_O^{ref} \times \left(\frac{T_{CELL}}{N_{OT}} \right)^3 \times \exp\left[\frac{-11{,}600}{N_{OT} \times T_{CELL}} (N_{OT} - T_{CELL}) \right] \quad (3.5)$$

$$T_{CELL} = T_{amb} + G\left(\frac{N_{OT} - 293.15}{0.8} \right) \quad (3.6)$$

โดยที่

G คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ (kW/m^2)

T_{CELL}, T_{amb} คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ และบรรยากาศรอบข้าง ตามลำดับ (K)

N_{OT} คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ ในกรณีที่อุณหภูมิของบรรยากาศรอบข้างเท่ากับ 293.15 K และความเข้มแสงอาทิตย์เท่ากับ 0.8 kW/m^2 (K)

Cof_A คือ ค่าคงที่ที่บอกถึงค่าการเปลี่ยนแปลงของกระแสต่อการเปลี่ยนอุณหภูมิหนึ่งองศาเซลเซียส (A/K)

$I_{PH(CELL)}^{ref}$ คือ กระแสโฟโตอิเล็กทริก ในกรณีที่อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ N_{OT} (A)

I_O^{ref} คือ กระแสอิ่มตัวของไดโอด ในกรณีที่อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ N_{OT} (A)

จากสมการที่ (3.2)-(3.4) เมื่อแทนลงในสมการที่ (3.1) จะได้สมการความสัมพันธ์ระหว่างกระแส และ แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ ดังแสดงในสมการที่ (3.7)

$$I_{CELL} = I_{PH(CELL)} - I_O \left\{ \exp\left[\frac{11{,}600}{T_{CELL}} \left(V_{CELL} + I_{CELL} \times R_{S(CELL)} \right) \right] - 1 \right\} - \frac{V_{CELL} + I_{CELL} \times R_{S(CELL)}}{R_{P(CELL)}} \quad (3.7)$$

2. **คอนเวอร์เตอร์** (Convertor) คือ อุปกรณ์ที่ควบคุมเซลล์แสงอาทิตย์ให้ทำงานที่จุดกำลังสูงสุด (Maximum Power Point, MPP) โดยจะคำนวณหาจุดกำลังสูงสุด (Maximum Power point tracking, MPPT) ได้ตามสมการที่ (3.8) ซึ่งเป็นสมการที่ยังคงมีตัวแปรของกระแสและแรงดันอยู่ ดังนั้นการหาค่าจุดกำลังสูงสุดจะหาจากการแก้สมการ (3.7) และ (3.8) ร่วมกัน [33]

$$\frac{dP_{CELL}}{dV_{CELL}} = \frac{d(V_{CELL} I_{CELL})}{dV_{CELL}} = V_{CELL} \frac{dI_{CELL}}{dV_{CELL}} + I_{CELL} = 0 \quad (3.8)$$

$$\frac{dI_{CELL}}{dV_{CELL}} = \left\{ \frac{-11{,}600 R_{P(CELL)} I_O \mathrm{H} - T_{CELL}}{T_{CELL}\left(R_{P(CELL)} + R_{S(CELL)}\right) + 11{,}600 R_{S(CELL)} R_{P(CELL)} I_O \mathrm{H}} \right\} \quad (3.9)$$

$$\mathrm{H} = \exp\left[\frac{11{,}600}{T_{CELL}}\left(V_{CELL} + I_{CELL} R_{S(CELL)}\right)\right] \quad (3.10)$$

การแก้สมการระหว่างสมการ (3.7) และ (3.8) เป็นการหาจุดทำงานสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ ดังนั้นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ต่ออนุกรมกัน N_{se} ตัว (รวมกันเป็นหนึ่งแถว) และต่อขนานกัน N_{pa} ตัว (N_{se} แถวนำมาต่อขนานกัน N_{pa} คอลัมน์) จะสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ P_{PV} ได้ตามสมการที่ (3.11)

$$P_{PV} = \left(N_{pa} I_{CELL}\right) \times \left(N_{se} V_{CELL}\right) \quad (3.10)$$

3. อินเวอร์เตอร์ (Invertor) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ส่วนใหญ่มักจะมีค่ามากกว่า 90% ดังนั้นจะสามารถหากำลังไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้ากำลังได้ตามสมการที่ (3.11)

$$P_{INV} = eff \times P_{PV} \quad (3.11)$$

โดยที่

P_{INV} คือ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายจากอินเวอร์เตอร์เพื่อส่งเข้าสู่ระบบไฟฟ้าลัง (W)

P_{PV} คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

eff คือ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

3.1.2 พลังงานลม

พลังงานลมเกิดจากการที่ดวงอาทิตย์แผ่รังสีความร้อนมายังโลก และแต่ละพื้นที่ของโลกดูดซับความร้อนได้ไม่เท่ากัน จึงทำให้เกิดความแตกต่างของอุณหภูมิและความกดอากาศขึ้น โดยบริเวณใดที่มีอุณหภูมิสูงหรือความกดอากาศต่ำ จะทำให้อากาศในบริเวณนั้นลอยตัวสูงขึ้น และอากาศจากบริเวณข้างเคียงที่เย็นกว่าหรือมีความกดอากาศสูงกว่าจะไหลเข้ามาแทนที่ จึงทำให้เกิดลมนั้นเอง และจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศนี้ทำให้เกิดเป็นพลังงานจลน์ที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้

3.1.2.1 ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้ศึกษาศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยพบว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานลมของทั้งประเทศเท่ากับ 44 เทอราวัตต์ชั่วโมงต่อปี โดยแหล่งพลังงานลมที่ดีของประเทศไทยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ระดับ 3 (Class 3) หรือมีความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 6.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไปที่ระดับความสูง 50 เมตร ดังแสดงในรูปที่ 3.5 ซึ่งประกอบด้วยบริเวณภาคใต้แถบชายฝั่งทะเลตะวันออกเริ่มตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช สงขลา และปัตตานี และบริเวณอุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์จังหวัดเชียงใหม่ [35]

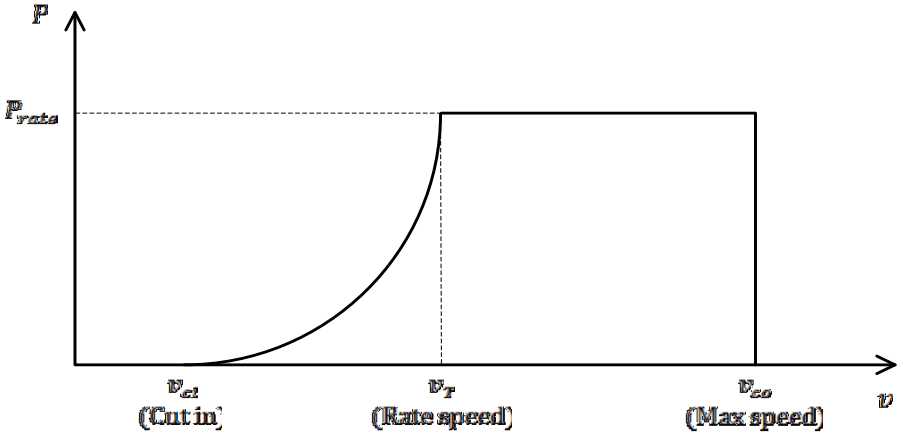
3.1.2.2 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม

กังหันลมจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานกลโดยการหมุนของใบพัด แรงจากการหมุนของใบพัดนี้จะถูกส่งผ่านแกนหมุนทำให้เฟืองเกียร์ที่ติดอยู่กับแกนหมุนเกิดการหมุนตามไปด้วย พลังงานกลที่ได้จะไปขับเคลื่อนให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน ด้วยหลักการนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้ กังหันลมสามารถแบ่งออกได้เป็นสองประเภท [31] คือ

1. กังหันลมที่มีแกนเพลาอยู่ในแนวนอน (Horizontal-axis type wind turbine, HAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนวางตัวอยู่ในทิศขนานกับทิศทางของลม โดยมีใบเป็นตัวตั้งฉากรับแรงลม กังหันลมประเภทนี้ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องและมีการนำมาใช้งานมากในปัจจุบันเนื่องจากมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานสูงแต่ต้องติดตั้งบนเสาที่มีความสูงมาก และมีชุดควบคุมให้กังหันลมหันหน้าเข้ารับแรงลมได้ทุกทิศทางในแนวนอนตลอดเวลา แสดงดังรูปที่ 3.6
2. กังหันลมที่มีแกนเพลาอยู่ในแนวตั้ง (Vertical-axis type wind turbine, VAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนตั้งฉากกับทิศทางของลม ซึ่งสามารถรับลมได้ทุกทิศทางและติดตั้งอยู่ในระดับต่ำได้ กังหันลมแบบนี้ที่รู้จักกันดี คือ กังหันลมแบบ Darrieus ข้อดีของกังหันลมแกนตั้งคือ สามารถรับลมได้ทุกทิศทาง ชุดปรับความเร็ว (Gear box) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถติดตั้งอยู่ที่ระดับพื้นล่างได้ นอกจากนี้ตัวเสาของกังหันลมยังไม่สูงมากนัก แต่มีข้อเสียคือประสิทธิภาพต่ำเมื่อเทียบกับกังหันลมที่มีแกนเพลาแบบแกนนอน ดังนั้นจึงมีการใช้งานอยู่น้อย แสดงดังรูปที่ 3.6

3.1.2.3 การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของกังหันลมเครื่องใดๆ สามารถพิจารณาได้จากกราฟประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เทียบกับความเร็วลม ณ ขณะนั้น หรือ กราฟ Power Performance Curve ของกังหันลมเครื่องนั้นๆ ซึ่งสามารถแสดงกราฟดังกล่าวดังรูปที่ 3.7 [11], [31] โดยจากรูปจะแสดงถึงการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม ซึ่งโดยทั่วไปจะเริ่มผลิตที่ความเร็ว v_{ci} และจะเพิ่มขึ้นตามความเร็วลมจนกระทั่งถึงค่ากำลังพิกัด (P_{rate}) ที่ความเร็ว v_T หลังจากจุดนี้กังหันจะถูกควบคุมโดยใช้มุมหรือการบิดของใบพัด เพื่อผลิตกำลังงานพิกัดได้ที่ความเร็วลมสูงสุด (v_{co}) ถ้าลมมีความเร็วมากกว่าจุดนี้ (v_{co}) ใบพัดจะเก็บลงและหยุดเดินเครื่องเพื่อความปลอดภัย



รูปที่ 3.7 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมและกำลังผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ของกังหันลม

จากรูปที่ 3.7 เมื่อกังหันลมมีประสิทธิภาพเท่ากับ C_{aw} และขณะนั้นลมมีความเร็ว v_{aw} จะสามารถหากำลังผลิตไฟฟ้าได้จากสมการที่ (3.12) ดังต่อไปนี้

$$P_w(v_{aw}) = \begin{cases} C_{aw}\times(v_{aw} - v_{ci})^3 \ ; & v_{ci} \le v_{aw} \le v_T \\ P_{rate} \ ; & v_T \le v_{aw} \le v_{co} \\ 0 \ ; & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.12)$$

สำหรับกังหันลมที่มีการติดตั้งที่ระดับความสูง $\boldsymbol{H_t}$ แต่มีการตรวจวัดความเร็วลมที่ระดับความสูง $\boldsymbol{H_{base}}$ สามารถประเมินความเร็วลมที่ระดับความสูง $\boldsymbol{H_t}$ ได้ดังสมการที่ (3.13) [31]

$$\frac{v_{Ht}}{v_{Hbase}} = \left(\frac{H_t}{H_{base}}\right)^{\alpha} \quad (3.13)$$

โดยที่ ค่าสัมประสิทธิ์ α สามารถพิจารณาได้จากพื้นที่ที่ทำการตรวจวัดดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ค่าสัมประสิทธ์ α กับพื้นที่ในบริเวณที่แตกต่างกัน

พื้นที่บริเวณต่างๆ	ค่าสัมประสิทธ์ α
พื้นที่ราบเรียบ	0.1
ทุ่งหญ้า	0.15
พื้นที่ทางการเกษตร	0.2
พื้นที่ป่าไม้	0.25
เมืองขนาดเล็ก	0.3
เมืองขนาดใหญ่	0.4

3.2 ลักษณะของความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน

ดังที่อธิบายไว้ในบทที่ 1 ได้มีหลายงานวิจัยที่วิเคราะห์ลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนชนิดต่างๆ เพื่อความเหมาะสมในการนำไปประยุกต์ใช้ เช่น เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณค่าความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ การประมาณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน [37] เป็นต้น นอกจากนั้นยังสามารถนำลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวนำไปใช้กับการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนของพื้นที่ในบริเวณใกล้เคียงที่ยังไม่ได้ทำการตรวจวัดและเก็บข้อมูลทางสถิติได้ และยังสามารถนำค่าสูงสุดและต่ำสุดที่ได้จากการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนมาใช้กับการประเมินการจัดการในระบบไฟฟ้ากำลังได้ เช่น การตัดโหลด และ การปรับขนาดของอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เป็นต้น สำหรับหลายงานวิจัยได้มีการกำหนดให้ความเข้มแสงอาทิตย์มีลักษณะการกระจายข้อมูลแบบเบต้า [7]-[8] และ ความเร็วลมมีลักษณะการกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์ [8]-[9] อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาให้ละเอียดขึ้น โดยจะทำการทดสอบระหว่างข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ในทางสถิติ กับการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ 3 รูปแบบ คือ แบบปกติ ไวบูลล์ และเบต้า ว่าข้อมูลทางสถิติดังกล่าวใกล้เคียงกับแบบใดมากที่สุด เนื่องจากช่วงเวลาที่เปลี่ยนไปลักษณะของการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนอาจเปลี่ยนแปลงไปด้วย เช่น ในช่วงฤดูร้อนการกระจายข้อมูลของความเร็วลมอาจเป็นแบบปกติ แต่ในช่วงฤดูหนาวการกระจายข้อมูลของความเร็วลมอาจเป็นแบบไวบูลล์ เป็นต้น โดยรายระเอียดของลักษณะการกระจายข้อมูลทั้ง 3 รูปแบบดังกล่าวสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

1. การกระจายข้อมูลแบบปกติ (Normal distribution) คือ การกระจายข้อมูลที่มีฟังก์ชันความหนาแน่นของการกระจาย (Probability Density Function, PDF) ตามสมการที่ (3.14) และฟังก์ชันความหนาแน่นสะสม (Cumulative Density Function, CDF) ตามสมการที่ (3.15) โดยลักษณะตัวอย่างของกราฟ PDF และ CDF สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.8 และ 3.9 ตามลำดับ

$$f_N(x) = \frac{1}{q\sqrt{2\pi}}\exp\left[-\frac{(x-u)^2}{2q^2}\right] \tag{3.14}$$

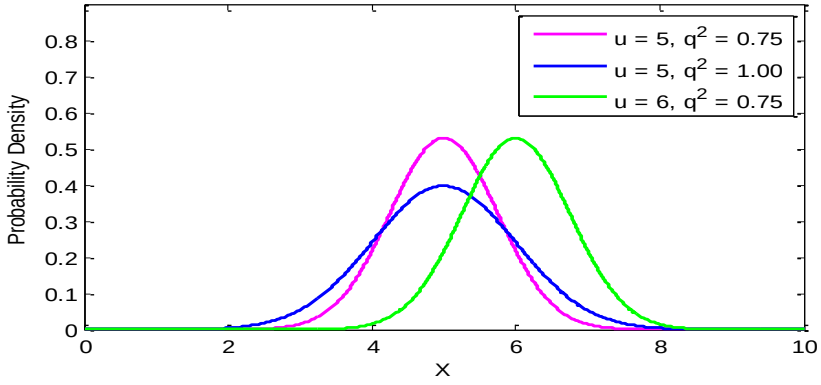
$$F_N(x) = \frac{1}{2}\left[1 + \text{erf}\left(\frac{x-u}{q\sqrt{2}}\right)\right] \tag{3.15}$$

โดยที่

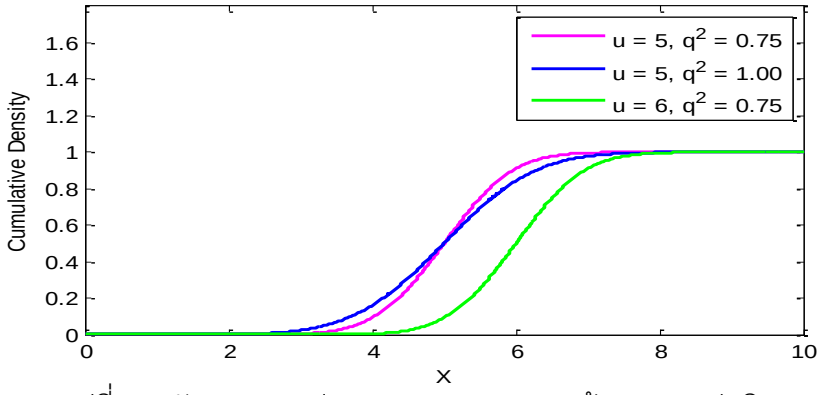
x คือ ตัวแปรที่ต้องการพิจารณาความไม่แน่นอน

u, q^2 คือ ค่าเฉลี่ย (Mean) และค่าเบี่ยงเบนมาตราฐาน (Standard deviation) ตามลำดับของตัวแปร x ที่พิจารณา

erf คือ ฟังก์ชันความผิดพลาด (Error function)



รูปที่ 3.8 ลักษณะกราฟ PDF ของการกระจายข้อมูลแบบปกติ



รูปที่ 3.9 ลักษณะกราฟ CDF ของการกระจายข้อมูลแบบปกติ

2. การกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) คือ การกระจายข้อมูลที่มีฟังก์ชัน PDF ตามสมการที่ (3.16) และฟังก์ชัน CDF ตามสมการที่ (3.17) โดยลักษณะของกราฟ PDF และ CDF สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.10 และ 3.11 ตามลำดับ

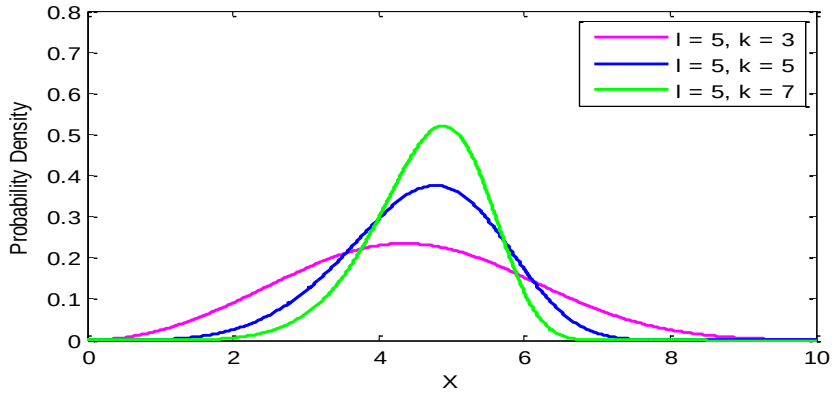
$$f_W(x) = \begin{cases} \frac{k}{l}\left(\frac{x}{l}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{l}\right)^{k}\right], & x \geq 0 \\ 0 \quad , & x < 0 \end{cases} \tag{3.16}$$

$$F_W(x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{l}\right)^{k}\right] \tag{3.17}$$

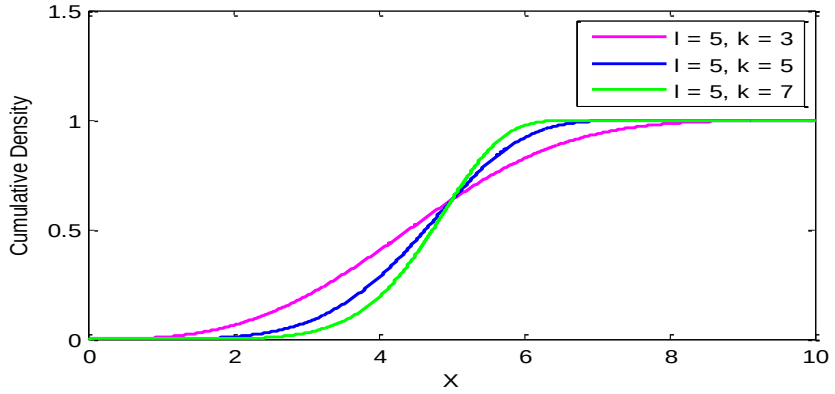
โดยที่

x คือ ตัวแปรที่ต้องการพิจารณาความไม่แน่นอน

u, q^2 คือ ค่าพารามิเตอร์ (Parameter) ของการกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์



รูปที่ 3.10 ลักษณะกราฟ PDF ของการกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์



รูปที่ 3.11 ลักษณะกราฟ CDF ของการกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์

3. การกระจายข้อมูลแบบเบต้า (Beta distribution) คือ การกระจายข้อมูลที่มีฟังก์ชัน PDF ตามสมการที่ (3.18) และฟังก์ชัน CDF ตามสมการที่ (3.19) โดยลักษณะของกราฟ PDF และ CDF สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.12 และ 3.13 ตามลำดับ

$$f_B(x) = \frac{\Gamma(a+b)}{\Gamma(a)\Gamma(b)} x^{a-1}(1-x)^{b-1} \tag{3.18}$$

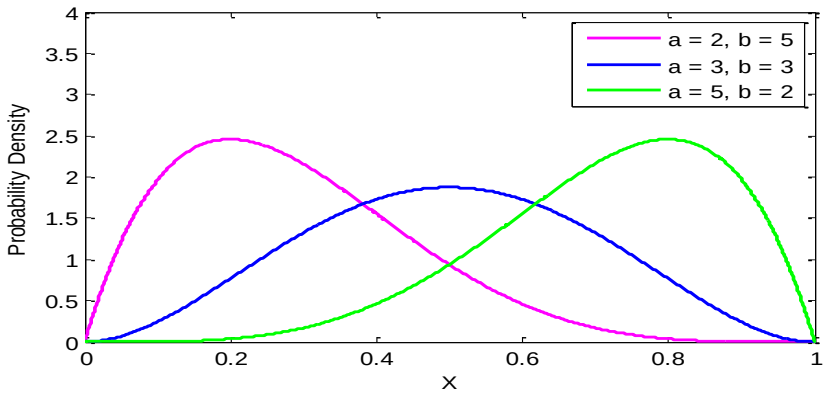
$$F_B(x) = \sum_{j=a}^{a+b-1} \frac{(a+b-1)!}{j!\,(a+b-1-j)!} x^j (1-x)^{a+b-1-j} \tag{3.19}$$

โดยที่

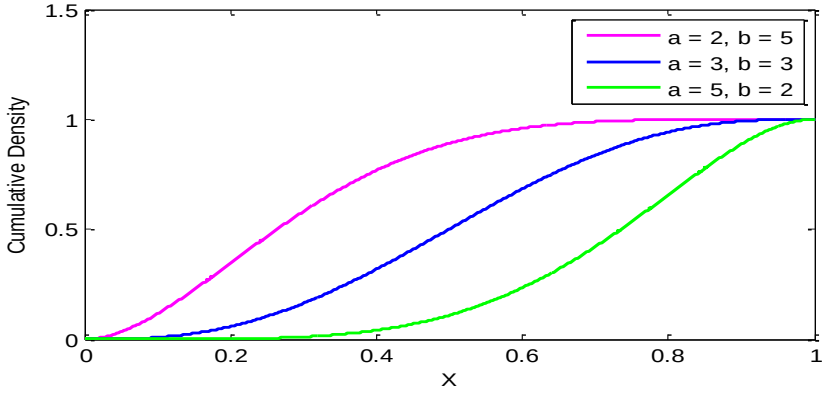
x คือ ตัวแปรที่ต้องการพิจารณาความไม่แน่นอน

a, b คือ ค่าพารามิเตอร์ (Parameter) ของการกระจายข้อมูลแบบเบต้า

Γ คือ ฟังก์ชันแกมมา (Gamma function)



รูปที่ 3.12 ลักษณะกราฟ PDF ของการกระจายข้อมูลแบบเบต้า



รูปที่ 3.13 ลักษณะกราฟ CDF ของการกระจายข้อมูลแบบเบต้า

ลักษณะการกระจายข้อมูลทั้ง 3 รูปแบบข้างต้น จะเห็นได้ว่ามีลักษณะที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้นหากนำข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ทางสถิติมาวิเคราะห์เทียบกับลักษณะการกระจายข้อมูลทั้ง 3 ดังกล่าว จะทำให้สามารถพิจารณาลักษณะการกระจายข้อมูลที่เหมาะสมกับข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนได้ ซึ่งหลักการวิเคราะห์นั้นจะได้กล่าวถึงต่อไปในบทที่ 7

3.3 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอที่มาและความสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งศักยภาพ เทคโนโลยี และ การคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน 2 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ และ พลังงานลม ส่วนในหัวข้อสุดท้ายได้นำเสนอลักษณะการกระจายข้อมูล 3 รูปแบบ คือ แบบปกติ ไวบูลล์ และ เบต้า ที่ในงานวิจัยส่วนใหญ่มักใช้ในการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน

บทที่ 4

วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงกระบวนการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก และรายละเอียดแนวคิดพื้นฐานของวิธีการค้นหาแต่ละวิธี ได้แก่ อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง การค้นหาแบบทาบู การหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยคอโลนีมด จีนเนติกอัลกอริธึม และการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค ตลอดจนการเลือกประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมสำหรับใช้ในการแก้ปัญหาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

4.1 วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก (Heuristic Search) [38], [39]

การแก้ปัญหาด้วยวิธีการค้นหาคำตอบ (Searching) เป็นเทคนิคทางปัญญาเชิงคำนวณซึ่งสามารถหาคำตอบของปัญหาหลายๆอย่างที่ไม่ใช่เพียงแต่เป็นปัญหาทางคณิตศาสตร์ได้ด้วยการค้นหา วิธีในการค้นหาคำตอบนั้นมีอยู่หลายวิธี แต่ละวิธีมีความเหมาะสม และมีประสิทธิภาพกับระบบที่ต้องการแก้ปัญหาที่แตกต่างกันออกไป โดยสามารถแบ่งเป็น 2 กลุ่มคือ การค้นหาแบบไม่ใช้ข้อมูลความรู้ (Uninformed search) และการค้นหาแบบใช้ข้อมูลความรู้ (Informed search)

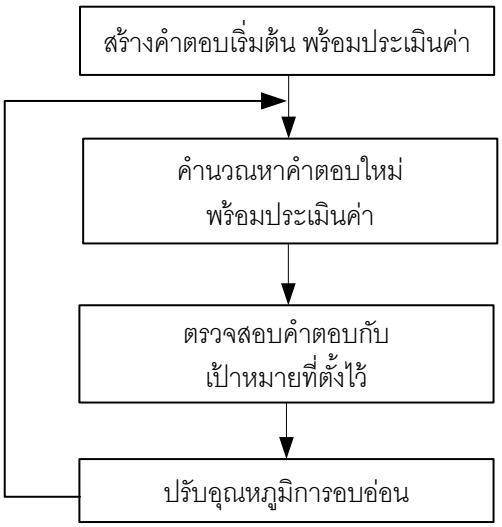
การค้นหาแบบไม่ใช้ข้อมูลความรู้ เป็นกลยุทธการค้นหาที่ไม่มีการใช้ข้อมูลใดๆ มาช่วยประกอบการค้นหาคำตอบ ในขณะที่การค้นหาแบบใช้ข้อมูลความรู้จะมีการนำเอาข้อมูลมาช่วยในการเลือกเส้นทางการค้นหาคำตอบอย่างไรให้ดีที่สุด ซึ่งหลักการในการค้นหาแบบนี้จะเรียกว่าการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก (Heuristic Search) ทั้งนี้จะเห็นได้ชัดว่าการค้นหาแบบไม่ใช้ความรู้นั้นมีประสิทธิภาพด้อยกว่าการค้นหาแบบใช้ความรู้ อย่างไรก็ตามการค้นหาแบบไม่ใช้ความรู้ก็ยังมีประโยชน์ในบางครั้ง โดยเฉพาะสำหรับหลายๆ ระบบที่ไม่มีข้อมูลใดๆ ให้ได้ใช้พิจารณาในขณะทำการค้นหาคำตอบ

กลยุทธการค้นหาแบบใช้ความรู้เป็นกลยุทธ์ที่มีการนำเอาข้อมูล (ซึ่งขึ้นอยู่กับรูปแบบของปัญหานั้นๆ) มาช่วยในการค้นหาคำตอบ ทำให้เหมาะสมในการแก้ปัญหาหลายๆอย่าง โดยเฉพาะปัญหาที่เป็นการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด ทั้งนี้วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก เป็นวิธีที่นิยมใช้ในการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น เช่น ปัญหาการหาตำแหน่งที่เหมาะสม ปัญหาการกำหนดเส้นทางการเดินทาง หรือปัญหาการจัดตารางการผลิต เป็นต้น ซึ่งยากที่จะหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด (Optimal solution) โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อปัญหานั้นข้อมูลป้อนเข้าปริมาณมาก การหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดอาจจะใช้เวลาในการคำนวณนานมาก หรือเป็นไปไม่ได้ที่จะคำนวณหา

คำตอบที่เหมาะสมที่สุด ดังนั้นวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึกจึงถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหาเพราะใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่ามาก ซึ่งวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึกที่นิยมใช้ในปัจจุบันสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

4.1.1 **อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง** (Simulated Annealing)

อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง (Simulated Annealing, SA) เป็นเทคนิคการค้นหาคำตอบซึ่งเลียนแบบกรรมวิธีการควบคุมอุณหภูมิของการอบโลหะให้ร้อนแล้วปล่อยให้เย็นลงช้าๆ เพื่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางโครงสร้างผลึกที่มีพลังงานภายในน้อยที่สุด คุณลักษณะดังกล่าวจะทำให้โลหะมีคุณสมบัติทางกายภาพที่แข็งแกร่งและทนทาน การอบอ่อนจำลองเป็นเทคนิคการค้นหาค่าเหมาะสมที่สุด โดยสามารถเปรียบเทียบได้ว่าการควบคุมอุณหภูมิของการอบอ่อนเป็นการปรับพารามิเตอร์การค้นหาคำตอบของระบบ การลดอุณหภูมิลงอย่างช้าๆ ทำให้เหล็กมีโครงสร้างผลึกที่แข็งแกร่ง ในขณะเดียวกันถ้าอุณหภูมิลดลงอย่างไม่เหมาะสม โครงสร้างผลึกดังกล่าวจะมีการจัดตัวที่ไม่เหมาะสม และโครงสร้างผลึกมีความแข็งแกร่งทนทานก็คือคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่นนั่นเอง (Local optimum) อย่างไรก็ตามแม้ว่า SA จะสามารถให้คำตอบที่เหมาะที่สุดแบบวงกว้างได้แต่เวลาในการค้นหาคำตอบอาจจะไม่เหมาะสมในการใช้งานจริงก็ได้ แนวคิดพื้นฐานของอัลกอริธึมการอบอ่อนจำลองสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.1 ต่อไปนี้

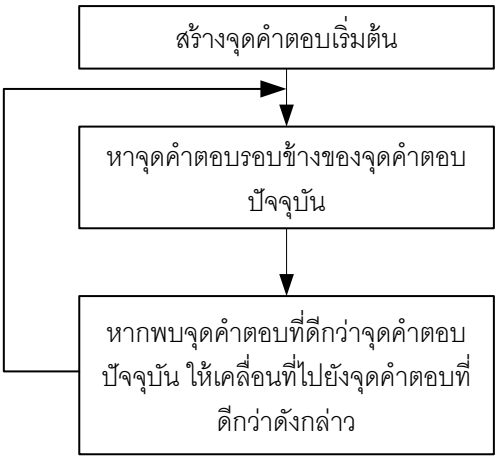


รูปที่ 4.1 อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง

4.1.2 **การค้นหาแบบทาบู** (Tabu Search)

การค้นหาแบบทาบู (Tabu Search, TS) เป็นเทคนิคการค้นหาคำตอบ ที่มีแนวคิดพื้นฐานคือ การหลุดพ้นจากคำตอบเหมาะสมที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่น โดย TS จะมีการค้นหาคำตอบใน

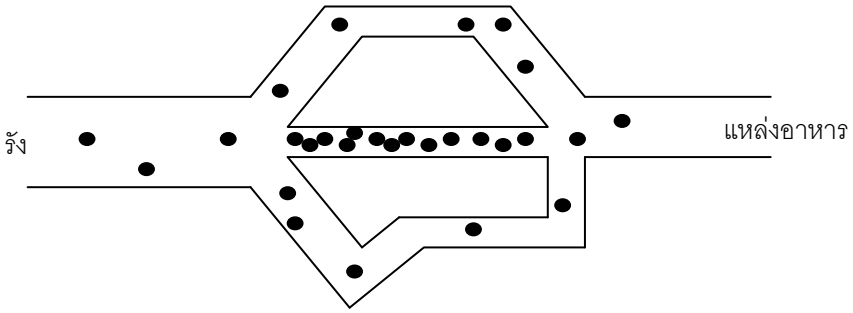
พื้นที่รอบข้าง หากค้นพบคำตอบที่ดีกว่าคำตอบปัจจุบัน TS ก็จะทำการเดินไปยังบริเวณที่ได้คำตอบที่ดีกว่าดังกล่าว แต่ถ้าไม่สามารถค้นหาคำตอบที่ดีกว่าได้ก็จะสิ้นสุดการค้นหาลง แนวคิดพื้นฐานของการค้นหาแบบทาบูสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.2 ต่อไปนี้



รูปที่ 4.2 ขั้นตอนการทำงานของการค้นหาแบบทาบู

4.1.3 **การค้นหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยคอโลนีมด** (Ant Colony Optimization)

การหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยคอโลนีมด (Ant Colony Optimization, ACO) เป็นวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึกแบบใหม่สำหรับปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดเชิงการจัดแบบยาก โดยอัลกอริธึมนี้ได้พัฒนามาจากพฤติกรรมทางสังคมของแมลงที่อยู่รวมกันเป็นฝูงโดยเฉพาะมด โดยรู้จักในชื่อของการหาค้นหาเหมาะที่สุดด้วยคอโลนีมด หรือ ACO เทคนิคนี้ได้แรงบันดาลใจจากพฤติกรรมการออกหาอาหารของมด มดเหล่านี้จะปล่อยฟีโรโมนตามทางที่เดินผ่าน โดยมีจุดประสงค์เพื่อทำเครื่องหมายเส้นทางที่ตนเองพอใจ (เส้นทางที่สั้นกว่า) มดตัวอื่นในคอโลนีจะเดินตามเส้นทางที่มีฟีโรโมนดังกล่าวพร้อมทั้งปล่อยฟีโรโมนให้สะสมระหว่างเส้นทางมากยิ่งขึ้น ซึ่งฟีโรโมนจะมีจำนวนมาก หรือน้อยขึ้นอยู่กับระยะทางและคุณภาพของแหล่งอาหารที่พบ แล้วมดตัวอื่นก็จะตามรอยฟีโรโมนมายังแหล่งอาหารในที่สุด การปล่อยฟีโรโมของมดสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 4.3 ต่อไปนี้ โดยมดแทนด้วยสัญลักษณ์จุด โดยจากรูปจะเห็นได้ว่า ระยะทางจากรังไปสู่แหล่งอาหารที่สั้นกว่าจะมีจำนวนมดที่มากกว่า ซึ่งเปรียบเสมือนกับว่าการค้นหาคำตอบจะมุ่งไปสู่คำตอบที่เหมาะที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่นหากเส้นทางนั้นมีปริมาณฟีโรโมนมาก



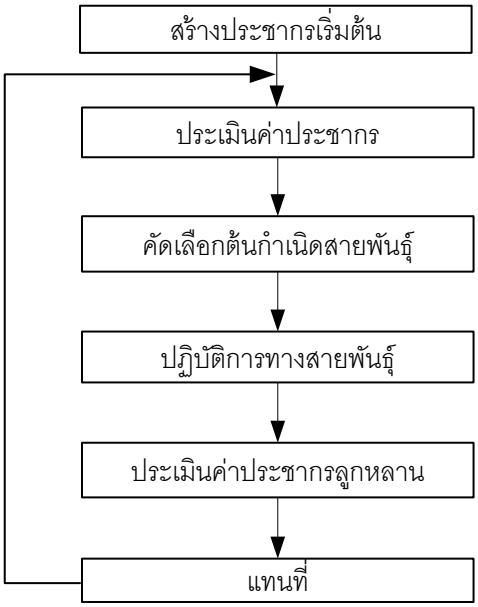
รูปที่ 4.3 การทดลองเส้นทางเดินของมด

4.1.4 **จีนเนติกอัลกอริธึม** (Genetic Algorithm)

จีนเนติกอัลกอริธึม (Genetic Algorithm, GA) เป็นวิธีการค้นหาคำตอบที่ดีที่สุดโดยใช้หลักการคัดเลือกแบบธรรมชาติและหลักการทางสายพันธุ์ GA เป็นการคำนวณอย่างหนึ่งที่สามารถกล่าวได้ว่ามีวิวัฒนาการอยู่ในขั้นตอนของการค้นหาคำตอบ ซึ่งปัจจุบันเป็นที่ยอมรับในประสิทธิภาพ และมีการนำไปประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวางในการแก้ปัญหาการหาค้นหาเหมาะที่สุด

GA ถูกพัฒนาโดยจำลองเอาแนวคิดการวิวัฒนาการของสิ่งมีชีวิตในระบบชีววิทยามาใช้ ซึ่งได้รับความนิยมและเป็นที่ยอมรับอย่างกว้างขวาง โดยมีการนำไปประยุกต์ใช้งานในด้านต่างๆกันอย่างแพร่หลาย พร้อมๆกับการศึกษาและพัฒนาองค์ประกอบต่างๆ ของ GA ให้มีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้น ปัจจุบันจึงเห็นได้ว่า GA ได้นำไปใช้ในเกือบจะทุกสาขาวิชาเช่น การประมวลผลสัญญาณดิจิตอล การประมวลผลสัญญาณภาพ ระบบควบคุม การสื่อสารโทรคมนาคม ไฟฟ้ากำลัง การแพทย์ และการเงิน เป็นต้น

GA เป็นวิธีการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบสุ่ม (Stochastic optimization) โดยอาศัยการสมมติจุดคำตอบขึ้นมาหลายๆจุดก่อน แล้วประยุกต์ใช้หลักการค้นหาจุดที่เหมาะสมที่สุดซึ่งมีโอกาสที่จะอยู่รอดมากที่สุด เพื่อหาคำตอบที่ดียิ่งขึ้นในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอดสำหรับในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอดจะมีการประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness) ของจุดคำตอบแต่ละจุด แล้วพิจารณาเลือกจุดคำตอบใหม่จากค่าความเหมาะสมนี้โดยอาศัยวิธีการคัดเลือกสายพันธุ์ วิธีการคัดเลือกดังกล่าวประกอบด้วย การคัดเลือก การข้ามสายพันธุ์และการผ่าเหล่า จุดคำตอบแต่ละจุดจะประกอบไปด้วยสตริง (String) ของตัวแปรที่ถูกลงรหัสไว้เรียกว่าโครโมโซม (Chromosomes) ซึ่งสามารถถอดรหัสเป็นค่าของตัวแปรจริงได้ โดยทั่วไปนิยมลงรหัสตัวแปรให้เป็นระบบเลขฐานสอง ขั้นตอนการทำงานทั่วไปของ GA ทั่วไปสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.4 ต่อไปนี้

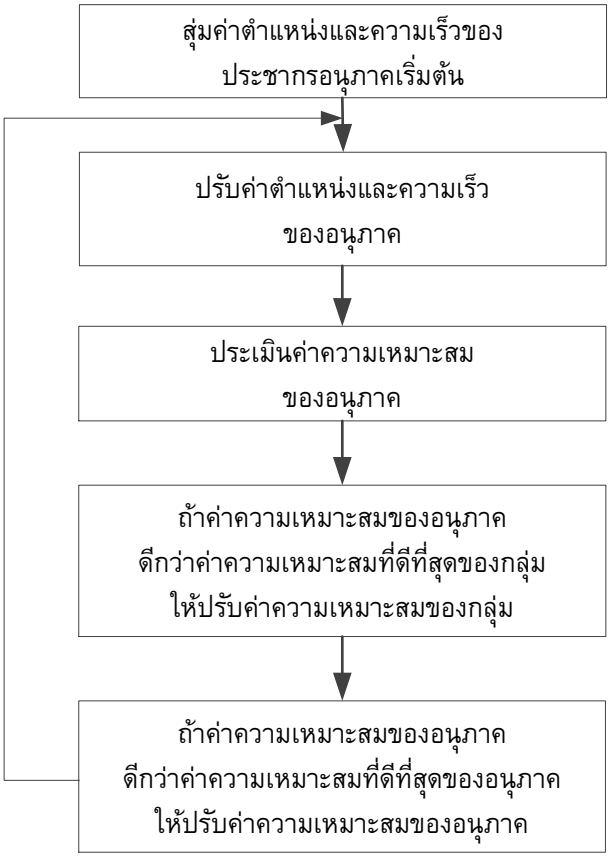


รูปที่ 4.4 ขั้นตอนการทำงานทั่วไปของ GA

4.1.5 **การหาค่าเหมาะสมด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค** (Particle Swarm Optimization)

การหาค่าเหมาะที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization, PSO) เป็นอัลกอริธึมที่พัฒนามาจากการเคลื่อนที่ของฝูงปลาและฝูงนก ซึ่งการเคลื่อนที่ทั้งสองแบบเป็นการเคลื่อนที่ขององค์ประกอบย่อยๆที่เคลื่อนที่ไปด้วยกันอย่างประสานเวลา (Synchronous) ปลาหรือนกสามารถเคลื่อนที่ไปเป็นฝูง แยกตัวออกจากฝูง แล้วรวมตัวกลับเข้ามาในฝูงอีกครั้ง PSO มีคุณลักษณะหลายๆ อย่างที่เหมือนกับจีนเนติกอัลกอริธึม โดย PSO มีการสุ่มสร้างประชากรเริ่มต้น และใช้ในการค้นหาคำตอบที่เหมาะที่สุดด้วยการปรับประชากรนั้นๆ ในทุกรอบการคำนวณทุกๆรุ่น อย่างไรก็ดี PSO มีความแตกต่างไปจาก GA ตรงที่ไม่มีปฏิบัติการทางสายพันธุ์คือ การทำครอสโอเวอร์ หรือ มิวเทชัน ใน PSO คำตอบของระบบถูกแทนด้วยอนุภาค ที่ซึ่งเคลื่อนที่ไปในปริภูมิค้นหา (Search Space) โดยมีทิศทางไปตามอนุภาคที่ใกล้เคียงกับคำตอบที่เหมาะที่สุดในขณะนั้นๆ เมื่อเปรียบเทียบกับ GA แล้ว ข้อได้เปรียบของ PSO คือความง่ายของอัลกอริธึมและพร้อมกับการปรับแต่งอัลกอริธึมด้วยจำนวนพารามิเตอร์เพียงไม่กี่ตัวเท่านั้น

PSO ได้รับความสำเร็จในการนำไปประยุกต์ใช้ในหลายๆ งาน เช่น การหาค่าเหมาะที่สุดของฟังก์ชันคณิตศาสตร์ และระบบควบคุมแบบฟัซซี เป็นต้น แผนผังอัลกอริธึมการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาคโดยทั่วไปสามารถแสดงได้ในรูปที่ 4.5 ต่อไปนี้



รูปที่ 4.5 แผนผังอัลกอริธึมพื้นฐานของ PSO

4.2 การพิจารณาความเหมาะสมของการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก

ในการแก้ปัญหาทางด้านไฟฟ้ากำลังได้มีหลายงานวิจัยที่ใช้หลักการค้นหาค่าเหมาะสมมาประยุกต์ใช้ ซึ่งการหาค่าเหมาะสมแต่ละวิธีก็มีข้อดีข้อเสียแตกต่างกันไป โดยวิธี การค้นหาแบบ PSO เป็นวิธีที่ใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับวิธีอื่น และนิยมใช้ค้นหาตัวแปรที่เป็นค่าแบบต่อเนื่อง เช่น งานวิจัย [40]-[44] ได้ประยุกย์ใช้การค้นหาแบบ PSO เพื่อแก้ปัญหาการตัดโหลด หรือ การจัดสรรกำลังการผลิต อย่างไรก็ตามการค้นหาตัวแปรแบบค่าไม่ต่อเนื่องอาจทำให้ค่าที่ได้ไม่ใช่ค่าคำตอบที่เหมาะสมเมื่อเทียบกับคำตอบรอบข้าง ส่วนวิธี SA, TS, ACO, และ GA เป็นวิธีที่เหมาะสำหรับการค้นหาตัวแปรที่เป็นค่าแบบไม่ต่อเนื่อง อย่างไรก็ตามเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะค่อนข้างมาก [38]

สำหรับการประยุกต์ใช้หลักการหาค่าเหมาะสมเพื่อแก้ปัญหาการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันเนื่องจากจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาหลักการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS เพื่อเพิ่ม

ประสิทธิภาพในการค้นหาทั้งตัวแปรที่เป็นค่าแบบต่อเนื่อง (ขนาดของ DG ประเภทควบคุมได้) และไม่ต่อเนื่อง (ขนาดของอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน) เนื่องจากวิธี TS มีหลักการในการค้นหาคำตอบที่ไม่ยุ่งยาก ส่วนการค้นหาคำตอบโดยการประยุกต์ใช้หลักการค้นหาคำตอบแบบ PSO และ TS ดังกล่าวจะได้อธิบายในบทที่ 5 ต่อไป

4.3 **สรุป**

ในบทนี้ได้นำเสนอวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก ซึ่งได้กล่าวถึงหลักการและแนวคิดพื้นฐานของวิธีการค้นหาคำตอบแต่ละวิธีได้แก่ อัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง การค้นหาแบบทาบู การหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยคอโลนีมด จีนเนติกอัลกอริธึม และการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค ทั้งนี้เพื่อแสดงให้เห็นถึงวิธีการค้นหาที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับงานวิจัยได้ ซึ่งจากวิธีต่างๆที่ได้นำเสนอ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS มาประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

บทที่ 5

วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงกระบวนการหาค่าเหมาะสมที่สุดของวิธี PSO, TS และวิธีผสมระหว่าง PSO และ TS โดยรายละเอียดต่างๆ สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

5.1 วิธี PSO

การค้นหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของอนุภาค หรือ Particle Swarm Optimization (PSO) เป็นวิธีที่ถูกคิดค้นโดย เคนเนดี (Kennedy) และ อีเบอร์ฮาร์ต (Eberhart) ในปี 1995 [45]-[46] วิธี PSO นี้จัดเป็นวิธีการค้นหาแบบสุ่มที่อาศัยความสัมพันธ์กันของคำตอบหลายคำตอบ (Population-based stochastic search algorithm) โดยได้อาศัยหลักการเลียนแบบพฤติกรรมของฝูงนกในการหาอาหาร คือ ระหว่างการหาอาหาร นกแต่ละตัวในฝูงจะรับรู้ว่าตัวเองอยู่ไกลจากอาหารมากน้อยแค่ไหนจากกลิ่นที่ได้รับ แต่ไม่รู้ว่าอาหารอยู่ที่ตำแหน่งใด ดังนั้นนกแต่ละตัวในฝูงจะมีการส่งสัญญาณถึงกัน ทำให้รู้ว่าตัวไหนในฝูงอยู่ใกล้อาหารมากที่สุด เพื่อที่นกในฝูงที่เหลือจะเคลื่อนที่ตามตัวนั้นไป โดยการส่งสัญญาณดังกล่าวจะเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง จนกระทั่งฝูงนกดังกล่าวเจออาหารในที่สุด สำหรับใน PSO ฝูงนกดังกล่าวเปรียบเสมือนกลุ่มของอนุภาคในพื้นที่หลายมิติ ซึ่งแต่ละอนุภาคจะมีข้อมูลเวคเตอร์สองเวคเตอร์ซึ่งจำเป็นต้องใช้ในการพิจารณาการเคลื่อนที่ คือ เวคเตอร์ระบุตำแหน่งและเวคเตอร์ระบุความเร็วในการเคลื่อนที่ นอกจากนั้นอนุภาคในกลุ่มมักจะมีการสื่อสารถึงกันเพื่อบอกตำแหน่งที่ดีที่สุดสากล (Global best position, gbest) หรือ ตำแหน่งที่ดีที่สุดที่กลุ่มอนุภาคค้นพบ เพื่อใช้ในการตัดสินใจความเร็วที่อนุภาคแต่ละตัวในกลุ่มจะใช้ในการเคลื่อนที่เพื่อค้นหาคำตอบ

5.1.1 สัญลักษณ์และคำจำกัดความที่ใช้ในวิธี PSO

วิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบ PSO มีสัญลักษณ์และคำจำกัดความต่างๆ ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

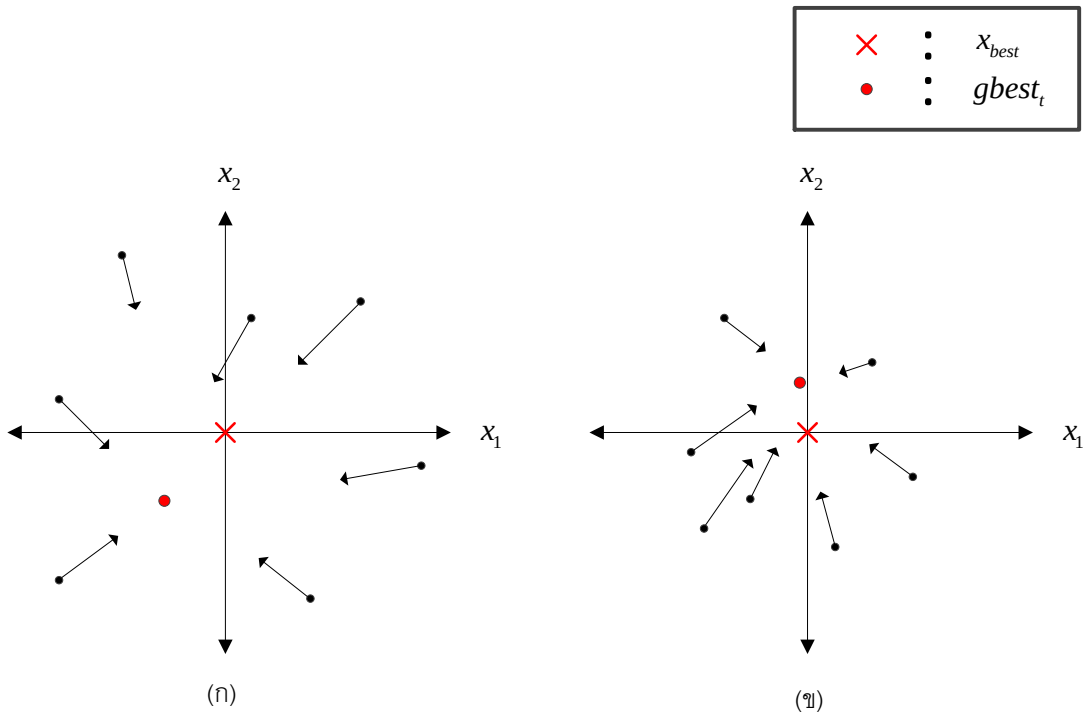
- อนุภาค (Particle) คือสมาชิกตัวหนึ่งในประชากร (Population) โดยอนุภาคหนึ่งตัวประกอบด้วย ตำแหน่ง (Position) และความเร็ว (Velocity) นอกจากนั้นในระหว่างการค้นหาค่าเหมาะสมที่สุด อนุภาคแต่ละตัวมักมีการจดจำตำแหน่งที่ดีที่สุดที่ตัวมันเองเคยหาเจอ หรือที่เรียกว่า Personal best position (pbest)
- ประชากร คือ กลุ่มของอนุภาคที่มีอนุภาคตั้งแต่ 1 ถึง N ตัว

- ตำแหน่งของอนุภาคตัวที่ i ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $x_{i,t}$ ซึ่งถ้าตำแหน่งดังกล่าวประกอบด้วยมิติ D มิติ สามารถเขียนได้เป็น $x_{i,t} = \{x_{i1,t}, x_{i2,t}, \dots, x_{iD,t}\}$ โดยในการแก้ปัญหาด้วยวิธี PSO ค่าตำแหน่งมักถูกจำกัดให้อยู่ในขอบเขต $|x_{min}, x_{max}|$
- ค่าความเหมาะสม (Fitness value) หรือ $f(x_{i,t})$ คือ ค่าของคำตอบที่แปลงมาจากตำแหน่ง $x_{i,t}$ โดยค่าความเหมาะสมที่สุดที่ได้จากการแก้ปัญหาด้วยวิธี PSO ณ ตำแหน่ง x_{best} สามารถเขียนแทนด้วย $f_{best}(x_{best})$
- ความเร็ว (Velocity) หรือเวกเตอร์การเคลื่อนย้ายตำแหน่งของอนุภาคตัวที่ i ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $v_{i,t}$ ซึ่งถ้าความเร็วดังกล่าวประกอบด้วยมิติ D มิติ สามารถเขียนได้เป็น $v_{i,t} = \{v_{i1,t}, v_{i2,t}, \dots, v_{iD,t}\}$ และหากความเร็วดังกล่าวส่งผลทำให้ตำแหน่งของอนุภาคเกินจากขอบเขต $|x_{min}, x_{max}|$ มักจะมีการกำหนดกำหนดให้ $v_{i,t} = 0$
- น้ำหนักแรงเฉื่อย (Inertia weight) ถูกเขียนแทนด้วย w คือ พารามิเตอร์ที่ใช้ในการควบคุมผลกระทบของความเร็วที่การวนซ้ำก่อนหน้า
- ประสบการณ์ที่ดีที่สุดส่วนตัว (Personal Best Position) ของอนุภาคตัวที่ i ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $pbest_{i,t}$ คือ ตำแหน่งที่ดีที่สุดที่ถูกพบโดยอนุภาคตัวที่ i ตั้งแต่รอบการคำนวณที่ 1 ถึง t
- ประสบการณ์ที่ดีที่สุดสากล (Global best position) ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $gbest_t$ คือ ตำแหน่งที่ดีที่สุดที่ถูกพบโดยกลุ่มของอนุภาคตั้งแต่รอบการคำนวณที่ 1 ถึง t
- ค่าคงที่อัตราเร่ง (Acceleration constant) ถูกเขียนแทนด้วย C คือ ค่าที่ส่งผลต่อการคำนวณความเร็วของอนุภาค โดยถ้า C มีค่ามากความเร็วของอนุภาคก็จะมีค่ามากขึ้นด้วย
- รอบการคำนวณสูงสุด (Maximum iteration) ถูกเขียนแทนด้วย t_{max} คือ วิธี PSO จะหยุดการคำนวณเมื่อรอบการคำนวณเท่ากับรอบการคำนวณสูงสุด
- ดัชนีชี้วัดการลู่เข้า (Termination index) คือ ดัชนีที่บ่งบอกว่าตำแหน่งที่ดีที่สุดสากล $gbest_t$ เข้าใกล้กับค่าเหมาะสมที่สุด $f_{best}(x_{best})$ แล้ว โดยค่าดัชนี (f_{index}) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.1) ซึ่งโดยทั่วไปถ้าค่าดัชนีน้อยกว่าค่าที่กำหนด เช่น 10^{-2} เป็นต้น วิธี PSO จะหยุดการคำนวณ

$$f_{index} = \left| \frac{f(gbest_t) - f(gbest_{t-1})}{f(gbest_t)} \right| \; ; \qquad gbest_t \neq gbest_{t-1} \tag{5.1}$$

5.1.2 หลักการและขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยวิธี PSO

การหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยวิธี PSO เป็นวิธีที่จะมีการเคลื่อนที่ของอนุภาคแต่ละตัวในกลุ่มจนกระทั่งอนุภาคดังกล่าวเคลื่อนที่เข้าใกล้ตำแหน่งที่ดีที่สุด x_i^{best} ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 5.1 สำหรับสมการที่ใช้ในการเปลี่ยนตำแหน่งของแต่ละอนุภาค สมการที่ใช้ในการคำนวณความเร็ว สมการที่ใช้หาค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดส่วนตัว และสมการที่ใช้หาค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดสากล สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.2) (5.3) (5.4) และ (5.5) ตามลำดับ



รูปที่ 5.1 แสดงตัวอย่างการเคลื่อนที่ของอนุภาคในการค้นหาค่าเหมาะสมที่สุด x_{best}
(ก) ที่รอบการคำนวณ $t = 0$ (ข) ที่รอบการคำนวณ $t = 1$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + v_{i,t} \tag{5.2}$$

$$v_{i,t} = wv_{i,t-1} + Cr_1\left(pbest_{i,t-1} - x_{i,t-1}\right) + Cr_2\left(gbest_{t-1} - x_{i,t-1}\right) \tag{5.3}$$

$$pbest_{i,t} = \text{best}\left(x_{i,t}, pbest_{i,t-1}\right) \tag{5.4}$$

$$gbest_t = \text{best}\left(pbest_{1,t}, pbest_{2,t}, \cdots, pbest_{N,t}\right) \tag{5.5}$$

โดยที่

r_1, r_2 คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอ (Uniform random) ในช่วง 0 ถึง 1

จากสมการที่ (5.2) – (5.5) สามารถอธิบายขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยวิธี PSO ได้ดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดจำนวนอนุภาค N ตัว และ จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ของการค้นหาแบบ PSO

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่งและความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค โดยอนุภาคที่ i จะมีตำแหน่งอยู่ที่ $x_{i,0}$ และมีความเร็วเท่ากับ $v_{i,0}$ ($i = 1, 2, \dots, N$)

ขั้นตอนที่ 3 หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค ($pbest_{i,0}$) และของกลุ่ม ($gbest_0$) จากสมการดังต่อไปนี้

$$pbest_{i,0} = x_{i,0} \tag{5.6}$$

$$gbest_0 = \text{best}(pbest_{1,0}, pbest_{2,0}, \cdots, pbest_{N,0}) \tag{5.7}$$

ขั้นตอนที่ 4 ทำการอัพเดทค่าตำแหน่ง ($x_{i,t}$) และความเร็ว ($v_{i,t}$) ของแต่ละอนุภาค จากสมการที่ (5.2) – (5.3)

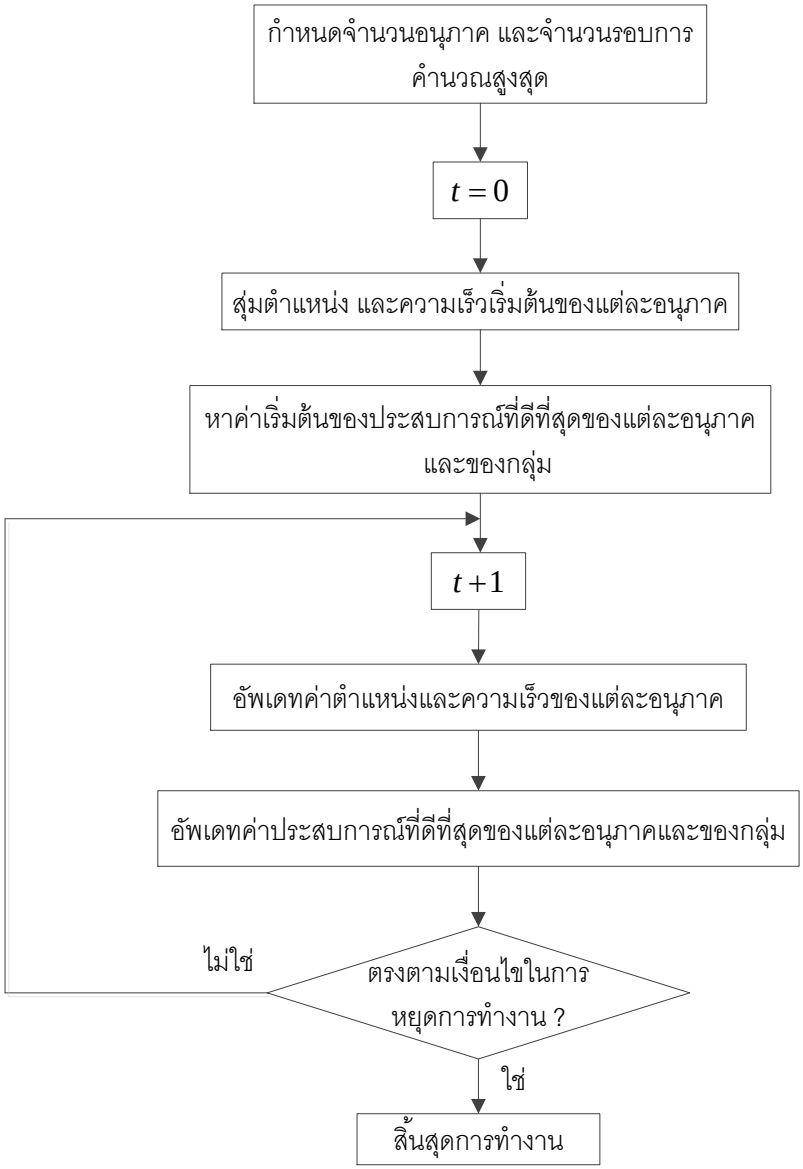
ขั้นตอนที่ 5 อัพเดทค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค ($pbest_{i,t}$) และของกลุ่ม ($gbest_t$) จากสมการที่ (5.4) – (5.5)

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการทำงานของ PSO ดังต่อไปนี้

1. รอบการทำงาน t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้
2. ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

ในขั้นตอนนี้ถ้าเงื่อนไขสอดคล้องกับเงื่อนไขที่ 1 หรือ 2 ดังกล่าวข้างต้น การทำงานจะไปยังขั้นตอนที่ 7 แต่ถ้าไม่สอดคล้องก็จะกลับไปยังขั้นตอนที่ 4

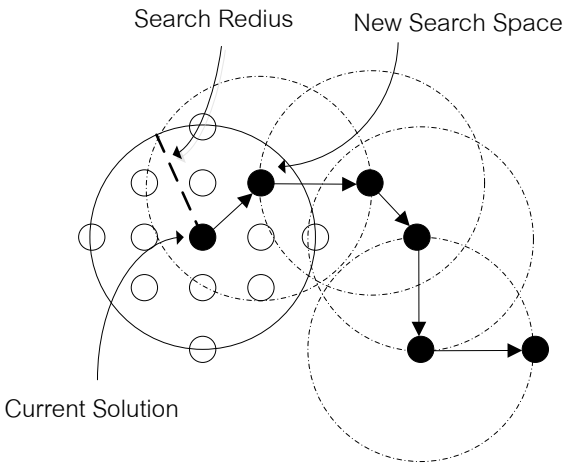
ขั้นตอนที่ 7 สิ้นสุดการทำงานและแสดงผล



รูปที่ 5.2 ขั้นตอนการทำงานของ PSO

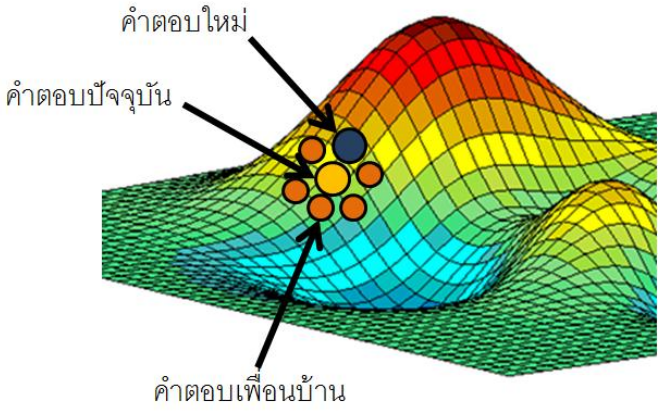
5.2 วิธี TS

Fred W. Glover เป็นผู้นำเสนอเทคนิควิธีค้นหาแบบทาบู (Tabu Search หรือ TS) [38] โดยมีหลักการ คือ การค้นหาคำตอบในพื้นที่รอบข้าง แล้วเดินไปยังคำตอบที่ดีกว่าที่ถูกค้นพบ ซึ่งจะวนรอบทำงานแบบนี้ไปเรื่อยๆ จนกระทั่งไม่สามารถค้นหาคำตอบที่ดีกว่าได้ ซึ่งวิธี TS นี้เหมาะกับการค้นหาตัวแปรที่เป็นค่าไม่ต่อเนื่อง เนื่องจากการเดินทางเพื่อหาคำตอบมักจะต้องมีการกำหนดจุดคำตอบที่แน่นอนหลายๆ จุดจากตัวตัวแปรที่เป็นค่าไม่ต่อเนื่อง และเดินทางไปยังจุดคำตอบที่ดีที่สุด โดยสามารถแสดงวิธีการค้นหาแบบ TS ได้ดังรูปที่ 5.3

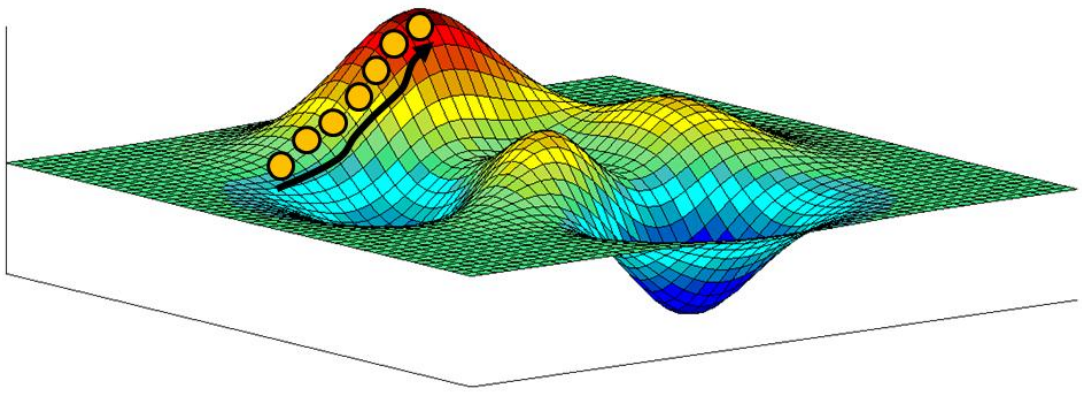


รูปที่ 5.3 การเดินทางเพื่อหาคำตอบของวิธี TS

จากรูปที่ 5.3 ถ้าเป็นการค้นหาคำตอบที่มีค่าสูงสุด (Maximization) สามารถแสดงเส้นทางการเดินเพื่อหาคำตอบได้ดังรูปที่ 5.4 – 5.5



รูปที่ 5.4 การค้นหาคำตอบในพื้นที่รอบข้าง



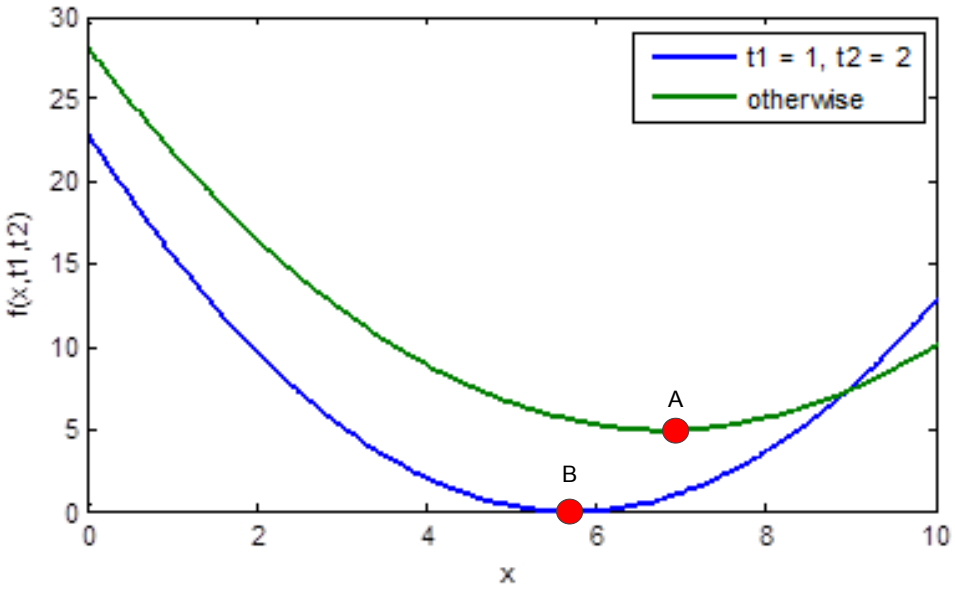
รูปที่ 5.5 ปฏิบัติการเดิน เพื่อหาคำตอบใหม่จากคำตอบปัจจุบัน

5.3 วิธีผสมระหว่าง PSO และ TS

การแก้ปัญหาในการหาค่าเหมาะสมที่สุดจะต้องเลือกหลักการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่เหมาะสม เช่น การแก้ปัญหาจากตัวแปรที่เป็นค่าแบบต่อเนื่องควรใช้วิธี PSO เนื่องจากอนุภาคสามารถเคลื่อนที่เข้าใกล้กับตำแหน่งที่ต้องการได้จากการคำนวณของสมการที่ (5.2) – (5.5) และการแก้ปัญหาจากตัวแปรที่เป็นค่าแบบไม่ต่อเนื่องควรใช้วิธี TS เนื่องจากการเดินทางเพื่อหาคำตอบต้องมีการกำหนดจุดคำตอบที่แน่นอนหลายๆ จุดจากตัวตัวแปรที่เป็นค่าไม่ต่อเนื่อง อย่างไรก็ตามการแก้ปัญหาจากตัวแปรที่มีทั้งค่าแบบต่อเนื่องและไม่ต่อเนื่อง ดังตัวอย่างสมการที่ (5.8) ซึ่งมีกราฟของสมการดังรูปที่ 5.6 การใช้วิธี PSO หรือ TS ดังกล่าว อาจทำให้คำตอบที่ได้ไม่ใช่ค่าเหมาะสมที่สุดที่แท้จริงได้

$$f(x,t1,t2) = \begin{cases} \frac{7}{10}\left(x - 5\frac{5}{7}\right)^2 & ; \quad t1 = 1, t2 = 2 \\ \frac{1}{2}\left(x - 6\frac{4}{5}\right)^2 + 5 ; & \quad otherwise \end{cases} \tag{5.8}$$

โดยที่ x เป็นตัวแปรชนิดแบบต่อเนื่องมีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 10, $t1$ และ $t2$ เป็นตัวแปรชนิดแบบไม่ต่อเนื่องมีค่าเทากับ 1 หรือ 2 เท่านั้น



รูปที่ 5.6 กราฟของสมการที่ (5.8)

จากรูปที่ 5.6 ถ้าเป็นการค้นหาคำตอบที่มีค่าน้อยที่สุด (Minimization) การค้นหาแบบ PSO จะมีการแปลงการคำนวณตัวแปรแบบไม่ต่อเนื่อง เช่น หากคำนวณตัวแปร $t1$ ได้เท่ากับ 1.75 จากสมการที่ (5.2) จะมีการแปลงไปเป็นจำนวนแบบไม่ต่อเนื่องที่อยู่ใกล้ที่สุดนั้นคือจะได้ว่า $t1$ มี

ค่าเท่ากับ 2 เป็นต้น จึงทำให้การค้นหาแบบ PSO มีโอกาสค้นพบคำตอบที่จุด A ซึ่งไม่ใช่ค่าน้อยที่สุดที่แท้จริง ส่วนการค้นหาแบบ TS จะมีการแปลงตัวแปรแบบต่อเนื่องไปเป็นแบบไม่ต่อเนื่อง เช่น แปลงค่า x ให้มีค่าอยู่ที่ 1, 2,…,10 เป็นต้น จึงทำให้การค้นหาแบบ TS ค้นพบค่าน้อยสุด คือ $x = 6, t1 = 1, t2 = 2$ ซึ่งไม่ใช่ค่าน้อยที่สุดที่แท้จริง แต่จะเห็นได้ว่าเป็นคำตอบที่ใกล้เคียงค่าน้อยที่สุดที่แท้จริงที่จุด B ดังนั้นจะได้ว่า เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการค้นหาคำตอบน้อยสุดที่แท้จริงที่จุด B สามารถทำได้ด้วยการประยุกต์ใช้หลักการของวิธี PSO และ TS ร่วมกัน

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการแก้ปัญหาในการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีทั้งตัวแปรที่เป็นค่าแบบต่อเนื่องและไม่ต่อเนื่อง ซึ่งจะได้อธิบายต่อไปในบทที่ 6 ดังนั้นในการแก้ปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดจะมีการประยุกต์ใช้วิธีผสมระหว่าง PSO และ TS ซึ่งมีขั้นตอนในการค้นหาดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดจำนวนอนุภาค N ตัว รัศมี (Search redius) ในการค้นหาคำตอบของพื้นที่รอบข้าง และจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max})

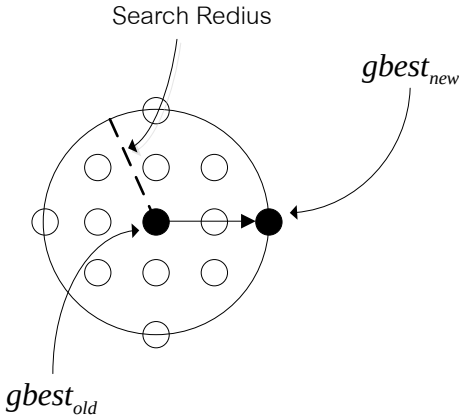
ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่งและความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

ขั้นตอนที่ 3 หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม

ขั้นตอนที่ 4 ทำการอัพเดทค่าตำแหน่ง และความเร็ว ของแต่ละอนุภาค จากสมการที่ (5.2) – (5.3)

ขั้นตอนที่ 5 อัพเดทค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม จากสมการที่ (5.4) – (5.5)

ขั้นตอนที่ 6 ค้นหาคำตอบในพื้นที่รอบข้างของค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม หากค้นพบคำตอบที่ดีกว่า ทำการเปลี่ยนค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่มมาเป็นคำตอบที่ดีกว่าดังกล่าว ดังแสดงในรูปที่ 5.7



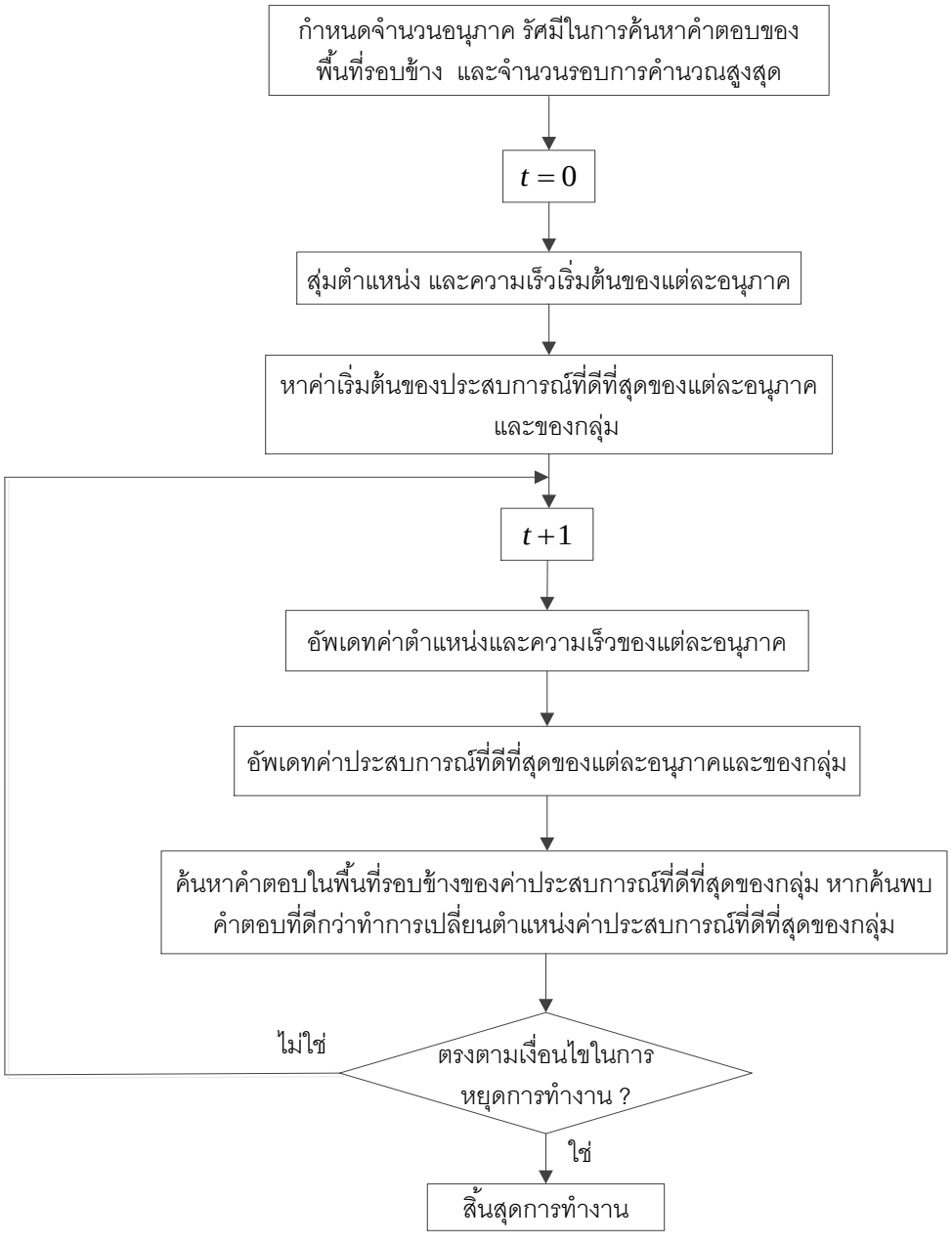
รูปที่ 5.7 การเปลี่ยนตำแหน่งของค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม

ขั้นตอนที่ 7 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการทำงานดังต่อไปนี้

1. รอบการทำงาน t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้
2. ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

ในขั้นตอนนี้ถ้าเงื่อนไขสอดคล้องกับเงื่อนไขที่ 1 หรือ 2 ดังกล่าวข้างต้น การทำงานจะไปยังขั้นตอนที่ 8 แต่ถ้าไม่สอดคล้องก็จะกลับไปยังขั้นตอนที่ 4

ขั้นตอนที่ 8 สิ้นสุดการทำงานและแสดงผล



รูปที่ 5.8 ขั้นตอนการทำงานของวิธีผสมระหว่าง PSO และ TS

5.4 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอหลักการและแนวคิดในการค้นหาคำตอบค่าเหมาะสมที่สุดของวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS ซึ่งเป็นวิธีที่นำเอาข้อดีของทั้งวิธี PSO และ TS ในการค้นหาคำตอบค่าเหมาะสมที่สุดมาประยุกต์ใช้ร่วมกัน นอกจากนั้นได้มีการนำเสนอขั้นตอนการค้นหาคำตอบค่าเหมาะสมที่สุดของวิธีดังกล่าว ซึ่งจะได้นำไปประยุกต์ใช้ในกระบวนการหาค่าเหมาะสมที่สุดในบทที่ 6 ถัดไป

บทที่ 6

การหาค่าเหมาะสมของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและอุปกรณ์ควบคุมแรงดันโดยอาศัยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS

ในหัวข้อนี้กล่าวถึงรายละเอียดของกระบวนการหาขนาดที่เหมาะสมของ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกได้ เพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน โดยใช้หลักการวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS ซึ่งรายละเอียดประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้ ได้แก่ (1) การประยุกต์ใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) ในการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (2) ขั้นตอนในการแก้ปัญหาดังกล่าวด้วยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS และ (3) การสอบทานผลของคำตอบที่ได้จากการแก้ปัญหา

6.1 การประยุกต์ใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) ในการแก้ปัญหาการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในระบบส่งไฟฟ้าโดยทั่วไปจะควบคุมระดับแรงดันได้จากการปรับขนาดของอุปกรณ์หลายชนิด เช่น ระดับแรงดันที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้า เป็นต้น จึงทำให้ระบบส่งไฟฟ้ามักไม่มีปัญหาเรื่องแรงดันต่ำกว่าหรือสูงกว่าขอบเขตแรงดันที่กำหนด อย่างไรก็ตามการเพิ่มการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อคำนึงถึงความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน จะมีผลทำให้ระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงหรือแกว่งเล็กน้อยได้ ซึ่งการแกว่งของแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวแท้จริงแล้วเกิดจากความไม่แน่นอนของของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นเพื่อควบคุมผลกระทบทางด้านแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพจึงไม่ควรพิจารณาการปรับอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้า แต่ควรพิจารณาการปรับอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากผลกระทบทางด้านแรงดันแท้จริงแล้วเกิดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยส่งผลกระทบไปยังระบบส่งไฟฟ้าด้วย

ในงานวิจัย [6] และ [8] ได้มีการประยุกต์ใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) ดังสมการที่ (6.1) เพื่อควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ย (Mean voltage

profile) ซึ่งมีโอกาสเกิดขึ้นเมื่อ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ยเมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะควบคุมระดับแรงดันที่ค่าเฉลี่ยดังกล่าวให้เข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ นอกจากนั้นยังมีการควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด (Highest voltage profile) และ ค่าต่ำสุด (Lowest voltage profile) ซึ่งมีโอกาสเกิดขึ้นเมื่อ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุดและต่ำสุดตามลำดับ [6] ให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดด้วยกระบวนการวิเคราะห์จากการสุ่มแบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation) ดังแสดงในรูปที่ 6.1

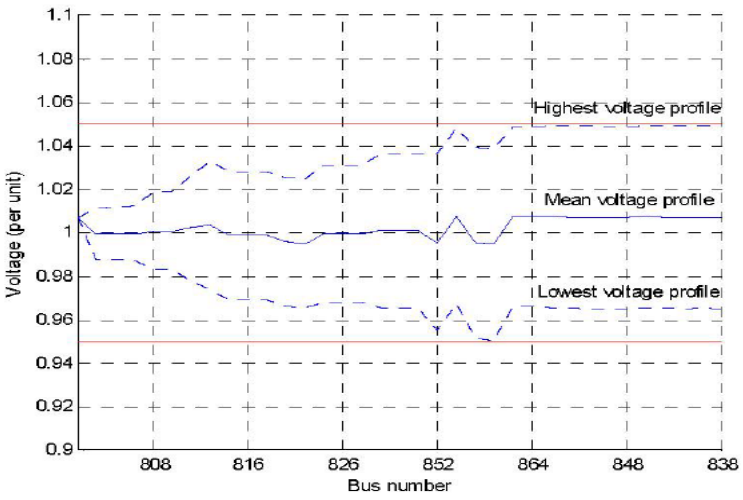
$$Objective\ function = Min\ \frac{\sum_{i=1}^{nbus}(L_i \times \sqrt{(V_{i,mean} - V_{sv})^2})}{\sum_{i=1}^{nbus} L_i} \tag{6.1}$$

โดยที่

L_i คือ โหลดที่บัส i (kVA)

$V_{i,mean}$ คือ แรงดันที่บัส i ที่ค่าเฉลี่ยของความไม่แน่นอน (V)

V_{sv} คือ ระดับแรงดันที่ต้องการควบคุม (V)



รูปที่ 6.1 การควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ยโดยพิจารณาจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.1) [6]

จากรูปที่ 6.1 ผลการควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ยตามสมการที่ (6.1) [6] จะเห็นได้ว่าระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ยถูกควบคุมให้เข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการที่ 1.00 pu ได้ อย่างไรก็ตามผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันเนื่องมาจากความไม่แน่นอนของของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน

ไม่ได้ถูกพิจารณา ดังนั้นเพื่อแก้ปัญหาการลดผลกระทบดังกล่าวในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อลดการแกว่งระหว่างระดับแรงดันที่ค่าสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังสมการที่ (6.2)

$$Objective\ function = Min\ \frac{\sum_{i=1}^{nbus}(L_i \times \sqrt{(V_{i,Highest} - V_{i,Lowest})^2})}{\sum_{i=1}^{nbus} L_i} \tag{6.2}$$

โดยที่

$V_{i,Highest}$ คือ แรงดันที่บัส i ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด (V)

$V_{i,Lowest}$ คือ แรงดันที่บัส i ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุด (V)

จากสมการที่ (6.2) จะนำเอาค่าความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้มาพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าที่ทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด และต่ำสุด เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดัน ซึ่งค่าการแกว่งของะดับแรงดันที่เกิดขึ้นดังกล่าวก็คือค่าการแกว่งสูงที่สุดที่มีโอกาสเกิดขึ้นในช่วงเวลาที่มีการพิจารณาความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน ส่วนเงื่อนไขบังคับของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ต้องพิจารณาดังนี้

1) กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ และรีแอกทีฟที่บัสใดๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าต้องสมดุลตามเงื่อนไขของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$\begin{aligned} P_{g_i} - P_{d_i} &= \sum_{i=1}^{nbus} |V_i|\,|V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)\ , j = 2, \dots, nbus \\ Q_{g_i} - Q_{d_i} &= \sum_{i=1}^{nbus} |V_i|\,|V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)\ , j = 2, \dots, nbus \end{aligned} \tag{6.3}$$

โดยที่

P_{d_i}, Q_{d_i} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าแอกทีฟ และรีแอกทีฟที่บัส i (kW และ kVAr)

P_{g_i}, Q_{g_i} คือ กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าแอกทีฟ และรีแอกทีฟ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (kW และ kVAr)

$V_i \angle \delta_i$ คือ เฟสเซอร์ของแรงดันที่บัส i (pu.)

$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ คือ สมาชิกตำแหน่งที่ (i, j) ของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (pu)

2) กำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (S_{sub}) ต้องมีค่าไม่เกินพิกัดหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้า

$$|S_{sub}| \leq S_{sub,max} \tag{6.4}$$

3) กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายป้อนจากบัส i ไปยังบัส j (S_{jk}) ต้องมีค่าไม่เกินพิกัดของสายป้อนแต่ละเส้น

$$S_{jk} \leq S_{jk,max} \tag{6.5}$$

4) กำลังไฟฟ้าแอกทีฟของ DG ประเภทควบคุมได้ (P_{disp}) ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่สามารถจ่ายได้

$$P_{disp,min} \leq P_{disp} \leq P_{disp,max} \tag{6.6}$$

5) กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของ DG ประเภทควบคุมได้ (Q_{disp}) ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่สามารถจ่ายได้

$$Q_{disp,min} \leq Q_{disp} \leq Q_{disp,max} \tag{6.7}$$

6) ค่าตัวประกอบกำลังของ DG ประเภทควบคุมได้ (PF_{disp}) ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่กำหนด

$$|PF_{disp}| \geq PF_{disp,max} \tag{6.8}$$

7) แท็บของตัวคุมค่าแรงดัน (VR) ต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่กำหนด

$$VR_{min} \leq VR \leq VR_{max} \tag{6.9}$$

8) กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ชดเชยจากคาปาซิเตอร์แบงค์ (Q_{CB}) ต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่จ่ายได้

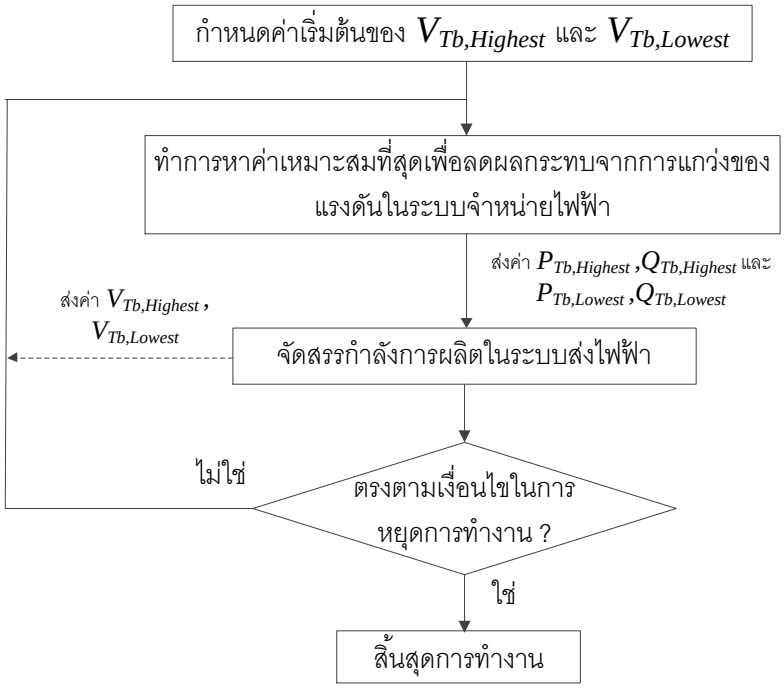
$$Q_{CB} \leq Q_{CB,max} \tag{6.10}$$

9) แรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่กำหนด

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \tag{6.11}$$

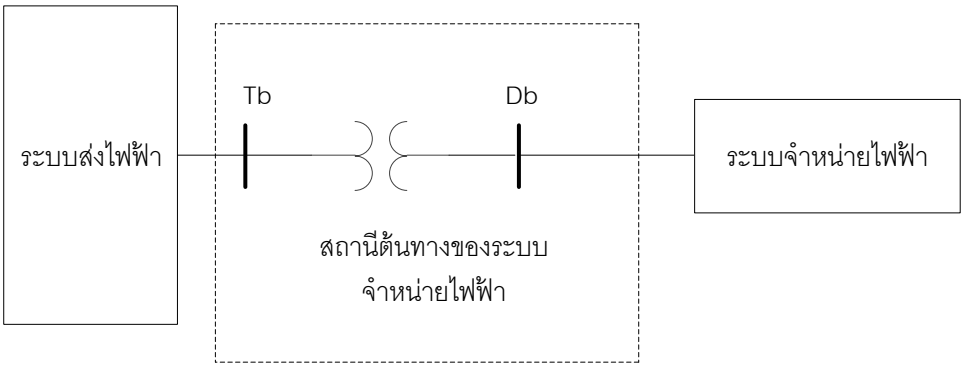
6.2 ขั้นตอนในการแก้ปัญหาด้วยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS

ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยมีการจัดการระบบไฟฟ้าแยกออกจากกันอย่างชัดเจนระหว่างระบบส่งและ จำหน่ายไฟฟ้า จึงทำให้การติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะทำให้ระบบส่งไฟฟ้าไม่รับรู้ถึงการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน เนื่องมาจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน แต่จะรับรู้เฉพาะการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น ดังนั้นเพื่อแก้ปัญหาการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันอย่างมีประสิทธิภาพจะสามารถแสดงขั้นตอนในการแก้ปัญหาได้ดังรูปที่ 6.2



รูปที่ 6.2 ขั้นตอนการแก้ปัญหาเพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดัน

สำหรับการเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.3 ส่วนรูปที่ 6.2 สามารถอธิบายขั้นตอนโดยละเอียดในการแก้ปัญหาได้ดังนี้



รูปที่ 6.3 การเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดค่าเริ่มต้นหรือรับค่าระดับแรงดัน $V_{Tb,Highest}$ และ $V_{Tb,Lowest}$ เพื่อใช้ในการหาค่าเหมาะสมเพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดัน โดยจะพิจารณาจากการปรับขนาดของอุปกรณ์ที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.2) มีค่าน้อยที่สุด

โดยที่

$V_{Tb,Highest}$ คือ แรงดันที่บัส Tb ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด (V)

$V_{Tb,Lowest}$ คือ แรงดันที่บัส Tb ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุด (V)

ขั้นตอนที่ 2 เมื่อเสร็จสิ้นจากขั้นตอนที่ 1 จะทำให้ทราบถึงค่า $P_{Tb,Highest}$, $Q_{Tb,Highest}$ และ $P_{Tb,Lowest}$, $Q_{Tb,Lowest}$ ซึ่งจะนำค่าดังกล่าวมาใช้ในการพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตตามสมการที่ (2.1) – (2.3)

โดยที่

$P_{Tb,Highest}$, $Q_{Tb,Highest}$ คือ กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ และรีแอกทีฟที่บัส Tb ที่จ่ายออกหรือรับเข้ามา ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด (kW, kVAr)

$P_{Tb,Lowest}$, $Q_{Tb,Lowest}$ คือ กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ และรีแอกทีฟที่บัส Tb ที่จ่ายออกหรือรับเข้ามา ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุด (kW, kVAr)

ขั้นตอนที่ 3 เมื่อเสร็จสิ้นจากขั้นตอนที่ 2 จะทำให้ทราบถึงค่า $V_{Tb,Highest}$ และ $V_{Tb,Lowest}$ ซึ่งจะนำค่าดังกล่าวมาประเมินเงื่อนไขในการหยุดการคำนวณตามสมการที่ (6.12) ซึ่งถ้าสอดคล้องกับเงื่อนไขดังกล่าว การทำงานจะไปยังขั้นตอนที่ 4 แต่ถ้าไม่สอดคล้องก็จะกลับไปยังขั้นตอนที่ 1

$$|\Delta V_{Tb,Highest}| + |\Delta V_{Tb,Lowest}| \leq \varepsilon \tag{6.12}$$

โดยที่

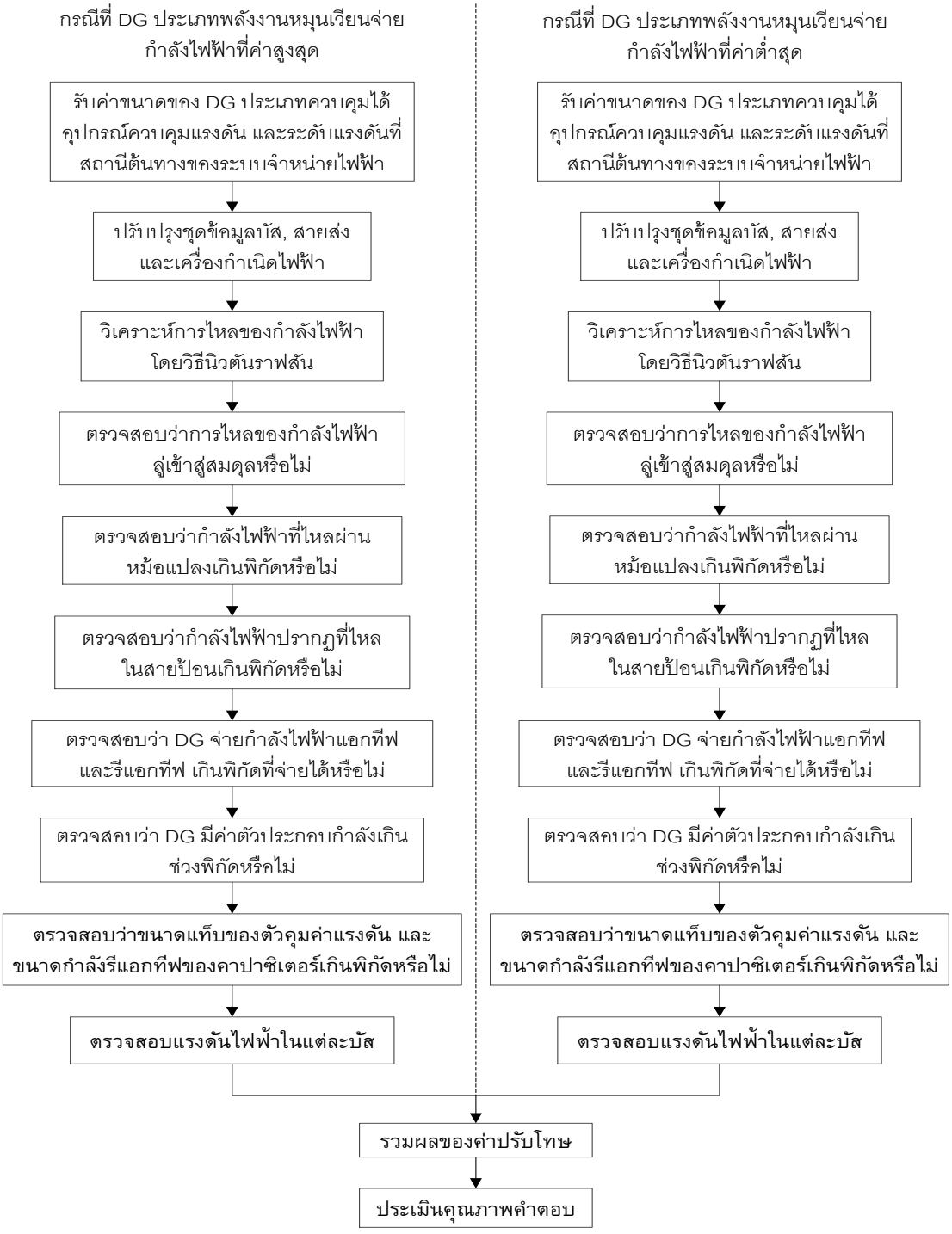
ε คือ ค่าคงที่ซึ่งเป็นเงื่อนไขในการหยุดการคำนวณ

$\Delta V_{Tb,Highest}$, $\Delta V_{Tb,Lowest}$ คือ ค่าความแตกต่างของ $V_{Tb,Highest}$ และ $V_{Tb,Lowest}$ ระหว่างขั้นตอนที่ 1 และ 2 ตามลำดับ

ขั้นตอนที่ 4 สิ้นสุดการทำงานและแสดงผล

ในการหาค่าเหมาะสมที่สุดเพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันของขั้นตอนที่ 1 จะใช้วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS ซึ่งขั้นตอนในการค้นหาได้มีการแสดงไว้ในรูปที่ 5.2 ส่วนการประเมินคุณภาพคำตอบจากการปรับขนาดของ DG ประเภทควบคุมได้ แท็บของตัวคุมค่าแรงดัน และคาปาซิเตอร์แบงค์ เพื่อใช้สำหรับการหาค่าเหมาะสมที่สุด สามารถแสดงขั้นตอนได้ดังรูปที่ 6.4 ซึ่งจะกำหนดให้สัญลักษณ์ p ที่แสดงในขั้นตอนต่างๆ ถูกกำหนดให้เป็นค่า

น้ำหนักในการปรับโทษ (Penalty factor) ที่ควรกำหนดให้มีค่ามากๆ เช่น 10^4 เป็นต้น เพื่อให้คำตอบที่ได้หากเกินจากขอบเขตที่กำหนดจะมีค่ามากๆ หรือมีคุณภาพของคำตอบที่ไม่ดี หากการค้นหาดังกล่าวเป็นการค้นหาคำตอบค่าน้อยที่สุด (Minimization)



รูปที่ 6.4 ขั้นตอนการประเมินคุณภาพคำตอบ

จากรูปที่ 6.4 สามารถอธิบายขั้นตอนโดยละเอียดในการการประเมินคุณภาพคำตอบได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 รับค่าข้อมูลของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ แท็บของตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ และระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุดและต่ำสุด

ขั้นตอนที่ 2 ปรับปรุงข้อมูลบัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และสายส่ง ที่เป็นผลมาจากการรับค่าในขั้นตอนที่ 1 โดยในส่วนของการปรับปรุงข้อมูลบัสใช้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และระดับแรงดันที่สถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และข้อมูลสายส่งใช้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงแท็บตัวคุมค่าแรงดัน

ขั้นตอนที่ 3 นำข้อมูลที่มีการปรับปรุงแล้ว มาทำการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson)

ขั้นตอนที่ 4 ตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าว่าลู่เข้าสู่สมดุลหรือไม่

- ถ้าลู่เข้าสู่สมดุล กำหนดให้ $M_{conv} = 0$
- ถ้าไม่ลู่เข้าสู่สมดุล กำหนดให้ $M_{conv} = p_{conv}$

ขั้นตอนที่ 5 ตรวจสอบว่ากำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกินพิกัดหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้าหรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{sub} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{sub} = p_{sub} \times max(0, |S_{sub}| - S_{sub,max})$

ขั้นตอนที่ 6 ตรวจสอบว่ากำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายป้อนแต่ละเส้น เกินพิกัดของสายป้อนหรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{jk} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{jk} = p_{jk} \times max(0, S_{jk} - S_{jk,max})$

ขั้นตอนที่ 7 ตรวจสอบว่า DG ประเภทควบคุมได้ จ่ายกำลังไฟฟ้าแอกทีฟเกินพิกัดที่จ่ายได้หรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{Pdg} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{Pdg} = p_{Pdg} \times max(0, P_{disp,min} - P_{disp}, P_{disp} - P_{disp,max})$

ขั้นตอนที่ 8 ตรวจสอบว่า DG ประเภทควบคุมได้ จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเกินพิกัดที่จ่ายได้หรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{Qdg} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{Qdg} = p_{Qdg} \times max(0, Q_{disp,min} - Q_{disp}, Q_{disp} - Q_{disp,max})$

ขั้นตอนที่ 9 ตรวจสอบว่า DG ประเภทควบคุมได้ มีค่าตัวประกอบกำลังเกินช่วงพิกัดหรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{PF} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{PF} = p_{PF} \times max(0, PF_{disp,limit} - |PF_{disp}|)$

ขั้นตอนที่ 10 ตรวจสอบว่าแท็บของตัวคุมค่าแรงดัน เกินพิกัดหรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{VR} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{VR} = p_{VR} \times max(0, VR_{min} - VR, VR - VR_{max})$

ขั้นตอนที่ 11 ตรวจสอบว่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ชดเชยจากคาปาซิเตอร์แบงค์ เกินพิกัดที่จ่ายได้หรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{CB} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{CB} = p_{CB} \times max(0, Q_{CB} - Q_{CB,max})$

ขั้นตอนที่ 12 ตรวจสอบว่าระดับแรงดันที่แต่ละบัส เกินขอบเขตแรงดันที่กำหนดหรือไม่

- ถ้าไม่เกิน กำหนดให้ $M_{Vi} = 0$
- ถ้าเกิน กำหนดให้ $M_{Vi} = p_{Vi} \times max(0, V_{i,min} - V_i, V_i - V_{i,max})$

ขั้นตอนที่ 13 รวมผลของค่าปรับโทษ (M) ที่ได้จากการคำนวณในขั้นตอนที่ 4 – 12 ในกรณีที่ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุดและต่ำสุด

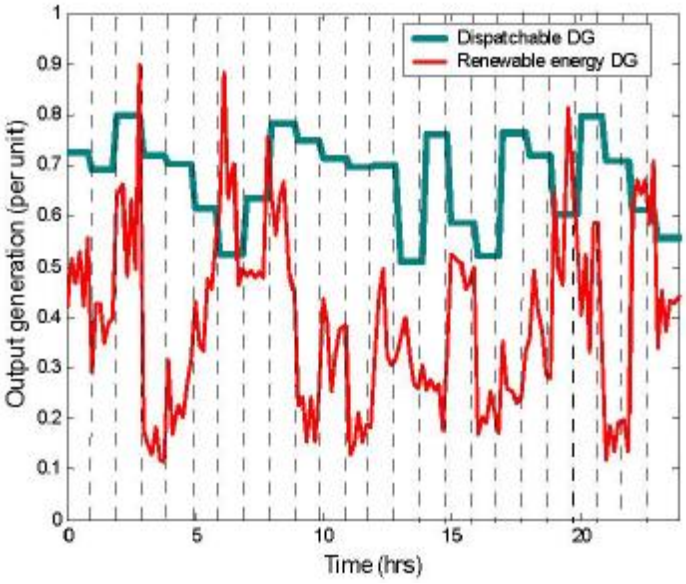
$$M = M_{conv} + M_{sub} + M_{jk} + M_{Pdg} + M_{Qdg} + M_{PF} + M_{VR} + M_{CB} + M_{Vi} \quad (6.13)$$

ขั้นตอนที่ 14 ทำการประเมินคุณภาพคำตอบ โดยรวมผลของค่าปรับโทษ (M) และฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.2)

6.3 การทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการปรับขนาดอุปกรณ์ด้วยวิธีที่นำเสนอ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาให้โหลดเปลี่ยนแปลงทุกชั่วโมง จึงทำให้ต้องพิจารณาการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทุกชั่วโมงเช่นเดียวกัน ซึ่งผลจากการปรับขนาดอุปกรณ์ที่ได้จากการแก้ปัญหาด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมดังกล่าวจะนำมาทำการทดสอบกับการจำลองการ

เปลี่ยนแปลงขนาดของพลังงานหมุนเวียนดังรูปที่ 6.5 [6] ที่มักมีการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนเกิดขึ้นตลอดเวลา เพื่อดูผลของการแกว่งของระดับแรงดันที่เกิดขึ้น โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำลองให้การเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนให้เกิดขึ้นทุกๆ 15 นาที จากการสุ่มข้อมูลเมื่อรู้ลักษณะการกระจายข้อมูล

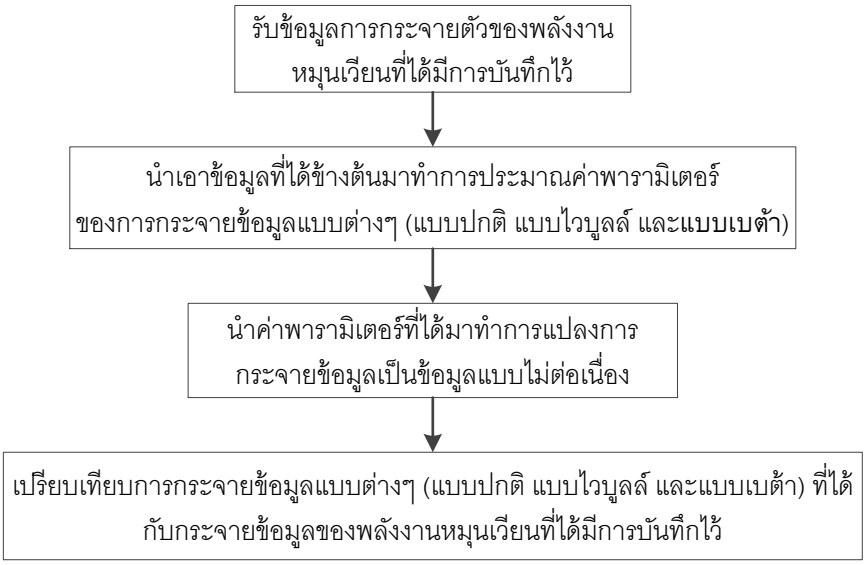


รูปที่ 6.5 การปรับขนาดของ DG ประเภทควบคุมได้เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตที่ได้จาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียน [6]

สำหรับการแกว่งของระดับแรงดันที่ได้จากการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนควรน้อยกว่าหรือเท่ากับการแกว่งของระดับแรงดันที่ได้จากวิธีการที่นำเสนอในการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดัน เนื่องจากวิธีที่นำเสนอจะควบคุมการการแกว่งระหว่างระดับแรงดันสูงสุด (Highest voltage profile) และต่ำสุด (Lowest voltage profile) ที่มีโอกาสเกิดขึ้น อย่างไรก็ตามการสุ่มการเปลี่ยนแปลงขนาดของพลังงานหมุนเวียนจะทำให้ระดับแรงดันที่ได้ยังคงอยู่ในช่วงระหว่างระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด จึงทำให้การแกว่งของระดับแรงดันที่เกิดขึ้นจากการจำลองน้อยกว่าหรือเท่ากับการแกว่งของระดับแรงดันที่ได้จากวิธีที่นำเสนอ

การสุ่มข้อมูลจำเป็นต้องรู้ลักษณะการกระจายข้อมูลว่าเป็นแบบใด เช่น แบบปกติ ไวบูลล์ และเบต้า เป็นต้น ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการพิจารณาลักษณะการกระจายข้อมูลที่เหมาะสมกับข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ เพื่อให้ข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้จากการสุ่มสอดคล้องกับข้อมูลได้มีการบันทึกไว้มากที่สุด

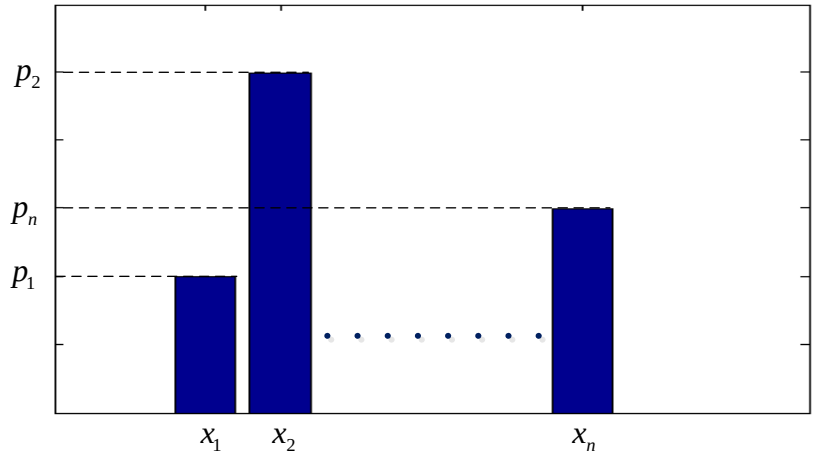
สำหรับขั้นตอนการพิจารณาลักษณะการกระจายข้อมูลที่เหมาะสมกับข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ สามารถแสดงได้ในรูปที่ 6.6



รูปที่ 6.6 ขั้นตอนการพิจารณาลักษณะการกระจายข้อมูลที่เหมาะสมกับข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้

จากรูปที่ 6.6 สามารถอธิบายขั้นตอนโดยละเอียดในการพิจารณาลักษณะการกระจายข้อมูลได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลการกระจายตัวของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ โดยใช้ชนิดของข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่อง เช่น โอกาสเกิดค่า x_1 เท่ากับ p_1, โอกาสเกิดค่า x_2 เท่ากับ p_2, …, โอกาสเกิดค่า x_n เท่ากับ p_n ดังแสดงในรูปที่ 6.7

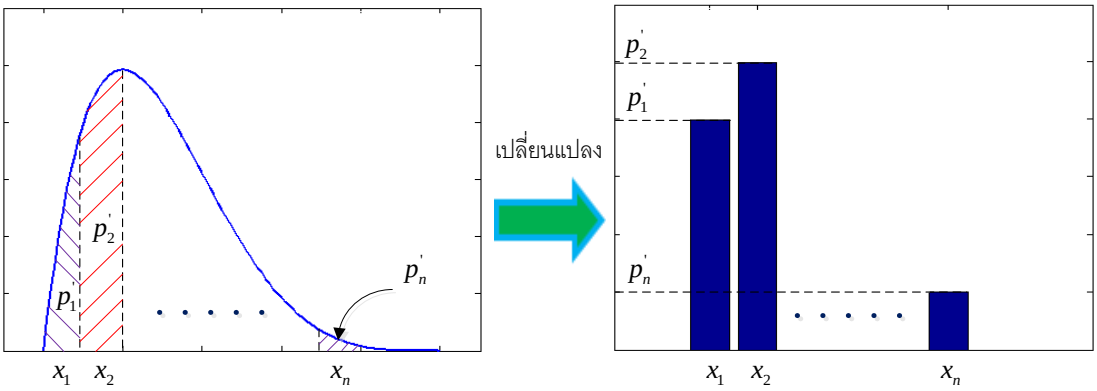


รูปที่ 6.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้

โดยที่ $p_1 + p_2 + \cdots + p_n = 1$

ขั้นตอนที่ 2 นำเอาข้อมูลที่ได้มีการบันทึกไว้ในขั้นตอนที่ 1 มาทำการประมาณค่าพารามิเตอร์ของการกระจายข้อมูลแบบปกติโดยใช้ฟังก์ชัน *normfit*, แบบเบต้าโดยใช้ฟังก์ชัน *betafit*, และแบบไวบูลล์โดยใช้ฟังก์ชัน *wblfit* ซึ่งเป็นฟังก์ชันที่มีในโปรแกรมแมตแล็บ (Matlab)

ขั้นตอนที่ 3 นำเอาค่าพารามิเตอร์ของการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ ที่ได้ในขั้นตอนที่ 2 มาพิจารณาโอกาสในการเกิดข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่องจากพื้นที่ใต้กราฟ PDF ดังแสดงในรูปที่ 6.8



รูปที่ 6.8 การเปลี่ยนรูปแบบการกระจายข้อมูลจากกราฟ PDF มาเป็นการกระจายข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่อง

โดยที่ $p_1' + p_2' + \cdots + p_n' = 1$

ขั้นตอนที่ 4 พิจารณาการกระจายข้อมูลแบบปกติ แบบเบต้า และแบบไวบูลล์ ที่แปลงมาเป็นการกระจายข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่องในขั้นตอนที่ 3 เทียบกับการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ในขั้นตอนที่ 1 โดยการเปรียบเทียบจะพิจารณาจากค่าความผิดพลาดที่เกิดขึ้น ซึ่งค่าความผิดพลาดดังกล่าวจะคำนวณจากผลรวมของค่าสัมบูรณ์ (Absolute) ของความแตกต่างระหว่างความน่าจะเป็นของการกระจายข้อมูลในขั้นตอนที่ 1 กับ 3 ดังสมการที่ (6.14)

$$\text{การประเมินค่าความผิดพลาด} = \frac{1}{n}\sum_{i=0}^{n}|p_i - p_i'| \qquad (6.14)$$

โดยลักษณะการกระจายข้อมูลแบบปกติ แบบเบต้า และแบบไวบูลล์ ที่ได้จากขั้นตอนที่ 3 แบบใดแบบหนึ่งที่ให้ค่าการประเมินความผิดพลาดน้อยที่สุด จะถูกพิจารณาให้เป็นลักษณะการกระจายข้อมูลที่ใกล้เคียงกับการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้มากที่สุด

ส่วนการประเมินค่าความผิดพลาด สาเหตุที่ใช้เป็นผลรวมของค่าสัมบูรณ์ของความแตกต่างนั้น เนื่องจากถ้าใช้เป็นผลรวมของความแตกต่างตามปกติ ผลของคำตอบที่ได้จะเท่ากับศูนย์ ดังแสดงตามสมการที่ (6.15)

$$\frac{1}{n}\sum_{i=0}^{n}(p_i - p_i') = \frac{1}{n}\left[\sum_{i=0}^{n} p_i - \sum_{i=0}^{n} p_i'\right] \\ = \frac{1}{n}[1-1] \qquad = 0 \tag{6.15}$$

6.4 **สรุป**

ในบทนี้ได้นำเสนอการแก้ปัญหาการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS ในแต่ละชั่วโมง เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาให้โหลดในระบบไฟฟ้ากำลังมีการเปลี่ยนแปลงทุกชั่วโมง โดยมีการประยุกต์ใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.2) เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าว นอกจากนั้นได้นำเสนอการทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการหาค่าเหมาะสมเพื่อดูผลการแกว่งของระดับแรงดันที่เกิดขึ้นเมื่อพิจารณาให้พลังงานหมุนเวียนมีการเปลี่ยนแปลงทุกๆ 15 นาที

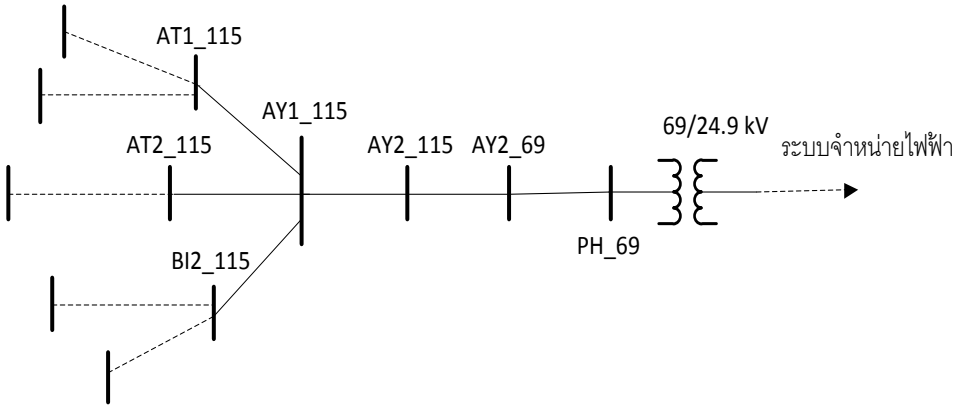
บทที่ 7

ผลการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอ

ในบทนี้จะนำเสนอผลการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากการหาขนาดที่เหมาะสมของ DG ประเภทควบคุมได้ แท็บของตัวคุมค่าแรงดัน และ ขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ ซึ่งมีเนื้อหาประกอบด้วย ระบบทดสอบ ผลการแกว่งของระดับแรงดัน และ ผลการทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการปรับขนาดอุปกรณ์ด้วยวิธีที่นำเสนอ

7.1 ระบบทดสอบ

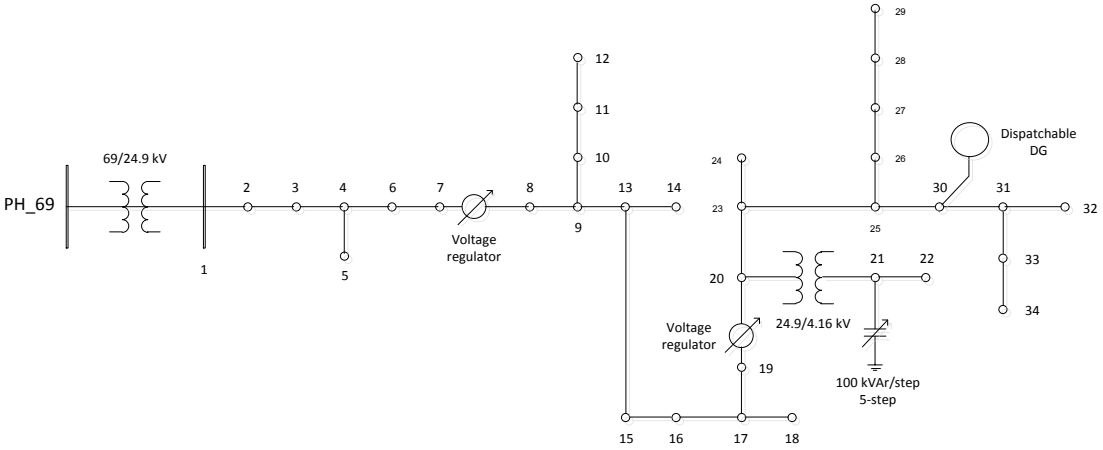
วิธีการที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้ทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ในเขตกรุงเทพ และ ปริมณฑล ณ บัส PH_69 ซึ่งเป็นบัสที่ อ.ภาชี จ.อยุธยา ผ่านทางสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ซึ่งสามารถแสดงบัสใกล้เคียงบัส PH_69 ของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ในเขตกรุงเทพ และปริมณฑลได้ดังรูปที่ 7.1 สำหรับสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำหนดให้มีการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงขนาด 69/24.9 kV โดยระดับแรงดัน 69 kV เป็นระดับแรงดันของบัส PH_69 และ ระดับแรงดัน 24.9 kV เป็นระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ซึ่งสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้สูงสุด 5 MVA มีความต้านทานของหม้อแปลง j0.129 pu และสามารถปรับแท็บเพื่อยกหรือเพิ่มระดับแรงดันได้ 32 ขั้น ขั้นละ 5/8 % ของระดับแรงดันปกติ



รูปที่ 7.1 การเชื่อมต่อบัส PH_69 กับบัสอื่นๆ ของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ในเขตกรุงเทพและปริมณฑล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส [8] ที่ใช้ในการทดสอบสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.2 ซึ่งจากรูปในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน คือ คาปาซิเตอร์ มีขนาด 100

kVAr/ขั้น โดยสามารถปรับได้สูงสุด 5 ขั้น ติดตั้งที่บัส 21 และตัวคุมค่าแรงดันสองตัว สามารถปรับแท็บได้ 32 ขั้น ขั้นๆ ละ 5/8 % ของระดับแรงดันปกติ ติดตั้งระหว่างบัส 7-8 และ 19-20 ตามลำดับ และนอกจากนั้นยังมีการติดตั้ง DG ประเภทควบคุมได้ขนาด 500±300 kVAr พิกัดกำลังการผลิต 0.85 ที่บัส 30



รูปที่ 7.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ที่ใช้ในการทดสอบ

ในวิทยานิพนธ์นี้แบ่งการทดสอบ โดยพิจารณาเมื่อมีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ที่ปลายสายป้อนและต้นทางของสายป้อน โดยสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

7.1.1 DG **ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ปลายทางของสายป้อน**

ในกรณีนี้มีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 6 เครื่อง ประกอบด้วย DG พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งที่บัส 7, 27, และ 32 อย่างละหนึ่งเครื่อง, และ DG พลังงานลมติดตั้งที่บัส 11, 25, และ 32 อย่างละหนึ่งเครื่อง โดยรายละเอียดของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งในบัสต่างๆ สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

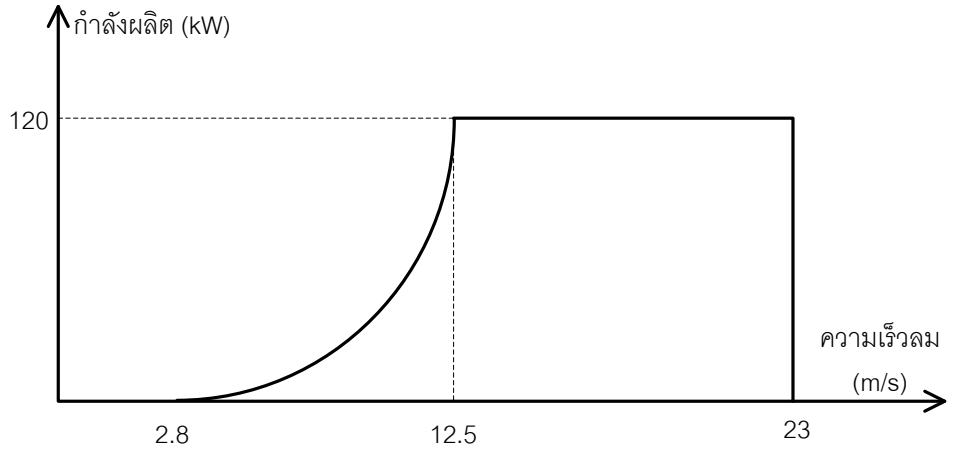
1) DG พลังงานแสงอาทิตย์ ที่ติดตั้งที่บัส 7, 27, และ 32 มีค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ตามตารางที่ 7.1 ซึ่งใช้ในการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากสมการที่ (3.2)-(3.11) โดยที่เซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งโมดูลล์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 100 เซลล์ หรือหนึ่งโมดูลล์สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุดประมาณ 100 W สำหรับการกำหนดขนาดของ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 7 กำหนดให้ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 6,000 โมดูลล์ ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ที่ประมาณ 600 kW ที่บัส 27 ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 1,000 โมดูลล์ ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ที่

ประมาณ 100 kW และที่บัส 32 ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 10,000 โมดูลล์ ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ที่ประมาณ 1,000 kW ส่วนประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์จะพิจารณาให้มีประสิทธิภาพ 100 % หรือไม่มีกำลังสูญเสียเกิดขึ้นในอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 7.1 ค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์

พารามิเตอร์		พารามิเตอร์	
N_{OT}	318.15 (K)	I_O^{ref}	10^{-10} (A)
Cof_A	0.0066 (A/K)	$R_{P(CELL)}$	2,750 (Ω)
$I_{PH(CELL)}^{ref}$	1.579 (A)	$R_{S(CELL)}$	0.0053 (Ω)

2) DG **พลังงานลม** ที่ติดตั้งที่บัส 11, 25, และ 32 มีระดับความสูงของกังหันลมอยู่ที่ 68 m และมีกราฟประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เทียบกับความเร็วลมดังรูปที่ 7.3 ซึ่งความเร็วลมเริ่มต้นที่สามารถเริ่มผลิตกำลังไฟฟ้าได้ที่ 2.8 m/s ความเร็วลมที่สามารถเริ่มผลิตกำลังไฟฟ้าที่ค่าพิกัดที่ 12.5 m/s และความเร็วลมสูงสุดที่กังหันลมจะหยุดการทำงานที่ 23 m/s [33] โดย DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 11 มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ 100 kW ที่บัส 25 มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ 600 kW และที่บัส 32 มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ 1,000 kW



รูปที่ 7.3 ประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เทียบกับความเร็วลม

7.1.2 DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ต้นทางของสายป้อน

ในกรณีนี้มีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 6 เครื่อง ประกอบด้วย DG พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 อย่างละเครื่อง, และ DG พลังงานลมติดตั้งที่บัส 2,

11, และ 25 อย่างละเครื่อง โดยรายละเอียดของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งในบัสต่างๆ สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

1. DG **พลังงานแสงอาทิตย์** ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 มีค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ตามตารางที่ 7.1 ข้างต้น ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งโมดูลล์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 100 เซลล์ หรือหนึ่งโมดูลล์สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุดประมาณ 100 W สำหรับการกำหนดขนาดของ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2 กำหนดให้ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 10,000 โมดูลล์ ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ที่ประมาณ 1,000 kW ที่บัส 7 ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 6,000 โมดูลล์ ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ที่ประมาณ 600 kW และที่บัส 27 ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 1,000 โมดูลล์ ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ที่ประมาณ 100 kW ส่วนประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์จะพิจารณาให้มีประสิทธิภาพ 100 % หรือไม่มีกำลังสูญเสียเกิดขึ้นในอินเวอร์เตอร์

2. DG **พลังงานลม** ที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 มีกราฟประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เทียบกับความเร็วลมดังรูปที่ 7.3 ข้างต้น โดย DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2 มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ 1,000 kW ที่บัส 11 มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ 100 kW และที่บัส 25 มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ 600 kW

7.2 ผลการแกว่งของระดับแรงดัน

ในการพิจาณาการแกว่งของระดับแรงดันจะมีการกำหนดให้ความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์จะพิจารณาเป็นรายชั่วโมง ในแต่ละฤดูที่แตกต่างกัน เนื่องจากในแต่ละช่วงเวลาของฤดูที่แตกต่างกันจะส่งผลทำให้ความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นที่ใดๆ ของประเทศไทยมีค่าแตกต่างออกไป และความไม่แน่นอนของอุณหภูมิจะพิจารณาเป็นรายชั่วโมงเพื่อให้สอดคล้องกับการพิจารณาความเข้มแสงอาทิตย์เนื่องจากใช้สำหรับการคำนวณกำลังผลิตที่ได้จาก DG พลังงานแสงอาทิตย์ ส่วนความไม่แน่นอนของความเร็วลมจะพิจารณาเป็นรายฤดู เนื่องจากลมแตกต่างจากความเข้มแสงอาทิตย์ คือ ถึงแม้ในตอนกลางคืนที่ไม่มีพระอาทิตย์ขึ้นลมอาจจะมีความเร็วลมมากกว่าในตอนกลางวันที่มีพระอาทิตย์ขึ้นได้ เป็นต้น

ในส่วนของการนำเสนอผลการแกว่งของระดับแรงดันนั้น ระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าจะกำหนดให้มีขอบเขตของระดับแรงดันอยู่ที่ 0.95-1.1 pu และจะแสดงการทดสอบในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. เนื่องจากช่วงเวลานี้ค่าเฉลี่ยของความเข้มแสงอาทิตย์มีค่าค่อนข้างมาก

นอกจากนั้นในช่วงเวลานี้มีความแตกต่างอย่างชัดเจนระหว่างการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ค่าสูงสุดและต่ำสุดเมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน ดังนั้นถ้าค่าสูงสุดและต่ำสุดดังกล่าวเกิดขึ้นแล้วจะส่งผลทำให้เกิดการแกว่งของระดับแรงดันค่อนข้างมากและชัดเจน สำหรับผลการแกว่งของระดับแรงดันเพื่อให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีที่นำเสนอในการลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันจะมีการแบ่งการพิจารณาออกเป็น 3 กรณี ดังนี้

กรณี 1) กรณีพื้นฐาน หรือ กรณีที่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น โดยที่ DG ประเภทควบคุมได้ไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ติดตั้งในสถานีต้นทางหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่มีการปรับขนาดเพื่อควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

กรณี 2) กรณีควบคุมระดับแรงดันที่ค่าเฉลี่ย โดยกรณีนี้จะทำการควบคุมระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ยให้เข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการเช่นเดียวกับงานวิจัย [6], [8] ด้วยวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS

กรณี 3) กรณีควบคุมผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันโดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอ โดยกรณีนี้ทำการควบคุมแรงดันเพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2

ผลการแกว่งของระดับแรงดันเมื่อมีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ที่ปลายสายป้อนและต้นทางของสายป้อนสามารถแสดงในหัวข้อ 7.2.1 และ 7.2.2 ตามลำดับ

7.2.1 DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ปลายทางของสายป้อน

การพิจารณาการแกว่งของระดับแรงดันเมื่อ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ปลายทางของสายป้อนจะพิจารณาเฉพาะในฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น. เท่านั้น เนื่องจากการพิจารณาการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงเวลานี้จะสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันค่อนข้างชัดเจน นอกจากนั้นยังทำให้มีโอกาสที่ระดับแรงดันจะละเมิดขอบเขตที่กำหนดอีกด้วย สำหรับความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ของจังหวัดกรุงเทพ ซึ่งอยู่ใกล้เคียงกับจังหวัดอยุธยา สามารถแสดงในภาคผนวกดังตารางที่ ก. 1.1.7 ความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ของจังหวัดกรุงเทพ ซึ่งอยู่ใกล้เคียงกับจังหวัดอยุธยา สามารถแสดงในภาคผนวกดังตารางที่ ก.1.2.7 และความไม่แน่นอนของพลังงานลมในช่วงฤดูร้อน ที่ความสูง 68 m ของจังหวัดสุพรรณบุรี ซึ่งอยู่ใกล้เคียงกับจังหวัดอยุธยา สามารถแสดงในภาคผนวกที่ ก.1.3

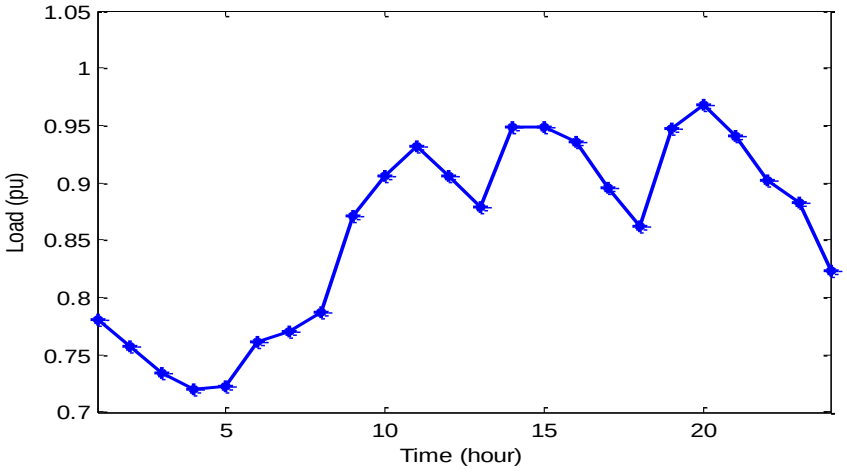
ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบแรงดันต่ำและมีการเชื่อมต่อแบบเรเดียลจึงทำให้การเปลี่ยนแปลงการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนมีผลต่อระดับแรงดันทั้งสายป้อน [6], [8] ซึ่งระดับแรงดันที่สภาวะต่างๆ เมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจะสามารถอธิบายได้ดังนี้

1) ระดับแรงดันสูงสุด (Highest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.96 kW/m, 20 °C, และ 13 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 7, 27, และ 32 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 580.33, 96.72 และ 967.21 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 11, 25, และ 32 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 100, 600 และ 1,000 kW ตามลำดับ

2) ระดับแรงดันเฉลี่ย (Mean voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.66 kW/m, 33.24 °C, และ 3.76 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ย นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 7, 27, และ 32 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 351.02, 58.50 และ 585.04 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 11, 25, และ 32 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 0.1, 0.58 และ 0.97 kW ตามลำดับ

3) ระดับแรงดันต่ำสุด (Lowest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.02 kW/m, 38 °C, และ 0 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 7, 27, และ 32 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 10.89, 1.81 และ 18.15 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 11, 25, และ 32 ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้

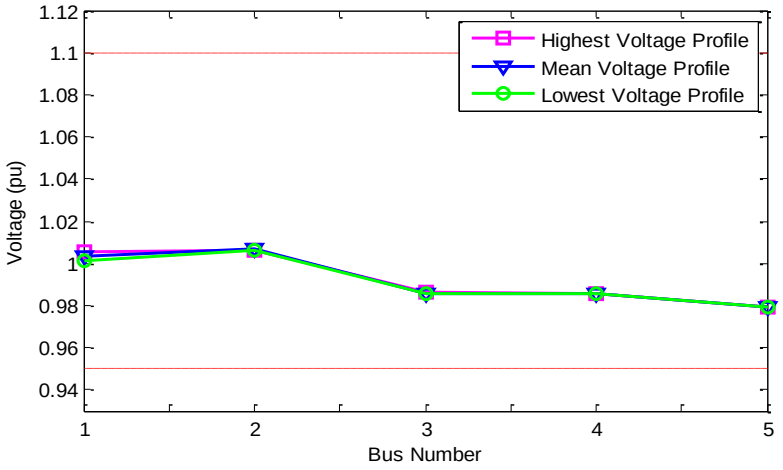
สำหรับฤดูร้อนระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT มีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบทุกชั่วโมง โดยสามารถแสดงโหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงในช่วงฤดูร้อนของปี พ.ศ. 2554 ที่ได้มีการบันทึกไว้ได้ดังรูปที่ 7.4 โดยจากรูปโหลด 1 pu. คือโหลดรวมทั้งหมดของระบบส่งไฟฟ้าที่มีขนาดเท่ากับ 21,478.09 MVA และ โหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ที่มีขนาดเท่ากับ 1.37 MVA ซึ่งในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. จากรูปที่ 7.4 โหลดของระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT มีขนาด 0.8785 หรือ เทียบกับโหลดในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 18,869.38 และ 1.2072 MVA ตามลำดับ และเมื่อนำข้อมูลต่างๆ ข้างต้นมาทดสอบกับกรณีทดสอบทั้ง 3 กรณี จะสามารถแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 7.4 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของระบบส่งไฟฟ้า EGAT ในช่วงฤดูร้อน

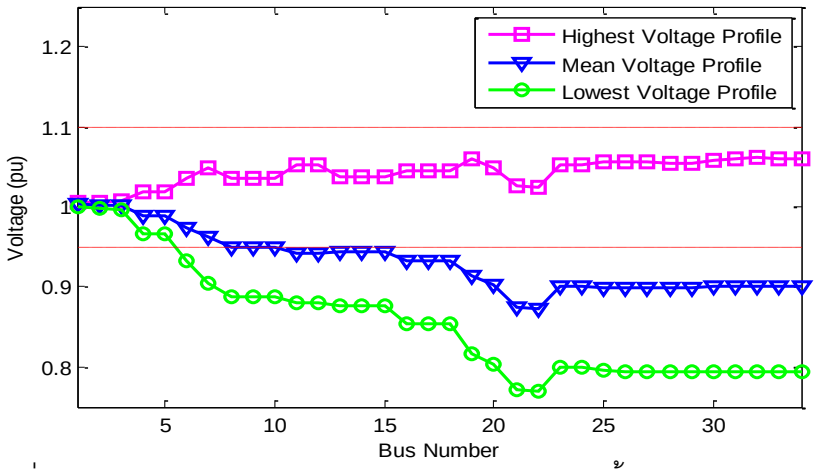
กรณี 1) กรณีพื้นฐาน

ในกรณีนี้พิจารณาให้ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกได้ ไม่มีการปรับขนาดเพื่อควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เกิดผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.5 และ 7.6 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.5 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.5 และ 7.6 สามารแสดงในตารางที่ 7.2 และ 7.3 ตามลำดับ



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.5 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.6 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.2 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.5

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.003681	4	AY1_115	0.000156
2	AY2_69	0.000394	5	BI1_115	0.000029
3	AY2_115	0.000168			

ตารางที่ 7.3 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.6

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.003674	14	0.149289	27	0.242174
7	0.134499	22	0.234425	32	0.248004
11	0.160822	25	0.241962	34	0.247083

จากผลของการแกว่งของระดับแรงดันข้างต้นจะเห็นได้ว่าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการแกว่งของระดับแรงดันค่อนข้างมาก จนมีการละเมิดขอบเขตแรงดันที่กำหนด และส่งผลทำให้ระดับแรงดันในระบบส่งเกิดการแกว่งค่อนข้างมากด้วย ซึ่งปัญหาดังกล่าวควรทำการแก้ไขโดยการปรับขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อควบคุมระดับแรงดันในระบบ

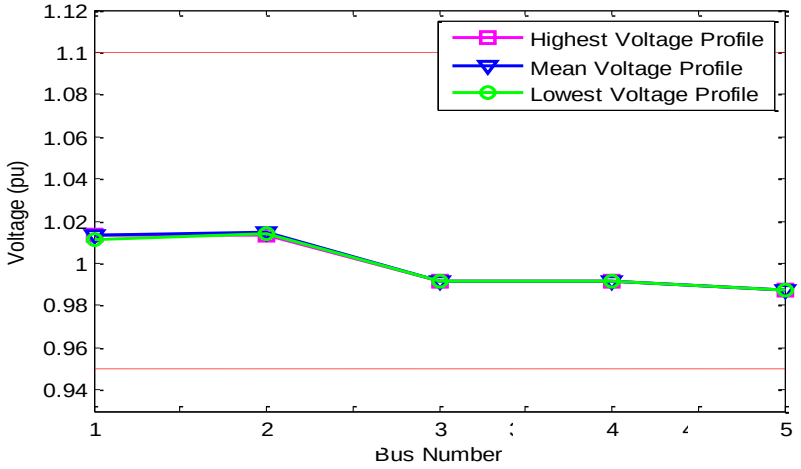
จำหน่ายไฟฟ้าอยู่ภายในของเขตแรงดันที่กำหนด ซึ่งการแก้ปัญหาดังกล่าวจะได้กล่าวถึงในกรณีทดสอบถัดไป ส่วนผลการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้านั้นจะเห็นได้ว่ามีการแกว่งของระดับแรงดันที่น้อยกว่า เนื่องจากระบบส่งไฟฟ้ามีแรงดันที่สูงกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า และในระบบส่งไฟฟ้ายังมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถควบคุมระดับแรงดันได้ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส AT1_115 และ AT2_115 เป็นต้น ซึ่งทำการควบคุมระดับแรงดัน ณ บัสที่เชื่อมต่อให้อยู่ที่ 1.00 pu

กรณี 2) กรณีควบคุมระดับแรงดันที่ค่าเฉลี่ย

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ยให้เข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ 1.025 pu และจะควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด เช่นเดียวกับงานวิจัย [6] และ [8] โดยกรณีนี้จะใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.1) และใช้วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS อย่างไรก็ตามในกรณีนี้ไม่ได้พิจารณาการลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดัน โดยผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาดตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแสดงดังตารางที่ 7.4 และ ผลจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแสดงดังรูปที่ 7.7 และ 7.8 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.7 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.7 และ 7.8 สามารถแสดงในตารางที่ 7.5 และ 7.6 ตามลำดับ

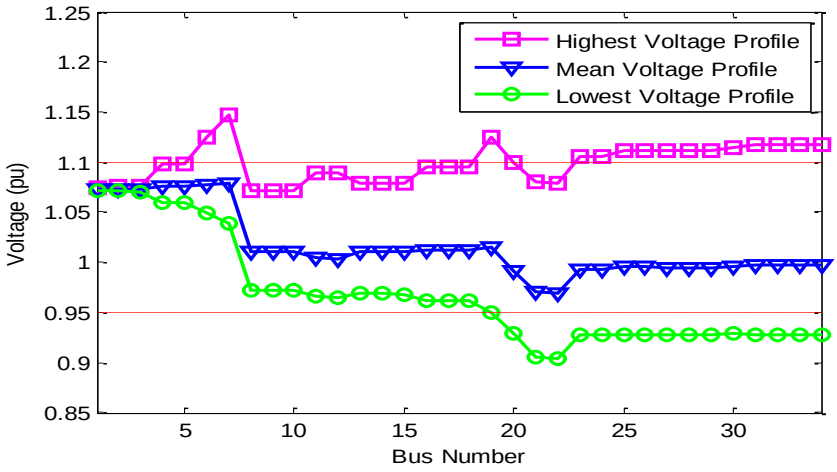
ตารางที่ 7.4 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9437
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	1.0625 และ 1.0187 ตามลำดับ
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	0 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	500 kW, 300 kVAr (PF = 0.8575 capacitive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.7 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.8 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.5 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.7

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.001967	4	AY1_115	0.000089
2	AY2_69	0.001323	5	BI1_115	0.000056
3	AY2_115	0.000094			

ตารางที่ 7.6 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.8

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.002068	14	0.110127	27	0.183959
7	0.107336	22	0.175749	32	0.189455
11	0.123065	25	0.183793	34	0.188557

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.4 จากวิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS จากรูป 7.8 จะเห็นได้ว่ามีการพยายามปรับระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนด แต่เนื่องจากการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุดและต่ำสุดของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ที่มีการติดตั้งที่ปลายสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่ามาก จึงทำให้การแกว่งของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่ามากเกินไปจนไม่สามารถควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้

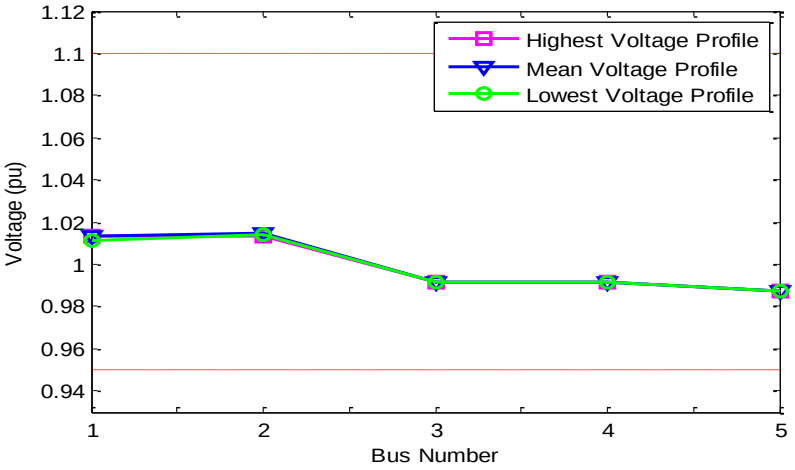
การปรับขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในกรณีนี้ทำให้เกิดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าดังตารางที่ 7.5 ซึ่งจะเห็นได้ว่ามีค่าน้อยลงเมื่อเทียบกับผลการทดสอบในกรณีที่ 1 อย่างไรก็ตามผลกระทบดังกล่าวยังสามารถทำให้มีค่าน้อยลงมากขึ้นเมื่อพิจารณาในกรณีทดสอบถัดไป

กรณี 3) กรณีควบคุมผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันโดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอ

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด โดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 เพื่อค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ติดตั้งในสถานีต้นทางหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงผลที่ได้จากการค้นหาดังตารางที่ 7.7 และผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.9 และ 7.10 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.9 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.9 และ 7.10 สามารถแสดงในตารางที่ 7.8 และ 7.9 ตามลำดับ

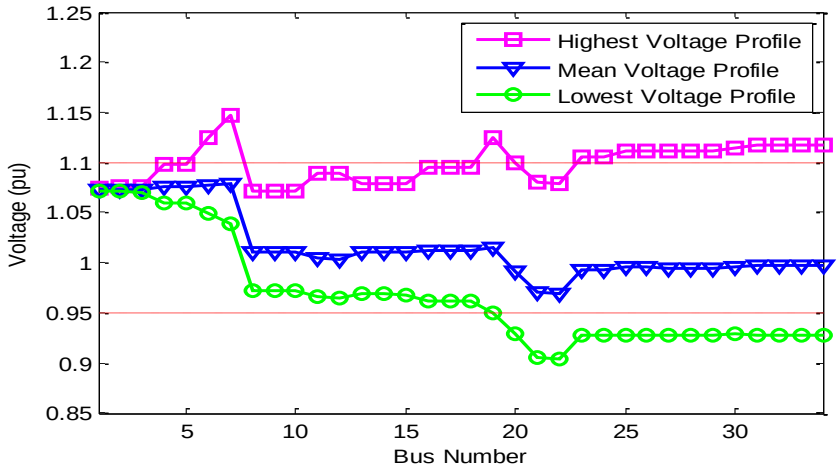
ตารางที่ 7.7 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9437
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	1.0625 และ 1.0187 ตามลำดับ
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	0 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	500 kW, 300 kVAr (PF = 0.8575 capacitive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.9 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.10 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.8 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.9

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.001967	4	AY1_115	0.000089
2	AY2_69	0.001323	5	BI1_115	0.000056
3	AY2_115	0.000094			

ตารางที่ 7.9 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.10

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.002068	14	0.110127	27	0.183959
7	0.107336	22	0.175749	32	0.189455
11	0.123065	25	0.183793	34	0.188557

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.7 จะเห็นได้ว่าคล้ายกับการปรับขนาดอุปกรณ์ในกรณีที่ 2 ดังตารางที่ 7.4 เนื่องจากมีการพยายามปรับระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดเช่นเดียวกัน อย่างไรก็ตามไม่สามารถควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ เพราะว่าการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุดและ

ต่ำสุดของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ที่มีการติดตั้งที่ปลายสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่ามาก ส่งผลทำให้การแกว่งของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่ามากเกินไปจนไม่สามารถควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้

จากการทดสอบในกรณีที่ 2 และ 3 ข้างต้นจะเห็นได้ว่า การติดตั้ง DG ประเภทพลังงานงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ที่ปลายสายป้อนจะส่งผลทำให้เกิดการแกว่งของระดับแรงดันมากจนไม่สามารถควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ภายในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่พิจารณาการทดสอบเมื่อมีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ที่ปลายสายป้อนแต่จะพิจารณาการทดสอบเมื่อมีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ที่ต้นสายป้อนเท่านั้นเนื่องจากบัสต้นทางของสายป้อนที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าจะช่วยลดการแกว่งของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ไม่มีค่ามากจนเกินไป และยังสามารถทำให้ควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ภายในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้

7.2.2 DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ต้นทางของสายป้อน

การพิจารณาการแกว่งของระดับแรงดันเมื่อ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่มีการติดตั้งที่ต้นทางของสายป้อน จะทำการพิจารณาในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. โดยแบ่งออกเป็น 3 ฤดู คือ ฤดูร้อน ฝน และหนาว เพื่อให้เห็นถึงความแตกต่างของผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันในแต่ละฤดูที่แตกต่างกัน

7.2.2.1 ฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

จากรูปที่ 7.4 ที่แสดงในข้างต้น ในฤดูร้อนช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT มีโหลดขนาด 0.8785 หรือ เทียบกับโหลดในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีค่าเท่ากับ 18,869.38 และ 1.2072 MVA ตามลำดับ ส่วนความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลม ที่ได้มีการบันทึกไว้ในทางสถิติ ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ดังกล่าว สามารถแสดงในภาคผนวกที่ ก.1.1.7, ก.1.2.7, และ ก.1.3 ตามลำดับ โดยความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวทำให้เกิดระดับแรงดันที่สภาวะต่างๆ ซึ่งเมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจะสามารถอธิบายได้ดังนี้

1) ระดับแรงดันสูงสุด (Highest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.96 kW/m, 20 °C, และ 13 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง

ที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 967.21, 580.33, และ 96.72 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 1,000, 100, และ 600 kW ตามลำดับ

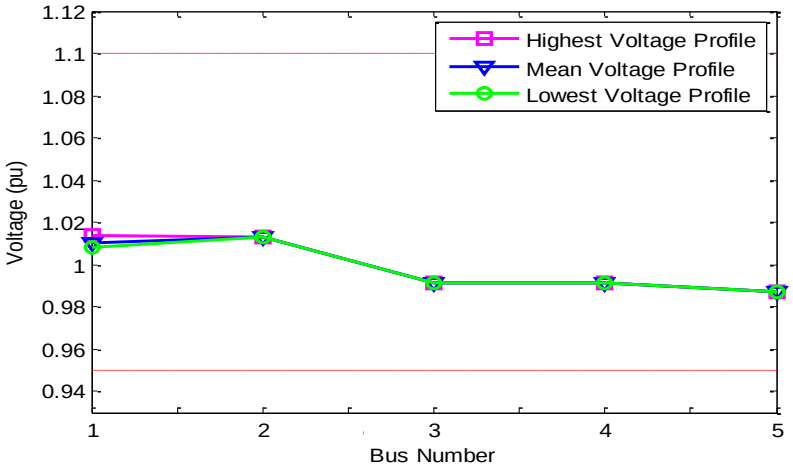
2) ระดับแรงดันเฉลี่ย (Mean voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.66 kW/m, 33.24 °C, และ 3.76 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ย นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 585.04, 351.02, และ 58.50 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 0.97, 0.1, และ 0.58 kW ตามลำดับ

3) ระดับแรงดันต่ำสุด (Lowest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.02 kW/m, 38 °C, และ 0 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 18.15, 10.89, และ 1.81 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้

สำหรับผลการทดสอบทั้ง 3 กรณี สามารถแสดงได้ดังนี้

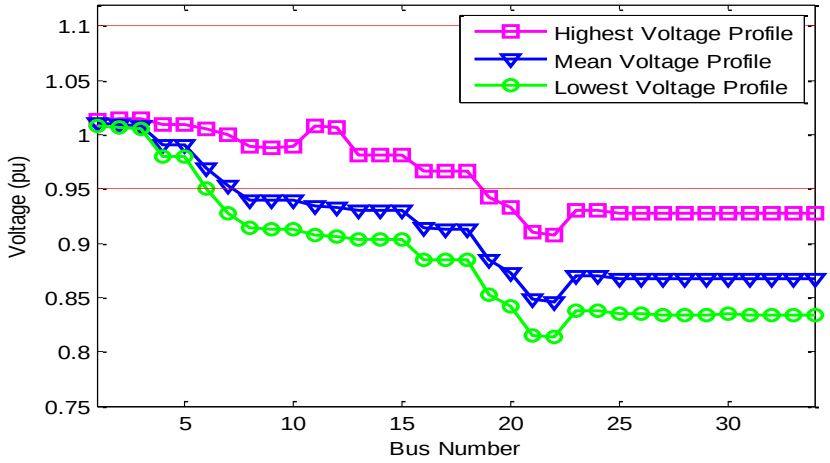
กรณี 1) กรณีพื้นฐาน

ในกรณีนี้พิจารณาให้ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกได้ ไม่มีการปรับขนาดเพื่อควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เกิดผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.11 และ 7.12 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.11 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.11 และ 7.12 สามารแสดงในตารางที่ 7.10 และ 7.11 ตามลำดับ



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.11 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.12 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.10 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.11

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.005566	4	AY1_115	0.000228
2	AY2_69	0.000604	5	BI1_115	0.000053
3	AY2_115	0.000248			

ตารางที่ 7.11 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.12

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.005570	14	0.077512	27	0.093444
7	0.073315	22	0.094263	32	0.093366
11	0.101160	25	0.093289	34	0.093370

จากผลของการแกว่งของระดับแรงดันข้างต้นจะเห็นได้ว่ามีการละเมิดขอบเขตแรงดันที่กำหนดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.12 และมีการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าค่อนข้างมาก ซึ่งปัญหาดังกล่าวควรทำการแก้ไขโดยการปรับขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ภายในของเขตแรงดันที่กำหนด และลดการแกว่งของระดับแรงดัน ซึ่งการแก้ปัญหาดังกล่าวจะได้กล่าวถึงในกรณีทดสอบถัดไป ส่วนผลการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้านั้นจะเห็นได้ว่ามีการแกว่งของระดับแรงดันที่น้อยกว่าเนื่องจากระบบส่งไฟฟ้ามีแรงดันที่สูงกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า และในระบบส่งไฟฟ้ายังมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถควบคุมระดับแรงดันได้ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส AT1_115 และ AT2_115 เป็นต้น ซึ่งทำการควบคุมระดับแรงดัน ณ บัสที่เชื่อมต่อให้อยู่ที่ 1.00 pu

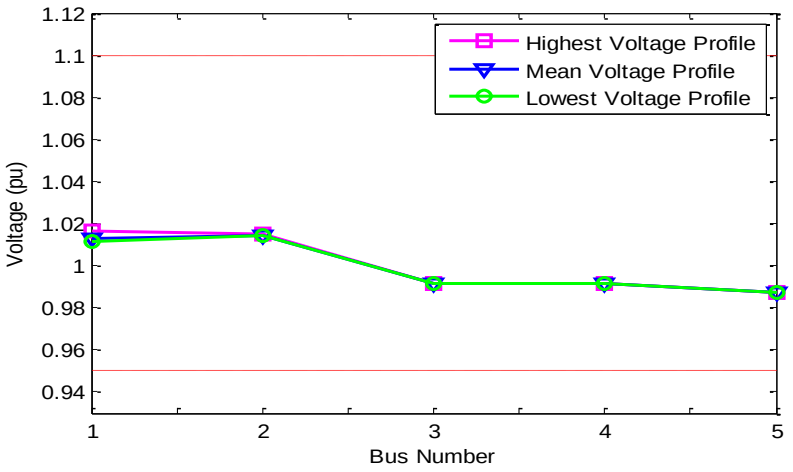
กรณี 2) กรณีควบคุมระดับแรงดันที่ค่าเฉลี่ย

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ยให้เข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ 1.025 pu และจะควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด เช่นเดียวกับงานวิจัย [6] และ [8] โดยกรณีนี้จะใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.1) และใช้วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS อย่างไรก็ตามในกรณีนี้ไม่ได้พิจารณาการลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดัน โดยผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาดตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแสดงดังตารางที่ 7.12 และ ผลจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแสดง ดังรูปที่ 7.13 และ 7.14 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.13 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับ

แรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.13 และ 7.14 สามารถแสดงในตารางที่ 7.13 และ 7.14 ตามลำดับ

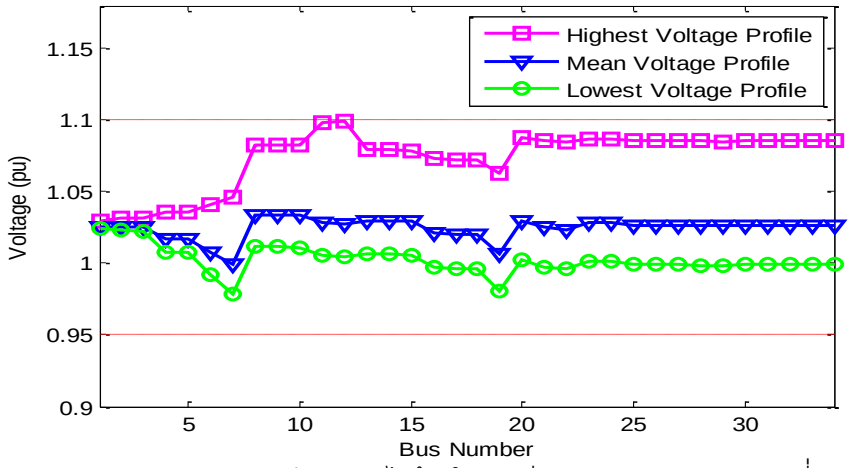
ตารางที่ 7.12 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9875
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	0.9625 และ 0.9750 ตามลำดับ
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	200 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	266.12 kW, 129.56 kVAr (PF = 0.8991 capacitive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.13 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.14 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.13 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.13

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.005178	4	AY1_115	0.000213
2	AY2_69	0.000413	5	BI1_115	0.000048
3	AY2_115	0.000231			

ตารางที่ 7.14 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.14

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.005246	14	0.072643	27	0.086525
7	0.067016	22	0.088346	32	0.086420
11	0.091940	25	0.086403	34	0.086423

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.12 จะเห็นได้ว่าสามารถควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ยเข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ 1.025 pu และควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ดังรูปที่ 7.15 ส่วนผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นดังตารางที่ 7.13 จะเห็นได้ว่าสามารถลดผลกระทบลงได้เมื่อเทียบกับผล

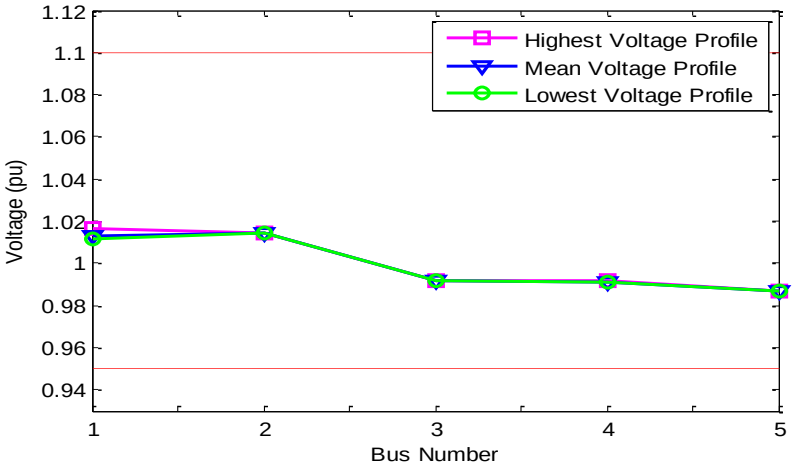
การทดสอบในกรณีที่ 1 อย่างไรก็ตามผลกระทบดังกล่าวยังสามารถทำให้มีค่าน้อยลงมากขึ้นเมื่อพิจารณาในกรณีทดสอบถัดไป

กรณี 3) กรณีควบคุมผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันโดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอ

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด โดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 เพื่อค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงผลที่ได้จากการค้นหาดังตารางที่ 7.15 และผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.15 และ 7.16 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.15 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.15 และ 7.16 สามารถแสดงในตารางที่ 7.16 และ 7.17 ตามลำดับ

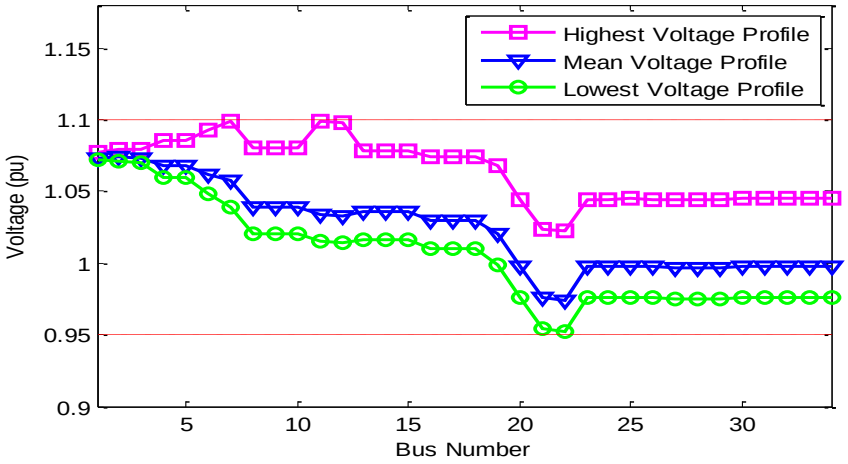
ตารางที่ 7.15 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9438
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	1.0125 และ 1.0187 ตามลำดับ
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	0 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	500 kW, 300 kVAr (PF = 0.8575 capacitive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.15 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.16 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.16 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.15

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.004699	4	AY1_115	0.000193
2	AY2_69	0.000131	5	BI1_115	0.000041
3	AY2_115	0.000209			

ตารางที่ 7.17 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.16

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.004979	14	0.061273	27	0.069171
7	0.060158	22	0.069455	32	0.069036
11	0.083562	25	0.069051	34	0.069039

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.12 ด้วยวิธีที่นำเสนอจะเห็นได้ว่าสามารถช่วยลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพทั้งในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเปรียบกับกรณีทดสอบที่ 2 โดยผลของระดับแรงดันจากการปรับขนาดอุปกรณ์ในรูปที่ 7.16 จะเห็นได้ว่ามีการยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นในช่วงต้นสายป้อนผ่านทางการปรับแท็บของหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่มีการติดตั้งที่สถานีต้นทางเพื่อให้การเปลี่ยนแปลงการไหลของกระแสไฟฟ้าในช่วงต้นสายป้อนเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนมีค่าน้อยจึงทำให้การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันในช่วงต้นสายป้อนมีค่าน้อยด้วย ส่วนการปรับ DG ประเภทควบคุมได้ที่ค่ากำลังสูงสุด และ ปรับแท็บของตัวคุมค่าแรงดันเพื่อลดระดับแรงดันช่วงปลายสายป้อนนั้น เนื่องจากในช่วงปลายสายป้อนมีความไวในการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันค่อนข้างมากเมื่อกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นวิธีการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนที่ดีที่สุดคือ เพิ่มกำลังสูญเสียไฟฟ้าให้มากที่สุดจากการปรับขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และตัวคุมค่าแรงดันดังกล่าว เพื่อให้ความไวในการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันเมื่อกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเปลี่ยนแปลงไปมีค่าน้อยลง นอกจากนั้นการปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ที่ติดตั้งที่บัส 21 ซึ่งอยู่ในบริเวณปลายสายของสายป้อนย่อยไม่ให้ชดเชยกำลังรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเนื่องจากถ้ามีการปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ให้ชดเชยกำลังรีแอกทีฟแล้วจะส่งผลทำให้เกิดการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่เมื่อระดับแรงดันเปลี่ยนแปลงจากความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนดังสมการที่ (2.5) ซึ่งการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่ดังกล่าวจะยิ่งส่งผลทำให้การแกว่งของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนมีมากขึ้น

ระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT ในช่วงฤดูร้อนของปี พ.ศ. 2554 มีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบทุกชั่วโมง ดังแสดงในรูปที่ 7.4 ข้างต้น ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบส่งไฟฟ้า

ดังกล่าวสามารถนำมาพิจารณาการปรับขนาดของ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังตารางที่ 7.18 โดยข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนในช่วงฤดูร้อนที่ใช้ในการพิจารณาได้มีการแสดงไว้ในภาคผนวกที่ ก.1

ตารางที่ 7.18 การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูร้อน

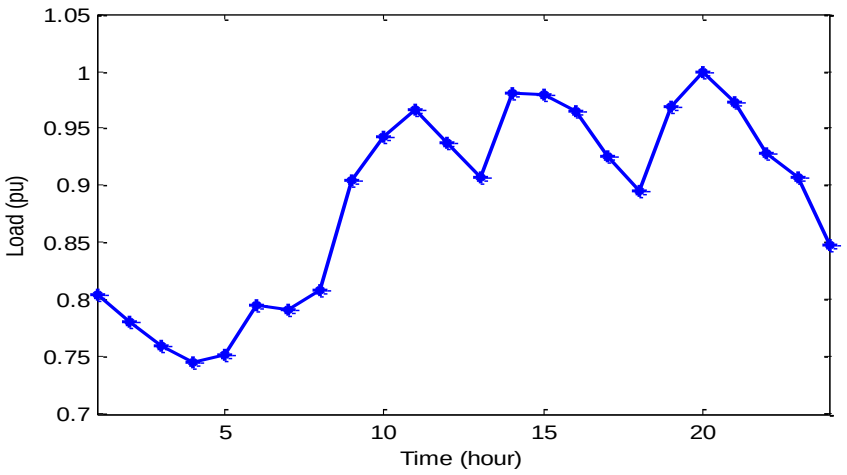
ช่วงเวลา (น.)	โหลด (pu)	หม้อแปลงที่สถานีต้นทาง	DG ประเภทควบคุมได้		ตัวคุมค่าแรงดัน		คาปาซิเตอร์แบงค์ บัส 21 (kVAr)	ผลของการแกว่งของแรงดัน (V)	
			กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ (MW)	ค่าตัวประกอบกำลัง	บัส 7-8	บัส 19-20		PH_69	บัส 22
0.00-1.00	0.7802	0.9312	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0563	0	0.002490	0.033857
1.00-2.00	0.7571	0.9312	500.00	0.8790 capacitive	1.0188	1.0563	0	0.002470	0.033497
2.00-3.00	0.7343	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0625	0	0.002449	0.033233
3.00-4.00	0.7201	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0563	0	0.002436	0.033064
4.00-5.00	0.7230	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0563	0	0.002439	0.033105
5.00-6.00	0.7618	0.9312	500.00	0.8694 capacitive	1.0188	1.0563	0	0.002474	0.033512
6.00-7.00	0.7707	0.9375	500.00	0.8626 capacitive	1.0188	1.0625	100	0.002777	0.037941
7.00-8.00	0.7866	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0438	0	0.003219	0.044804
8.00-9.00	0.8715	0.9438	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0313	100	0.004372	0.063417
9.00-10.00	0.9066	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0188	0	0.004434	0.064857
10.00-11.00	0.9314	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0125	0	0.004636	0.068495
11.00-12.00	0.9058	0.9438	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0125	0	0.004682	0.069673
12.00-13.00	0.8785	0.9438	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0188	0	0.004699	0.069455
13.00-14.00	0.9482	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0063	0	0.004841	0.072214
14.00-15.00	0.9483	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0063	0	0.004860	0.072515
15.00-16.00	0.9359	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0063	0	0.004665	0.069371

ตารางที่ 7.18 การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูร้อน (ต่อ)

ช่วงเวลา (น.)	โหลด (pu)	หม้อแปลงที่สถานีต้นทาง	DG ประเภทควบคุมได้		ตัวคุมค่าแรงดัน		คาปาซิเตอร์แบงค์ บัส 21 (kVAr)	ผลของการแกว่งของแรงดัน (V)	
			กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ (MW)	ค่าตัวประกอบกำลัง	บัส 7-8	บัส 19-20		PH_69	บัส 22
16.00-17.00	0.8955	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0188	0	0.004353	0.063561
17.00-18.00	0.8621	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0313	0	0.003715	0.053040
18.00-19.00	0.9471	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0750	300	0.002751	0.037440
19.00-20.00	0.9683	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0750	300	0.002774	0.037967
20.00-21.00	0.9411	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0750	300	0.002744	0.037332
21.00-22.00	0.9027	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0563	100	0.002639	0.036154
22.00-23.00	0.8825	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0563	100	0.002619	0.035815
23.00-24.00	0.8233	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0688	100	0.002562	0.034724

7.2.2.2 ฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

สำหรับฤดูฝนระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT มีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบทุกชั่วโมง โดยสามารถแสดงโหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงในช่วงฤดูฝนของปี พ.ศ. 2554 ที่ได้มีการบันทึกไว้ได้ดังรูปที่ 7.17 โดยจากรูปโหลด 1 pu. คือโหลดรวมทั้งหมดของระบบส่งไฟฟ้าที่มีขนาดเท่ากับ 21,478.09 MVA และ โหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ที่มีขนาดเท่ากับ 1.37 MVA ซึ่งในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. จากรูปที่ 7.17 โหลดของระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT มีขนาด 0.9074 หรือ เทียบกับโหลดในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 19,489.12 และ 1.25 MVA ตามลำดับ ส่วนความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลม ที่ได้มีการบันทึกไว้ในทางสถิติ ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ดังกล่าว สามารถแสดงในภาคผนวกที่ ก.2.1.7, ก.2.2.7, และ ก.2.3 ตามลำดับ โดยความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวทำให้เกิดระดับแรงดันที่สภาวะต่างๆ ซึ่งเมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจะสามารถอธิบายได้ดังนี้



รูปที่ 7.17 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของระบบส่งไฟฟ้า EGAT ในช่วงฤดูฝน

1) ระดับแรงดันสูงสุด (Highest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.94 kW/m, 21 °C, และ 22 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 943.76, 566.26, และ 94.38 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 1,000, 100, และ 600 kW ตามลำดับ

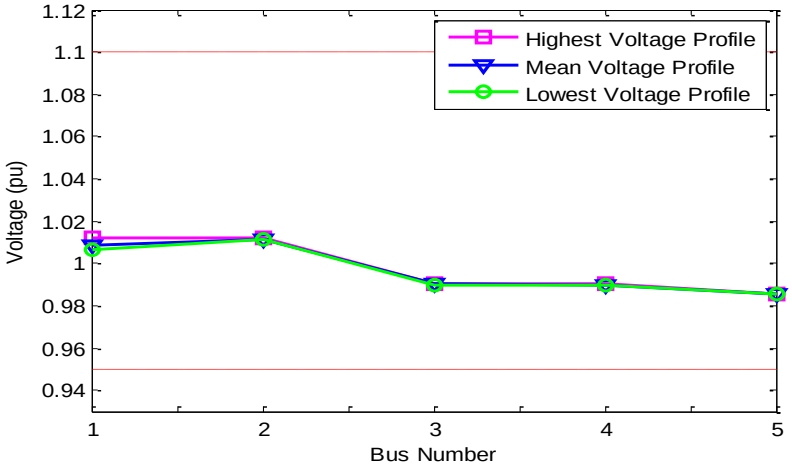
2) ระดับแรงดันเฉลี่ย (Mean voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.55 kW/m, 31.91 °C, และ 3.51 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ย นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 546.15, 327.69 และ 54.61 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 0.39, 0.04 และ 0.24 kW ตามลำดับ

3) ระดับแรงดันต่ำสุด (Lowest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.04 kW/m, 36 °C, และ 0 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 38.21, 22.93 และ 3.82 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้

สำหรับผลการทดสอบทั้ง 3 กรณี สามารถแสดงได้ดังนี้

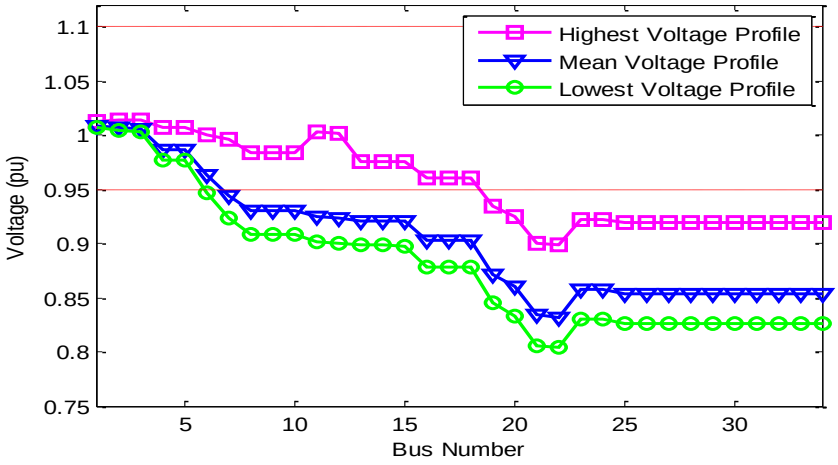
กรณี 1) กรณีพื้นฐาน

ในกรณีนี้พิจารณาให้ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกได้ ไม่มีการปรับขนาดเพื่อควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เกิดผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.18 และ 7.19 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.18 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.18 และ 7.19 สามารแสดงในตารางที่ 7.19 และ 7.20 ตามลำดับ



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.18 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.19 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.19 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.18

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.005534	4	AY1_115	0.000228
2	AY2_69	0.000639	5	BI1_115	0.000054
3	AY2_115	0.000257			

ตารางที่ 7.20 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.19

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.005539	14	0.077083	27	0.093276
7	0.072744	22	0.094251	32	0.093203
11	0.100865	25	0.093122	34	0.093208

จากผลของการแกว่งของระดับแรงดันข้างต้นจะเห็นได้ว่ามีการละเมิดขอบเขตแรงดันที่กำหนดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.19 และมีการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าค่อนข้างมาก ซึ่งปัญหาดังกล่าวควรทำการแก้ไขโดยการปรับขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ภายในของเขตแรงดันที่กำหนด และลดการแกว่งของระดับแรงดัน ซึ่งการแก้ปัญหาดังกล่าวจะได้กล่าวถึงในกรณีทดสอบถัดไป ส่วนผลการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้านั้นจะเห็นได้ว่ามีการแกว่งของระดับแรงดันที่น้อยกว่าเนื่องจากระบบส่งไฟฟ้ามีแรงดันที่สูงกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า และในระบบส่งไฟฟ้ายังมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถควบคุมระดับแรงดันได้ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส AT1_115 และ AT2_115 เป็นต้น ซึ่งทำการควบคุมระดับแรงดัน ณ บัสที่เชื่อมต่อให้อยู่ที่ 1.00 pu

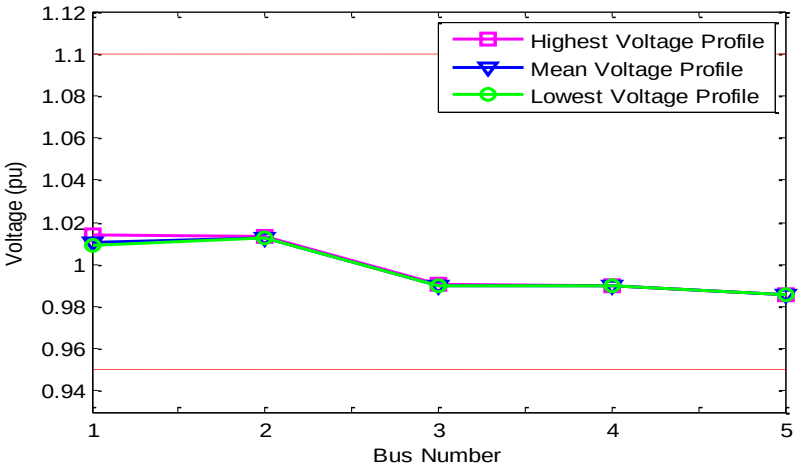
กรณี 2) กรณีควบคุมระดับแรงดันที่ค่าเฉลี่ย

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ยให้เข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ 1.025 pu และจะควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด เช่นเดียวกับงานวิจัย [6] และ [8] โดยกรณีนี้จะใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.1) และใช้วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS อย่างไรก็ตามในกรณีนี้ไม่ได้พิจารณาการลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดัน โดยผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาดตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแสดงดังตารางที่ 7.21 และ ผลจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแสดงดังรูปที่ 7.20 และ 7.21 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.20 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับ

แรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.20 และ 7.21 สามารถแสดงในตารางที่ 7.22 และ 7.23 ตามลำดับ

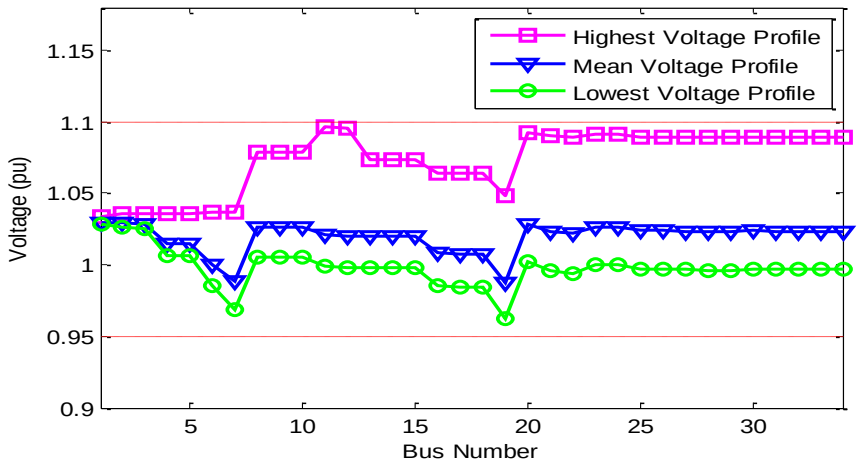
ตารางที่ 7.21 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9813
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	0.9563
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	200 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	97.73 kW, 60.56 kVAr (PF = 0.8500 capacitive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.20 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.21 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.22 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.20

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.005388	4	AY1_115	0.000222
2	AY2_69	0.000581	5	BI1_115	0.000052
3	AY2_115	0.000241			

ตารางที่ 7.23 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.21

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.005495	14	0.075415	27	0.092505
7	0.068693	22	0.094500	32	0.092425
11	0.097310	25	0.092383	34	0.092429

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.21 จะเห็นได้ว่าสามารถควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ยเข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ 1.025 pu และควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ดังรูปที่ 7.21 ส่วนผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นดังตารางที่ 7.22 จะเห็นได้ว่าสามารถลดผลกระทบลงได้เมื่อเทียบกับผล

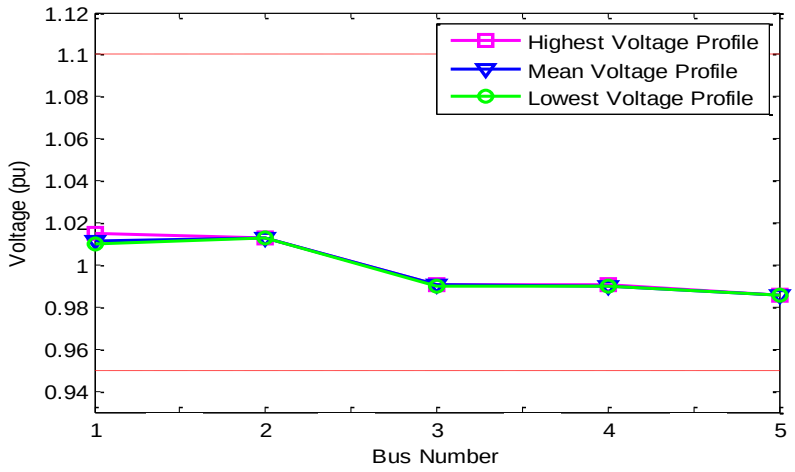
การทดสอบในกรณีที่ 1 อย่างไรก็ตามผลกระทบดังกล่าวยังสามารถทำให้มีค่าน้อยลงมากขึ้นเมื่อพิจารณาในกรณีทดสอบถัดไป

กรณี 3) กรณีควบคุมผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันโดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอ

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด โดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 เพื่อค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงผลที่ได้จากการค้นหาดังตารางที่ 7.24 และผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.22 และ 7.23 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.22 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.22 และ 7.23 สามารถแสดงในตารางที่ 7.25 และ 7.26 ตามลำดับ

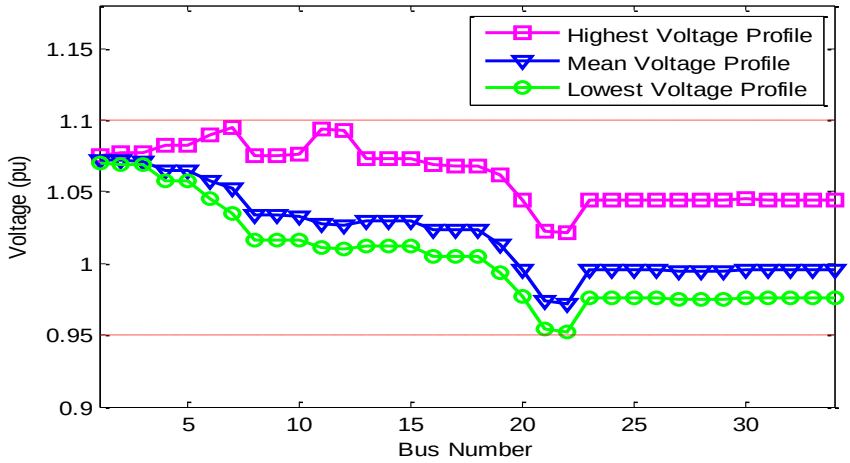
ตารางที่ 7.24 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9438
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	1.0125
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	0 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	500 kW, 300 kVAr (PF = 0.8575 capacitive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.22 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.23 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูฝน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.25 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.22

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.004642	4	AY1_115	0.000192
2	AY2_69	0.000152	5	BI1_115	0.000042
3	AY2_115	0.000208			

ตารางที่ 7.26 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.23

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.004918	14	0.060471	27	0.068795
7	0.059305	22	0.069147	32	0.068665
11	0.082873	25	0.068679	34	0.068668

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.24 ด้วยวิธีที่นำเสนอจะเห็นได้ว่าสามารถช่วยลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพทั้งในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเปรียบกับกรณีทดสอบที่ 2 โดยผลของระดับแรงดันจากการปรับขนาดอุปกรณ์ในรูปที่ 7.23 จะเห็นได้ว่ามีการยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นในช่วงต้นสายป้อนผ่านทางการปรับแท็บของหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่มีการติดตั้งที่สถานีต้นทางเพื่อให้การเปลี่ยนแปลงการไหลของกระแสไฟฟ้าในช่วงต้นสายป้อนเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนมีค่าน้อยจึงทำให้การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันในช่วงต้นสายป้อนมีค่าน้อยด้วย ส่วนการปรับ DG ประเภทควบคุมได้ที่ค่ากำลังสูงสุด และ ปรับแท็บของตัวคุมค่าแรงดันเพื่อลดระดับแรงดันช่วงปลายสายป้อนนั้น เนื่องจากในช่วงปลายสายป้อนมีความไวในการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันค่อนข้างมากเมื่อกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นวิธีการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนที่ดีที่สุดคือ เพิ่มกำลังสูญเสียไฟฟ้าให้มากที่สุดจากการปรับขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และตัวคุมค่าแรงดันดังกล่าว เพื่อให้ความไวในการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันเมื่อกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเปลี่ยนแปลงไปมีค่าน้อยลง นอกจากนั้นการปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ที่ติดตั้งที่บัส 21 ซึ่งอยู่ในบริเวณปลายสายของสายป้อนย่อยไม่ให้ชดเชยกำลังรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเนื่องจากถ้ามีการปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ให้ชดเชยกำลังรีแอกทีฟแล้วจะส่งผลทำให้เกิดการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่เมื่อระดับแรงดันเปลี่ยนแปลงจากความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนดังสมการที่ (2.5) ซึ่งการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่ดังกล่าวจะยิ่งส่งผลทำให้การแกว่งของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนมีมากขึ้น

ระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT ในช่วงฤดูฝนของปี พ.ศ. 2554 มีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบทุกชั่วโมง ดังแสดงในรูปที่ 7.17 ข้างต้น ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าว

สามารถนำมาพิจารณาการปรับขนาดของ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังตารางที่ 7.27 โดยข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนในช่วงฤดูฝนที่ใช้ในการพิจารณาได้มีการแสดงไว้ในภาคผนวกที่ ก.2

ตารางที่ 7.27 การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูฝน

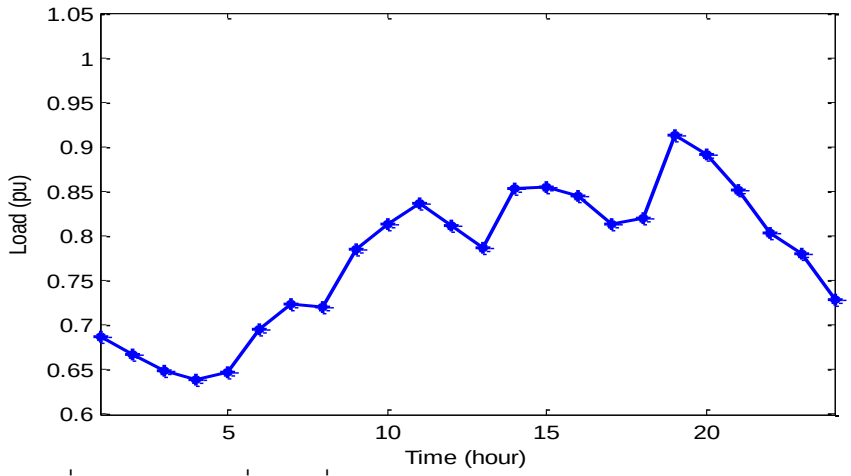
ช่วงเวลา (น.)	โหลด (pu)	หม้อแปลงที่สถานีต้นทาง	DG ประเภทควบคุมได้		ตัวคุมค่าแรงดัน		คาปาซิเตอร์แบงค์ บัส 21 (kVAr)	ผลของการแกว่งของแรงดัน (V)	
			กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ (MW)	ค่าตัวประกอบกำลัง	บัส 7-8	บัส 19-20		PH_69	บัส 22
0.00-1.00	0.8042	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0625	100	0.002544	0.034480
1.00-2.00	0.7812	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0563	0	0.002491	0.033873
2.00-3.00	0.7597	0.9313	500.00	0.8736 capacitive	1.0188	1.0563	0	0.002472	0.033505
3.00-4.00	0.7460	0.9375	500.00	0.8583 capacitive	1.0188	1.0688	100	0.002491	0.033652
4.00-5.00	0.7515	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0688	100	0.002496	0.033728
5.00-6.00	0.7957	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0563	0	0.002504	0.034087
6.00-7.00	0.7910	0.9313	500.00	0.8627 capacitive	1.0188	1.0500	0	0.002758	0.037732
7.00-8.00	0.8086	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0438	0	0.003273	0.045822
8.00-9.00	0.9041	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0125	0	0.003945	0.056615
9.00-10.00	0.9424	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0188	0	0.004358	0.063473
10.00-11.00	0.9669	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0063	0	0.004682	0.069287
11.00-12.00	0.9374	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0063	0	0.004785	0.071358
12.00-13.00	0.9074	0.9438	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0125	0	0.004642	0.069147
13.00-14.00	0.9813	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0063	0	0.004830	0.071679
14.00-15.00	0.9799	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0063	0	0.004593	0.067943
15.00-16.00	0.9655	0.9250	500.00	0.8648 capacitive	1.0125	1.0125	0	0.004165	0.060526

ตารางที่ 7.27 การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูฝน (ต่อ)

ช่วงเวลา (น.)	โหลด (pu)	หม้อแปลงที่สถานีต้นทาง	DG ประเภทควบคุมได้		ตัวคุมค่าแรงดัน		คาปาซิเตอร์แบงค์ บัส 21 (kVAr)	ผลของการแกว่งของแรงดัน (V)	
			กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ (MW)	ค่าตัวประกอบกำลัง	บัส 7-8	บัส 19-20		PH_69	บัส 22
16.00-17.00	0.9257	0.9250	500.00	0.8581 capacitive	1.0125	1.0250	0	0.003671	0.052230
17.00-18.00	0.8960	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0375	0	0.003133	0.043686
18.00-19.00	0.9696	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0750	300	0.002775	0.037991
19.00-20.00	1.0000	0.9188	500.00	0.8577 capacitive	1.0125	1.0750	300	0.002806	0.038265
20.00-21.00	0.9726	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0750	300	0.002778	0.038046
21.00-22.00	0.9285	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0750	300	0.002731	0.037107
22.00-23.00	0.9075	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.0625	200	0.002677	0.036517
23.00-24.00	0.8484	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0500	0	0.002553	0.034856

7.2.2.3 ฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

สำหรับฤดูหนาวระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT มีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบทุกชั่วโมง โดยสามารถแสดงโหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงในช่วงฤดูหนาวของปี พ.ศ. 2554 ที่ได้มีการบันทึกไว้ได้ดังรูปที่ 7.24 โดยจากรูปโหลด 1 pu. คือโหลดรวมทั้งหมดของระบบส่งไฟฟ้าที่มีขนาดเท่ากับ 21,478.09 MVA และ โหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ที่มีขนาดเท่ากับ 1.37 MVA ซึ่งในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. จากรูปที่ 7.24 โหลดของระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT มีขนาด 0.7866 หรือ เทียบกับโหลดในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 16,895.03 และ 1.08 MVA ตามลำดับ ส่วนความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลม ที่ได้มีการบันทึกไว้ในทางสถิติ ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ดังกล่าว สามารถแสดงในภาคผนวกที่ ก.3.1.7, ก.3.2.7, และ ก.3.3 ตามลำดับ โดยความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวทำให้เกิดระดับแรงดันที่สภาวะต่างๆ ซึ่งเมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจะสามารถอธิบายได้ดังนี้



รูปที่ 7.24 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของระบบส่งไฟฟ้า EGAT ในช่วงฤดูหนาว

1) ระดับแรงดันสูงสุด (Highest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.84 kW/m, 22 °C, และ 11.5 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 853.35, 512.00, และ 85.33 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 721.51 , 72.15 และ 432.91 kW ตามลำดับ

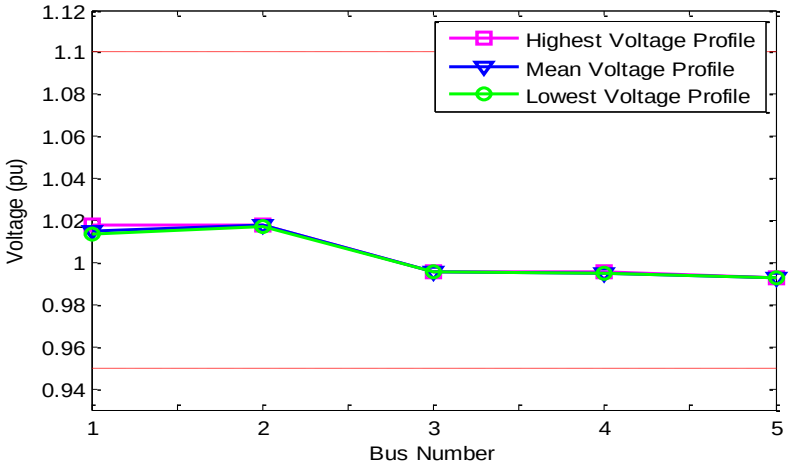
2) ระดับแรงดันเฉลี่ย (Mean voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.62 kW/m, 30.36 °C, และ 3.93 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าเฉลี่ย นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 615.77, 369.46 และ 61.58 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 1.58, 0.16 และ 0.95 kW ตามลำดับ

3) ระดับแรงดันต่ำสุด (Lowest voltage profile) เกิดขึ้นเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลมมีค่าประมาณ 0.06 kW/m, 36 °C, และ 0 m/s ตามลำดับ ซึ่งทำให้ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุด นั้นคือ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 2, 7, และ 27 จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าประมาณ 58.35, 35.01 และ 5.83 kW ตามลำดับ และ DG พลังงานลมที่ติดตั้งที่บัส 2, 11, และ 25 ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้

สำหรับผลการทดสอบทั้ง 3 กรณี สามารถแสดงได้ดังนี้

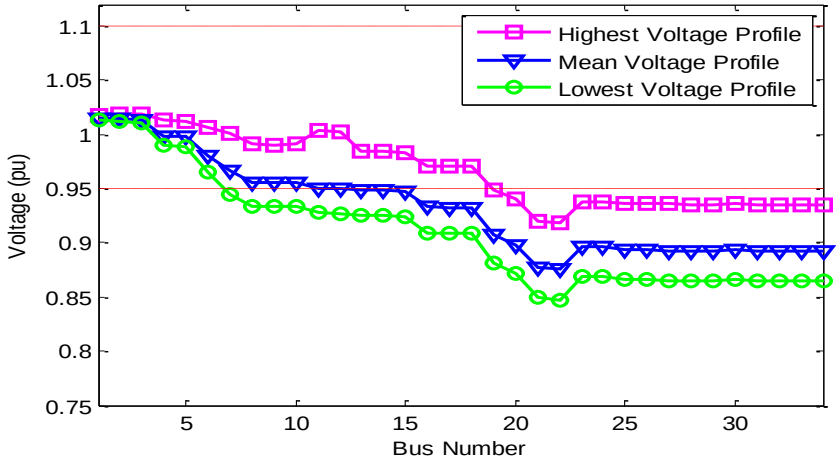
กรณี 1) กรณีพื้นฐาน

ในกรณีนี้พิจารณาให้ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกได้ ไม่มีการปรับขนาดเพื่อควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เกิดผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.25 และ 7.26 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.25 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.25 และ 7.26 สามารถแสดงในตารางที่ 7.28 และ 7.29 ตามลำดับ



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.25 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีพื้นฐาน ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.26 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.28 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.25

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.004268	4	AY1_115	0.000174
2	AY2_69	0.000444	5	BI1_115	0.000038
3	AY2_115	0.000189			

ตารางที่ 7.29 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.26

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.004271	14	0.058920	27	0.070254
7	0.056022	22	0.070567	32	0.070186
11	0.076059	25	0.070136	34	0.070189

จากผลของการแกว่งของระดับแรงดันข้างต้นจะเห็นได้ว่ามีการละเมิดขอบเขตแรงดันที่กำหนดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.26 และมีการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าค่อนข้างมาก ซึ่งปัญหาดังกล่าวควรทำการแก้ไขโดยการปรับขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ภายในของเขตแรงดันที่กำหนด และลดการแกว่งของระดับแรงดัน ซึ่งการแก้ปัญหาดังกล่าวจะได้กล่าวถึงในกรณีทดสอบถัดไป ส่วนผลการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้านั้นจะเห็นได้ว่ามีการแกว่งของระดับแรงดันที่น้อยกว่าเนื่องจากระบบส่งไฟฟ้ามีแรงดันที่สูงกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า และในระบบส่งไฟฟ้ายังมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถควบคุมระดับแรงดันได้ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส AT1_115 และ AT2_115 เป็นต้น ซึ่งทำการควบคุมระดับแรงดัน ณ บัสที่เชื่อมต่อให้อยู่ที่ 1.00 pu

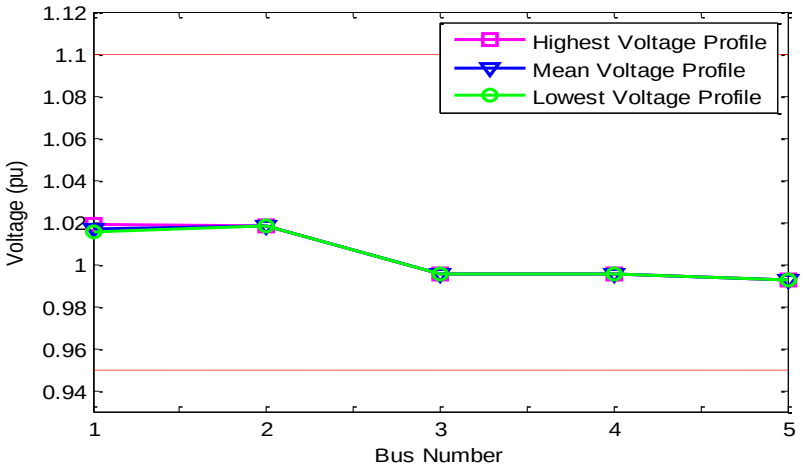
กรณี 2) กรณีควบคุมระดับแรงดันที่ค่าเฉลี่ย

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ยให้เข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ 1.025 pu และจะควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด เช่นเดียวกับงานวิจัย [6] และ [8] โดยกรณีนี้จะใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (6.1) และใช้วิธีการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS อย่างไรก็ตามในกรณีนี้ไม่ได้พิจารณาการลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดัน โดยผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแสดงดังตารางที่ 7.30 และผลจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแสดงดังรูปที่ 7.27 และ 7.28 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.27 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับ

แรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.27 และ 7.28 สามารถแสดงในตารางที่ 7.31 และ 7.32 ตามลำดับ

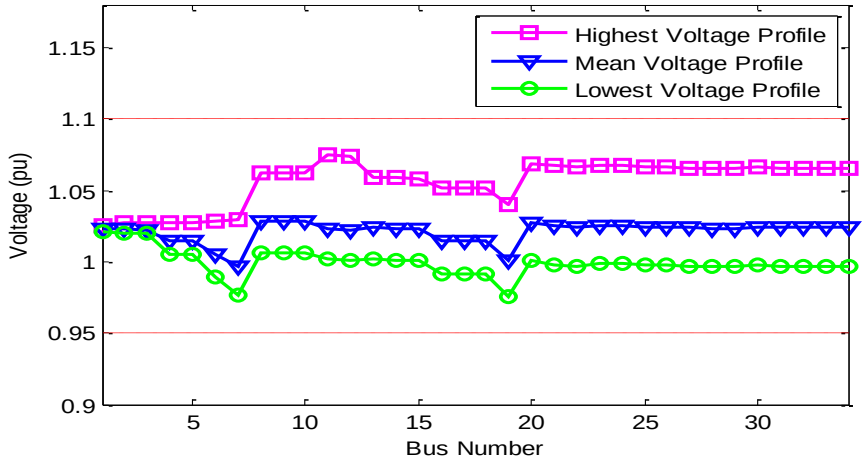
ตารางที่ 7.30 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9938
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	0.9625 และ 0.9688 ตามลำดับ
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	200 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	304.25 kW, -98.80 kVAr (PF = 0.9511 Inductive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.27 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.28 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ย ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.31 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.27

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.004018	4	AY1_115	0.000163
2	AY2_69	0.000321	5	BI1_115	0.000035
3	AY2_115	0.000177			

ตารางที่ 7.32 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.28

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.004045	14	0.057170	27	0.068821
7	0.052582	22	0.070109	32	0.068741
11	0.073319	25	0.068722	34	0.068743

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.30 จะเห็นได้ว่าสามารถควบคุมระดับแรงดันเฉลี่ยเข้าใกล้กับระดับแรงดันที่ต้องการ 1.025 pu และควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ดังรูปที่ 7.28 ส่วนผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นดังตารางที่ 7.31 จะเห็นได้ว่าสามารถลดผลกระทบลงได้เมื่อเทียบกับผล

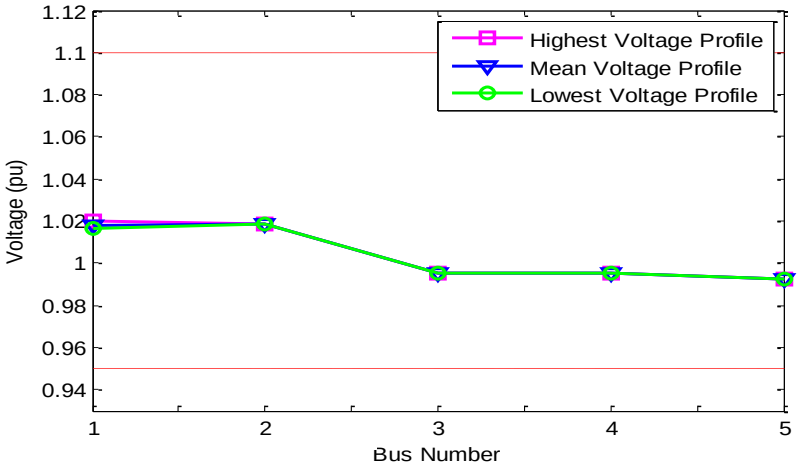
การทดสอบในกรณีที่ 1 อย่างไรก็ตามผลกระทบดังกล่าวยังสามารถทำให้มีค่าน้อยลงมากขึ้นเมื่อพิจารณาในกรณีทดสอบถัดไป

กรณี 3) กรณีควบคุมผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันโดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอ

ในกรณีนี้พิจารณาการควบคุมการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดให้อยู่ในของเขตแรงดันที่กำหนด โดยใช้วิธีที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 เพื่อค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงผลที่ได้จากการค้นหาดังตารางที่ 7.33 และผลของการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.29 และ 7.30 ตามลำดับ โดยรูปที่ 7.29 จะแสดงเฉพาะบัสในระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 เนื่องจากสามารถเห็นการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนที่สุด ส่วนผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดจากรูปที่ 7.29 และ 7.30 สามารถแสดงในตารางที่ 7.34 และ 7.35 ตามลำดับ

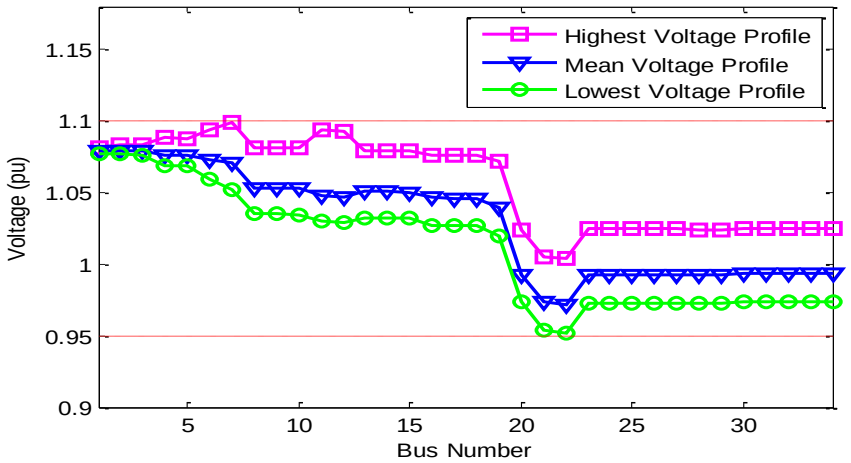
ตารางที่ 7.33 ผลจากการค้นหาค่าเหมาะสมของขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพื่อควบคุมการแกว่งของแรงดัน

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่สถานีต้นทาง	0.9438
ตัวคุมค่าแรงดัน ระหว่างบัส 7-8 และ บัส 19-20	1.0125 และ 1.0435 ตามลำดับ
คาปาซิเตอร์แบงค์ ที่บัส 21	0 kVAr
DG ประเภทควบคุมได้ที่บัส 30	500 kW, 290.44 kVAr (PF = 0.8647 capacitive)



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.29 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 ในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.



รูปที่ 7.30 ระดับแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีควบคุมการแกว่งของแรงดัน ของฤดูหนาว ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ 7.34 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบส่งไฟฟ้าจากรูปที่ 7.29

บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ชื่อบัส	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	PH_69	0.003654	4	AY1_115	0.000149
2	AY2_69	0.000109	5	BI1_115	0.000030
3	AY2_115	0.000162			

ตารางที่ 7.35 ผลต่างของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 7.30

บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)	บัสที่	ผลต่างของระดับแรงดัน (V)
1	0.003872	14	0.047322	27	0.051887
7	0.046568	22	0.051958	32	0.051776
11	0.063449	25	0.051791	34	0.051778

ผลที่ได้จากการปรับขนาดอุปกรณ์ในตารางที่ 7.33 ด้วยวิธีที่นำเสนอจะเห็นได้ว่าสามารถช่วยลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพทั้งในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเปรียบกับกรณีทดสอบที่ 2 โดยผลของระดับแรงดันจากการปรับขนาดอุปกรณ์ในรูปที่ 7.30 จะเห็นได้ว่ามีการยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นในช่วงต้นสายป้อนผ่านทางการปรับแท็บของหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่มีการติดตั้งที่สถานีต้นทางเพื่อให้การเปลี่ยนแปลงการไหลของกระแสไฟฟ้าในช่วงต้นสายป้อนเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนมีค่าน้อยจึงทำให้การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันในช่วงต้นสายป้อนมีค่าน้อยด้วย ส่วนการปรับ DG ประเภทควบคุมได้ที่ค่ากำลังสูงสุด และ ปรับแท็บของตัวคุมค่าแรงดันเพื่อลดระดับแรงดันช่วงปลายสายป้อนนั้น เนื่องจากในช่วงปลายสายป้อนมีความไวในการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันค่อนข้างมากเมื่อกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นวิธีการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนที่ดีที่สุดคือ เพิ่มกำลังสูญเสียไฟฟ้าให้มากที่สุดจากการปรับขนาด DG ประเภทควบคุมได้ และตัวคุมค่าแรงดันดังกล่าว เพื่อให้ความไวในการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันเมื่อกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเปลี่ยนแปลงไปมีค่าน้อยลง นอกจากนั้นการปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ที่ติดตั้งที่บัส 21 ซึ่งอยู่ในบริเวณปลายสายของสายป้อนย่อยไม่ให้ชดเชยกำลังรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเนื่องจากถ้ามีการปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ให้ชดเชยกำลังรีแอกทีฟแล้วจะส่งผลทำให้เกิดการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่เมื่อระดับแรงดันเปลี่ยนแปลงจากความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนดังสมการที่ (2.5) ซึ่งการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่ดังกล่าวจะยิ่งส่งผลทำให้การแกว่งของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนมีมากขึ้น

ระบบไฟฟ้ากำลังของ EGAT ในช่วงฤดูฝนของปี พ.ศ. 2554 มีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบทุกชั่วโมง ดังแสดงในรูปที่ 7.24 ข้างต้น ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบส่งไฟฟ้า

ดังกล่าวสามารถนำมาพิจารณาการปรับขนาดของ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังตารางที่ 7.36 โดยข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนในช่วงฤดูฝนที่ใช้ในการพิจารณาได้มีการแสดงไว้ในภาคผนวกที่ ก.3

ตารางที่ 7.36 การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูหนาว

ช่วงเวลา (น.)	โหลด (pu)	หม้อแปลงที่สถานีต้นทาง	DG ประเภทควบคุมได้		ตัวคุมค่าแรงดัน		คาปาซิเตอร์แบงค์บัส 21 (kVAr)	ผลของการแกว่งของแรงดัน (V)	
			กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ (MW)	ค่าตัวประกอบกำลัง	บัส 7-8	บัส 19-20		PH_69	บัส 22
0.00-1.00	0.6872	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0938	100	0.001813	0.023794
1.00-2.00	0.6677	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0750	0	0.001778	0.023580
2.00-3.00	0.6494	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0813	0	0.001767	0.023275
3.00-4.00	0.6389	0.9375	500.00	0.8729 capacitive	1.0125	1.0183	0	0.001761	0.023229
4.00-5.00	0.6480	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0813	0	0.001766	0.023261
5.00-6.00	0.6959	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0750	0	0.001796	0.023963
6.00-7.00	0.7229	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0750	0	0.001977	0.026190
7.00-8.00	0.7200	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0625	0	0.002472	0.033518
8.00-9.00	0.7848	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0563	0	0.002980	0.041220
9.00-10.00	0.8135	0.9375	500.00	0.8595 capacitive	1.0125	1.0438	0	0.003541	0.049782
10.00-11.00	0.8361	0.9375	500.00	0.8631 capacitive	1.0125	1.0375	0	0.003804	0.054061
11.00-12.00	0.8124	0.9438	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0438	0	0.003569	0.051120
12.00-13.00	0.7866	0.9438	500.00	0.8647 capacitive	1.0125	1.0438	0	0.003654	0.051958
13.00-14.00	0.8527	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0375	0	0.003848	0.055032
14.00-15.00	0.8549	0.9375	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0375	0	0.003682	0.052475
15.00-16.00	0.8452	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0500	0	0.003203	0.044533

ตารางที่ 7.36 การควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันจากวิธีที่นำเสนอตลอด 24 ชั่วโมง ในช่วงฤดูหนาว (ต่อ)

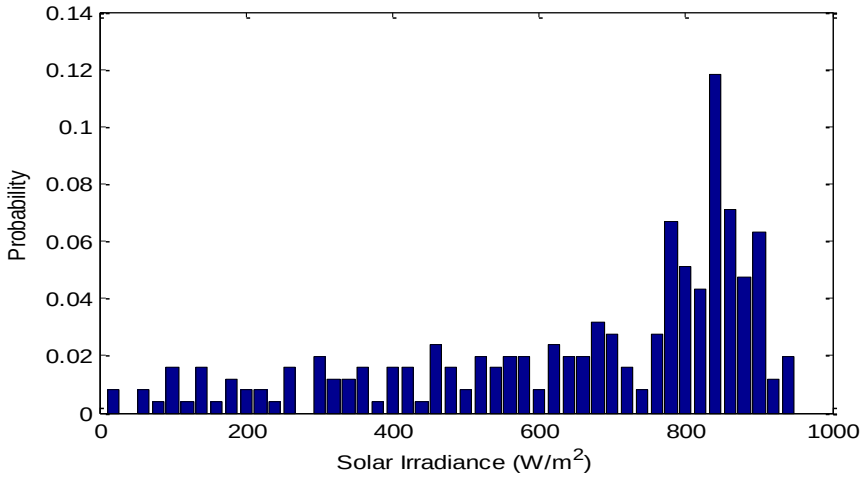
ช่วงเวลา (น.)	โหลด (pu)	หม้อแปลงที่สถานีต้นทาง	DG ประเภทควบคุมได้		ตัวคุมค่าแรงดัน		คาปาซิเตอร์แบงค์ บัส 21 (kVAr)	ผลของการแกว่งของแรงดัน (V)	
			กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ (MW)	ค่าตัวประกอบกำลัง	บัส 7-8	บัส 19-20		PH_69	บัส 22
16.00-17.00	0.8137	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0563	0	0.002682	0.036784
17.00-18.00	0.8205	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0875	200	0.002260	0.030183
18.00-19.00	0.9138	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0938	300	0.002017	0.026974
19.00-20.00	0.8915	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0938	300	0.001999	0.026590
20.00-21.00	0.8518	0.9250	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0875	200	0.001947	0.025805
21.00-22.00	0.8036	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0188	1.1000	300	0.001936	0.025486
22.00-23.00	0.7810	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0125	1.0938	200	0.001898	0.025038
23.00-24.00	0.7279	0.9313	500.00	0.8575 capacitive	1.0063	1.0750	0	0.001817	0.024134

7.3 ผลการทดสอบการแกว่งของระดับแรงดันโดยใช้ผลจากการปรับขนาดอุปกรณ์ด้วยวิธีที่นำเสนอ

ผลการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในหัวข้อที่ 7.2 จะเห็นได้ว่าวิธีที่นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 สามารถลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันทั้งในระบบส่งและจำหน้ายไฟฟ้าได้ เมื่อพิจารณาผลของความไม่แน่นอนของกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่มีการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามผลการแกว่งของระดับแรงดันดังกล่าวพิจารณาที่ระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดที่อาจจะเกิดขึ้นจากข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ในช่วงเวลา 1 ชั่วโมง ซึ่งในความเป็นจริงนั้น ณ ช่วงเวลา 1 ชั่วโมง การเกิดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดพร้อมกันในช่วงเวลาดังกล่าวมีโอกาสเกิดขึ้นค่อนข้างน้อย ดังนั้นในหัวข้อนี้จะทำการจำลองให้พลังงานหมุนเวียนมีการเปลี่ยนแปลงทุกๆ 15 นาที เพื่อดูผลของการแกว่งของระดับแรงดันที่เกิดขึ้น สำหรับการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนจะใช้วิธีการสุ่มจากลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสม ซึ่งได้จากการประเมินเทียบกับลักษณะการกระจายข้อมูลแบบปกติ ไวบูลล์ และเบต้า

สำหรับขั้นตอนการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนที่ได้กล่าวถึงในหัวข้อที่ 6.3 สามารถแสดงตัวอย่างการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ ในฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ ในฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ที่ได้มีการบันทึกไว้ ดังภาคผนวกที่ ก.1.1.7 ซึ่งสามารถแสดงลักษณะการกระจายข้อมูลของความไม่แน่นอนดังกล่าวได้ดังรูปที่ 7.31



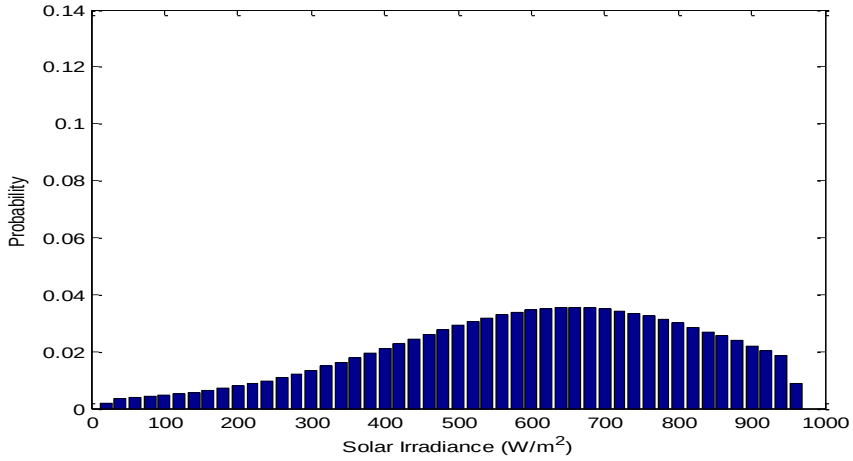
รูปที่ 7.31 การกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ที่ได้มีการบันทึกไว้ ในฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ขั้นตอนที่ 2 ทำการประมาณค่าพารามิเตอร์ของการกระจายข้อมูลแบบปกติโดยใช้ฟังก์ชัน *normfit*, แบบเบต้าโดยใช้ฟังก์ชัน *betafit*, และแบบไวบูลล์โดยใช้ฟังก์ชัน *wblfit* ซึ่งเป็นฟังก์ชันที่มีในโปรแกรมแมตแล็บ (Matlab) จากข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ในขั้นตอนที่ 1 โดยค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการประมาณดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.37

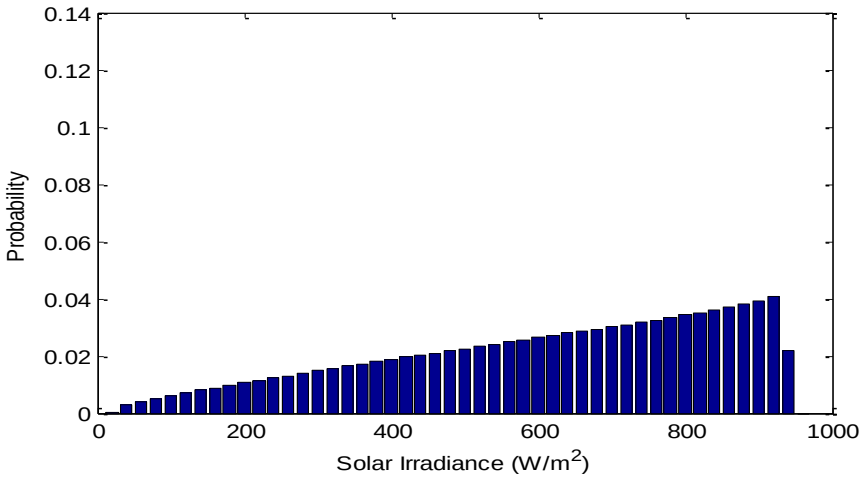
ตารางที่ 7.37 การประมาณค่าพารามิเตอร์ของการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ

การกระจายข้อมูลแบบต่างๆ	ค่าพารามิเตอร์
ปกติ	$u = 655.8126, q^2 = 2.3757$
เบต้า	$a = 1.8065, b = 0.9664$
ไวบูลล์	$l = 727.9084, k = 3.0985$

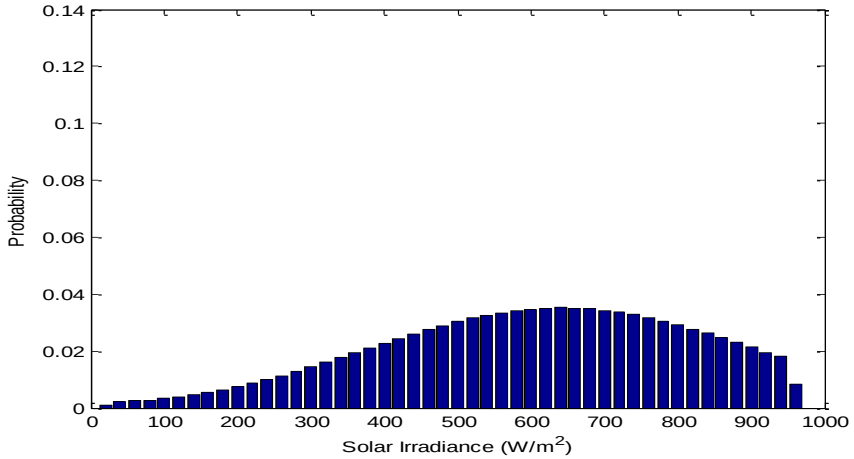
ขั้นตอนที่ 3 นำเอาค่าพารามิเตอร์ของการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ ที่ได้ในขั้นตอนที่ 2 มาพิจารณาโอกาสในการเกิดข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่อง ซึ่งสามารถแสดงลักษณะการกระจายข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่องของการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ ได้ดังรูปที่ 7.32



(ก) การกระจายข้อมูลแบบปกติ



(ข) การกระจายข้อมูลแบบเบต้า



(ค) การกระจายข้อมูลแบบไวบูลล์

รูปที่ 7.32 ลักษณะการกระจายข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่องของการกระจายข้อมูลแบบต่างๆ

ขั้นตอนที่ 4 คำนวณค่าความผิดพลาดระหว่างการกระจายข้อมูลแบบปกติ แบบเบต้า และแบบไวบูลล์ ที่แปลงมาเป็นการกระจายข้อมูลแบบไม่ต่อเนื่องในขั้นตอนที่ 3 กับการกระจายข้อมูลของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ในขั้นตอนที่ 1 ตามสมการที่ (6.14) โดยผลของการคำนวณค่าความผิดพลาดสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.38

ตารางที่ 7.38 ผลของการคำนวณค่าความผิดพลาด

การกระจายข้อมูลแบบต่างๆ	ค่าความผิดพลาด
ปกติ	0.0134
เบต้า	0.0104
ไวบูลล์	0.0138

จากตารางที่ 7.38 จะเห็นได้ว่าการกระจายข้อมูลแบบเบต้าให้ค่าความผิดพลาดน้อยที่สุด ดังนั้นในการพิจารณาลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ ในฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น. จะถูกกำหนดให้มีลักษณะการกระจายข้อมูลเป็นแบบเบต้า และมีค่าพารามิเตอร์ คือ $a = 1.8065, b = 0.9664$

สำหรับการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลม ในช่วงเวลาต่างๆ จะพิจารณาได้เช่นเดียวกับตัวอย่างการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ ในฤดูร้อน ช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ข้างต้น ซึ่งสามารถแสดงผลการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิ ในช่วงเวลาต่างๆ ได้ดังตารางที่ 7.39 และการกระจายข้อมูลของความเร็วลมในฤดูต่างๆ ได้ดังตารางที่ 7.40

ตารางที่ 7.39 ผลการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิ ในช่วงเวลาต่างๆ

ช่วงเวลา	ฤดูร้อน		ฤดูฝน		ฤดูหนาว	
(น.)	ความเข้มแสงอาทิตย์	อุณหภูมิ	ความเข้มแสงอาทิตย์	อุณหภูมิ	ความเข้มแสงอาทิตย์	อุณหภูมิ
6.00-7.00	เบต้า $a = 0.7557,$ $b = 3.0104$	ไวบูลล์ $l = 28.4012,$ $k = 18.7036$	ไวบูลล์ $l = 28.7827,$ $k = 1.2259$	ปกติ $u = 26.6962,$ $q^2 = 1.2008$	ไวบูลล์ $l = 11.1605,$ $k = 1.0457$	ไวบูลล์ $l = 25.1391,$ $k = 14.1929$
7.00-8.00	ปกติ $u = 117.8941,$ $q^2 = 62.5395$	ไวบูลล์ $l = 27.5289,$ $k = 17.7161$	ไวบูลล์ $l = 144.5733,$ $k = 2.1979$	ปกติ $u = 27.0931,$ $q^2 = 1.2599$	ไวบูลล์ $l = 115.0345,$ $k = 2.3520$	ไวบูลล์ $l = 25.0925,$ $k = 13.5878$
8.00-9.00	ปกติ $u = 261.3862,$ $q^2 = 115.8620$	ปกติ $u = 27.9544,$ $q^2 = 1.9817$	เบต้า $a = 2.9811,$ $b = 3.0426$	ปกติ $u = 28.2201,$ $q^2 = 1.4824$	ปกติ $u = 255.8505,$ $q^2 = 78.0992$	ไวบูลล์ $l = 26.0179,$ $k = 13.3884$
9.00-10.00	เบต้า $a = 2.1841,$ $b = 1.7908$	ไวบูลล์ $l = 30.6725,$ $k = 16.7989$	เบต้า $a = 2.5935,$ $b = 2.5103$	ปกติ $u = 29.4356,$ $q^2 = 1.6566$	ปกติ $u = 406.6734,$ $q^2 = 120.7902$	ไวบูลล์ $l = 27.5706,$ $k = 14.1256$
10.00-11.00	เบต้า $a = 2.0610,$ $b = 1.1976$	ไวบูลล์ $l = 32.1874,$ $k = 18.1981$	เบต้า $a = 2.2877,$ $b = 1.6090$	ไวบูลล์ $l = 31.2118,$ $k = 21.3775$	เบต้า $a = 3.4032,$ $b = 1.5093$	ไวบูลล์ $l = 29.0518,$ $k = 15.1468$
11.00-12.00	เบต้า $a = 1.7019,$ $b = 0.9529$	ไวบูลล์ $l = 33.5188,$ $k = 18.5073$	เบต้า $a = 2.2982,$ $b = 1.7298$	ไวบูลล์ $l = 32.1074,$ $k = 22.4772$	ไวบูลล์ $l = 669.3614,$ $k = 5.0641$	ไวบูลล์ $l = 30.3451,$ $k = 16.8254$
12.00-13.00	เบต้า $a = 1.8065,$ $b = 0.9664$	ไวบูลล์ $l = 34.3124,$ $k = 18.2164$	เบต้า $a = 1.7273,$ $b = 1.3742$	ไวบูลล์ $l = 32.7439,$ $k = 22.6863$	เบต้า $a = 2.5436,$ $b = 1.1333$	ไวบูลล์ $l = 31.3353,$ $k = 17.9320$

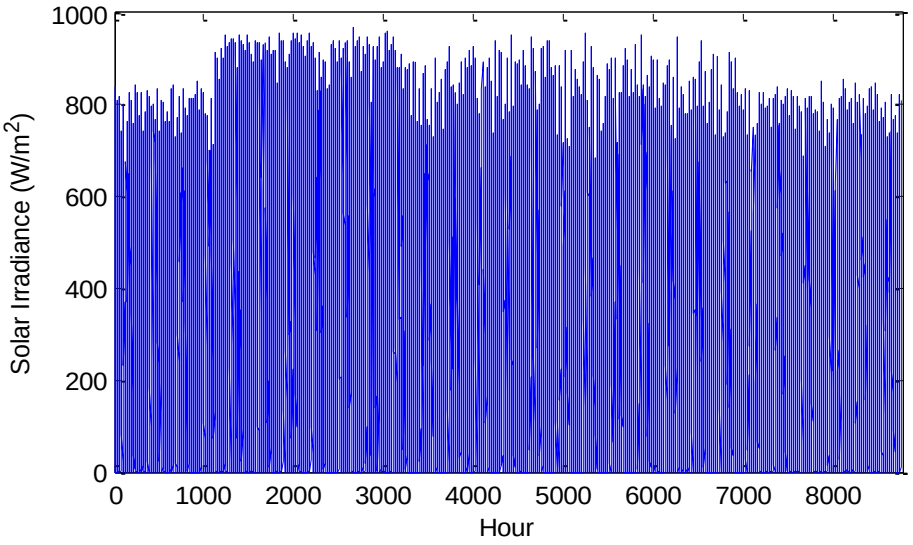
ตารางที่ 7.39 ผลการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิ ในช่วงเวลาต่างๆ (ต่อ)

ช่วงเวลา	ฤดูร้อน		ฤดูฝน		ฤดูหนาว	
(น.)	ความเข้มแสงอาทิตย์	อุณหภูมิ	ความเข้มแสงอาทิตย์	อุณหภูมิ	ความเข้มแสงอาทิตย์	อุณหภูมิ
13.00-14.00	เบต้า $a = 2.1405,$ $b = 1.1325$	ไวบูลล์ $l = 34.7554,$ $k = 18.5228$	เบต้า $a = 1.8444,$ $b = 1.5903$	ไวบูลล์ $l = 33.0730,$ $k = 21.9546$	เบต้า $a = 3.0144,$ $b = 1.6119$	ไวบูลล์ $l = 31.9214,$ $k = 18.7948$
14.00-15.00	เบต้า $a = 2.0661,$ $b = 1.6742$	ไวบูลล์ $l = 35.0033,$ $k = 16.9994$	เบต้า $a = 1.6154,$ $b = 1.5514$	ไวบูลล์ $l = 33.3446,$ $k = 19.9992$	เบต้า $a = 2.9088,$ $b = 2.0465$	ไวบูลล์ $l = 32.3169,$ $k = 19.2732$
15.00-16.00	ปกติ $u = 403.8898,$ $q^2 = 168.2690$	ไวบูลล์ $l = 35.0632,$ $k = 16.6757$	เบต้า $a = 1.3807,$ $b = 1.4905$	ไวบูลล์ $l = 33.3380,$ $k = 18.4060$	เบต้า $a = 3.3944,$ $b = 2.7506$	ไวบูลล์ $l = 32.3953,$ $k = 18.0117$
16.00-17.00	ปกติ $u = 239.1445,$ $q^2 = 112.5289$	ไวบูลล์ $l = 34.9273,$ $k = 17.0745$	เบต้า $a = 1.2343,$ $b = 1.9197$	ไวบูลล์ $l = 33.0700,$ $k = 17.0485$	ปกติ $u = 133.6954,$ $q^2 = 54.9844$	ไวบูลล์ $l = 32.2205,$ $k = 18.6967$
17.00-18.00	ไวบูลล์ $l = 103.0578,$ $k = 1.5540$	ไวบูลล์ $l = 34.2351,$ $k = 17.5029$	เบต้า $a = 0.8893,$ $b = 2.1723$	ไวบูลล์ $l = 32.3373,$ $k = 16.0745$	ไวบูลล์ $l = 24.0370,$ $k = 1.1176$	ไวบูลล์ $l = 31.6488,$ $k = 16.9930$

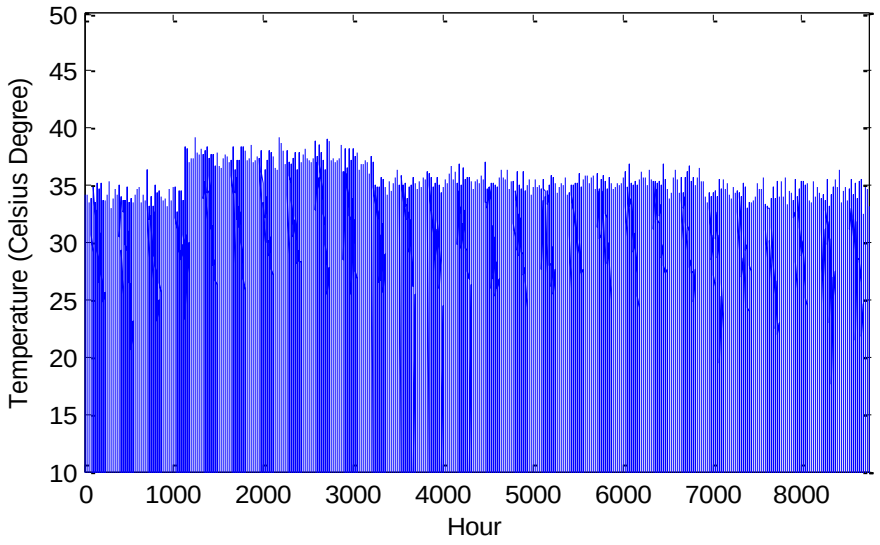
ตารางที่ 7.40 ผลการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเร็วลมในฤดูต่างๆ

ฤดู	ความเร็วลม
ร้อน	ปกติ $u = 3.7669,$ $q^2 = 1.8469$
ฝน	ปกติ $u = 3.5213,$ $q^2 = 1.8157$
หนาว	ปกติ $u = 3.9372,$ $q^2 = 1.6888$

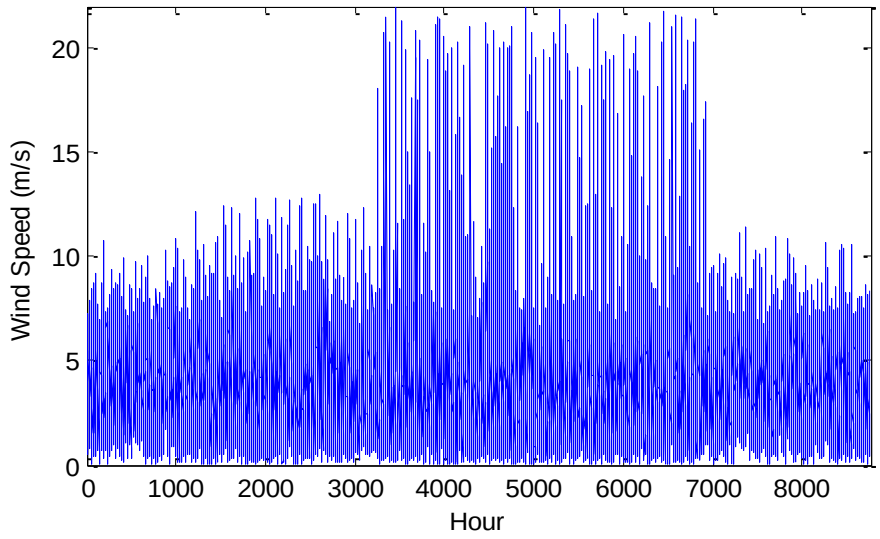
ผลการประเมินลักษณะการกระจายข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลม ในช่วงเวลาต่างๆ ในตารางที่ 7.39 และ 7.40 ข้างต้น สามารถนำมาจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาที ในช่วงเวลา 1 ปี ได้โดยใช้วิธีการสุ่ม ซึ่งสามารถแสดงผลของการสุ่มดังกล่าวได้ดังรูปที่ 7.33 โดยการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวสามารถนำมาพิจารณาการแกว่งของระดับแรงดันที่เกิดขึ้นใน 2 กรณีได้ดังต่อไปนี้



(ก) ความเข็มแสงอาทิตย์



(ข) อุณหภูมิ

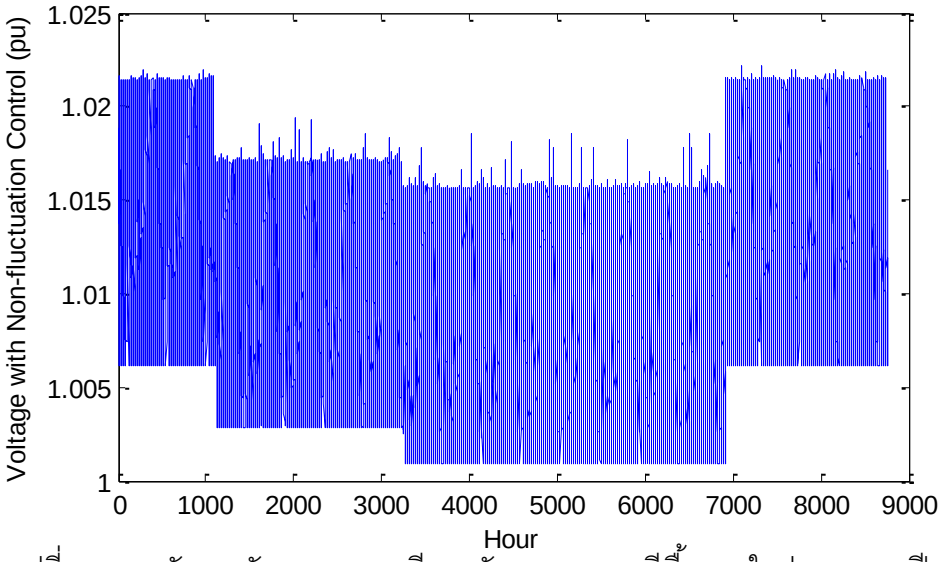


(ค) ความเร็วลม

รูปที่ 7.33 การจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาที ในช่วงเวลา 1 ปี โดยใช้วิธีการสุ่ม

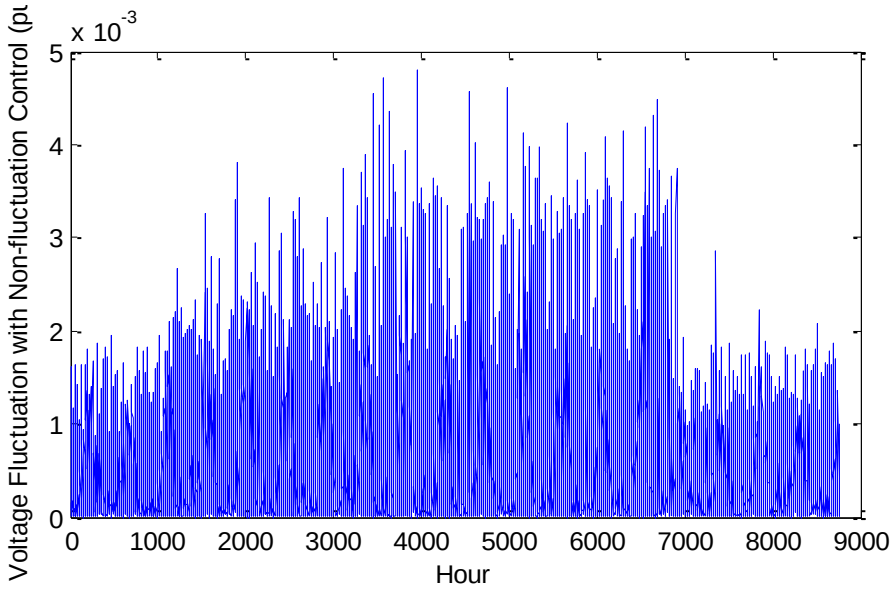
7.3.1 **กรณีพื้นฐาน**

ในกรณีนี้พิจารณาให้ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถปรับระดับแรงดันทางฝั่งขาออกได้ ไม่มีการปรับขนาดเพื่อควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลทำให้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาทีดังแสดงในรูปที่ 7.33 ระดับแรงดันทุกๆ 15 นาทีของบัส PH_69 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.34

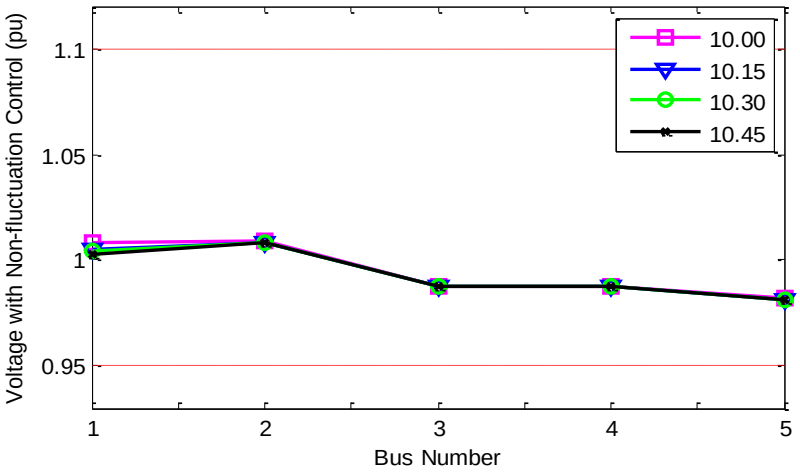


รูปที่ 7.34 ระดับแรงดันทุกๆ 15 นาทีของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานในช่วงเวลา 1 ปี

จากรูปที่ 3.4 สามารถหาค่าการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 ได้ดังรูปที่ 7.35 ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างในการหาค่าการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 ได้ดังรูปที่ 7.36 นั้นคือจากการจำลองในวันที่ 14 เดือน มิถุนายน ช่วงเวลา 10.00-11.00 น. ค่าการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดจะพิจารณาจากระดับแรงดันของบัส PH_69 ที่ค่าสูงสุด และต่ำสุดซึ่งเกิดขึ้น ณ เวลา 10.00 น. และ 10.45 น. ตามลำดับ



รูปที่ 7.35 การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานในช่วงเวลา 1 ปี



บัสที่	ชื่อบัส
1	PH_69
2	AY2_69
3	AY2_115
4	AY1_115
5	BI1_115

รูปที่ 7.36 ระดับแรงดันของระบบส่งไฟฟ้าเฉพาะบัสที่อยู่ใกล้เคียงบัส PH_69 จากการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนในฤดูฝน วันที่ 14 เดือน มิถุนายน ช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

จากผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 ในรูปที่ 7.35 การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นจากการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนในฤดูร้อน ฝน และหนาว สามารถแสดงในตารางที่ 7.43

ตารางที่ 7.43 ผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานในฤดูร้อน ฝน และหนาว

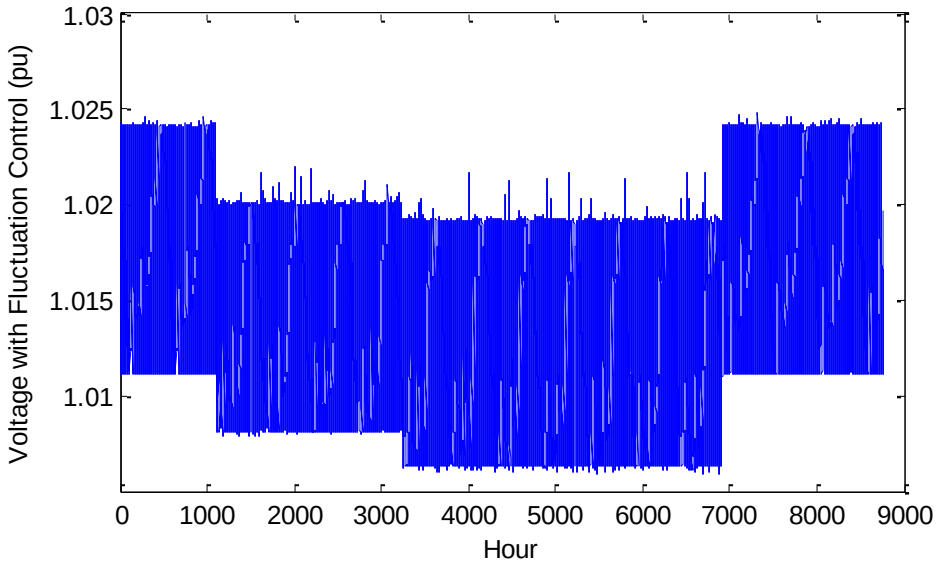
ช่วงเวลา (น.)	การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุด (V)		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
0.00-1.00	0.002964	0.003005	0.001847
1.00-2.00	0.001700	0.002965	0.001289
2.00-3.00	0.002797	0.002930	0.000610
3.00-4.00	0.002308	0.002908	0.000790
4.00-5.00	0.002411	0.002916	0.001063
5.00-6.00	0.002856	0.002990	0.000610
6.00-7.00	0.001902	0.003072	0.001460
7.00-8.00	0.003397	0.003522	0.001574
8.00-9.00	0.002525	0.003748	0.001775
9.00-10.00	0.003751	0.004155	0.001666
10.00-11.00	0.002523	0.004806	0.001852

ตารางที่ 7.43 ผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานในฤดูร้อน ฝน และหนาว (ต่อ)

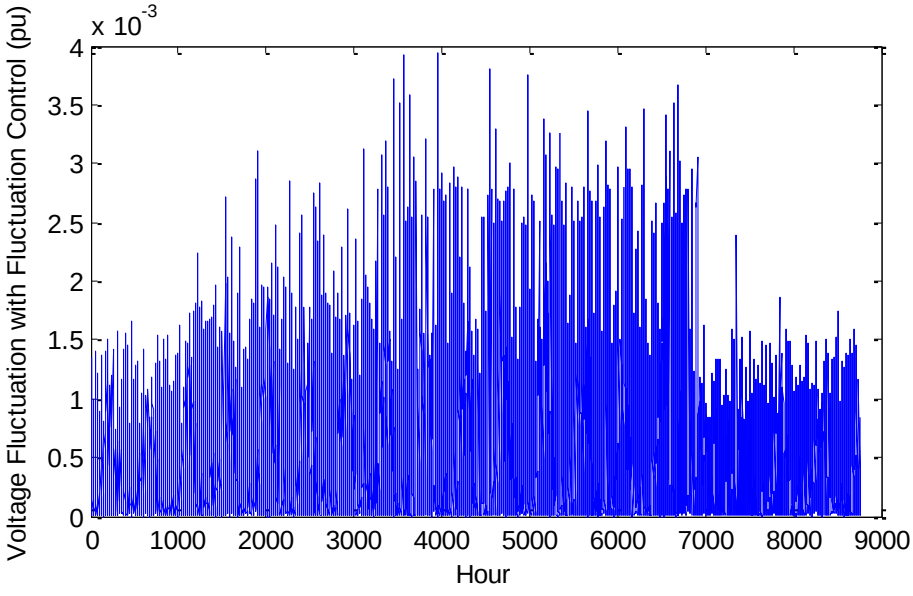
ช่วงเวลา (น.)	การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุด (V)		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
11.00-12.00	0.002839	0.004715	0.001944
12.00-13.00	0.002736	0.004565	0.001804
13.00-14.00	0.002588	0.004599	0.002223
14.00-15.00	0.003797	0.004364	0.002856
15.00-16.00	0.003433	0.004483	0.001773
16.00-17.00	0.002176	0.003982	0.001266
17.00-18.00	0.001668	0.003541	0.001592
18.00-19.00	0.003253	0.003352	0.001642
19.00-20.00	0.001536	0.003432	0.001943
20.00-21.00	0.002525	0.003359	0.001809
21.00-22.00	0.003282	0.003253	0.001730
22.00-23.00	0.002769	0.003206	0.001497
23.00-24.00	0.003039	0.003086	0.000695

7.3.2 **กรณีควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันด้วยวิธีที่นำเสนอ**

กรณีนี้ได้ใช้ขนาดของ ตัวคุมค่าแรงดัน คาปาซิเตอร์แบงค์ DG ประเภทควบคุมได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันลงที่ติดตั้งในสถานีต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งได้ทำการหาขนาดไว้แล้วเพื่อแก้ปัญหาการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดัน ในฤดูร้อน ฝน และหนาว ดังแสดงในตารางที่ 7.18, 7.27 และ 7.36 ตามลำดับ เมื่อนำมาทำการทดสอบกับการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาทีดังแสดงในรูปที่ 7.33 ระดับแรงดันทุกๆ 15 นาที และการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.37 และ 7.38 ตามลำดับ



รูปที่ 7.37 ระดับแรงดันทุกๆ 15 นาทีของบัส PH_69 กรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงเวลา 1 ปี



รูปที่ 7.38 การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 กรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในช่วงเวลา 1 ปี

จากผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงของบัส PH_69 ในรูปที่ 7.38 การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่เกิดขึ้นจากการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนในฤดูร้อน ฝน และหนาว สามารถแสดงในตารางที่ 7.42

ตารางที่ 7.42 ผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดของบัส PH_69 กรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในฤดูร้อน ฝน และหนาว

ช่วงเวลา (น.)	การแกว่งของระดับแรงดันสูงสุด (V)		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
0.00-1.00	0.002490	0.002544	0.001586
1.00-2.00	0.001422	0.002491	0.001092
2.00-3.00	0.002369	0.002472	0.000516
3.00-4.00	0.001953	0.002491	0.000670
4.00-5.00	0.002040	0.002496	0.00902
5.00-6.00	0.002407	0.002504	0.000511
6.00-7.00	0.001611	0.002581	0.001226
7.00-8.00	0.002868	0.002971	0.001330
8.00-9.00	0.002114	0.003105	0.001495
9.00-10.00	0.003131	0.003457	0.001414
10.00-11.00	0.002083	0.003945	0.001551
11.00-12.00	0.002360	0.003928	0.001652
12.00-13.00	0.002294	0.003802	0.001546
13.00-14.00	0.002136	0.003751	0.001870
14.00-15.00	0.003111	0.003582	0.002390
15.00-16.00	0.002832	0.003672	0.001474
16.00-17.00	0.001781	0.003263	0.001051
17.00-18.00	0.001363	0.002911	0.001344
18.00-19.00	0.002713	0.002775	0.001358
19.00-20.00	0.001242	0.002806	0.001624
20.00-21.00	0.002525	0.002778	0.001511
21.00-22.00	0.002637	0.002731	0.001482
22.00-23.00	0.002290	0.002677	0.001271
23.00-24.00	0.002562	0.002553	0.000579

จากการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาที ในช่วง 1 ปี ดังรูปที่ 7.33 ทำให้เกิดผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดของบัส PH_69 กรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันดังตารางที่ 7.44 ซึ่งพบว่ามีการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดน้อยกว่าผลการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดของบัส PH_69 กรณีพื้นฐานดังตารางที่ 7.43 เพราะฉะนั้นจะได้ว่าวิธีที่นำเสนอในการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันระหว่างระดับแรงดันสูงสุด และต่ำสุดที่มีโอกาสเกิดขึ้นเมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนตามหัวข้อที่ 6.1 สามารถลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันได้เมื่อนำมาทำการทดสอบกับการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาที

7.4 สรุปผลการแกว่งของระดับแรงดัน

การแกว่งของระดับแรงดันที่ได้แสดงในหัวข้อที่ 7.2 ข้างต้นระหว่างการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุด และต่ำสุดที่มีโอกาสเกิดขึ้นเมื่อพิจารณาจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนจะเห็นได้ว่า การปรับขนาดของ DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ติดตั้งในสถานีต้นทางหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่เหมาะสมจะส่งผลทำให้เกิดการแกว่งของระดับแรงดันค่อนข้างมากเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งปัญหาดังกล่าวเมื่อนำมาแก้ไขกับการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันกับวิธีที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 พบว่าสามารถควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวมทั้งสามารถควบคุมระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดที่เกิดขึ้นให้อยู่ในขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ และเมื่อนำมาทดสอบกับการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนทุกๆ 15 นาที ในช่วง 1 ปี โดยใช้วิธีการสุ่มตามลักษณะการกระจายข้อมูลที่เหมาะสมกับพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดตามช่วงเวลาต่างๆ พบว่าผลการแกว่งของระดับแรงดันในกรณีใช้ผลการปรับขนาดอุปกรณ์เพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันซึ่งได้ทำการค้นหาขนาดอุปกรณ์ไว้แล้วในหัวข้อที่ 7.2.2 สามารถลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันได้เมื่อเทียบกับผลการแกว่งของระดับแรงดันในกรณีที่ไม่มีการปรับขนาดอุปกรณ์

บทที่ 8

สรุป

8.1 สรุปผลการวิจัย

ปัญหาความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจส่งผลทำให้เกิดการแกว่งของแรงดันในระบบส่งไฟฟ้ามากเกินไป หรือทำให้ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงกว่าหรือต่ำกว่าขอบเขตแรงดันที่กำหนดได้ ซึ่งการแก้ปัญหาการแกว่งของแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวสมควรพิจารณาการปรับอุปกรณ์เฉพาะในสถานีต้นทางและระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น เพราะว่าการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจทำให้ระบบส่งไฟฟ้ามองไม่เห็นว่ามีการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวได้

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการหาขนาดที่เหมาะสมของ DG ประเภทควบคุมได้ และอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ติดตั้งในสถานีต้นทางหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันเนื่องจากการติดตั้ง DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเข้าที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้กระบวนการค้นหาแบบผสมระหว่าง PSO และ TS ซึ่งวิธีการค้นหามีฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับหาค่าความแตกต่างระหว่างระดับแรงดันสูงสุดเมื่อ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าสูงสุด และระดับแรงดันต่ำสุดเมื่อ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าต่ำสุดให้ที่มีค่าน้อยสุดเพื่อควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีค่าน้อยที่สุด อย่างไรก็ตามการควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังกล่าวจะส่งผลต่อระบบส่งไฟฟ้าด้วย ส่วนวิธีการแก้ปัญหาที่นำเสนอได้ทดสอบกับระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และ ปริมณฑล และระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัสที่มีการเชื่อมต่อกับบัส PH_69 ของระบบส่งไฟฟ้า

จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าวิธีการหาขนาดที่เหมาะสมของ DG ประเภทควบคุมได้และอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ติดตั้งในสถานีต้นทางหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันในระบบส่งไฟฟ้าให้มีค่าน้อยลงได้เมื่อเทียบกับกรณีต่างๆ ตลอดจนไม่ละเมิดเงื่อนไขขีดจำกัดที่ใช้ในกระบวนการหาเหมาะสมที่สุด โดยเฉพาะขีดจำกัดของระดับแรงดันระหว่าง 0.95-1.1 pu จากการวิเคราะห์ผลการทดสอบสามารถสรุปได้ดังนี้

1) วิธีการค้นหาที่นำเสนอ สามารถหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้างได้ นอกจากนั้นยังได้นำเอาหลักการค้นหาแบบ TS มาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการค้นหาตัวแปรแบบไม่ต่อเนื่อง

2) ผลที่ได้จากวิธีการค้นหาที่นำเสนอ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าการยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นในช่วงต้นสายป้อนเพื่อให้การเปลี่ยนแปลงการไหลของกระแสไฟฟ้าในช่วงต้นสายป้อนมีค่าน้อย และส่งผลทำให้การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันในช่วงต้นสายป้อนมีค่าน้อย ส่วนการปรับ DG ประเภทควบคุมได้ที่ค่ากำลังสูงสุด และ ปรับแท็บของตัวคุมค่าแรงดันเพื่อลดระดับแรงดันช่วงปลายสายป้อนนั้น เพื่อเป็นการเพิ่มกำลังสูญเสียไฟฟ้าให้มากที่สุดทำให้ให้ความไวในการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันเมื่อกำลังผลิตที่ได้รับจาก DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเปลี่ยนแปลงไปมีค่าน้อยลง จึงส่งผลทำให้การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนมีค่าน้อยลงด้วย นอกจากนั้นการปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์จะขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดัน เช่นในตอนกลางคืนที่ไม่มีความเข้มแสงอาทิตย์การแกว่งของระดับแรงดันจะน้อย จึงควรปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ให้มีค่ามากเพื่อเพิ่มกำลังสูญเสียไฟฟ้า ส่วนในตอนกลางวันการแกว่งของระดับแรงดันจะมากเนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงอาทิตย์ด้วย จึงทำให้ไม่ควรปรับขนาดคาปาซิเตอร์แบงค์ เพราะว่าจะส่งผลทำให้เกิดการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่เมื่อระดับแรงดันเปลี่ยนแปลง ซึ่งการชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไม่คงที่ดังกล่าวจะยิ่งส่งผลทำให้การแกว่งของระดับแรงดันในช่วงปลายสายป้อนมีมากขึ้น

3) DG ประเภทควบคุมได้ในงานวิจัยไม่สามารถคำนวณเป็นโวลเตจคอนโทรลโหมดได้ เนื่องจากทำให้เกิดการละเมิดขีดจำกัดค่าตัวประกอบกำลัง

4) การสอบทานผลของคำตอบจากวิธีที่นำเสนอจะเห็นได้ว่าผลกระทบจากการแกว่งของระดับแรงดันที่บัส PH_69 ในระบบส่งไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองการเปลี่ยนแปลงของพลังงานหมุนเวียนมีค่าไม่เกินจากค่าการแกว่งของระดับแรงดันสูงสุดที่ได้จากวิธีที่นำเสนอ ทำให้สามารถสรุปได้ว่าผลของคำตอบจากวิธีที่นำเสนอมีความถูกต้อง และสามารถควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันได้อย่างมีประสิทธิภาพ

8.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

1) วิธีการค้นหาที่เลือกใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เนื่องจากสามารถประยุกต์ใช้ในการหาคำตอบที่ดีที่สุดได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นจึงควรรวมการคำนวณผลจากปัญหาแรงดันกระเพื่อม หรือแรงดันตกชั่วขณะเข้าไปในโปรแกรมคอมพิวเตอร์ด้วย

2) DG ประเภทควบคุมได้ถูกกำหนดให้เป็นพาวเวอร์แฟคเตอร์คอนโทรลโหมด (ค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟ และรีแอกทีฟคงที่) ซึ่งหากใช้เพื่อจุดประสงค์การควบคุมแรงดันแล้ว ควรสามารถกำหนดให้เป็นโวลเตจคอนโทรลโหมดได้ (พิจารณาแบบจำลองของ DG เป็น PV บัส)

3) ควรควบคุมการแกว่งของระดับแรงดันกับอุปกรณ์ควบคุมแรงดันชนิดอื่นๆ ด้วย เช่น ตัวชดเชยซิงโครนัสสถิต เป็นต้น

รายการอ้างอิง

[1] Joao V. Environmental Effects of Toxic Materials from Oil and Gas Combustion. In Encyclopedia of Life Support. Brazil : Environmental Health Department, School of Public Health, University of Sao Paulo.

[2] อนุบุตร สง่าศรี. การประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน, วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546.

[3] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. แนวทางการกำกับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา : http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/StaticPage/StaticPage.aspx?p=7&Tag= [30 มีนาคม 2555]

[4] Grainger, J.J., Stevenson, W.D. Power System Analysis, p. 218. India : McGraw-Hill Education Pvt Limited, 2003.

[5] Saadat, H. Power System Analysis 2nd ed, pp. 83-168. McGraw-Hill Primis Custom Publishing, 2002.

[6] Chaitusaney, S. Impact and Contribution of Distributed Generation to System Reliability and System Voltages in Distribution Systems. Doctoral Dissertation, Graduate School of Engineering, The University of Tokyo, 2007.

[7] Chun-Line, S. Effects of Distribution System Operations on Voltage Profiles in Distribution Grids Connected Wind Power Generation. PowerCon, 2006.

[8] โอฬาริก อัศวนภ, การหาค่าเหมาะสมของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและอุปกรณ์ควบคุมแรงดันเพื่อควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่าย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2555.

[9] Salameh, Z.M., Borowy B.S., and Amin A.R.A. Photovoltaic module-site matching based on the capacity factors. Energy Conversion IEEE Transactions, Vol. 10, June 1995, pp. 326-332.

[10] Atwa, Y.M., El-Saadany, E.F., Salama M.M.A., and Seethapathy, R. Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. Power Systems IEEE Transactions, Vol. 25, Feb 2010, pp. 360-370.

[11] Yu, Z., and Tuzuner, A. Wind Speed Modeling and Energy Production Simulation with Weibull Sampling. Power and Energy Society General Meeting, 2008.

[12] Nedic, D. Tap Adjustment in AC Load Flow. UMIST, 2002.

[13] Zdansky, M., and Pozivil, J. Combination Genetic/Tabu Search Algorithm for Hybrid Flowshops Optimization. ALGORITMY Conference, 2002.

[14] Grigsby, L.L. The Electric Power Engineering Handbook 3rt ed. USA : CRC Press, 2012.

[15] ศรัณยู ตรียะโชติ. การแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมเพื่อลดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้ากำลังโดยวิธีค้นหาทาบูชนิดปรับตัวได้. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.

[16] สถาพร ลิมป์ปัทมปาณี. การกำหนดบริเวณที่เป็นไปได้ของโหลดด้วยวิธีการตามรอยขอบเขต, วิทยานิพนธ์ปริญญาดุษฎีบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.

[17] Dong-Li, D., Xiao-Yue, W., and Hong-Zhong D. Reliability Evaluation in Substations Considering Operating Conditions and Failure Modes. Power Delivery IEEE Transactions, Vol. 27, Jan 2012, pp. 309-316.

[18] Lakervi, E., and Holmes E.J. Electricity Distribution Network Design. London: IEE, 2003.

[19] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE Std 1547-2003, pp.1-128, 2003.

[20] การไฟฟ้านครหลวง. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครง่ข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา : http://www.mea.or.th/internet/Elecvalue/VSPP/Vconnect.pdf [16 พฤศจิกายน 2554]

[21] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครง่ข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา : http://thaienergypowerplants.com/dn/connection_code.pdf [5 กุมภาพันธ์ 2554]

[22] ANSI C84.1-2006, American National Standard for Electric Power Systems and Equipment – Voltage Rating (60 Hertz).

[23] Short, T. Electric Power Distribution Handbook, pp. 693-705. Boca Raton: CRC Press LLC, 2004.

[24] บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. กรุงเทพฯ : สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.

[25] Zimmerman, R.D., Murillo-Sanchez C.E. MATPOWER 4.1 User's Manual. [Online]. 2011. Available from : www.pserc.cornell.edu/matpower/manual.pdf [2012, March 30]

[26] IEEE Standard for Shunt Power Capacitor, pp.1-24. IEEE Std 18-2002, 2002.

[27] Xiao-Bo, T., and Guo-Qing T. Power Flow for Distribution Network with Distributed Generation, APPEEC, 2010.

[28] ชื่นชม สง่าราศรี และ คริส กรีเซน. ข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555 – 2573 (แผนพีดีพี 2012) และกรอบเพื่อการพัฒนาความรับผิดตรวจสอบได้ของการวางแผนภาคพลังงานไฟฟ้า. [ออนไลน์]. 2555. แหล่งที่มา : www.palangthai.org/docs/PDP2012-Thai.pdf [30 มีนาคม 2555]

[29] คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน : พลังงานแสงอาทิตย์. กรุงเทพฯ : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2554.

[30] โปรแกรมฐานข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2010.

[31] Gilbert, M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. Wiley-IEEE Press, 2004.

[32] Yi-Bo, W., Chun-Sheng, W., Hua, L., and Hong-Hua, X. Steady-State Model and Power Flow Analysis of Grids Connected Photovoltaic Power System. ICIT, 2008.

[33] วรพรต แสงสว่าง. แบบจำลองและการคำนวณข้อมูลทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และการประยุกต์ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2555.

[34] Gonzalez-Longgatt, F.M. Model of Photovoltaic Module in Matlab. CIBELEC Conference, 2005.

[35] คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน : พลังงานลม. กรุงเทพฯ : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2554.

[36] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: http://www2.dede.go.th/renew/Twm/main.htm [30 มีนาคม 2555]

[37] คณะทำงานการศึกษาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน. รายงานการศึกษาฉบับสมบูรณ์ : การศึกษาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน. นนทบุรี : ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2554.

[38] อาทิตย์ ศรีแก้ว. ปัญญาเชิงคำนวณ. นครราชสีมา : สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, 2552.

[39] Soliman, A., and Mantawy, A. Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power System, pp. 208-230. Springer, 2012.

[40] Jalilzadeh, S., Hosseini, S.H., Derafshian-Maram, M. Optimal load-shedding to prevent voltage instability based on multi-objective optimization using modal analysis and PSO. ICUMT Conference, 2010.

[41] Fei, H., Yihong, W., Ka-Wing, C., Yutong, Z., and Shengwei, M. Optimal load shedding strategy based on particle swarm optimization. APSCOM Conference, 2009.

[42] Singh, P., Titare, L.S., and Arya, L.D. Under voltage load shedding using evolution strategy to enhance voltage stability. ICEAS Conference, 2011.

[43] Rameshwar, S., Kalpana, J., and Manjaree, P. Comparison of PSO variants with traditional solvers for large scale multi-area economic dispatch. SEISCON Conference, 2011.

[44] Tao, Z., and Jin-Ding, C. A new chaotic PSO with dynamic inertia weight for economic dispatch problem. SUPERGEN Conference, 2009.

[45] Kennedy, J., and Eberhard R. Particle Swarm Optimization. Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks, 1995.

[46] Kennedy, J., Eberhard R. Swarm Intelligence. Morgan Kaufmann Publishers., 2001.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก.

ข้อมูลพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ทางสถิติ

เนื้อหาในภาคผนวกนี้กล่าวถึงข้อมูลความไม่แน่นอนของพลังงานหนุนเวียนที่ได้มีการบันทึกไว้ในทางสถิติของกรมอุตุนิยมวิทยาในแต่ละฤดูกาลที่แตกต่างกัน คือ ฤดูร้อน ฤดูฝน และฤดูหนาว โดยข้อมูลพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวประกอบด้วยข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความเร็วลม

ก.1 ฤดูร้อน (16 ก.พ. – 15 พ.ค.)

ก.1.1 ความเข้มแสงอาทิตย์

ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ จะพิจารณาให้เริ่มมีแสงอาทิตย์ตั้งแต่เวลา 6.00 น. และแสงอาทิตย์หมดไปในเวลา 18.00 น. ซึ่งข้อมูลของจังหวัดกรุงเทพ ในช่วง 23 ก.พ. 2552 ถึง 31 ธ.ค. 2554 สามารถแสดงได้ดังนี้

ก.1.1.1 ช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	112	0.4409	40	49	0.1929	80	1	0.0039
20	79	0.3110	60	12	0.0472	100	1	0.0039

ก.1.1.2 ช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	17	0.0669	100	30	0.1181	200	18	0.0709
20	11	0.0433	120	33	0.1299	220	9	0.0354
40	17	0.0669	140	25	0.0984	240	3	0.0118
60	14	0.0551	160	24	0.0945	260	2	0.0079
80	22	0.0866	180	29	0.1142	280	0	0.0000

ก.1.1.3 ช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	4	0.0157	260	19	0.0748	520	0	0.0000
20	1	0.0039	280	20	0.0787	540	0	0.0000
40	7	0.0276	300	19	0.0748	560	0	0.0000
60	5	0.0197	320	20	0.0787	580	0	0.0000
80	10	0.0394	340	13	0.0512	600	0	0.0000
100	10	0.0394	360	12	0.0472	620	0	0.0000
120	6	0.0236	380	12	0.0472	640	0	0.0000
140	6	0.0236	400	17	0.0669	660	0	0.0000
160	9	0.0354	420	9	0.0354	680	0	0.0000
180	5	0.0197	440	2	0.0079	700	0	0.0000
200	9	0.0354	460	2	0.0079	720	1	0.0039
220	13	0.0512	480	0	0.0000			
240	20	0.0787	500	3	0.0118			

ก.1.1.4 ช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	0	0.0000	260	6	0.0236	520	13	0.0512
20	3	0.0118	280	9	0.0354	540	10	0.0394
40	0	0.0000	300	12	0.0472	560	17	0.0669
60	2	0.0079	320	5	0.0197	580	8	0.0315
80	4	0.0157	340	7	0.0276	600	9	0.0354
100	3	0.0118	360	9	0.0354	620	7	0.0276
120	6	0.0236	380	10	0.0394	640	5	0.0197
140	6	0.0236	400	10	0.0394	660	6	0.0236
160	2	0.0079	420	10	0.0394	680	8	0.0315
180	5	0.0197	440	15	0.0591	700	4	0.0157
200	3	0.0118	460	14	0.0551	720	2	0.0079
220	4	0.0157	480	11	0.0433	740	0	0.0000
240	1	0.0039	500	7	0.0276	760	1	0.0039

ก.1.1.5 ช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	0	0.0000	300	2	0.0079	600	10	0.0394
20	1	0.0039	320	5	0.0197	620	7	0.0276
40	1	0.0039	340	4	0.0157	640	12	0.0472
60	1	0.0039	360	4	0.0157	660	10	0.0394
80	1	0.0039	380	4	0.0157	680	17	0.0669
100	3	0.0118	400	5	0.0197	700	18	0.0709
120	1	0.0039	420	9	0.0354	720	8	0.0315
140	4	0.0157	440	2	0.0079	740	12	0.0472
160	8	0.0315	460	5	0.0197	760	12	0.0472
180	1	0.0039	480	8	0.0315	780	7	0.0276
200	1	0.0039	500	7	0.0276	800	15	0.0591
220	3	0.0118	520	6	0.0236	820	6	0.0236
240	2	0.0079	540	8	0.0315	840	1	0.0039
260	8	0.0315	560	4	0.0157	860	2	0.0079
280	3	0.0118	580	6	0.0236			

ก.1.1.6 ช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	2	0.0079	340	5	0.0197	660	7	0.0276
40	1	0.0039	360	4	0.0157	680	8	0.0315
60	2	0.0079	380	3	0.0118	700	8	0.0315
80	3	0.0118	400	2	0.0079	720	8	0.0315
100	1	0.0039	420	2	0.0079	740	7	0.0276
120	2	0.0079	440	3	0.0118	760	20	0.0787
140	3	0.0118	460	5	0.0197	780	15	0.0591
160	0	0.0000	480	6	0.0236	800	14	0.0551
180	4	0.0157	500	4	0.0157	820	11	0.0433
200	0	0.0000	520	3	0.0118	840	22	0.0866
220	0	0.0000	540	4	0.0157	860	15	0.0591
240	3	0.0118	560	2	0.0079	880	12	0.0472
260	7	0.0276	580	5	0.0197	900	7	0.0276
280	3	0.0118	600	3	0.0118	920	3	0.0118
300	2	0.0079	620	7	0.0276	940	0	0.0000
320	4	0.0157	640	2	0.0079			

ก.1.1.7 ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	2	0.0079	340	3	0.0118	660	5	0.0197
40	0	0.0000	360	4	0.0157	680	8	0.0315
60	2	0.0079	380	1	0.0039	700	7	0.0276
80	1	0.0039	400	4	0.0157	720	4	0.0157
100	4	0.0157	420	4	0.0157	740	2	0.0079
120	1	0.0039	440	1	0.0039	760	7	0.0276
140	4	0.0157	460	6	0.0236	780	17	0.0669
160	1	0.0039	480	4	0.0157	800	13	0.0512
180	3	0.0118	500	2	0.0079	820	11	0.0433
200	2	0.0079	520	5	0.0197	840	30	0.1181
220	2	0.0079	540	4	0.0157	860	18	0.0709
240	1	0.0039	560	5	0.0197	880	12	0.0472
260	4	0.0157	580	5	0.0197	900	16	0.0630
280	0	0.0000	600	2	0.0079	920	3	0.0118
300	5	0.0197	620	6	0.0236	940	5	0.0197
320	3	0.0118	640	5	0.0197	960	0	0.0000

ก.1.1.8 ช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	2	0.0079	340	2	0.0079	680	3	0.0118
20	1	0.0039	360	3	0.0118	700	6	0.0236
40	1	0.0039	380	3	0.0118	720	10	0.0394
60	0	0.0000	400	1	0.0039	740	14	0.0551
80	1	0.0039	420	1	0.0039	760	12	0.0472
100	4	0.0157	440	5	0.0197	780	16	0.0630
120	0	0.0000	460	3	0.0118	800	9	0.0354
140	2	0.0079	480	2	0.0079	820	33	0.1299
160	6	0.0236	500	5	0.0197	840	39	0.1535
180	0	0.0000	520	3	0.0118	860	12	0.0472
200	3	0.0118	540	2	0.0079	880	4	0.0157
220	1	0.0039	560	3	0.0118	900	0	0.0000
240	2	0.0079	580	4	0.0157	920	1	0.0039
260	5	0.0197	600	3	0.0118	940	2	0.0079
280	3	0.0118	620	2	0.0079	960	0	0.0000
300	2	0.0079	640	9	0.0354			
320	2	0.0079	660	7	0.0276			

ก.1.1.9 ช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	2	0.0079	340	3	0.0118	680	13	0.0512
20	1	0.0039	360	5	0.0197	700	25	0.0984
40	3	0.0118	380	3	0.0118	720	29	0.1142
60	1	0.0039	400	5	0.0197	740	23	0.0906
80	1	0.0039	420	4	0.0157	760	6	0.0236
100	5	0.0197	440	0	0.0000	780	11	0.0433
120	3	0.0118	460	1	0.0039	800	2	0.0079
140	8	0.0315	480	2	0.0079	820	0	0.0000
160	3	0.0118	500	6	0.0236	840	0	0.0000
180	2	0.0079	520	2	0.0079	860	1	0.0039
200	2	0.0079	540	8	0.0315	880	0	0.0000
220	6	0.0236	560	4	0.0157	900	1	0.0039
240	2	0.0079	580	5	0.0197	920	2	0.0079
260	2	0.0079	600	7	0.0276	940	2	0.0079
280	4	0.0157	620	6	0.0236	960	1	0.0039
300	4	0.0157	640	13	0.0512	980	0	0.0000
320	2	0.0079	660	13	0.0512			

ก.1.1.10 ช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	2	0.0079	300	8	0.0315	600	6	0.0236
20	0	0.0000	320	2	0.0079	620	0	0.0000
40	4	0.0157	340	8	0.0315	640	0	0.0000
60	2	0.0079	360	11	0.0433	660	0	0.0000
80	4	0.0157	380	6	0.0236	680	0	0.0000
100	3	0.0118	400	10	0.0394	700	1	0.0039
120	4	0.0157	420	10	0.0394	720	1	0.0039
140	3	0.0118	440	13	0.0512	740	0	0.0000
160	4	0.0157	460	14	0.0551	760	0	0.0000
180	1	0.0039	480	21	0.0827	780	1	0.0039
200	17	0.0669	500	27	0.1063	800	0	0.0000
220	6	0.0236	520	15	0.0591	820	1	0.0039
240	7	0.0276	540	16	0.0630	840	4	0.0157
260	3	0.0118	560	9	0.0354	860	2	0.0079
280	3	0.0118	580	5	0.0197	880	0	0.0000

ก.1.1.11 ช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	2	0.0079	260	30	0.1181	520	1	0.0039
20	3	0.0118	280	22	0.0866	540	0	0.0000
40	5	0.0197	300	34	0.1339	560	0	0.0000
60	2	0.0079	320	17	0.0669	580	0	0.0000
80	5	0.0197	340	7	0.0276	600	0	0.0000
100	13	0.0512	360	3	0.0118	620	0	0.0000
120	8	0.0315	380	1	0.0039	640	1	0.0039
140	9	0.0354	400	0	0.0000	660	0	0.0000
160	13	0.0512	420	0	0.0000	680	3	0.0118
180	17	0.0669	440	0	0.0000	700	1	0.0039
200	14	0.0551	460	1	0.0039	720	2	0.0079
220	18	0.0709	480	0	0.0000	740	0	0.0000
240	22	0.0866	500	0	0.0000			

ก.1.1.12 ช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ตารางที่ ก.1.1.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูร้อน ในช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	7	0.0276	160	2	0.0079	320	1	0.0039
20	13	0.0512	180	0	0.0000	340	2	0.0079
40	38	0.1496	200	0	0.0000	360	1	0.0039
60	40	0.1575	220	0	0.0000	380	2	0.0079
80	46	0.1811	240	1	0.0039	400	0	0.0000
100	50	0.1969	260	1	0.0039	420	1	0.0039
120	33	0.1299	280	0	0.0000	440	2	0.0079
140	14	0.0551	300	0	0.0000	460	0	0.0000

ก.1.2 อุณหภูมิ

ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิ จะพิจารณาช่วงเวลาตั้งแต่ 6.00 น. ถึง 18.00 น. เพื่อให้สอดคล้องกับข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ข้างต้น สำหรับใช้ในการคำนวณกำลังผลิตที่ได้จาก DG พลังงานแสงอาทิตย์ โดยข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิที่ทำการวัด ณ สนามบินดอนเมือง จังหวัดกรุงเทพ ในช่วง 1 ม.ค. 2544 ถึง 31 ธ.ค. 2553 สามารถแสดงได้ดังนี้

ก.1.2.1 ช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
19	1	0.0011	24	53	0.0594	29	61	0.0683
20	1	0.0011	25	99	0.1109	30	22	0.0246
21	4	0.0045	26	199	0.2228	31	3	0.0034
22	17	0.0190	27	238	0.2665			
23	12	0.0134	28	183	0.2049			

ก.1.2.2 ช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
19	1	0.0011	24	47	0.0527	29	63	0.0706
20	1	0.0011	25	109	0.1222	30	33	0.0370
21	4	0.0045	26	171	0.1917	31	6	0.0067
22	16	0.0179	27	235	0.2635	32	0	0.0000
23	14	0.0157	28	192	0.2152			

ก.1.2.3 ช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
19	2	0.0022	24	54	0.0605	29	122	0.1368
20	4	0.0045	25	99	0.1110	30	51	0.0572
21	6	0.0067	26	154	0.1726	31	17	0.0191
22	13	0.0146	27	182	0.2040	32	1	0.0011
23	16	0.0179	28	171	0.1917			

ก.1.2.4 ช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	1	0.0011	25	13	0.0146	30	193	0.2164
21	2	0.0022	26	41	0.0460	31	163	0.1827
22	3	0.0034	27	52	0.0583	32	98	0.1099
23	6	0.0067	28	93	0.1043	33	57	0.0639
24	11	0.0123	29	148	0.1659	34	11	0.0123

ก.1.2.5 ช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
22	2	0.0022	28	37	0.0415	34	96	0.1076
23	6	0.0067	29	59	0.0661	35	18	0.0202
24	2	0.0022	30	103	0.1155	36	2	0.0022
25	8	0.0090	31	187	0.2096	37	0	0.0000
26	17	0.0191	32	196	0.2197			
27	28	0.0314	33	131	0.1469			

ก.1.2.6 ช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
22	2	0.0022	28	21	0.0235	34	166	0.1861
23	4	0.0045	29	40	0.0448	35	108	0.1211
24	3	0.0034	30	44	0.0493	36	34	0.0381
25	4	0.0045	31	73	0.0818	37	6	0.0067
26	11	0.0123	32	152	0.1704	38	0	0.0000
27	11	0.0123	33	213	0.2388			

ก.1.2.7 ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	1	0.0011	27	10	0.0112	34	219	0.2455
21	0	0.0000	28	21	0.0235	35	150	0.1682
22	1	0.0011	29	22	0.0247	36	104	0.1166
23	4	0.0045	30	39	0.0437	37	28	0.0314
24	3	0.0034	31	49	0.0549	38	3	0.0034
25	8	0.0090	32	93	0.1043			
26	4	0.0045	33	133	0.1491			

ก.1.2.8 ช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
22	0	0.0000	28	13	0.0146	34	180	0.2018
23	4	0.0045	29	22	0.0247	35	199	0.2231
24	4	0.0045	30	25	0.0280	36	136	0.1525
25	5	0.0056	31	41	0.0460	37	53	0.0594
26	11	0.0123	32	66	0.0740	38	7	0.0078
27	15	0.0168	33	110	0.1233	39	1	0.0011

ก.1.2.9 ช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	4	0.0045	29	25	0.0280	35	189	0.2119
24	5	0.0056	30	28	0.0314	36	165	0.1850
25	6	0.0067	31	31	0.0348	37	66	0.0740
26	12	0.0135	32	49	0.0549	38	17	0.0191
27	16	0.0179	33	92	0.1031	39	6	0.0067
28	19	0.0213	34	162	0.1816	40	0	0.0000

ก.1.2.10 ช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	4	0.0045	29	27	0.0303	35	184	0.2063
24	3	0.0034	30	27	0.0303	36	156	0.1749
25	5	0.0056	31	31	0.0348	37	82	0.0919
26	14	0.0157	32	51	0.0572	38	20	0.0224
27	10	0.0112	33	89	0.0998	39	4	0.0045
28	24	0.0269	34	160	0.1794	40	1	0.0011

ก.1.2.11 ช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
22	0	0.0000	28	19	0.0213	34	166	0.1861
23	5	0.0056	29	21	0.0235	35	186	0.2085
24	4	0.0045	30	28	0.0314	36	153	0.1715
25	2	0.0022	31	38	0.0426	37	61	0.0684
26	12	0.0135	32	54	0.0605	38	18	0.0202
27	16	0.0179	33	106	0.1188	39	3	0.0034

ก.1.2.12 ช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ตารางที่ ก.1.2.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูร้อน
ในช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	4	0.0045	29	20	0.0224	35	167	0.1870
24	2	0.0022	30	28	0.0314	36	69	0.0773
25	8	0.0090	31	48	0.0538	37	26	0.0291
26	13	0.0146	32	94	0.1053	38	7	0.0078
27	10	0.0112	33	154	0.1725	39	2	0.0022
28	30	0.0336	34	211	0.2363			

ก.1.3 ลม

ลมมีลักษณะแตกต่างจากความเข้มแสงอาทิตย์ คือ ในตอนกลางคืนที่ไม่มีพระอาทิตย์ขึ้น ลมอาจจะมีความเร็วลมมากกว่าในตอนกลางวันที่มีพระอาทิตย์ขึ้นได้ เป็นต้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการกระจายข้อมูลของพลังงานลมเป็นรายฤดู โดยจากการแปลงความเร็วลมที่ระดับความสูง 40 m มาเป็น 68 m โดยใช้สมการที่ (3.13) เมื่อพิจารณาให้พื้นที่ดังกล่าวเป็นพื้นที่ทางการเกษตร จะสามารถแสดงความไม่แน่นอนของความเร็วลมที่ความสูง 68 m ที่จังหวัดสุพรรณบุรี ในช่วง 13 มิ.ย. 2548 ถึง 31 ธ.ค. 2552 ได้ดังนี้

ตารางที่ ก.1.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเร็วลมของฤดูร้อน

ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น	ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น	ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น
0.0	1	0.0001	4.5	829	0.0968	9.0	25	0.0029
0.5	453	0.0529	5.0	732	0.0854	9.5	10	0.0012
1.0	484	0.0565	5.5	528	0.0616	10.0	9	0.0011
1.5	371	0.0433	6.0	445	0.0519	10.5	3	0.0004
2.0	563	0.0657	6.5	202	0.0236	11.0	2	0.0002
2.5	629	0.0734	7.0	206	0.0240	11.5	0	0.0000
3.0	902	0.1053	7.5	129	0.0151	12.0	2	0.0002
3.5	842	0.0983	8.0	88	0.0103	12.5	1	0.0001
4.0	1,055	0.1231	8.5	56	0.0065	13.0	1	0.0001

ก.2 ฤดูฝน (16 พ.ค. – 15 ต.ค.)

ก.2.1 ความเข้มแสงอาทิตย์

ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ จะพิจารณาให้เริ่มมีแสงอาทิตย์ตั้งแต่เวลา 6.00 น. และแสงอาทิตย์หมดไปในเวลา 18.00 น. ซึ่งข้อมูลของจังหวัดกรุงเทพ ในช่วง 23 ก.พ. 2552 ถึง 31 ธ.ค. 2554 สามารถแสดงได้ดังนี้

ก.2.1.1 ช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	107	0.2572	40	84	0.2019	80	12	0.0288
20	170	0.4087	60	40	0.0962	100	0	0.0000

ก.2.1.2 ช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	5	0.0120	120	49	0.1178	240	14	0.0337
20	11	0.0264	140	46	0.1106	260	5	0.0120
40	25	0.0601	160	39	0.0938	280	2	0.0048
60	31	0.0745	180	29	0.0697	300	1	0.0024
80	44	0.1058	200	35	0.0841			
100	58	0.1394	220	22	0.0529			

ก.2.1.3 ช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	1	0.0024	200	24	0.0577	400	24	0.0577
20	1	0.0024	220	29	0.0697	420	16	0.0385
40	3	0.0072	240	33	0.0793	440	10	0.0240
60	4	0.0096	260	24	0.0577	460	1	0.0024
80	6	0.0144	280	27	0.0649	480	2	0.0048
100	14	0.0337	300	21	0.0505	500	0	0.0000
120	13	0.0313	320	25	0.0601	520	0	0.0000
140	14	0.0337	340	28	0.0673	540	1	0.0024
160	22	0.0529	360	30	0.0721			
180	20	0.0481	380	23	0.0553			

ก.2.1.4 ช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	2	0.0048	200	8	0.0192	380	17	0.0409
40	0	0.0000	220	9	0.0216	400	19	0.0457
60	0	0.0000	240	13	0.0313	420	23	0.0553
80	2	0.0048	260	16	0.0385	440	19	0.0457
100	1	0.0024	280	18	0.0433	460	19	0.0457
120	7	0.0168	300	17	0.0409	480	10	0.0240
140	8	0.0192	320	17	0.0409	500	18	0.0433
160	7	0.0168	340	23	0.0553	520	16	0.0385
180	4	0.0096	360	11	0.0264	540	15	0.0361

ตารางที่ ก.2.1.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 9.00-10.00 น. (ต่อ)

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
560	11	0.0264	620	22	0.0529	680	8	0.0192
580	9	0.0216	640	9	0.0216	700	5	0.0120
600	16	0.0385	660	14	0.0337	720	1	0.0024

ก.2.1.5 ช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	1	0.0024	300	9	0.0216	600	17	0.0409
20	1	0.0024	320	5	0.0120	620	13	0.0313
40	0	0.0000	340	16	0.0385	640	10	0.0240
60	1	0.0024	360	11	0.0264	660	14	0.0337
80	3	0.0072	380	14	0.0337	680	12	0.0288
100	1	0.0024	400	10	0.0240	700	11	0.0264
120	3	0.0072	420	8	0.0192	720	11	0.0264
140	4	0.0096	440	14	0.0337	740	12	0.0288
160	6	0.0144	460	16	0.0385	760	15	0.0361
180	8	0.0192	480	16	0.0385	780	22	0.0529
200	7	0.0168	500	21	0.0505	800	11	0.0264
220	5	0.0120	520	14	0.0337	820	2	0.0048
240	7	0.0168	540	14	0.0337	840	2	0.0048
260	4	0.0096	560	12	0.0288	860	1	0.0024
280	16	0.0385	580	16	0.0385			

ก.2.1.6 ช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	0	0.0000	200	7	0.0168	380	12	0.0288
40	2	0.0048	220	3	0.0072	400	4	0.0096
60	4	0.0096	240	6	0.0144	420	11	0.0264
80	1	0.0024	260	4	0.0096	440	18	0.0433
100	0	0.0000	280	7	0.0168	460	8	0.0192
120	4	0.0096	300	12	0.0288	480	9	0.0216
140	2	0.0048	320	9	0.0216	500	19	0.0457
160	6	0.0144	340	3	0.0072	520	7	0.0168
180	2	0.0048	360	8	0.0192	540	12	0.0288

ตารางที่ ก.2.1.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 11.00-12.00 น. (ต่อ)

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
560	18	0.0433	700	19	0.0457	840	12	0.0288
580	12	0.0288	720	16	0.0385	860	15	0.0361
600	12	0.0288	740	13	0.0313	880	9	0.0216
620	19	0.0457	760	11	0.0264	900	3	0.0072
640	14	0.0337	780	12	0.0288	920	0	0.0000
660	10	0.0240	800	8	0.0192	940	1	0.0024
680	17	0.0409	820	14	0.0337	960	1	0.0024

ก.2.1.7 ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
40	1	0.0024	360	8	0.0192	680	11	0.0264
60	2	0.0048	380	5	0.0120	700	14	0.0337
80	1	0.0024	400	5	0.0120	720	12	0.0288
100	5	0.0120	420	11	0.0264	740	11	0.0264
120	1	0.0024	440	14	0.0337	760	10	0.0240
140	5	0.0120	460	7	0.0168	780	13	0.0313
160	7	0.0168	480	7	0.0168	800	9	0.0216
180	5	0.0120	500	11	0.0264	820	18	0.0433
200	7	0.0168	520	11	0.0264	840	7	0.0168
220	8	0.0192	540	17	0.0409	860	10	0.0240
240	12	0.0288	560	11	0.0264	880	9	0.0216
260	7	0.0168	580	15	0.0361	900	11	0.0264
280	16	0.0385	600	13	0.0313	920	4	0.0096
300	5	0.0120	620	9	0.0216	940	0	0.0000
320	10	0.0240	640	16	0.0385			
340	10	0.0240	660	15	0.0361			

ก.2.1.8 ช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	2	0.0048	80	5	0.0120	160	5	0.0120
20	0	0.0000	100	7	0.0168	180	5	0.0120
40	2	0.0048	120	8	0.0192	200	5	0.0120
60	2	0.0048	140	5	0.0120	220	8	0.0192

ตารางที่ ก.2.1.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 13.00-14.00 น. (ต่อ)

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
240	10	0.0240	480	7	0.0168	720	10	0.0240
260	15	0.0361	500	10	0.0240	740	11	0.0264
280	6	0.0144	520	12	0.0288	760	13	0.0313
300	8	0.0192	540	9	0.0216	780	11	0.0264
320	12	0.0288	560	12	0.0288	800	10	0.0240
340	13	0.0313	580	7	0.0168	820	11	0.0264
360	12	0.0288	600	13	0.0313	840	6	0.0144
380	12	0.0288	620	18	0.0433	860	8	0.0192
400	11	0.0264	640	13	0.0313	880	2	0.0048
420	7	0.0168	660	15	0.0361	900	1	0.0024
440	17	0.0409	680	17	0.0409	920	0	0.0000
460	12	0.0288	700	11	0.0264			

ก.2.1.9 ช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	0	0.0000	280	19	0.0459	560	19	0.0459
20	5	0.0121	300	13	0.0314	580	9	0.0217
40	4	0.0097	320	10	0.0242	600	10	0.0242
60	5	0.0121	340	15	0.0362	620	8	0.0193
80	6	0.0145	360	14	0.0338	640	7	0.0169
100	6	0.0145	380	9	0.0217	660	9	0.0217
120	11	0.0266	400	15	0.0362	680	11	0.0266
140	13	0.0314	420	9	0.0217	700	11	0.0266
160	8	0.0193	440	17	0.0411	720	15	0.0362
180	12	0.0290	460	14	0.0338	740	7	0.0169
200	12	0.0290	480	16	0.0386	760	6	0.0145
220	8	0.0193	500	12	0.0290	780	2	0.0048
240	12	0.0290	520	13	0.0314	800	0	0.0000
260	10	0.0242	540	12	0.0290			

ก.2.1.10 ช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	4	0.0096	220	10	0.0240	440	13	0.0313
20	5	0.0120	240	18	0.0433	460	14	0.0337
40	6	0.0144	260	22	0.0529	480	9	0.0216
60	17	0.0409	280	24	0.0577	500	13	0.0313
80	16	0.0385	300	21	0.0505	520	10	0.0240
100	17	0.0409	320	13	0.0313	540	17	0.0409
120	8	0.0192	340	19	0.0457	560	4	0.0096
140	17	0.0409	360	9	0.0216	580	6	0.0144
160	22	0.0529	380	12	0.0288	600	2	0.0048
180	15	0.0361	400	17	0.0409			
200	18	0.0433	420	18	0.0433			

ก.2.1.11 ช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	16	0.0385	140	30	0.0721	280	15	0.0361
20	18	0.0433	160	28	0.0673	300	12	0.0288
40	24	0.0577	180	25	0.0601	320	22	0.0529
60	23	0.0553	200	27	0.0649	340	9	0.0216
80	33	0.0793	220	22	0.0529	360	4	0.0096
100	37	0.0889	240	18	0.0433	380	2	0.0048
120	33	0.0793	260	18	0.0433	400	0	0.0000

ก.2.1.12 ช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ตารางที่ ก.2.1.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูฝน ในช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	84	0.2019	80	49	0.1178	160	8	0.0192
20	71	0.1707	100	44	0.1058	180	3	0.0072
40	64	0.1538	120	18	0.0433	200	1	0.0024
60	56	0.1346	140	18	0.0433			

ก.2.2 อุณหภูมิ

ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิ จะพิจารณาช่วงเวลาตั้งแต่ 6.00 น. ถึง 18.00 น. เพื่อให้สอดคล้องกับข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ข้างต้น สำหรับใช้ในการคำนวณกำลังผลิตที่ได้จาก DG พลังงานแสงอาทิตย์ โดยข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิที่ทำการวัด ณ สนามบินดอนเมือง จังหวัดกรุงเทพ ในช่วง 1 ม.ค. 2544 ถึง 31 ธ.ค. 2553 สามารถแสดงได้ดังนี้

ก.2.2.1 ช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	1	0.0007	25	205	0.1340	29	79	0.0516
22	1	0.0007	26	429	0.2804	30	6	0.0039
23	3	0.0020	27	452	0.2954			
24	58	0.0379	28	296	0.1935			

ก.2.2.2 ช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	4	0.0026	26	350	0.2288	29	183	0.1196
24	32	0.0209	27	448	0.2928	30	26	0.0170
25	141	0.0922	28	345	0.2255	31	1	0.0007

ก.2.2.3 ช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	0	0.0000	27	291	0.1902	31	66	0.0431
24	11	0.0072	28	378	0.2471	32	10	0.0065
25	47	0.0307	29	354	0.2314	33	1	0.0007
26	150	0.0980	30	222	0.1451			

ก.2.2.4 ช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	1	0.0007	26	48	0.0314	32	120	0.0784
21	1	0.0007	27	125	0.0816	33	20	0.0131
22	1	0.0007	28	233	0.1522	34	1	0.0007
23	1	0.0007	29	339	0.2214	35	0	0.0000
24	4	0.0026	30	363	0.2371			
25	15	0.0098	31	259	0.1692			

ก.2.2.5 ช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	0	0.0000	28	94	0.0614	33	115	0.0752
24	4	0.0026	29	207	0.1353	34	15	0.0098
25	13	0.0085	30	340	0.2222	35	2	0.0013
26	23	0.0150	31	396	0.2588			
27	53	0.0346	32	268	0.1752			

ก.2.2.6 ช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	1	0.0007	27	32	0.0209	33	274	0.1791
22	0	0.0000	28	28	0.0183	34	86	0.0562
23	0	0.0000	29	93	0.0608	35	10	0.0065
24	0	0.0000	30	221	0.1444	36	3	0.0020
25	9	0.0059	31	375	0.2451	37	0	0.0000
26	16	0.0105	32	382	0.2497			

ก.2.2.7 **ช่วงเวลา** 12.00-13.00 **น.**

ตารางที่ ก.2.2.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	1	0.0007	27	34	0.0222	33	361	0.2359
22	0	0.0000	28	32	0.0209	34	214	0.1399
23	0	0.0000	29	51	0.0333	35	44	0.0288
24	0	0.0000	30	115	0.0752	36	3	0.0020
25	10	0.0065	31	250	0.1634			
26	11	0.0072	32	404	0.2641			

ก.2.2.8 **ช่วงเวลา** 13.00-14.00 **น.**

ตารางที่ ก.2.2.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
22	1	0.0007	28	37	0.0242	34	275	0.1797
23	0	0.0000	29	45	0.0294	35	86	0.0562
24	0	0.0000	30	81	0.0529	36	12	0.0078
25	9	0.0059	31	173	0.1131	37	1	0.0007
26	25	0.0163	32	365	0.2386			
27	26	0.0170	33	394	0.2575			

ก.2.2.9 **ช่วงเวลา** 14.00-15.00 **น.**

ตารางที่ ก.2.2.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	0	0.0000	29	52	0.0340	35	131	0.0856
24	1	0.0007	30	71	0.0464	36	39	0.0255
25	8	0.0052	31	150	0.0980	37	4	0.0026
26	23	0.0150	32	289	0.1889	38	0	0.0000
27	34	0.0222	33	380	0.2484			
28	41	0.0268	34	307	0.2007			

ก.2.2.10 ช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
23	1	0.0007	28	57	0.0373	33	338	0.2209
24	1	0.0007	29	62	0.0405	34	276	0.1804
25	7	0.0046	30	83	0.0542	35	175	0.1144
26	21	0.0137	31	158	0.1033	36	45	0.0294
27	41	0.0268	32	260	0.1699	37	5	0.0033

ก.2.2.11 ช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	1	0.0007	28	73	0.0477	35	153	0.1000
22	0	0.0000	29	79	0.0516	36	36	0.0235
23	1	0.0007	30	128	0.0837	37	4	0.0026
24	4	0.0026	31	182	0.1190	38	1	0.0007
25	8	0.0052	32	264	0.1725	39	0	0.0000
26	27	0.0176	33	297	0.1941			
27	34	0.0222	34	238	0.1556			

ก.2.2.12 ช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ตารางที่ ก.2.2.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูฝน
ในช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	0	0.0000	27	60	0.0400	33	256	0.1708
22	1	0.0007	28	86	0.0574	34	164	0.1094
23	2	0.0013	29	93	0.0620	35	57	0.0380
24	9	0.0060	30	186	0.1241	36	15	0.0100
25	14	0.0093	31	240	0.1601	37	1	0.0007
26	41	0.0274	32	274	0.1828	38	0	0.0000

ก.2.3 ลม

ลมมีลักษณะแตกต่างจากความเข้มแสงอาทิตย์ คือ ในตอนกลางคืนที่ไม่มีพระอาทิตย์ขึ้น ลมอาจจะมีความเร็วลมมากกว่าในตอนกลางวันที่มีพระอาทิตย์ขึ้นได้ เป็นต้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการกระจายข้อมูลของพลังงานลมเป็นรายฤดู โดยจากการแปลงความเร็วลมที่ระดับความสูง 40 m มาเป็น 68 m โดยใช้สมการที่ (3.13) เมื่อพิจารณาให้พื้นที่ดังกล่าวเป็นพื้นที่ทางการเกษตร จะสามารถแสดงความไม่แน่นอนของความเร็วลมที่ความสูง 68 m ที่จังหวัดสุพรรณบุรี ในช่วง 13 มิ.ย. 2548 ถึง 31 ธ.ค. 2552 ได้ดังนี้

ตารางที่ ก.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเร็วลมของฤดูฝน

ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น	ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น	ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น
0.0	35	0.0023	7.5	176	0.0117	15.0	0	0.0000
0.5	905	0.0603	8.0	126	0.0084	15.5	0	0.0000
1.0	948	0.0632	8.5	62	0.0041	16.0	0	0.0000
1.5	805	0.0537	9.0	36	0.0024	16.5	0	0.0000
2.0	1,228	0.0819	9.5	15	0.0010	17.0	0	0.0000
2.5	1,169	0.0779	10.0	17	0.0011	17.5	0	0.0000
3.0	1,711	0.1141	10.5	2	0.0001	18.0	0	0.0000
3.5	1,487	0.0991	11.0	6	0.0004	18.5	0	0.0000
4.0	1,906	0.1271	11.5	2	0.0001	19.0	0	0.0000
4.5	1,416	0.0944	12.0	2	0.0001	19.5	0	0.0000
5.0	1,073	0.0715	12.5	0	0.0000	20.0	0	0.0000
5.5	690	0.0460	13.0	0	0.0000	20.5	1	0.0001
6.0	572	0.0381	13.5	1	0.0001	21.0	0	0.0000
6.5	316	0.0211	14.0	1	0.0001	21.5	0	0.0000
7.0	291	0.0194	14.5	0	0.0000	22.0	1	0.0001

ก.3 ฤดูหนาว (16 ต.ค. – 15 ก.พ.)

ก.3.1 ความเข้มแสงอาทิตย์

ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ จะพิจารณาให้เริ่มมีแสงอาทิตย์ตั้งแต่เวลา 6.00 น. และแสงอาทิตย์หมดไปในเวลา 18.00 น. ซึ่งข้อมูลของจังหวัดกรุงเทพ ในช่วง 23 ก.พ. 2552 ถึง 31 ธ.ค. 2554 สามารถแสดงได้ดังนี้

ก.3.1.1 ช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	214	0.6625	40	11	0.0341
20	98	0.3034	60	0	0.0000

ก.3.1.2 ช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	4	0.0124	100	52	0.1610	200	5	0.0155
20	9	0.0279	120	36	0.1115	220	2	0.0062
40	23	0.0712	140	39	0.1207	240	1	0.0031
60	47	0.1455	160	26	0.0805			
80	58	0.1796	180	21	0.0650			

ก.3.1.3 ช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	2	0.0062	160	7	0.0217	320	23	0.0712
20	1	0.0031	180	21	0.0650	340	20	0.0619
40	3	0.0093	200	20	0.0619	360	18	0.0557
60	1	0.0031	220	30	0.0929	380	13	0.0402
80	0	0.0000	240	36	0.1115	400	7	0.0217
100	7	0.0217	260	43	0.1331	420	2	0.0062
120	8	0.0248	280	27	0.0836			
140	9	0.0279	300	25	0.0774			

ก.3.1.4 ช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	0	0.0000	240	2	0.0062	480	22	0.0681
20	2	0.0062	260	5	0.0155	500	13	0.0402
40	1	0.0031	280	9	0.0279	520	14	0.0433
60	0	0.0000	300	12	0.0372	540	9	0.0279
80	2	0.0062	320	12	0.0372	560	11	0.0341
100	1	0.0031	340	16	0.0495	580	10	0.0310
120	3	0.0093	360	20	0.0619	600	7	0.0217
140	4	0.0124	380	17	0.0526	620	8	0.0248
160	0	0.0000	400	26	0.0805	640	1	0.0031
180	3	0.0093	420	35	0.1084	660	2	0.0062
200	5	0.0155	440	23	0.0712			
220	11	0.0341	460	17	0.0526			

ก.3.1.5 ช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	0	0.0000	280	1	0.0031	560	12	0.0372
20	1	0.0031	300	3	0.0093	580	23	0.0712
40	1	0.0031	320	6	0.0186	600	21	0.0650
60	1	0.0031	340	5	0.0155	620	24	0.0743
80	1	0.0031	360	10	0.0310	640	25	0.0774
100	0	0.0000	380	7	0.0217	660	23	0.0712
120	0	0.0000	400	4	0.0124	680	23	0.0712
140	2	0.0062	420	10	0.0310	700	21	0.0650
160	2	0.0062	440	6	0.0186	720	12	0.0372
180	4	0.0124	460	11	0.0341	740	7	0.0217
200	1	0.0031	480	5	0.0155	760	5	0.0155
220	4	0.0124	500	8	0.0248	780	1	0.0031
240	1	0.0031	520	13	0.0402			
260	4	0.0124	540	15	0.0464			

ก.3.1.6 ช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
120	0	0.0000	380	6	0.0186	640	14	0.0433
140	2	0.0062	400	3	0.0093	660	23	0.0712
160	2	0.0062	420	7	0.0217	680	19	0.0588
180	4	0.0124	440	7	0.0217	700	25	0.0774
200	2	0.0062	460	7	0.0217	720	36	0.1115
220	1	0.0031	480	5	0.0155	740	33	0.1022
240	3	0.0093	500	10	0.0310	760	18	0.0557
260	4	0.0124	520	7	0.0217	780	9	0.0279
280	0	0.0000	540	10	0.0310	800	8	0.0248
300	3	0.0093	560	10	0.0310	820	6	0.0186
320	2	0.0062	580	5	0.0155	840	3	0.0093
340	3	0.0093	600	10	0.0310	860	0	0.0000
360	4	0.0124	620	12	0.0372			

ก.3.1.7 ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
60	0	0.0000	340	2	0.0062	620	10	0.0310
80	1	0.0031	360	2	0.0062	640	9	0.0279
100	2	0.0062	380	4	0.0124	660	12	0.0372
120	1	0.0031	400	6	0.0186	680	16	0.0495
140	2	0.0062	420	3	0.0093	700	23	0.0712
160	1	0.0031	440	7	0.0217	720	37	0.1146
180	6	0.0186	460	8	0.0248	740	40	0.1238
200	3	0.0093	480	4	0.0124	760	36	0.1115
220	4	0.0124	500	4	0.0124	780	15	0.0464
240	3	0.0093	520	7	0.0217	800	11	0.0341
260	3	0.0093	540	2	0.0062	820	0	0.0000
280	2	0.0062	560	7	0.0217	840	3	0.0093
300	3	0.0093	580	7	0.0217			
320	3	0.0093	600	14	0.0433			

ก.3.1.8 ช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	1	0.0031	300	3	0.0093	580	14	0.0433
40	1	0.0031	320	3	0.0093	600	16	0.0495
60	2	0.0062	340	6	0.0186	620	15	0.0464
80	1	0.0031	360	7	0.0217	640	19	0.0588
100	0	0.0000	380	9	0.0279	660	32	0.0991
120	3	0.0093	400	3	0.0093	680	32	0.0991
140	2	0.0062	420	5	0.0155	700	40	0.1238
160	1	0.0031	440	5	0.0155	720	16	0.0495
180	2	0.0062	460	8	0.0248	740	16	0.0495
200	3	0.0093	480	4	0.0124	760	8	0.0248
220	2	0.0062	500	4	0.0124	780	1	0.0031
240	1	0.0031	520	9	0.0279	800	0	0.0000
260	3	0.0093	540	12	0.0372	820	0	0.0000
280	6	0.0186	560	7	0.0217	840	1	0.0031

ก.3.1.9 ช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	1	0.0031	260	6	0.0186	520	26	0.0805
20	1	0.0031	280	7	0.0217	540	11	0.0341
40	2	0.0062	300	10	0.0310	560	22	0.0681
60	2	0.0062	320	6	0.0186	580	13	0.0402
80	1	0.0031	340	10	0.0310	600	8	0.0248
100	2	0.0062	360	7	0.0217	620	11	0.0341
120	4	0.0124	380	16	0.0495	640	5	0.0155
140	4	0.0124	400	4	0.0124	660	3	0.0093
160	2	0.0062	420	17	0.0526	680	2	0.0062
180	9	0.0279	440	17	0.0526	700	2	0.0062
200	6	0.0186	460	17	0.0526	720	0	0.0000
220	4	0.0124	480	27	0.0836			
240	7	0.0217	500	31	0.0960			

ก.3.1.10 ช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	0	0.0000	180	12	0.0372	360	24	0.0743
20	2	0.0062	200	16	0.0495	380	16	0.0495
40	2	0.0062	220	18	0.0557	400	14	0.0433
60	4	0.0124	240	16	0.0495	420	9	0.0279
80	4	0.0124	260	16	0.0495	440	2	0.0062
100	7	0.0217	280	25	0.0774	460	3	0.0093
120	9	0.0279	300	38	0.1176	480	1	0.0031
140	11	0.0341	320	37	0.1146	500	0	0.0000
160	3	0.0093	340	34	0.1053			

ก.3.1.11 ช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	3	0.0093	120	55	0.1703	240	11	0.0341
20	6	0.0186	140	48	0.1486	260	9	0.0279
40	9	0.0279	160	36	0.1115	280	1	0.0031
60	21	0.0650	180	30	0.0929	300	0	0.0000
80	28	0.0867	200	15	0.0464			
100	40	0.1238	220	11	0.0341			

ก.3.1.12 ช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ตารางที่ ก.3.1.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์ของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
0	119	0.3684	60	20	0.0619	120	0	0.0000
20	116	0.3591	80	12	0.0372			
40	54	0.1672	100	2	0.0062			

ก.3.2 อุณหภูมิ

ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิ จะพิจารณาช่วงเวลาตั้งแต่ 6.00 น. ถึง 18.00 น. เพื่อให้สอดคล้องกับข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ข้างต้น สำหรับใช้ในการคำนวณกำลังผลิตที่ได้จาก DG พลังงานแสงอาทิตย์ โดยข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิที่ทำการวัด ณ สนามบินดอนเมือง จังหวัดกรุงเทพ ในช่วง 1 ม.ค. 2544 ถึง 31 ธ.ค. 2553 สามารถแสดงได้ดังนี้

ก.3.2.1 ช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.1 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 6.00-7.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
15	2	0.0016	20	57	0.0466	25	265	0.2167
16	0	0.0000	21	70	0.0572	26	232	0.1897
17	7	0.0057	22	108	0.0883	27	131	0.1071
18	6	0.0049	23	121	0.0989	28	17	0.0139
19	20	0.0164	24	187	0.1529	29	0	0.0000

ก.3.2.2 ช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.2 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 7.00-8.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
14	0	0.0000	20	52	0.0425	26	223	0.1823
15	2	0.0016	21	71	0.0581	27	125	0.1022
16	1	0.0008	22	110	0.0899	28	22	0.0180
17	6	0.0049	23	137	0.1120	29	0	0.0000
18	9	0.0074	24	204	0.1668			
19	31	0.0253	25	230	0.1881			

ก.3.2.3 ช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 8.00-9.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
16	0	0.0000	21	46	0.0376	26	205	0.1676
17	5	0.0041	22	91	0.0744	27	196	0.1603
18	4	0.0033	23	106	0.0867	28	115	0.0940
19	10	0.0082	24	176	0.1439	29	34	0.0278
20	30	0.0245	25	204	0.1668	30	1	0.0008

ก.3.2.4 ช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.4 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 9.00-10.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
18	0	0.0000	23	48	0.0392	28	196	0.1603
19	6	0.0049	24	99	0.0809	29	163	0.1333
20	7	0.0057	25	144	0.1177	30	76	0.0621
21	14	0.0114	26	197	0.1611	31	14	0.0114
22	46	0.0376	27	213	0.1742	32	0	0.0000

ก.3.2.5 ช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.5 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 10.00-11.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
19	0	0.0000	24	49	0.0400	29	221	0.1806
20	4	0.0033	25	63	0.0515	30	184	0.1503
21	5	0.0041	26	121	0.0989	31	104	0.0850
22	10	0.0082	27	170	0.1389	32	41	0.0335
23	28	0.0229	28	222	0.1814	33	2	0.0016

ก.3.2.6 ช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.6 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 11.00-12.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	3	0.0025	26	48	0.0403	31	200	0.1678
22	5	0.0042	27	94	0.0789	32	136	0.1141
23	10	0.0084	28	126	0.1057	33	38	0.0319
24	10	0.0084	29	214	0.1795	34	5	0.0042
25	49	0.0411	30	254	0.2131	35	0	0.0000

ก.3.2.7 ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.7 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
22	1	0.0008	27	55	0.0452	32	210	0.1724
23	8	0.0066	28	92	0.0755	33	137	0.1125
24	11	0.0090	29	136	0.1117	34	31	0.0255
25	11	0.0090	30	223	0.1831	35	5	0.0041
26	34	0.0279	31	264	0.2167	36	0	0.0000

ก.3.2.8 ช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.8 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
22	1	0.0008	27	36	0.0294	32	272	0.2222
23	2	0.0016	28	66	0.0539	33	188	0.1536
24	8	0.0065	29	115	0.0940	34	78	0.0637
25	12	0.0098	30	159	0.1299	35	15	0.0123
26	19	0.0155	31	252	0.2059	36	1	0.0008

ก.3.2.9 ช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.9 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 14.00-15.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	2	0.0016	27	28	0.0229	33	236	0.1928
22	0	0.0000	28	50	0.0408	34	120	0.0980
23	0	0.0000	29	94	0.0768	35	27	0.0221
24	7	0.0057	30	147	0.1201	36	3	0.0025
25	9	0.0074	31	209	0.1708			
26	13	0.0106	32	279	0.2279			

ก.3.2.10 ช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.10 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 15.00-16.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	0	0.0000	27	25	0.0204	34	132	0.1078
21	2	0.0016	28	52	0.0425	35	38	0.0310
22	0	0.0000	29	92	0.0752	36	1	0.0008
23	2	0.0016	30	144	0.1176	37	0	0.0000
24	8	0.0065	31	186	0.1520	38	0	0.0000
25	7	0.0057	32	300	0.2451	39	1	0.0008
26	13	0.0106	33	221	0.1806	40	0	0.0000

ก.3.2.11 ช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.11 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 16.00-17.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
20	0	0.0000	26	13	0.0106	32	273	0.2230
21	1	0.0008	27	30	0.0245	33	215	0.1757
22	1	0.0008	28	55	0.0449	34	119	0.0972
23	5	0.0041	29	96	0.0784	35	26	0.0212
24	5	0.0041	30	166	0.1356	36	1	0.0008
25	11	0.0090	31	207	0.1691			

ก.3.2.12 ช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

ตารางที่ ก.3.2.12 ข้อมูลความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของฤดูหนาว ในช่วงเวลา 17.00-18.00 น.

อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น	อุณหภูมิ (°C)	จำนวนครั้งที่เกิด (วัน)	ความน่าจะเป็น
21	2	0.0016	28	84	0.0686	35	6	0.0049
22	1	0.0008	29	134	0.1095	36	0	0.0000
23	1	0.0008	30	190	0.1552	37	0	0.0000
24	10	0.0082	31	237	0.1936	38	0	0.0000
25	18	0.0147	32	273	0.2230	39	0	0.0000
26	17	0.0139	33	159	0.1299	40	1	0.0008
27	38	0.0310	34	53	0.0433			

ก.3.3 ลม

ลมมีลักษณะแตกต่างจากความเข้มแสงอาทิตย์ คือ ในตอนกลางคืนที่ไม่มีพระอาทิตย์ขึ้น ลมอาจจะมีความเร็วลมมากกว่าในตอนกลางวันที่มีพระอาทิตย์ขึ้นได้ เป็นต้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการกระจายข้อมูลของพลังงานลมเป็นรายฤดู โดยจากการแปลงความเร็วลมที่ระดับความสูง 40 m มาเป็น 68 m โดยใช้สมการที่ (3.13) เมื่อพิจารณาให้พื้นที่ดังกล่าวเป็นพื้นที่ทางการเกษตร จะสามารถแสดงความไม่แน่นอนของความเร็วลมที่ความสูง 68 m ที่จังหวัดสุพรรณบุรี ในช่วง 13 มิ.ย. 2548 ถึง 31 ธ.ค. 2552 ได้ดังนี้

ตารางที่ ก.3.3 ข้อมูลความไม่แน่นอนของความเร็วลมของฤดูหนาว

ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น	ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น	ความเร็วลม (m/s)	จำนวนครั้งที่เกิด (ครั้ง/ช.ม.)	ความน่าจะเป็น
0.0	37	0.0030	4.0	1,828	0.1473	8.0	98	0.0079
0.5	577	0.0465	4.5	1,738	0.1401	8.5	47	0.0038
1.0	505	0.0407	5.0	1,449	0.1168	9.0	44	0.0035
1.5	408	0.0329	5.5	971	0.0783	9.5	13	0.0010
2.0	566	0.0456	6.0	587	0.0473	10.0	7	0.0006
2.5	651	0.0525	6.5	243	0.0196	10.5	2	0.0002
3.0	1,128	0.0909	7.0	234	0.0189	11.0	1	0.0001
3.5	1,151	0.0928	7.5	123	0.0099	11.5	0	0.0000

ภาคผนวก ข.

ข้อมูลระบบทดสอบ

เนื้อหาในภาคผนวกนี้กล่าวถึงข้อมูลของระบบที่ใช้ในการทดสอบ ประกอบด้วยข้อมูลระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล และระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัสที่มีการเชื่อมต่อกับบัส PH_69 ของระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าว

ข.1 ระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล

ระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล ที่ใช้ในการทดสอบนี้ได้รับการดัดแปลงระดับโหลดให้มีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละช่วงเวลา ในหัวข้อนี้ได้เสนอข้อมูลบัส ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลวงจรสายส่งและหม้อแปลงในกรณีมีระดับโหลดที่ 1 pu โดยแสดงในรูปแบบตาราง กำหนดให้มีค่าฐานกำลังไฟฟ้าเป็น 100 MVA

ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล

Bus	Type	P_d (MW)	Q_d (MVAr)	Gs (MVAr)	basekV	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
SB-GT11	2	1.823662267	1.12975877	0	11.5	1.10	0.95
SB-GT12	2	1.823662267	1.12975877	0	11.5	1.10	0.95
SB-ST10	2	4.559155667	2.82576468	0	11.5	1.10	0.95
SB-GT21	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
SB-GT22	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
SB-ST20	2	9.118311335	5.65061753	0	15	1.10	0.95
SB-GT31	2	0	0	0	21	1.10	0.95
SB-GT32	2	0	0	0	21	1.10	0.95
SB-ST30	2	0	0	0	21	1.10	0.95
NB-GT11	2	0	0	0	15.75	1.10	0.95
NB-GT12	2	0	0	0	15.75	1.10	0.95
NB-ST10	2	0	0	0	18	1.10	0.95
BK(A)_69	1	333.4940306	161.518119	200	69	1.10	0.95
BPL_69	1	219.0838428	106.107053	204.988000	69	1.10	0.95
BN(A)_69	1	159.8303202	77.4089922	105.800000	69	1.10	0.95
LPR(A)_69	1	207.3431051	100.420874	136.658000	69	1.10	0.95
NB(A)_69	1	251.7647824	121.935530	125.637000	69	1.10	0.95
RS(A)_69	1	135.6932383	67.2384277	317.400000	69	1.10	0.95
RPS_69	1	395.0763699	191.344116	0	69	1.10	0.95
SB(A)_69	1	292.6148172	141.719530	105.065000	69	1.10	0.95
STB(A)_69	1	260.8457087	126.333291	132.250000	69	1.10	0.95
TPR_69	1	183.9965807	89.1141685	79.3500000	69	1.10	0.95
BK(B)_69	1	333.4940306	161.518119	220	69	1.10	0.95
BN(B)_69	1	159.8303202	77.4089922	99.1870000	69	1.10	0.95
LPR(B)_69	1	207.3431051	100.420874	125.637000	69	1.10	0.95
NB(B)_69	1	251.7647824	121.935530	122.331000	69	1.10	0.95
SB(B)_69	1	292.6148172	141.719530	125.637000	69	1.10	0.95

ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Bus	Type	P_d (MW)	Q_d (MVAr)	Gs (MVAr)	basekV	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
STB(B)_69	1	260.8457087	126.333291	158.700000	69	1.10	0.95
BPL_115	1	520.4677400	252.073893	209.396000	115	1.10	0.95
BN_115	1	286.8949005	138.949387	0	115	1.10	0.95
CHW_115	1	421.1948608	203.993949	176.333000	115	1.10	0.95
NCO(A)_115	1	389.2224140	188.509233	271.112000	115	1.10	0.95
ON_115	1	272.9566498	132.199101	116.821000	115	1.10	0.95
RS(A)_115	1	106.2328862	51.4509835	99.1880000	115	1.10	0.95
RPS_115	1	103.3524116	50.0558819	66.1250000	115	1.10	0.95
SNO_115	1	653.7519205	338.673231	209.396000	115	1.10	0.95
SB_115	1	367.4980372	177.987613	135.924000	115	1.10	0.95
TPR_115	1	211.4618463	102.415961	132.250000	115	1.10	0.95
NV_115	1	259.9211119	143.810359	90.8570000	115	1.10	0.95
LLA_115	1	345.7089204	191.274816	80.7620000	115	1.10	0.95
NCO(B)_115	1	259.4816093	125.672214	0	115	1.10	0.95
RS(B)_115	1	383.8371393	212.370942	176.333000	115	1.10	0.95
BK_230	1	460.8713690	223.209878	195.110000	230	1.10	0.95
BPL_230	1	0	0	71.5400000	230	1.10	0.95
BN_230	1	0	0	71.5400000	230	1.10	0.95
CHW_230	1	0	0	65.0370000	230	1.10	0.95
LPR_230	1	467.4639081	226.403111	0	230	1.10	0.95
NCO_230	1	0	0	119.956000	230	1.10	0.95
NB_230	1	0	0	65.0370000	230	1.10	0.95
ON_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
RS_230	1	0	0	130.073000	230	1.10	0.95
RPS_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
SNO_230	1	0	0	65.0370000	230	1.10	0.95
SB(A)_230	1	0	0	260.146000	230	1.10	0.95
STB_230	1	574.5776231	278.280831	0	230	1.10	0.95
TPR_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
KLD_230	1	283.0050289	137.065544	0	230	1.10	0.95
NV_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
LLA_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
ON(B)_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
NCO_500	1	0	0	0	500	1.10	0.95
ON_500	1	0	0	0	500	1.10	0.95
SNO_500	1	0	0	0	500	1.10	0.95
PPI	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
SMC(SPP)	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
TRC	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
PTC	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
BGRIM	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
NVE	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
151181202011	1	0	0	0	230	1.10	0.95
151181202021	1	0	0	0	230	1.10	0.95
151181956211	1	0	0	0	230	1.10	0.95
151181956221	1	0	0	0	230	1.10	0.95
151191226411	1	0	0	0	500	1.10	0.95
151191226421	1	0	0	0	500	1.10	0.95
161180708211	1	0	0	0	230	1.10	0.95
161180708221	1	0	0	0	230	1.10	0.95
161180708231	1	0	0	0	230	1.10	0.95

ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Bus	Type	P_d (MW)	Q_d (MVAr)	Gs (MVAr)	basekV	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
161180708241	1	0	0	0	230	1.10	0.95
1611_8160741	1	0	0	0	230	1.10	0.95
1611_8160742	1	0	0	0	230	1.10	0.95
1611_8160743	1	0	0	0	230	1.10	0.95
1611_8160744	1	0	0	0	230	1.10	0.95
161190727412	1	0	0	0	500	1.10	0.95
161192627412	1	0	0	0	500	1.10	0.95
171180324211	1	0	0	0	230	1.10	0.95
171180324221	1	0	0	0	230	1.10	0.95
171181002411	1	0	0	0	230	1.10	0.95
171181002421	1	0	0	0	230	1.10	0.95
171194206411	1	0	0	0	500	1.10	0.95
171194206421	1	0	0	0	500	1.10	0.95
171194206422	1	0	0	0	500	1.10	0.95
171194206431	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1511_8195623	1	0	0	0	230	1.10	0.95
1511_8195624	1	0	0	0	230	1.10	0.95
1611_8201621	1	0	0	0	230	1.10	0.95
1611_8201622	1	0	0	0	230	1.10	0.95
111190727411	1	0	0	0	500	1.10	0.95
111192627411	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1111_9072742	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1611_9072742	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1111_9262742	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1611_9262742	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1111_9072643	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1111_9400641	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1111_9424041	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1511_9072643	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1511_9400641	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1511_9424041	1	0	0	0	500	1.10	0.95
1711_9400641	1	0	0	0	500	1.10	0.95
WN-GT21	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
WN-GT22	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
WN-ST20	2	9.118311335	5.65061753	0	15	1.10	0.95
WN-GT11	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
WN-GT12	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
WN-ST10	2	9.118311335	5.65061753	0	15	1.10	0.95
WN-GT31	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
WN-GT32	2	3.647324534	2.26042938	0	15	1.10	0.95
WN-ST30	2	9.118311335	5.65061753	0	15	1.10	0.95
WN-GT41	2	0	0	0	15	1.10	0.95
WN-GT42	2	0	0	0	15	1.10	0.95
WN-ST40	2	0	0	0	15	1.10	0.95
AY2_69	1	0	0	19.8370000	69	1.10	0.95
PH_69	1	0.729464906	0.45226824	0	69	1.10	0.95
AT1_115	2	207.4780561	55.0071249	0	115	1.10	0.95
AT2_115	2	234.0697874	77.5220593	60.5720000	115	1.10	0.95
AY1_115	1	39.96647041	22.1128168	13.2250000	115	1.10	0.95
AY2_115	1	37.27656857	20.6247084	13.2250000	115	1.10	0.95
BI1_115	1	156.1164320	86.3768514	10.7450000	115	1.10	0.95

ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Bus	Type	P_d (MW)	Q_d (MVAr)	Gs (MVAr)	basekV	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
BI2_115	1	530.4176413	293.471026	88.1670000	115	1.10	0.95
DBN_115	1	77.10808798	42.6627550	26.8030000	115	1.10	0.95
SP_115	1	37.97685488	21.0122366	16.5310000	115	1.10	0.95
TL1_115	1	80.76088350	44.6833728	27.8280000	115	1.10	0.95
SR5_115	1	167.9328517	92.9146806	0	115	1.10	0.95
AT1_230	2	105.7687641	-54.863967	130.073000	230	1.10	0.95
AT2_230	2	179.5523158	-15.426359	130.073000	230	1.10	0.95
BI2_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
WN(A)_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
SR5_230	2	-174.9183900	-27.754316	0	230	1.10	0.95
WN(B)_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
WN_500	1	0	0	0	500	1.10	0.95
PH2_500	2	535.9351315	-233.51904	0	500	1.10	0.95
PGS-GT11	2	0	0	0	21	1.10	0.95
PGS-GT12	2	0	0	0	21	1.10	0.95
PGS-ST10	2	0	0	0	16.5	1.10	0.95
PGS-GT21	2	0	0	0	21	1.10	0.95
PGS-GT22	2	0	0	0	21	1.10	0.95
PGS-ST20	2	0	0	0	16.5	1.10	0.95
DCG-S1	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
RP-S1	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
RP-S2	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
BIL	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
SR-B	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
IDT	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
CHP	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
5511_9074041	1	0	0	0	500	1.10	0.95
5511_9074042	1	0	0	0	500	1.10	0.95
5511_9400641	1	0	0	0	500	1.10	0.95
5511_9400641	1	0	0	0	500	1.10	0.95
5511_9424041	1	0	0	0	500	1.10	0.95
5511_9424041	1	0	0	0	500	1.10	0.95
BPK-T1	2	22.79577833	14.1279115	0	22	1.10	0.95
BPK-T2	2	22.79577833	14.1279115	0	22	1.10	0.95
BPK-T3	2	27.35493400	16.9527644	0	23	1.10	0.95
BPK-T4	2	27.35493400	16.9527644	0	23	1.10	0.95
BPK-GT31	2	1.823662267	1.12975877	0	11.5	1.10	0.95
BPK-GT32	2	1.823662267	1.12975877	0	11.5	1.10	0.95
BPK-ST30	2	4.559155667	2.82576468	0	13.8	1.10	0.95
BPK-GT41	2	1.823662267	1.12975877	0	11.5	1.10	0.95
BPK-GT42	2	1.823662267	1.12975877	0	11.5	1.10	0.95
BPK-ST40	2	4.559155667	2.82576468	0	13.8	1.10	0.95
BPK-GT51	2	0	0	0	20	1.10	0.95
BPK-GT52	2	0	0	0	20	1.10	0.95
BPK-ST50	2	0	0	0	20	1.10	0.95
KLM_115	1	660.0016111	365.167396	198.375000	115	1.10	0.95
PDG_115	1	457.1985132	252.960193	0	115	1.10	0.95
BPK(A)_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
BPK(B)_230	2	807.9316232	395.518607	0	230	1.10	0.95
KLM_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
PDG_230	2	-1358.289187	253.112468	0	230	1.10	0.95

ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Bus	Type	P_d (MW)	Q_d (MVAr)	Gs (MVAr)	basekV	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
PDG_500	1	0	0	-400	500	1.10	0.95
BBO-GC1	2	0	0	0	21	1.10	0.95
BLCP-T1	2	0	0	0	24	1.10	0.95
BLCP-T2	2	0	0	0	24	1.10	0.95
SEC-GT11	2	0	0	0	21	1.10	0.95
SEC-GT12	2	0	0	0	21	1.10	0.95
SEC-ST10	2	0	0	0	16.5	1.10	0.95
BBO_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
BLCP_500	1	0	0	0	500	1.10	0.95
CC	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
AMTP	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
AMST	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
AMT-PDG	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
TNP2	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
BSPS1(SVC)	2	0	0	0	16	1.10	0.95
KKC-H1	2	0.182366226	0.11306706	0	11	1.10	0.95
RB-T1	3	31.91408967	19.7785291	0	23	1.10	0.95
RB-T2	2	31.91408967	19.7785291	0	23	1.10	0.95
RB-GT11	2	3.647324534	2.26042938	0	11.5	1.10	0.95
RB-GT12	2	3.647324534	2.26042938	0	11.5	1.10	0.95
RB-ST10	2	0.191484538	0.11853804	0	11.5	1.10	0.95
RB-GT21	2	3.647324534	2.26042938	0	11.5	1.10	0.95
RB-GT22	2	3.647324534	2.26042938	0	11.5	1.10	0.95
RB-ST20	2	0.191484538	0.11853804	0	11.5	1.10	0.95
RB-GT31	2	3.647324534	2.26042938	0	11.5	1.10	0.95
RB-GT32	2	3.647324534	2.26042938	0	11.5	1.10	0.95
RB-ST30	2	0.191484538	0.11853804	0	11.5	1.10	0.95
BP2_115	2	358.3377816	149.249431	0	115	1.10	0.95
BSP1_115	1	90.76093554	50.2163641	0	115	1.10	0.95
CA_115	1	20.24082750	11.1991099	4.42700000	115	1.10	0.95
HH_115	1	116.8557189	64.6542983	0	115	1.10	0.95
KKC_115	1	7.332945976	4.05673671	0	115	1.10	0.95
KS_115	1	60.50729036	33.4769682	6.61200000	115	1.10	0.95
PB_115	1	65.89074137	36.4568323	13.2250000	115	1.10	0.95
PKK_115	1	41.09987651	22.7401566	0	115	1.10	0.95
PRB_115	1	34.56843010	19.1256580	0	115	1.10	0.95
RB2_115	2	390.0312082	161.480734	55.1040000	115	1.10	0.95
SA1_115	1	496.9981185	274.980914	6.19900000	115	1.10	0.95
BP2_230	2	-253.6039458	25.7127261	0	230	1.10	0.95
BSP_230	2	363.5662214	-40.331202	0	230	1.10	0.95
BSP2_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
HH_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
PKK_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
RB2_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
RB3_230	2	336.4109784	203.610068	0	230	1.10	0.95
SA1_230	2	347.9456422	124.705673	0	230	1.10	0.95
RB3(B)_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
BSP2_500	1	0	0	-200	500	1.10	0.95
CBG_500	1	0	0	-200	500	1.10	0.95
RB3_500	1	0	0	0	500	1.10	0.95
TECO-GT11	2	3.647324534	2.26042938	0	15.8	1.10	0.95

ตารางที่ ข.1.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Bus	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)	Vsetting (pu)	Bus	Pmax (MW)
TECO-GT12	2	3.647324534	2.26042938	0	15.8	1.10	0.95
TECO-ST10	2	9.118311335	5.65061753	0	15.8	1.10	0.95
RPCL-GT11	2	0	0	0	21	1.10	0.95
RPCL-GT12	2	0	0	0	21	1.10	0.95
RPCL-ST10	2	0	0	0	21	1.10	0.95
RPCL-GT21	2	0	0	0	21	1.10	0.95
RPCL-GT22	2	0	0	0	21	1.10	0.95
RPCL-ST20	2	0	0	0	21	1.10	0.95
TECO_230	1	0	0	0	230	1.10	0.95
RB2-S1	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
RB2-S2	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95
RB2-S3	2	0	0	0	11.5	1.10	0.95

ตารางที่ ข.1.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล

Bus	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)	Vsetting (pu)
SB-GT11	116.5	0	68	-34	1.03
SB-GT12	116.5	0	68	-34	1.03
SB-ST10	121.8	0	70	-35	1.03
SB-GT21	247.6	0	125	-62	1.03
SB-GT22	247.6	0	125	-62	1.03
SB-ST20	231.9	0	135	-67	1.03
SB-GT31	272	0	167.92	-83.96	1.03
SB-GT32	272	0	167.92	-83.96	1.03
SB-ST30	289	0	178.86	-89.43	1.03
NB-GT11	261	0	161.1	-80.55	1.03
NB-GT12	261	0	161.1	-80.55	1.03
NB-ST10	280.5	0	173.59	-86.8	1.03
PPI	40	0	6.2	-3	1
SMC(SPP)	128	0	55	-27	1
TRC	45	0	27.5	-13.5	1
PTC	119	0	55	-27	1
BGRIM	112	0	55	-27	1
NVE	118.5	0	25	-12	1
WN-GT21	223.3	0	138	-69	1.03
WN-GT22	223.3	0	138	-69	1.03
WN-ST20	205.4	0	127	-63	1.03
WN-GT11	223.3	0	138	-69	1.03
WN-GT12	223.3	0	138	-69	1.03
WN-ST10	205.4	0	127	-63	1.03
WN-GT31	249.9	0	146	-73	1.03
WN-GT32	249.9	0	146	-73	1.03
WN-ST30	272.1	0	159	-79	1.03
WN-GT41	265	0	163.94	-81.97	1.03
WN-GT42	265	0	163.94	-81.97	1.03
WN-ST40	270	0	167.05	-83	1.03

ตารางที่ ข.1.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ต่อ)

Bus	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)	Vsetting (pu)
AT1_115	0	0	9999	-9999	1
AT2_115	0	0	9999	-9999	1
AT1_230	0	0	9999	-9999	1
AT2_230	0	0	9999	-9999	1
SR5_230	0	0	9999	-9999	1
PH2_500	0	0	9999	-9999	1
PGS-GT11	314.5	0	194.16	-97.08	1.03
PGS-GT12	314.5	0	194.16	-97.08	1.03
PGS-ST10	307.7	0	190.43	-95.21	1.03
PGS-GT21	314.5	0	194.16	-97.08	1.03
PGS-GT22	314.5	0	194.16	-97.08	1.03
PGS-ST20	307.7	0	190.43	-95.21	1.03
DCG-S1	47.4	0	22	-11	1
RP-S1	120	0	55	-27	1
RP-S2	120	0	55	-27	1
BIL	106	0	55	-27	1
SR-B	106	0	55	-27	1
IDT	113	0	55	-27	1
CHP	143.2	0	51.45	-25.03	1
BPK-T1	646	0	341	-170	1.03
BPK-T2	646	0	341	-170	1.03
BPK-T3	670.7	0	371	-186	1.03
BPK-T4	670.7	0	371	-186	1.03
BPK-GT31	122.2	0	62	-40	1.03
BPK-GT32	122.2	0	62	-40	1.03
BPK-ST30	137.8	0	62	-40	1.03
BPK-GT41	122.2	0	62	-40	1.03
BPK-GT42	122.2	0	62	-40	1.03
BPK-ST40	137.8	0	62	-40	1.03
BPK-GT51	249.1	0	153.75	-76.88	1.03
BPK-GT52	249.1	0	153.75	-76.88	1.03
BPK-ST50	272	0	168.33	-84.17	1.03
BPK(B)_230	0	0	9999	-9999	1
PDG_230	0	0	9999	-9999	1
BBO-GC1	425	0	260	-130	1.03
BLCP-T1	717.4	0	440	-220	1.03
BLCP-T2	717.4	0	440	-220	1.03
SEC-GT11	314.5	0	194.16	-97.08	1.03
SEC-GT12	314.5	0	194.16	-97.08	1.03
SEC-ST10	307.7	0	190.43	-95.21	1.03
CC	108	0	55	-27	1
AMTP	108	0	55	-27	1
AMST	166	0	55	-27	1
AMT-PDG	166	0	55	-27	1
TNP2	101	0	55	-27	1
BSPS1(SVC)	0	0	300	-50	1.03
KKC-H1	20.1	0	9	-4	1.03
RB-T1	841.5	0	455	-227	1.03
RB-T2	841.5	0	455	-227	1.03

ตารางที่ ข.1.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพและปริมณฑล (ต่อ)

Bus	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)	Vsetting (pu)
RB-GT11	243.5	0	142	-71	1.03
RB-GT12	243.5	0	142	-71	1.03
RB-ST10	280.6	0	164	-82	1.03
RB-GT21	243.5	0	142	-71	1.03
RB-GT22	243.5	0	142	-71	1.03
RB-ST20	280.6	0	164	-82	1.03
RB-GT31	243.5	0	142	-71	1.03
RB-GT32	243.5	0	142	-71	1.03
RB-ST30	280.6	0	164	-82	1.03
BP2_115	0	0	9999	-9999	1
BP2_115	0	0	9999	-9999	1
RB2_115	0	0	9999	-9999	1
BP2_230	0	0	9999	-9999	1
BP2_230	0	0	9999	-9999	1
BSP_230	0	0	9999	-9999	1
RB3_230	273.7	0	168.76	-82.83	1.03
SA1_230	273.7	0	168.76	-82.83	1.03
TECO-GT11	273.7	0	169	-82	1.03
TECO-GT12	247.2	0	162.15	-81.07	1.03
TECO-ST10	247.2	0	162.15	-81.07	1.03
RPCL-GT11	276.8	0	182.01	-91.01	1.03
RPCL-GT12	247.2	0	162.15	-81.07	1.03
RPCL-ST10	247.2	0	162.15	-81.07	1.03
RPCL-GT21	276.8	0	182.01	-91.01	1.03
RPCL-GT22	127.5	0	0	0	1
RPCL-ST20	127.5	0	0	0	1
RB2-S1	127.5	0	0	0	1
RB2-S2	116.5	0	68	-34	1.03
RB2-S3	116.5	0	68	-34	1.03

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
BK_230	ON_230	0.000440	0.004669	0.019040	0.0000	0	858.8900
BK_230	ON_230	0.000440	0.004669	0.019040	0.0000	0	858.8900
BK_230	ON_230	0.000447	0.004745	0.019350	0.0000	0	858.8900
BK_230	ON_230	0.000447	0.004745	0.019350	0.0000	0	858.8900
BK_230	RPS_230	0.000240	0.002803	0.008660	0.0000	0	953.7000
BK_230	RPS_230	0.000240	0.002803	0.008660	0.0000	0	953.7000
BPL_230	TPR_230	0.000198	0.002045	0.008650	0.0000	0	858.8900
BPL_230	TPR_230	0.000198	0.002045	0.008650	0.0000	0	858.8900
BPL_230	KLD_230	0.001123	0.011742	0.043650	0.0000	0	858.8900
BPL_230	KLD_230	0.001123	0.011742	0.043650	0.0000	0	858.8900
BPL_230	KLD_230	0.001123	0.011742	0.043650	0.0000	0	858.8900

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
BPL_230	KLD_230	0.001123	0.011742	0.043650	0.0000	0	858.8900
BPL_230	ON(B)_230	0.001155	0.008293	0.018310	0.0000	0	496.8000
BPL_230	ON(B)_230	0.001155	0.008293	0.018310	0.0000	0	496.8000
BN_230	NB_230	0.000921	0.010746	0.035450	0.0000	0	858.8900
BN_230	NB_230	0.000921	0.010746	0.035450	0.0000	0	858.8900
BN_230	SNO_230	0.000739	0.013788	0.069970	0.0000	0	1,717.78
BN_230	SNO_230	0.000739	0.013788	0.069970	0.0000	0	1,717.78
BN_230	STB_230	0.000375	0.003847	0.016890	0.0000	0	858.8900
BN_230	STB_230	0.000375	0.003847	0.016890	0.0000	0	858.8900
BN_230	STB_230	0.000379	0.003893	0.017090	0.0000	0	858.8900
BN_230	171180324211	0.000367	0.003785	0.015970	0.0000	0	858.8900
BN_230	171180324221	0.000367	0.003785	0.015970	0.0000	0	858.8900
CHW_230	LPR_230	0.000238	0.003984	0.025870	0.0000	0	1,717.78
CHW_230	LPR_230	0.000238	0.003984	0.025870	0.0000	0	1,717.78
CHW_230	LPR_230	0.000238	0.003984	0.025870	0.0000	0	1,717.78
CHW_230	RS_230	0.000186	0.003478	0.017630	0.0000	0	1,717.78
CHW_230	RS_230	0.000186	0.003478	0.017630	0.0000	0	1,717.78
CHW_230	NB_230	0.000300	0.005050	0.032840	0.0000	0	1,717.78
LPR_230	RPS_230	0.000346	0.004044	0.012490	0.0000	0	858.8900
LPR_230	RPS_230	0.000346	0.004044	0.012490	0.0000	0	858.8900
LPR_230	NB_230	0.000159	0.002719	0.017660	0.0000	0	1,717.78
CO_230	161180708211	0.000654	0.006855	0.028160	0.0000	0	858.8900
NCO_230	161180708221	0.000654	0.006855	0.028160	0.0000	0	858.8900
NCO_230	161180708231	0.001212	0.012715	0.052240	0.0000	0	858.8900
NCO_230	161180708241	0.001212	0.012715	0.052240	0.0000	0	858.8900
ON_230	ON(B)_230	0.000000	0.000100	0.000000	0.0000	0	9999999
RS_230	NV_230	0.000896	0.009450	0.038560	0.0000	0	858.8900
RS_230	NV_230	0.000896	0.009450	0.038560	0.0000	0	858.8900
RS_230	NV_230	0.000896	0.009450	0.038560	0.0000	0	858.8900
RS_230	NV_230	0.000896	0.009450	0.038560	0.0000	0	858.8900
RS_230	LLA_230	0.001494	0.015743	0.064290	0.0000	0	858.8900
RS_230	LLA_230	0.001494	0.015743	0.064290	0.0000	0	858.8900
RS_230	171181002411	0.000737	0.012118	0.079340	0.0000	0	1,717.78
RS_230	171181002421	0.000737	0.012118	0.079340	0.0000	0	1,717.78
SNO_230	151181202011	0.001558	0.011206	0.024780	0.0000	0	429.4400
SNO_230	151181202021	0.001558	0.011206	0.024780	0.0000	0	429.4400
SB(A)_230	STB_230	0.000792	0.007643	0.037040	0.0000	0	858.8900
SB(A)_230	STB_230	0.000792	0.008024	0.035240	0.0000	0	858.8900
SB(A)_230	STB_230	0.000792	0.008024	0.035240	0.0000	0	858.8900
TPR_230	SB(A)_230	0.000578	0.005960	0.025200	0.0000	0	858.8900
TPR_230	SB(A)_230	0.000578	0.005960	0.025200	0.0000	0	858.8900
KLD_230	1611_8160741	0.000667	0.006972	0.025910	0.0000	0	858.8900
KLD_230	1611_8160742	0.000667	0.006972	0.025910	0.0000	0	858.8900
KLD_230	1611_8160743	0.000667	0.007269	0.024880	0.0000	0	858.8900
KLD_230	1611_8160744	0.000667	0.007269	0.024880	0.0000	0	858.8900
NV_230	151181956211	0.000063	0.000661	0.002700	0.0000	0	858.8900
NV_230	151181956221	0.000063	0.000661	0.002700	0.0000	0	858.8900
NV_230	1511_8195623	0.000063	0.000661	0.002700	0.0000	0	858.8900
NV_230	1511_8195624	0.000063	0.000661	0.002700	0.0000	0	858.8900

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
LLA_230	1611_8201621	0.001111	0.011713	0.047830	0.0000	0	858.8900
LLA_230	1611_8201622	0.001111	0.011713	0.047830	0.0000	0	858.8900
NCO_500	ON_500	0.000106	0.002010	0.194790	0.0000	0	3,734.30
NCO_500	ON_500	0.000106	0.002010	0.194790	0.0000	0	3,734.30
NCO_500	111190727411	0.000153	0.001886	0.177630	0.0000	0	2,833.64
NCO_500	1111_9072742	0.000153	0.001886	0.177630	0.0000	0	2,833.64
NCO_500	1511_9072643	0.000381	0.004952	0.468300	0.0000	0	2,833.64
NCO_500	5511_9074041	0.000413	0.005078	0.478170	0.0000	0	2,833.64
NCO_500	5511_9074042	0.000413	0.005078	0.478170	0.0000	0	2,833.64
SNO_500	151191226411	0.000293	0.003607	0.339650	0.0000	0	2,833.64
SNO_500	151191226421	0.000293	0.003607	0.339650	0.0000	0	2,833.64
SNO_500	171194206411	0.000059	0.001115	0.108040	0.0000	0	3,734.30
SNO_500	171194206421	0.000078	0.001479	0.143270	0.0000	0	3,734.30
SNO_500	171194206431	0.000059	0.001115	0.108040	0.0000	0	3,734.30
SNO_500	1111_9424041	0.000078	0.001479	0.143270	0.0000	0	3,734.30
151181202011	AT2_230	0.005500	0.039570	0.087510	0.0000	0	429.4400
151181202021	AT2_230	0.005500	0.039570	0.087510	0.0000	0	429.4400
151181956211	WN(B)_230	0.001415	0.014917	0.060870	0.0000	0	858.8900
151181956221	WN(B)_230	0.001415	0.014917	0.060870	0.0000	0	858.8900
151191226411	WN_500	0.000260	0.003194	0.300790	0.0000	0	2833.640
151191226421	WN_500	0.000260	0.003194	0.300790	0.0000	0	2833.640
161180708211	BPK(B)_230	0.001460	0.015312	0.062910	0.0000	0	858.8900
161180708221	BPK(B)_230	0.001460	0.015312	0.062910	0.0000	0	858.8900
161180708231	BPK(B)_230	0.001352	0.014181	0.058260	0.0000	0	858.8900
161180708241	BPK(B)_230	0.001352	0.014181	0.058260	0.0000	0	858.8900
1611_8160741	BPK(A)_230	0.000563	0.005889	0.021890	0.0000	0	858.8900
1611_8160742	BPK(A)_230	0.000563	0.005889	0.021890	0.0000	0	858.8900
1611_8160743	BPK(A)_230	0.000563	0.005889	0.021890	0.0000	0	858.8900
1611_8160744	BPK(A)_230	0.000563	0.005889	0.021890	0.0000	0	858.8900
161190727412	111190727411	0.000028	0.000528	0.051130	0.0000	0	3,734.30
161190727412	PDG_500	0.000730	0.013848	1.342000	0.0000	0	3,734.30
161192627412	111192627411	0.000029	0.000546	0.052930	0.0000	0	3,734.30
161192627412	PDG_500	0.000864	0.016386	1.587900	0.0000	0	3,734.30
171180324211	SA1_230	0.000222	0.002289	0.009660	0.0000	0	858.8900
171180324221	SA1_230	0.000222	0.002289	0.009660	0.0000	0	858.8900
171181002411	BP2_230	0.001226	0.020150	0.131930	0.0000	0	1,717.78
171181002421	BP2_230	0.001226	0.020150	0.131930	0.0000	0	1,717.78
171194206411	CBG_500	0.000491	0.009272	1.054200	0.0000	0	3,734.30
171194206421	171194206422	0.000018	0.000340	0.032930	0.0000	0	3,734.30
171194206422	CBG_500	0.000612	0.011616	1.125700	0.0000	0	3,734.30
171194206431	CBG_500	0.000491	0.009262	1.054700	0.0000	0	3,734.30
1511_8195623	WN(B)_230	0.001415	0.014917	0.060870	0.0000	0	858.8900
1511_8195624	WN(B)_230	0.001415	0.014917	0.060870	0.0000	0	858.8900
1611_8201621	KLM_230	0.001034	0.010893	0.044480	0.0000	0	858.8900
1611_8201622	KLM_230	0.001034	0.010893	0.044480	0.0000	0	858.8900
111192627411	WN_500	0.000361	0.004444	0.418480	0.0000	0	2,833.64
1111_9072742	1611_9072742	0.000028	0.000528	0.051130	0.0000	0	3,734.30
1611_9072742	PDG_500	0.000730	0.013848	1.342000	0.0000	0	3,734.30
1111_9262742	1611_9262742	0.000029	0.000546	0.052930	0.0000	0	3,734.30

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
1111_9262742	WN_500	0.000361	0.004444	0.418480	0.0000	0	2,833.64
1611_9262742	PDG_500	0.000864	0.016386	1.587900	0.0000	0	3,734.30
111_9072643	1511_9072643	0.000065	0.000843	0.079760	0.0000	0	2,833.64
1111_9072643	WN_500	0.000044	0.000841	0.081510	0.0000	0	3,734.30
1111_9400641	1511_9400641	0.000052	0.000983	0.095280	0.0000	0	3,734.30
1111_9400641	1711_9400641	0.000018	0.000340	0.032930	0.0000	0	3,734.30
1111_9424041	1511_9424041	0.000052	0.000983	0.095280	0.0000	0	3,734.30
1511_9400641	5511_9400641	0.000323	0.006117	0.592830	0.0000	0	3,734.30
1511_9424041	5511_9424041	0.000323	0.006117	0.592830	0.0000	0	3,734.30
1711_9400641	CBG_500	0.000612	0.011616	1.125700	0.0000	0	3,734.30
AY2_69	PH_69	0.142060	0.191040	0.002460	0.0000	0	43.38000
AT1_115	AT2_115	2.468600	8.322200	0.000000	0.0000	0	100
AT1_115	AY1_115	0.018331	0.081374	0.010690	0.0000	0	162.9300
AT1_115	TL1_115	0.033324	0.095889	0.012880	0.0000	0	117.5200
AT1_115	TL1_115	0.033324	0.095889	0.012880	0.0000	0	117.5200
AT1_115	TL1_115	0.033929	0.099477	0.012870	0.0000	0	117.5200
T1_115	AT2_230	0.120970	0.546030	0.000000	0.0000	0	100
AT1_115	SR5_230	0.116690	0.680720	0.000000	0.0000	0	100
AT1_115	PH2_500	0.024261	0.452580	0.000000	0.0000	0	100
AT2_115	AY1_115	0.038579	0.108240	0.015190	0.0000	0	119.5100
AT2_115	AY1_115	0.038579	0.108240	0.015190	0.0000	0	119.5100
AT2_115	DBN_115	0.037574	0.110470	0.014090	0.0000	0	119.5100
AT2_115	SP_115	0.079866	0.107790	0.010640	0.0000	0	72.30000
AT2_115	TL1_115	0.130370	0.172040	0.017860	0.0000	0	72.30000
AT2_115	AT1_230	0.724280	3.756100	0.000000	0.0000	0	100
AT2_115	SR5_230	0.448790	4.559800	0.000000	0.0000	0	100
AT2_115	PH2_500	0.026714	0.884950	0.000000	0.0000	0	100
AY1_115	AY2_115	0.000991	0.004353	0.000650	0.0000	0	162.9300
AY1_115	AY2_115	0.000991	0.004353	0.000650	0.0000	0	162.9300
AY1_115	BI1_115	0.021046	0.059059	0.008280	0.0000	0	119.5100
AY1_115	BI1_115	0.021046	0.059059	0.008280	0.0000	0	119.5100
BI1_115	BI2_115	0.001085	0.007219	0.001860	0.0000	0	325.8700
BI1_115	BI2_115	0.001085	0.007219	0.001860	0.0000	0	325.8700
AT1_230	AT2_230	0.045238	0.302500	0.000000	0.0000	0	100
AT1_230	BI2_230	0.004925	0.035420	0.078300	0.0000	0	429.4400
AT1_230	BI2_230	0.004925	0.035420	0.078300	0.0000	0	429.4400
AT1_230	SR5_230	0.036551	0.518860	0.000000	0.0000	0	100
AT1_230	PH2_500	0.002528	0.094110	0.000000	0.0000	0	100
AT2_230	SR5_230	0.004861	0.046671	0.000000	0.0000	0	100
AT2_230	PH2_500	0.000857	0.067235	0.000000	0.0000	0	100
BI2_230	WN(A)_230	0.001119	0.011762	0.047950	0.0000	0	858.8900
BI2_230	WN(A)_230	0.001119	0.011762	0.047950	0.0000	0	858.8900
WN(A)_230	SR5_230	0.001445	0.015225	0.062130	0.0000	0	858.8900
WN(A)_230	SR5_230	0.001445	0.015225	0.062130	0.0000	0	858.8900
SR5_230	PH2_500	0.003936	0.114010	0.000000	0.0000	0	100
PH2_500	5511_9074041	0.000143	0.002718	0.263440	0.0000	0	3,734.30
PH2_500	5511_9074042	0.000143	0.002718	0.263440	0.0000	0	3,734.30
PH2_500	5511_9400641	0.000029	0.000546	0.052930	0.0000	0	3,734.30
PH2_500	5511_9424041	0.000029	0.000546	0.052930	0.0000	0	3,734.30

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
5511_9400641	5511_9400641	0.000092	0.001748	0.169380	0.0000	0	3,734.30
5511_9424041	5511_9424041	0.000092	0.001748	0.169380	0.0000	0	3,734.30
BPK(A)_230	KLM_230	0.000403	0.004229	0.017260	0.0000	0	858.8900
BPK(A)_230	KLM_230	0.000403	0.004229	0.017260	0.0000	0	858.8900
KLM_230	BBO_230	0.002200	0.015820	0.034840	0.0000	0	429.4400
KLM_230	BBO_230	0.002200	0.015820	0.034840	0.0000	0	429.4400
PDG_500	BLCP_500	0.000405	0.004858	0.515860	0.0000	0	2,833.64
PDG_500	BLCP_500	0.000405	0.004858	0.515860	0.0000	0	2,833.64
BP2_115	KS_115	0.022133	0.065149	0.008290	0.0000	0	119.5100
BP2_115	RB2_115	0.084935	0.218060	0.000000	0.0000	0	100
BP2_115	RB3_230	0.100060	1.218300	0.000000	0.0000	0	100
BP2_115	SA1_230	0.049511	0.476820	0.000000	0.0000	0	100
BSP1_115	PKK_115	0.059094	0.165860	0.023280	0.0000	0	119.5100
BSP1_115	PKK_115	0.059094	0.165860	0.023280	0.0000	0	119.5100
CA_115	HH_115	0.029121	0.085540	0.010920	0.0000	0	119.5100
CA_115	KKC_115	0.058067	0.124740	0.014840	0.0000	0	96.41000
CA_115	PB_115	0.032084	0.096270	0.011870	0.0000	0	117.5200
HH_115	PRB_115	0.025870	0.076001	0.009710	0.0000	0	119.5100
PB_115	RB2_115	0.016637	0.103950	0.030430	0.0000	0	325.8700
PB_115	RB2_115	0.016637	0.103950	0.030430	0.0000	0	325.8700
PKK_115	PRB_115	0.063321	0.179500	0.024690	0.0000	0	119.5100
RB2_115	BP2_230	0.050757	0.671620	0.000000	0.0000	0	100
RB2_115	RB3_230	0.039830	0.268490	0.000000	0.0000	0	100
RB2_115	SA1_230	0.098516	0.469500	0.000000	0.0000	0	100
BP2_230	RB2_230	0.001042	0.017299	0.112520	0.0000	0	1,717.78
BP2_230	RB2_230	0.001042	0.017299	0.112520	0.0000	0	1,717.78
BP2_230	RB3_230	0.035990	0.384600	0.000000	0.0000	0	100
BP2_230	SA1_230	0.005622	0.134620	0.000000	0.0000	0	100
BSP_230	BSP2_230	0.000050	0.000828	0.005380	0.0000	0	1,717.78
BSP_230	PKK_230	0.005865	0.042512	0.092710	0.0000	0	429.4400
BSP_230	PKK_230	0.005865	0.042512	0.092710	0.0000	0	429.4400
HH_230	PKK_230	0.009763	0.070555	0.155270	0.0000	0	429.4400
HH_230	PKK_230	0.009763	0.070555	0.155270	0.0000	0	429.4400
HH_230	RB2_230	0.012062	0.087277	0.192330	0.0000	0	429.4400
HH_230	RB2_230	0.012062	0.087277	0.192330	0.0000	0	429.4400
RB2_230	RB3(B)_230	0.000579	0.009589	0.062350	0.0000	0	1,717.78
RB2_230	RB3(B)_230	0.000579	0.009589	0.062350	0.0000	0	1,717.78
RB2_230	TECO_230	0.000338	0.003557	0.014490	0.0000	0	858.8900
RB2_230	TECO_230	0.000338	0.003557	0.014490	0.0000	0	858.8900
RB3_230	SA1_230	0.002703	0.016338	0.000000	0.0000	0	100
RB3_230	RB3(B)_230	0.000000	0.000100	0.000000	0.0000	0	0
CBG_500	RB3_500	0.000146	0.002643	0.299440	0.0000	0	3,734.30
CBG_500	RB3_500	0.000146	0.002643	0.299440	0.0000	0	3,734.30
BSP2_500	CBG_500	0.001421	0.026787	3.096900	0.0000	0	3,734.30
BSP2_500	CBG_500	0.001421	0.026787	3.096900	0.0000	0	3,734.30
SB(A)_230	SB-GT11	0.000000	0.069930	0.000000	1.0500	30	400
SB(A)_230	SB-GT12	0.000000	0.071430	0.000000	1.0500	30	400
SB(A)_230	SB-ST10	0.000000	0.069570	0.000000	1.0500	30	400
SB(A)_230	SB-GT21	0.000000	0.030090	0.000000	1.0250	30	400

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
SB(A)_230	SB-GT22	0.000000	0.030090	0.000000	1.0250	30	400
SB(A)_230	SB-ST20	0.000000	0.030090	0.000000	1.0250	30	400
SB(A)_230	SB-GT31	0.000000	0.040630	0.000000	1.0500	30	400
SB(A)_230	SB-GT32	0.000000	0.040630	0.000000	1.0500	30	400
SB(A)_230	SB-ST30	0.000000	0.038240	0.000000	1.0500	30	400
NB_230	NB-GT11	0.000000	0.045600	0.000000	1.0500	30	400
NB_230	NB-GT12	0.000000	0.045600	0.000000	1.0500	30	400
NB_230	NB-ST10	0.000000	0.042420	0.000000	1.0500	30	400
BK_230	BK(A)_69	0.000000	0.062564	0.000000	0.9993	0	400
BK_230	BK(A)_69	0.000000	0.061747	0.000000	0.9993	0	400
BPL_230	BPL_69	0.000000	0.046250	0.000000	0.9804	0	300
BPL_230	BPL_69	0.000000	0.048350	0.000000	1.0250	0	400
BPL_230	BPL_69	0.000000	0.065000	0.000000	0.9804	0	300
BPL_230	BPL_69	0.000000	0.065000	0.000000	1.0250	0	300
BN_230	BN(A)_69	0.000000	0.073141	0.000000	0.9874	0	300
BN_230	BN(A)_69	0.000000	0.073141	0.000000	0.9874	0	300
LPR_230	LPR(A)_69	0.000000	0.066350	0.000000	1.0000	0	400
LPR_230	LPR(A)_69	0.000000	0.066000	0.000000	1.0000	0	400
NB_230	NB(A)_69	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	400
NB_230	NB(A)_69	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	400
RS_230	RS(A)_69	0.000000	0.071761	0.000000	1.0231	0	300
RS_230	RS(A)_69	0.000000	0.071761	0.000000	1.0231	0	300
RS_230	RS(A)_69	0.000000	0.071761	0.000000	1.0231	0	300
RS_230	RS(A)_69	0.000000	0.072313	0.000000	1.0231	0	300
RPS_230	RPS_69	0.000000	0.047837	0.000000	0.9517	0	400
RPS_230	RPS_69	0.000000	0.047837	0.000000	0.9517	0	400
SB(A)_230	SB(A)_69	0.000000	0.062520	0.000000	0.9755	0	400
SB(A)_230	SB(A)_69	0.000000	0.062410	0.000000	0.9755	0	400
STB_230	STB(A)_69	0.000000	0.071761	0.000000	0.9874	0	400
STB_230	STB(A)_69	0.000000	0.071761	0.000000	0.9874	0	400
TPR_230	TPR_69	0.000000	0.066793	0.000000	1.0112	0	400
TPR_230	TPR_69	0.000000	0.066793	0.000000	1.0112	0	400
BK_230	BK(B)_69	0.000000	0.063779	0.000000	0.9993	0	400
BK_230	BK(B)_69	0.000000	0.063889	0.000000	0.9993	0	400
BN_230	BN(B)_69	0.000000	0.073141	0.000000	0.9755	0	300
BN_230	BN(B)_69	0.000000	0.064000	0.000000	0.9804	0	400
LPR_230	LPR(B)_69	0.000000	0.046350	0.000000	0.9804	0	400
LPR_230	LPR(B)_69	0.000000	0.046850	0.000000	0.9804	0	400
NB_230	NB(B)_69	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	400
NB_230	NB(B)_69	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	400
SB(A)_230	SB(B)_69	0.000000	0.062012	0.000000	0.9993	0	400
SB(A)_230	SB(B)_69	0.000000	0.062299	0.000000	0.9993	0	400
STB_230	STB(B)_69	0.000000	0.071761	0.000000	0.9993	0	400
STB_230	STB(B)_69	0.000000	0.072313	0.000000	0.9993	0	400
BPL_230	BPL_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	400
BPL_230	BPL_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	400
BPL_230	BPL_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	400
BN_230	BN_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9750	0	400
BN_230	BN_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9750	0	400

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
CHW_230	CHW_115	0.000000	0.052774	0.000000	0.9742	0	400
CHW_230	CHW_115	0.000000	0.053504	0.000000	0.9742	0	400
CHW_230	CHW_115	0.000000	0.053504	0.000000	0.9623	0	400
NCO_230	NCO(A)_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0125	0	400
NCO_230	NCO(A)_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0125	0	400
NCO(A)_115	TRC	0.000000	0.245560	0.000000	1.0500	30	300
ON(B)_230	ON_115	0.000000	0.059416	0.000000	0.9979	0	400
ON(B)_230	ON_115	0.000000	0.059416	0.000000	0.9979	0	400
RS_230	RS(A)_115	0.000000	0.043729	0.000000	0.9979	0	400
RPS_230	RPS_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0250	0	400
SNO_230	SNO_115	0.000000	0.058674	0.000000	0.9979	0	400
SNO_230	SNO_115	0.000000	0.058674	0.000000	0.9979	0	400
SNO_230	SNO_115	0.000000	0.058674	0.000000	0.9742	0	400
SB(A)_230	SB_115	0.000000	0.059416	0.000000	1.0074	0	400
SB(A)_230	SB_115	0.000000	0.059416	0.000000	1.0074	0	400
SB_115	SMC(SPP)	0.000000	0.070270	0.000000	1.0500	30	400
TPR_230	TPR_115	0.000000	0.059040	0.000000	1.0098	0	400
TPR_230	TPR_115	0.000000	0.067165	0.000000	1.0098	0	400
NV_230	NV_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	300
NV_230	NV_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	300
NV_230	NV_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	300
NV_115	NVE	0.000000	0.093250	0.000000	1.0250	30	300
LLA_230	LLA_115	0.000000	0.059416	0.000000	0.9504	0	400
LLA_230	LLA_115	0.000000	0.059416	0.000000	0.9504	0	400
LLA_230	LLA_115	0.000000	0.059416	0.000000	0.9504	0	400
NCO_230	NCO(B)_115	0.000000	0.066922	0.000000	0.9504	0	400
NCO_230	NCO(B)_115	0.000000	0.066922	0.000000	0.9504	0	400
RS_230	RS(B)_115	0.000000	0.059416	0.000000	0.9861	0	400
RS_230	RS(B)_115	0.000000	0.059416	0.000000	0.9861	0	400
RS(B)_115	PPI	0.000000	0.288890	0.000000	1.0250	30	300
RS(B)_115	PTC	0.000000	0.092860	0.000000	1.0250	30	300
RS(B)_115	BGRIM	0.000000	0.098660	0.000000	1.0250	30	300
NCO_500	NCO_230	0.000000	0.025994	0.000000	1.0104	0	600
NCO_500	NCO_230	0.000000	0.026071	0.000000	1.0104	0	600
NCO_500	NCO_230	0.000000	0.025994	0.000000	1.0478	0	600
ON_500	ON_230	0.000000	0.018000	0.000000	0.9500	0	1,000
ON_500	ON_230	0.000000	0.018000	0.000000	0.9500	0	1,000
ON_500	ON_230	0.000000	0.018000	0.000000	0.9500	0	1,000
SNO_500	SNO_230	0.000000	0.031739	0.000000	0.9605	0	750
SNO_500	SNO_230	0.000000	0.031739	0.000000	0.9605	0	750
SNO_500	SNO_230	0.000000	0.031739	0.000000	0.9605	0	750
ON_500	ON(B)_230	0.000000	0.018000	0.000000	0.9500	0	1,000
WN(A)_230	WN-GT21	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312
WN(A)_230	WN-GT22	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312
WN(A)_230	WN-ST20	0.000000	0.049590	0.000000	1.0500	30	242
WN(B)_230	WN-GT11	0.000000	0.038460	0.000000	1.0250	30	312
WN(B)_230	WN-GT12	0.000000	0.038460	0.000000	1.0250	30	312
WN(B)_230	WN-ST10	0.000000	0.049590	0.000000	1.0250	30	242
WN(B)_230	WN-GT31	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
WN(B)_230	WN-GT32	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312
WN(B)_230	WN-ST30	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312
WN_500	WN-GT41	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312
WN_500	WN-GT42	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312
WN_500	WN-ST40	0.000000	0.038460	0.000000	1.0500	30	312
AY2_115	AY2_69	0.000000	0.299600	0.000000	1.0375	0	25
AT1_230	AT1_115	0.000000	0.061350	0.000000	0.9565	0	200
AT1_230	AT1_115	0.000000	0.061500	0.000000	0.9565	0	200
AT1_230	AT1_115	0.000000	0.065000	0.000000	1.0000	0	200
AT2_230	AT2_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9500	0	300
AT2_230	AT2_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9500	0	300
AT2_230	AT2_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9500	0	300
AT2_115	DCG-S1	0.000000	0.260000	0.000000	1.0500	30	50
BI1_115	BIL	0.000000	0.104240	0.000000	1.0000	30	124.7000
BI2_230	BI2_115	0.000000	0.066977	0.000000	0.9861	0	200
BI2_230	BI2_115	0.000000	0.066977	0.000000	0.9861	0	200
BI2_230	BI2_115	0.000000	0.069191	0.000000	0.9861	0	200
BI2_230	BI2_115	0.000000	0.069191	0.000000	0.9861	0	200
BI2_115	RP-S1	0.000000	0.092860	0.000000	1.0250	30	140
BI2_115	RP-S2	0.000000	0.092860	0.000000	1.0000	30	140
SR5_230	SR5_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	300
SR5_230	SR5_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	300
SR5_230	SR5_115	0.000000	0.055000	0.000000	1.0000	0	300
SR5_115	SR-B	0.000000	0.104240	0.000000	1.0000	30	124.7000
SR5_115	IDT	0.000000	0.097790	0.000000	1.0000	30	132.9000
SR5_115	CHP	0.000000	0.101370	0.000000	1.0000	30	128.2000
WN_500	WN(A)_230	0.000000	0.031739	0.000000	1.0104	0	750
WN_500	WN(B)_230	0.000000	0.031739	0.000000	0.9855	0	750
PH2_500	PGS-GT11	0.000000	0.037840	0.000000	1.0000	0	370
PH2_500	PGS-GT12	0.000000	0.037840	0.000000	1.0000	0	370
PH2_500	PGS-ST10	0.000000	0.038670	0.000000	1.0000	0	362
PH2_500	PGS-GT21	0.000000	0.037840	0.000000	1.0000	0	370
PH2_500	PGS-GT22	0.000000	0.037840	0.000000	1.0000	0	370
PH2_500	PGS-ST20	0.000000	0.038670	0.000000	1.0000	0	362
PH2_500	SEC-GT11	0.000000	0.037840	0.000000	1.0000	0	370
PH2_500	SEC-GT12	0.000000	0.037840	0.000000	1.0000	0	370
PH2_500	SEC-ST10	0.000000	0.038670	0.000000	1.0000	0	362
BPK(A)_230	BPK-T1	0.000000	0.017400	0.000000	1.0250	30	680
BPK(A)_230	BPK-T2	0.000000	0.017400	0.000000	1.0250	30	680
BPK(B)_230	BPK-T3	0.000000	0.017500	0.000000	1.0500	30	706
BPK(B)_230	BPK-T4	0.000000	0.017500	0.000000	1.0500	30	706
BPK(B)_230	BPK-GT31	0.000000	0.133300	0.000000	1.0500	30	125
BPK(B)_230	BPK-GT32	0.000000	0.133300	0.000000	1.0500	30	125
BPK(B)_230	BPK-ST30	0.000000	0.125000	0.000000	1.0500	30	125
BPK(B)_230	BPK-GT41	0.000000	0.133300	0.000000	1.0500	30	125
BPK(B)_230	BPK-GT42	0.000000	0.133300	0.000000	1.0500	30	125
BPK(B)_230	BPK-ST40	0.000000	0.125000	0.000000	1.0500	30	125
BPK(A)_230	BPK-GT51	0.000000	0.054610	0.000000	1.0500	30	293
BPK(A)_230	BPK-GT52	0.000000	0.054610	0.000000	1.0500	30	293

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
BPK(A)_230	BPK-ST50	0.000000	0.050160	0.000000	1.0500	30	319
KLM_230	KLM_115	0.000000	0.066977	0.000000	0.9742	0	200
KLM_230	KLM_115	0.000000	0.066977	0.000000	0.9742	0	200
KLM_230	KLM_115	0.000000	0.066977	0.000000	0.9742	0	200
KLM_230	KLM_115	0.000000	0.066977	0.000000	0.9742	0	200
KLM_115	CC	0.000000	0.102310	0.000000	1.0000	30	127.1000
KLM_115	AMTP	0.000000	0.066560	0.000000	1.0000	30	195.3000
PDG_230	PDG_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	300
PDG_230	PDG_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	300
PDG_230	PDG_115	0.000000	0.055000	0.000000	0.9875	0	300
PDG_115	AMST	0.000000	0.066560	0.000000	1.0000	30	195.3000
PDG_115	AMT-PDG	0.000000	0.101400	0.000000	1.0000	30	128.2000
PDG_115	TNP2	0.000000	0.109430	0.000000	1.0000	30	118.8000
PDG_500	PDG_230	0.000000	0.018665	0.000000	0.9480	0	1,000
PDG_500	PDG_230	0.000000	0.018743	0.000000	0.9480	0	1,000
PDG_500	DG_230	0.000000	0.018743	0.000000	0.9480	0	1,000
BBO_230	BBO-GC1	0.000000	0.024000	0.000000	1.0250	30	500
BLCP_500	BLCP-T1	0.000000	0.016050	0.000000	1.0500	-30	810
BLCP_500	BLCP-T2	0.000000	0.016050	0.000000	1.0500	-30	810
BSP_230	BSPS1(SVC)	0.000000	0.040000	0.000000	1.0500	30	300
KKC_115	KKC-H1	0.000000	0.410800	0.000000	1.0500	30	21
RB3_500	RB-T1	0.000000	0.015100	0.000000	1.0250	30	860
RB3_500	RB-T2	0.000000	0.015100	0.000000	1.0250	30	860
RB3_230	RB-GT11	0.000000	0.044400	0.000000	1.0250	30	270
RB3_230	RB-GT12	0.000000	0.044400	0.000000	1.0250	30	270
RB3_230	RB-ST10	0.000000	0.038700	0.000000	1.0250	30	310
RB3_230	RB-GT21	0.000000	0.044400	0.000000	1.0250	30	270
RB3_230	RB-GT22	0.000000	0.044400	0.000000	1.0250	30	270
RB3_230	RB-ST20	0.000000	0.038700	0.000000	1.0250	30	310
RB3_500	RB-GT31	0.000000	0.044400	0.000000	1.0250	30	270
RB3_500	RB-GT32	0.000000	0.044400	0.000000	1.0250	30	270
RB3_500	RB-ST30	0.000000	0.038700	0.000000	1.0250	30	310
BP2_230	BP2_115	0.000000	0.068638	0.000000	0.9267	0	200
BP2_230	BP2_115	0.000000	0.068450	0.000000	0.9267	0	200
BP2_230	BP2_115	0.000000	0.069579	0.000000	0.9267	0	200
BSP_230	BSP1_115	0.000000	0.062000	0.000000	0.9875	0	200
BSP_230	BSP1_115	0.000000	0.062000	0.000000	0.9875	0	200
HH_230	HH_115	0.000000	0.065000	0.000000	0.9250	0	200
HH_230	HH_115	0.000000	0.065000	0.000000	0.9250	0	200
PKK_230	PKK_115	0.000000	0.123000	0.000000	0.9875	0	100
PKK_230	PKK_115	0.000000	0.123000	0.000000	0.9875	0	100
RB2_230	RB2_115	0.000000	0.061910	0.000000	0.9750	0	200
RB2_230	RB2_115	0.000000	0.065200	0.000000	0.9750	0	200
RB2_230	RB2_115	0.000000	0.061910	0.000000	0.9750	0	200
RB2_115	RB2-S1	0.000000	0.066670	0.000000	1.0000	30	150
RB2_115	RB2-S2	0.000000	0.066670	0.000000	1.0000	30	150
RB2_115	RB2-S3	0.000000	0.066670	0.000000	1.0000	30	150
SA1_230	SA1_115	0.000000	0.065870	0.000000	0.9267	0	200
SA1_230	SA1_115	0.000000	0.064210	0.000000	0.9267	0	200

ตารางที่ ข.1.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงในระบบส่งไฟฟ้า EGAT 243 บัส ของเขตกรุงเทพ และปริมณฑล (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
SA1_230	SA1_115	0.000000	0.065870	0.000000	0.9267	0	200
SA1_230	SA1_115	0.000000	0.064763	0.000000	0.9267	0	200
BSP2_500	BSP2_230	0.000000	0.016660	0.000000	1.0000	0	1,000
RB3_500	RB3(B)_230	0.000000	0.028670	0.000000	0.9500	0	750
RB3_500	RB3(B)_230	0.000000	0.028670	0.000000	0.9500	0	750
RB3_500	RPCL-GT11	0.000000	0.046960	0.000000	1.0395	30	309
RB3_500	RPCL-GT12	0.000000	0.046960	0.000000	1.0395	30	309
RB3_500	RPCL-ST10	0.000000	0.043320	0.000000	1.0395	30	346
RB3_500	RPCL-GT21	0.000000	0.046960	0.000000	1.0395	30	309
RB3_500	RPCL-GT22	0.000000	0.046960	0.000000	1.0395	30	309
RB3_500	RPCL-ST20	0.000000	0.043320	0.000000	1.0395	30	346
TECO_230	TECO-GT11'	0.000000	0.032920	0.000000	1.0500	30	322
TECO_230	TECO-GT12	0.000000	0.032920	0.000000	1.0500	30	322
TECO_230	TECO-ST10	0.000000	0.032640	0.000000	1.0500	30	322

ข.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 34 บัส ที่ใช้ในการทดสอบนี้ได้รับการดัดแปลงระดับโหลดให้มีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละช่วงเวลา ในหัวข้อนี้ได้เสนอข้อมูลบัส ข้อมูลวงจรสายส่งและหม้อแปลงในกรณีมีระดับโหลดที่ 1 pu โดยแสดงในรูปแบบตาราง กำหนดให้มีค่าฐานกำลังไฟฟ้าเป็น 2.5 MVA

ตารางที่ ข.2.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE 34 บัส

bus	Type	P_d (kW)	Q_d(kVAr)	Gs (kVAr)	basekV	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
1	3	0	0	0	24.9	1.05	0.95
2	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
3	1	36.66	19.34	0	24.9	1.05	0.95
4	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
5	1	10.66	5.34	0	24.9	1.05	0.95
6	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
7	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
8	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
9	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
10	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
11	1	22.66	11.34	0	24.9	1.05	0.95
12	1	90	46.66	0	24.9	1.05	0.95
13	1	3.34	1.34	0	24.9	1.05	0.95
14	1	26.66	13.34	0	24.9	1.05	0.95
15	1	2.66	1.34	0	24.9	1.05	0.95
16	1	34.66	15.34	0	24.9	1.05	0.95
17	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
18	1	2.66	1.34	0	24.9	1.05	0.95

ตารางที่ ข.2.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (ต่อ)

bus	Type	P_d (kW)	Q_d(kVAr)	Gs (kVAr)	basekV	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
19	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
20	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
21	1	0	0	0	4.16	1.05	0.95
22	1	300	150	0	4.16	1.05	0.95
23	1	10	4.66	0	24.9	1.05	0.95
24	1	1.34	0.66	0	24.9	1.05	0.95
25	1	21.34	11.34	0	24.9	1.05	0.95
26	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
27	1	276	213.34	0	24.9	1.05	0.95
28	1	30	15.34	0	24.9	1.05	0.95
29	1	55.34	39.34	0	24.9	1.05	0.95
30	1	137.34	80.66	0	24.9	1.05	0.95
31	1	54.66	28.66	0	24.9	1.05	0.95
32	1	44.66	27.34	0	24.9	1.05	0.95
33	1	0	0	0	24.9	1.05	0.95
34	1	18.66	9.34	0	24.9	1.05	0.95

ตารางที่ ข.2.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบทดสอบ IEEE 34 บัส

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
1	2	0.0026	0.00270	0	0	0	5
2	3	0.0018	0.0018	0	0	0	2.5
3	4	0.0327	0.0331	0	0	0	2.5
4	5	0.0124	0.0066	0	0	0	1.5
4	6	0.0381	0.0385	0	0	0	2.5
6	7	0.0302	0.0306	0	0	0	2.5
7	8	0	0.0457	0	1	0	2.5
8	9	0.0005	0.0003	0	0	0	2.5
9	10	0.0037	0.0019	0	0	0	2.5
10	11	0.1029	0.0546	0	0	0	2.5
11	12	0.0294	0.0156	0	0	0	1.5
9	13	0.015	0.0111	0	0	0	3
13	14	0.0065	0.0034	0	0	0	1.5
13	15	0.0012	0.0009	0	0	0	2.5
15	16	0.0300	0.0222	0	0	0	2.5
16	17	0.0008	0.0006	0	0	0	2.5
17	18	0.0499	0.0265	0	0	0	2.5
17	19	0.0541	0.0399	0	0	0	2.5
19	20	0	0.0457	0	1	0	2.5
20	21	0.0950	0.2040	0	0	0	1.5
21	22	0.0107	0.0109	0	0	0	3
20	23	0.0072	0.0053	0	0	0	1.5
23	24	0.0035	0.0018	0	0	0	2.5
23	25	0.0086	0.0063	0	0	0	2.5
25	26	0.0004	0.0003	0	0	0	2.5
26	27	0.0020	0.0015	0	0	0	2.5
27	28	0.0053	0.0039	0	0	0	2.5
28	29	0.0008	0.0006	0	0	0	2.5

ตารางที่ ข.2.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (ต่อ)

Fbus	Tbus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Ratio	Angle	Rated (MVA)
25	30	0.0030	0.0022	0	0	0	1.5
30	31	0.0039	0.0029	0	0	0	3
31	32	0.0013	0.0009	0	0	0	1.5
31	33	0.0004	0.0003	0	0	0	2.5
33	34	0.0071	0.0053	0	0	0	2.5

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายอนุวัฒน์ จันทร์โฮม เกิดวันที่ 13 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2530 ที่จังหวัดกาญจนบุรี สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยในปีการศึกษา 2552 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2553