

การประเมินกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาการเข้ามาของการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงานหมุนเวียน



บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

DETERMINATION OF GENERATION'S SYSTEM SPINNING RESERVE BY CONSIDERING
PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION

Mr. Chayanut Poomahapinyo



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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาการเข้ามาของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
โดย	นายชยณัฐ ภูมทิญโญ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชย์ ชัยทัศน์ีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชย์ ชัยทัศน์ีย์)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สันต์ สัมปัตตะวนิช)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. จิระ อาชายุทธการ)

ชยณัฐ ภู่มหิณูโย : การประเมินกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาการเข้ามาของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (DETERMINATION OF GENERATION'S SYSTEM SPINNING RESERVE BY CONSIDERING PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์, 124 หน้า.

ในปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยมีค่าเพิ่มขึ้นในแต่ละปี ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจำเป็นต้องจัดหาแหล่งพลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อลดปัญหาสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงมีแนวโน้มที่จะถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม พลังงานหมุนเวียนเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่ต่อเนื่องและไม่สามารถควบคุมได้ ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคตจึงหมายความว่า แนวโน้มของกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบในอนาคตจะมีความไม่แน่นอนสูงขึ้น หากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าลดลงอย่างรวดเร็ว โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ในระบบต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้ทันเวลา ดังนั้นระบบไฟฟ้าต้องมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นเพื่อรองรับความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการประเมินกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อหาค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือผลรวมของต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ แม้ว่า การเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายทำให้ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับลดลง แต่การเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายทำให้ต้นทุนในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสูงขึ้น เนื่องจากจำนวนโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งเดินเครื่องอาจเพิ่มขึ้น กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดถูกคำนวณโดยอาศัยการวางแผนผลิตไฟฟ้าและการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำที่สุด นอกจากนี้ ผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะถูกวิเคราะห์ โดยอาศัยแบบจำลองระบบไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 โดยผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่า เมื่อระบบไฟฟ้ามีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น จะส่งผลให้ระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2560

5870130521 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: INTERMITTENT RENEWABLE ENERGY GENERATION / SPINNING RESERVE / ECONOMIC DISPATCH / EXPECTED OUTAGE COST / GENETIC ALGORITHM

CHAYANUT POOMAHAPINYO: DETERMINATION OF GENERATION'S SYSTEM SPINNING RESERVE BY CONSIDERING PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 124 pp.

Since electrical demand of Thailand is increasing every year, Electricity Generating Authority of Thailand has to provide more electrical energy to serve the demand. To relieve the environmental concerns, more renewable energy generation are installed into the power system. However, some renewable energy sources, such as wind and solar generations, are intermittent and uncontrollable. Therefore, more renewable energy generation will increase uncertain power generation in the power system. When output power of renewable energy generation rapidly drops, the online power plants have to adjust their output power to compensate the output power of renewable energy generation spontaneously. Hence, the power system needs more spinning reserve to support the fluctuation of renewable energy generation.

This thesis proposes the method to assess the spinning reserve and to determine the optimal spinning reserve in the given conditions. The summation of operating cost and expected outage cost is the objective function. Although increasing spinning reserve reduces the expected outage cost, spinning reserve comes at a cost because more power plants may be additionally committed. The optimal spinning reserve is calculated by performing generation unit commitment and economic dispatch to minimize the objective function. In addition, the impact of renewable energy generation on spinning reserve is assessed by using the test system referred from Thailand Power Development Plan 2015 – 2036. The numerical simulations show that when more renewable energy generation is installed, the amount of required spinning reserve is increased.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2017

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาของวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบไปด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สันต์ สัมปตตะวนิช และดร. จิระ อาชายุทธการ ที่ได้สละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา ครอบครัว รุ่นพี่และเพื่อนๆ ที่เป็นกำลังใจและให้คำปรึกษาแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	3
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	4
1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์.....	4
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	5
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง	7
2.1 ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย	7
2.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	8
2.1.2 โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล	16
2.2 กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย.....	19
2.2.1 ความหมายของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่แต่ละองค์กรกำหนดไว้.....	20
2.2.2 การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในต่างประเทศ	21
2.2.3 คำศัพท์ที่ใช้เรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย	24
2.2.4 คำนิยามของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้	28
บทที่ 3 ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม.....	29

3.1 การลงรหัสและการถอดรหัส	30
3.2 การสร้างประชากรเริ่มต้น	30
3.3 การประเมินค่าความเหมาะสม	31
3.4 การคัดเลือก	31
3.5 การข้ามสายพันธุ์.....	32
3.6 การผ่าเหล่า.....	34
3.7 การเลือกโครโมโซมที่โดดเด่นเพื่อรักษาไว้ในรุ่นถัดไป	35
3.8 เงื่อนไขการหยุด	35
บทที่ 4 แบบจำลองระบบไฟฟ้า.....	37
4.1 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า.....	37
4.1.1 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอน	37
4.1.2 ระบบไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้	40
4.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศ	41
4.1.4 ระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้	42
4.2 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	51
4.2.1 เส้นโค้งของโหลด	52
4.2.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด	53
4.2.3 การสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต	53
4.3 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	58
4.4 แบบจำลองความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์.....	61
4.4.1 ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	62
4.4.2 ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน.....	63

บทที่ 5 การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด	65
5.1 การจัดสรรกำลังผลิตที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ (Proposed Economic Dispatch).....	65
5.2 การคำนวณค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ	67
5.3 การเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง.....	71
5.4 การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด	75
บทที่ 6 ผลการทดสอบ	78
6.1 ระบบทดสอบ.....	78
6.2 การหาลำดับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในกรณีศึกษาต่างๆ สำหรับปีพ.ศ. 2558 .80	
6.2.1 พิจารณาในช่วงเวลาที่ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สุทธิสูงสุด	80
6.2.2 พิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความคลาดเคลื่อนของ การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ.....	84
6.2.3 พิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้า สุทธิ	85
6.3 การหาลำดับผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดโดยพิจารณาทุกช่วงเวลาในแต่ละปี.....	86
6.3.1 การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558	87
6.3.2 การวิเคราะห์ผลกระทบของความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการ ใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลัง ผลิตสำรองพร้อมจ่าย ในปีพ.ศ. 2558.....	89
6.3.3 การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 – 2579.....	91
บทที่ 7 สรุปผล.....	94
7.1 สรุปผลการวิจัย	94
7.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม	96
รายการอ้างอิง	98

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 124



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระบบของกฟผ. ปีพ.ศ. 2558	8
ภาพที่ 2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	9
ภาพที่ 2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ.....	10
ภาพที่ 2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย.....	11
ภาพที่ 2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน	11
ภาพที่ 2.6 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม.....	12
ภาพที่ 2.7 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บ.....	13
ภาพที่ 2.8 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี.....	14
ภาพที่ 2.9 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ.....	15
ภาพที่ 2.10 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	17
ภาพที่ 2.11 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม.....	18
ภาพที่ 2.12 โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	19
ภาพที่ 2.13 ระยะเวลาการตอบสนองของกำลังผลิตสำรองในการควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้า ...	26
ภาพที่ 3.1 การคัดเลือกด้วยวิธีวงล้อสุ่ม.....	32
ภาพที่ 3.2 การข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์.....	33
ภาพที่ 3.3 การผ่าเหล่าด้วยวิธีกลับค่าบิต	35
ภาพที่ 3.4 การทำงานของขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม	36
ภาพที่ 4.1 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งหนึ่ง ใน 5 วัน.....	38
ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างข้อมูลแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ใน 5 วัน.....	39
ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมแห่งหนึ่ง ใน 5 วัน.....	39
ภาพที่ 4.4 ตัวอย่างข้อมูลแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ใน 5 วัน.....	40

ภาพที่ 4.5 ตัวอย่างการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในหนึ่งสัปดาห์	42
ภาพที่ 4.6 แบบจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าแบบ 2 สถานะ	48
ภาพที่ 4.7 สถานะของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า.....	48
ภาพที่ 4.8 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ ปีพ.ศ. 2512 - 2556.....	51
ภาพที่ 4.9 เส้นโค้งของโหลดในปีพ.ศ. 2558	52
ภาพที่ 4.10 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในปีพ.ศ. 2558	53
ภาพที่ 4.11 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต.....	57
ภาพที่ 4.12 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในปีพ.ศ. 2558 และพ.ศ. 2579	58
ภาพที่ 4.13 เส้นโค้งของโหลดในวันที่ 1 มกราคม ปีพ.ศ. 2558 และพ.ศ. 2579	58
ภาพที่ 4.14 การคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	59
ภาพที่ 4.15 ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเมื่อเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	60
ภาพที่ 4.16 ตัวอย่างข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใน 5 วัน	63
ภาพที่ 4.17 ตัวอย่างค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ที่เวลาต่างๆ ใน 5 วัน	64
ภาพที่ 5.1 พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย เมื่อระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังผลิต Ok	68
ภาพที่ 5.2 การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในช่วงเวลาที่พิจารณา.....	76
ภาพที่ 5.3 การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละปี	77
ภาพที่ 6.1 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้	79
ภาพที่ 6.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	80
ภาพที่ 6.3 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความคลาดเคลื่อนของการ พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	84
ภาพที่ 6.4 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	85
ภาพที่ 6.5 ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในช่วงเวลาต่างๆ ในปีพ.ศ. 2558.....	87
ภาพที่ 6.6 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558	88

ภาพที่ 6.7 ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายปีพ.ศ. 2558 สำหรับกรณีต่างๆ	90
ภาพที่ 6.8 ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 - 2579	92



สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระบบของกฟผ. ปีพ.ศ. 2558	8
ตารางที่ 2.2	การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในต่างประเทศ.....	22
ตารางที่ 2.3	คำศัพท์ที่ใช้เรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของแต่ละเขตการจ่ายไฟฟ้า.....	26
ตารางที่ 3.1	สัดส่วนความเหมาะสมของโครโมโซม	32
ตารางที่ 4.1	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จาก PDP2015.....	38
ตารางที่ 4.2	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมจาก PDP2015.....	38
ตารางที่ 4.3	ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ	41
ตารางที่ 4.4	จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้แยกตามประเภทเชื้อเพลิง.....	43
ตารางที่ 4.5	ต้นทุนค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ.....	43
ตารางที่ 4.6	ตัวอย่างค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ	44
ตารางที่ 4.7	ราคาค่าเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ	44
ตารางที่ 4.8	การแปลงหน่วยของเชื้อเพลิง	45
ตารางที่ 4.9	ต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า	46
ตารางที่ 4.10	ข้อมูลค่าอัตราการเพิ่มกำลังไฟฟ้า.....	47
ตารางที่ 4.11	ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้	48
ตารางที่ 4.12	ตัวอย่างค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ กฟผ.	51
ตารางที่ 4.13	ตัวอย่างค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ของแต่ละเขตการจ่ายไฟฟ้า.....	63
ตารางที่ 5.1	ตัวอย่างข้อมูลความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า	69
ตารางที่ 5.2	การคำนวณโอกาสเกิดเหตุขัดข้อง	69
ตารางที่ 5.3	ตัวอย่างผลลัพธ์การจัดสรรกำลังผลิต	70
ตารางที่ 5.4	ตัวอย่างผลลัพธ์การสรรกำลังการผลิตหลาก G1 เกิดเหตุขัดข้อง	70

ตารางที่ 5.5 ตัวอย่างการสร้างประชากรเริ่มต้นด้วยวิธีเรียงลำดับ	73
ตารางที่ 6.1 จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้ในปีพ.ศ. 2558 – 2579	78
ตารางที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรกำลังผลิตและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย	81
ตารางที่ 6.3 ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ	83
ตารางที่ 6.4 ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสูงสุดและต่ำสุด และค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเฉลี่ย ในปีพ.ศ. 2558	88
ตารางที่ 6.5 ค่าเปอร์เซ็นต์โหลดที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558.....	89
ตารางที่ 6.6 ค่าเปอร์เซ็นต์โหลดที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558 ในกรณีต่างๆ	90
ตารางที่ 6.7 ค่าเปอร์เซ็นต์โหลดที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีต่างๆ.....	91

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาของบทนำนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบัน ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยมีค่าเพิ่มขึ้นในแต่ละปี เนื่องจากการเติบโตทางด้านเศรษฐกิจและประชากร ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำเป็นต้องจัดหาแหล่งพลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้านั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยไม่ได้ให้ความสำคัญแค่เพียงการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ แต่ยังให้ความสนใจกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย พลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานที่มีอยู่ทั่วไปในธรรมชาติและสามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่จำกัด และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นต้นเหตุหนึ่งของมลพิษในอากาศ ทำให้ภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมไปถึงการใช้พลังงานหมุนเวียนต่างๆ เช่น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (Power Development Plan: PDP2015) [1], แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015) [2] เป็นต้น ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยมีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม พลังงานหมุนเวียนเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่ต่อเนื่อง (Intermittent Sources) และไม่แน่นอน เป็นพลังงานที่มีข้อจำกัดทั้งเรื่องเวลาและสภาพอากาศ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะเวลากลางวันในช่วงที่มีแสงอาทิตย์ หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าขึ้นกับความเร็วลม เป็นต้น ดังนั้น การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคตจึงหมายความว่า แนวโน้มของกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบในอนาคตจะมีความไม่แน่นอนสูงขึ้นและอาจส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ

ความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ตัวอย่างเช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลงอย่างรวดเร็วจากการบดบังของเมฆ ทำให้โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ในระบบต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้ทันเวลาเพื่อทดแทนกำลังไฟฟ้าที่ลดลงของระบบผลิตไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์ หากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ทำให้โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ต้องมีความสามารถในการเร่งเครื่องเพื่อเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ซึ่งหมายถึงระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) เพิ่มขึ้น กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย คือ กำลังผลิตสำรองจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่และสามารถสั่งเพิ่มการจ่ายไฟฟ้าได้ทันทีที่ระบบมีความต้องการ ซึ่งตามมาตรฐานต้องมีจำนวน 800 – 1,600 เมกะวัตต์ หรืออย่างน้อยมากกว่ากำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุด [3] เพื่อรองรับเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ หากเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าหรือกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวนอย่างรวดเร็ว ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทันทีเพื่อป้องกันปัญหาไฟฟ้ามืดหรือดับ ซึ่งอาจลุกลามจนเกิดไฟฟ้ามืดเป็นบริเวณกว้าง (Blackout) ได้

การที่ระบบมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมากขึ้นหมายความว่า ระบบสามารถรองรับความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้น สามารถรองรับเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าได้ดีขึ้นและทำให้ความเสียหายที่เกิดขึ้นจากเหตุไฟฟ้ามืดลดลง อย่างไรก็ตาม การเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสูงขึ้น เนื่องจากอาจต้องเพิ่มจำนวนโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่อง และโรงไฟฟ้าอาจถูกกำหนดให้ผลิตไฟฟ้าในค่าที่ต่ำกว่าจุดที่คุ้มค่าที่สุด (Optimal Output)

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเสนอวิธีการประเมินกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อหาลำดับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด และวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกับปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้า โดยใช้ระบบทดสอบคือระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 – 2579 โดยอ้างอิงจากแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อเสนอวิธีประเมินกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้าตามหลักการทางวิชาการ
2. เพื่อเสนอวิธีการกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมเพื่อรองรับการเข้ามาของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. ใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579
2. พิจารณาเฉพาะความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม
3. พิจารณาเฉพาะการขัดข้องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้
4. กำหนดให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้มีค่าคงที่ใน ทุกช่วงเวลา
5. ไม่พิจารณาความต่อเนื่องระหว่างช่วงเวลาในการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า
6. ไม่พิจารณาต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า
7. กำหนดให้อัตราการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้ามีค่าคงที่
8. กำหนดให้เชื้อเพลิงมีความพร้อมใช้ตลอดเวลา
9. กำหนดให้เชื้อเพลิงมีราคาคงที่ตลอดเวลา

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1. รวบรวมข้อมูลที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
2. รวบรวมข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย
3. รวบรวมข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมของ ประเทศไทย
4. ศึกษาความหมายและวิธีการกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเขตการจ่ายไฟฟ้า ต่างๆ
5. สร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย
6. ศึกษาขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม
7. พัฒนาโปรแกรมสำหรับคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด
8. ทดสอบโปรแกรมดังกล่าวกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย
9. สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. ความเหมาะสมของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่กำหนดในปัจจุบัน
2. กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่คำนวณได้สามารถนำไปใช้ในการวางแผนผลิตไฟฟ้าได้

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

บทความวิจัยเรื่อง “Optimizing the Spinning Reserve Requirements” [4] ได้เสนอแนวคิดการกำหนดค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายโดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการเพิ่มค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากการตัดโหลดเมื่อเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้า โดยคำนวณจากการวางแผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (Generation Unit Commitment) และเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเมื่อกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ค่าต่างๆ เช่น ขนาดของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุด ร้อยละ 2.5, 5 และ 10 ของความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งบทความนี้ให้แนวคิดว่าการที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีจำนวนเพิ่มขึ้น ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ (Net Demand) มีความผันผวนมากขึ้น ทำให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ระบบต้องการมีปริมาณเพิ่มขึ้น หากกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่ามากเกินไปจะทำให้ต้นทุนค่าเดินเครื่องโรงไฟฟ้ามีความสูงขึ้น แต่ช่วยลดความเสียหายที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องกำหนดค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายอย่างเหมาะสมที่สุดเพื่อความคุ้มค่าทางหลักเศรษฐศาสตร์

บทความวิจัยเรื่อง “Determination of Maximum Wind Power Penetration in an Isolated Island System by Considering Spinning Reserve” [5] ได้วิเคราะห์ความสามารถในการรองรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมของระบบไฟฟ้าเกาะเผิงหู ซึ่งเป็นเกาะๆ หนึ่งของไต้หวัน โดยพิจารณาในช่วงเวลาหนึ่งที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า 35 เมกะวัตต์ และพิจารณาเฉพาะสายส่งที่ยาวที่สุดสั้นที่สุด และสายส่งที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันไฟฟ้า (Voltage - sensitive) มากที่สุด ซึ่งผลลัพธ์ของงานวิจัยนี้บ่งบอกว่า เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ระบบต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมากขึ้น ทำให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่องเพิ่มขึ้น และส่งผลให้ต้นทุนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แนวคิดที่ได้รับจากงานวิจัยนี้คือการเลือกพิจารณาเฉพาะสถานการณ์ที่มีนัยสำคัญ ตัวอย่างเช่น ช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุด หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความผันผวนมากที่สุด เป็นต้น

บทความวิจัยเรื่อง “Genetic Algorithm Solution to Unit Commitment Problem” [6] ได้นำขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm) มาประยุกต์ใช้กับการวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Commitment) โดยใช้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมสำหรับหารูปแบบการ

เดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด และใช้การทำซ้ำแบบแลมดา (Lambda Iteration) เพื่อแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังผลิต (Economic Dispatch) ซึ่งเป็นปัญหาย่อย โดยผลลัพธ์ของบทความบ่งบอกว่า ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมสามารถหาคำตอบของการวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ แนวคิดที่ได้รับจากบทความนี้คือ ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมสามารถนำมาใช้เพื่อกำหนดโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่อง โดยทำให้ต้นทุนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งสามารถคำนวณได้จากการจัดสรรกำลังผลิต และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ระบบมีหลังการจัดสรรกำลังผลิต

บทความวิจัยเรื่อง “Reserve Optimization Using Reliability Constrained Unit Commitment” [7] ได้เสนอวิธีการหาปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดเพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยการหาค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในงานวิจัยนี้ใช้วิธี Reliability Constrained Unit Commitment (RCUC) โดยมีข้อกำหนดว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ถูกคำนวณได้จากกระบวนการดังกล่าวต้องมีค่าน้อยกว่าค่าสูงสุดที่ยอมรับได้ ซึ่งในบทความวิจัยนี้ใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ 2 ค่า ได้แก่ Expected Energy Not Supply (EENS) และ Loss of Load Probability (LOLP) โดยวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับค่าดัชนีโดยใช้ความสัมพันธ์ในรูปแบบของความสัมพันธ์เชิงเส้น และใช้ระบบทดสอบ IEEE reliability test system ในการทดสอบ จากผลการทดสอบพบว่าข้อกำหนดเกณฑ์ค่าความเชื่อถือได้ของระบบ (EENS และ LOLP) มีผลต่อต้นทุนการผลิต และค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย อย่างไรก็ตามบทความวิจัยนี้ไม่ได้พิจารณาถึงระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดใหญ่ และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งหากมีการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ และพลังงานหมุนเวียน อาจส่งผลให้ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดมีค่าเปลี่ยนไป

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งออกเป็น 7 บท โดยแบ่งเนื้อหาเป็นส่วนต่างๆ ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วยทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ความหมายของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย และการกำหนดค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

บทที่ 3 กล่าวถึงขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม ประกอบด้วยขั้นตอนการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดด้วยขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม

บทที่ 4 กล่าวถึงแบบจำลองระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยข้อมูลที่ใช้สร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า และขั้นตอนการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็นแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ และแบบจำลองความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์

บทที่ 5 กล่าวถึงขั้นตอนการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมและโปรแกรมเชิงเส้น เพื่อเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องและจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ และมีค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสม

บทที่ 6 กล่าวถึงผลการทดสอบการคำนวณค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในกรณีศึกษาต่างๆ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

บทที่ 7 กล่าวถึงบทสรุปงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รวมถึงข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไป

บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง

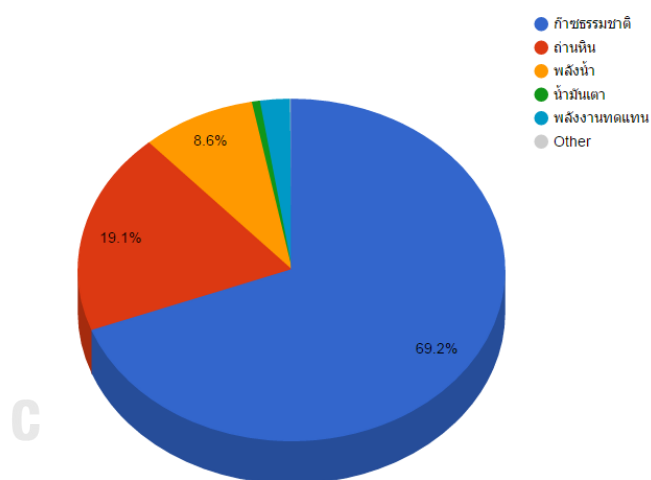
สำหรับบทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง ประกอบไปด้วย 2 ส่วน ได้แก่ 1) ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย และ 2) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

2.1 ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ปัจจุบัน พลังงานไฟฟ้ามีบทบาทสำคัญต่อการดำรงชีวิตประจำวันของมนุษย์ ซึ่งนำไปใช้ประโยชน์ทั้งในด้านการพัฒนาเศรษฐกิจและการดำเนินชีวิต ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องมีกำลังผลิตและกำลังผลิตสำรองมากพอเพื่อรองรับความต้องการที่เพิ่มขึ้น โดยแหล่งพลังงานหลักสำหรับการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยในปี พ.ศ. 2558 คือเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 69.22% รองลงมาคือถ่านหินประมาณ 19.10% และพลังงานน้ำประมาณ 8.65% [3] เนื่องจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีอยู่จำกัด ทำให้ราคาของเชื้อเพลิงฟอสซิลมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้นพลังงานหมุนเวียนจึงเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น เนื้อหาในส่วนนี้ประกอบไปด้วยทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ ในประเทศไทย ซึ่งแบ่งได้เป็น 2 ประเภทหลักๆ ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยแสดงในตารางที่ 2.1 และภาพที่ 2.1 [3]

ตารางที่ 2.1 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระบบของกฟผ. ปีพ.ศ. 2558

ประเภทเชื้อเพลิง	สะสมเดือนมกราคม – ธันวาคม 2558	
	จำนวน (ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง)	ร้อยละ
ก๊าซธรรมชาติ	126,808.19	69.22
ถ่านหิน	34,980.59	19.10
พลังน้ำ	15,836.63	8.65
น้ำมันเตา	1,123.49	0.61
น้ำมันดีเซล	189.51	0.10
พลังงานทดแทน	4,110.23	2.24
ซื้อจากต่างประเทศ	138.28	0.07
รวม	183,186.93	100.00



ภาพที่ 2.1 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระบบของกฟผ. ปีพ.ศ. 2558

2.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ปัจจุบัน ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยสามารถแบ่งตามประเภทของแหล่งพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าได้เป็น 7 ประเภท ดังนี้

- 1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

- 3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ
- 4) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล
- 5) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ
- 6) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ
- 7) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ

1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่มีอยู่ทั่วไปในธรรมชาติ สามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่จำกัด และเป็นพลังงานสะอาดซึ่งไม่ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ประเทศไทยตั้งอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตรจึงทำให้ได้รับแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่องตลอดทั้งปี ซึ่งความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ $18.0 \text{ MJ/m}^2/\text{day}$ หรือ $5.0 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ ซึ่งอยู่ในระดับที่ค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับหลายๆ ประเทศ [8] ซึ่งเป็นปริมาณที่มากเพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้า แต่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในเฉพาะช่วงที่มีแสงอาทิตย์เท่านั้น ทำให้เหมาะกับการแก้ปัญหาคาดแคลนไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน



ภาพที่ 2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

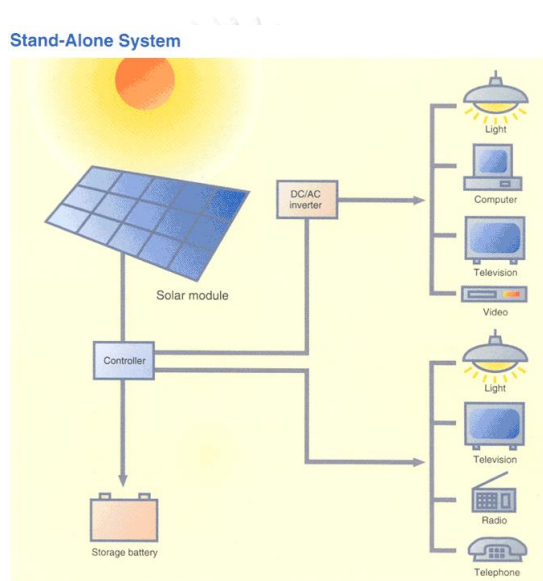
ที่มา: <https://powerplant2.wordpress.com/โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์>

เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) คืออุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนรูปพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยทั่วไปเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาใช้ในทางปฏิบัติส่วนใหญ่ทำจากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) โดยสารกึ่งตัวนำที่นิยมใช้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ซิลิคอน (Silicon) หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ เมื่อแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและมีพลังงานตกกระทบ

เซลล์แสงอาทิตย์จะเกิดการถ่ายทอดพลังงาน ทำให้อิเล็กทรอนิกส์ที่มีพลังงานมากพอที่จะหลุดออกจากอะตอมเป็นอิเล็กตรอนอิสระ ดังนั้น เมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถแบ่งออกเป็น 3 ระบบ ดังนี้

1.1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand Alone System)

คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบเพื่อใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีสายส่งไฟฟ้า ประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับอิสระ ดังภาพที่ 2.3



ภาพที่ 2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ

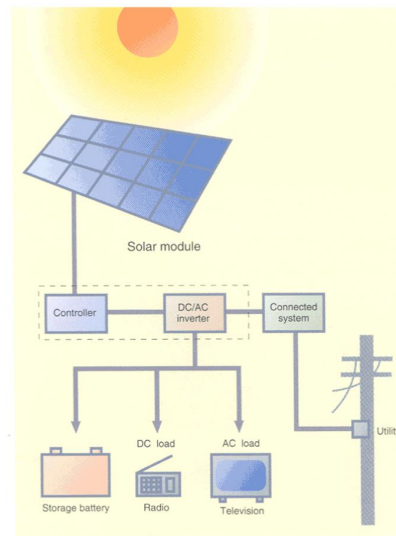
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

1.2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid Connected System)

คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบเพื่อแปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับและจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถพบได้ในเขตเมืองหรือพื้นที่ที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง ประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังภาพที่ 2.4

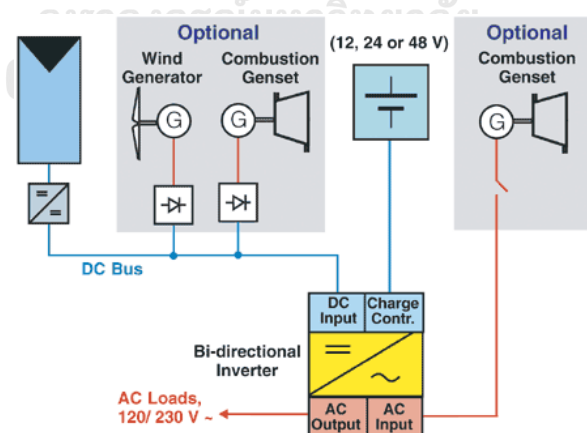
Grid Connected System



ภาพที่ 2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System)

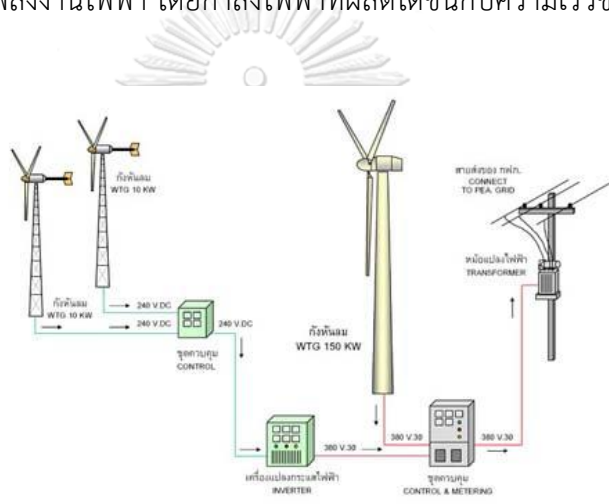
คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานลมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบของระบบจะถูกออกแบบตามวัตถุประสงค์ของโครงการเป็นกรณีเฉพาะ ดังภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

พลังงานลมเป็นพลังงานที่มีอยู่ทั่วไปในธรรมชาติที่เกิดจากความแตกต่างของอุณหภูมิในสองพื้นที่ ซึ่งมนุษย์ได้ใช้ประโยชน์จากพลังงานลมมาหลายพันปีในการอำนวยความสะดวกสบาย ตัวอย่างเช่น การแล่นเรือและการหมุนกังหันวิดน้ำ เป็นต้น ในปัจจุบัน พลังงานลมเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด เนื่องจากพลังงานลมเป็นพลังงานที่มีอยู่ทั่วไปในธรรมชาติ และสามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่จำกัด กังหันลมเป็นอุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานลมเป็นพลังงานไฟฟ้า มีหลักการทำงานคือเมื่อกระแสลมพัดผ่านใบกังหัน พลังงานจลน์จากกระแสลมจะถูกถ่ายเทให้กับใบกังหัน ทำให้กังหันหมุนรอบแกน และพลังงานกลจากการหมุนของกังหันลมจะถูกเปลี่ยนไปอยู่ในรูปพลังงานไฟฟ้า โดยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับความเร็วของกระแสลมเป็นหลัก ดังภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

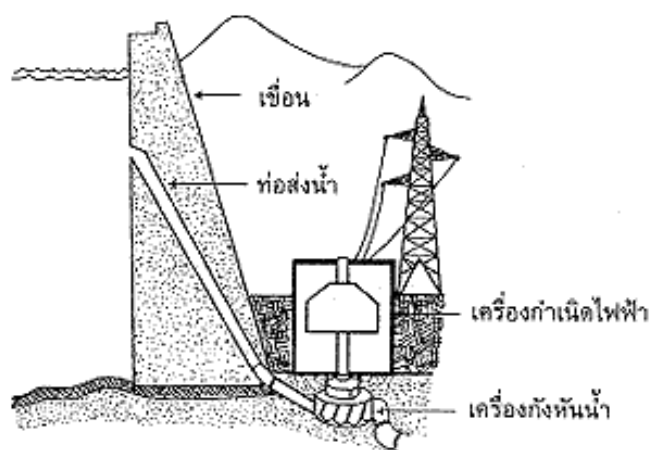
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ

พลังงานน้ำ คือ พลังงานจลน์ที่มีอยู่ในการไหลของกระแสน้ำ ในอดีตมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานน้ำ เช่น กังหันน้ำสำหรับยกน้ำขึ้นที่สูง และกังหันน้ำสำหรับหมุนเครื่องจักรในโรงงานต่างๆ เป็นต้น ในปัจจุบัน พลังงานน้ำเป็นพลังงานสะอาดอีกประเภทหนึ่งที่สามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ โดยอาศัยหลักการเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานจลน์ของกระแสน้ำซึ่งเกิดจากการปล่อยน้ำจากที่สูงผ่านท่อไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ต่ำกว่า โดยพลังงานน้ำจะไปหมุนเพลลาของกังหันน้ำที่ต่ออยู่กับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและผลิตกำลังไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำมีข้อจำกัดคือ ปริมาณน้ำในเขื่อนอาจมีความไม่แน่นอน ขึ้นกับปริมาณน้ำฝน และน้ำบางส่วนจำเป็นต้องกักเก็บเพื่อให้เพียงพอต่อภาคเกษตรกรรม โดยทั่วไประบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

3.1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ (Regulating Pond Hydro Generation)

อ่างเก็บน้ำของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำประเภทนี้ทำหน้าที่รวบรวมและกักเก็บน้ำ เมื่อปล่อยน้ำจากอ่างเก็บน้ำที่อยู่ที่สูงลงสู่โรงไฟฟ้าที่อยู่ต่ำกว่าจากแรงโน้มถ่วงของโลก พลังงานน้ำจะไปหมุนเพลลาของกังหันน้ำที่ต่ออยู่กับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำประเภทนี้มักเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเขื่อนภูมิพล โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเขื่อนสิริกิติ์ และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ เป็นต้น



โรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำ

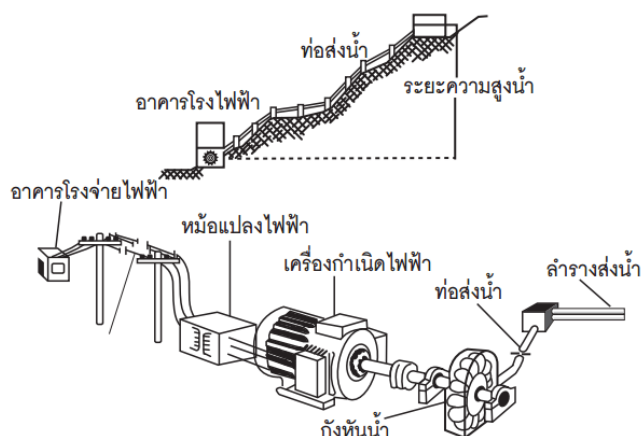
ภาพที่ 2.7 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บ

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี (Run-of-river Hydro Generation)

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำประเภทนี้ไม่มีอ่างเก็บน้ำ จึงไม่มีการบริหารจัดการน้ำ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะทำงานตลอดเวลาตามปริมาณน้ำที่ไหลในแม่น้ำ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำประเภทนี้มักสร้างอยู่ในพื้นที่ที่ค่อนข้างราบ และมักสร้างในบริเวณที่มีปริมาณน้ำค่อนข้างมากและมีน้ำไหลผ่านตลอดปี โดยมีอาคารสำหรับทดน้ำให้สูงขึ้น ตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี เช่น โรงไฟฟ้าเขื่อนปากมูล เป็นต้น

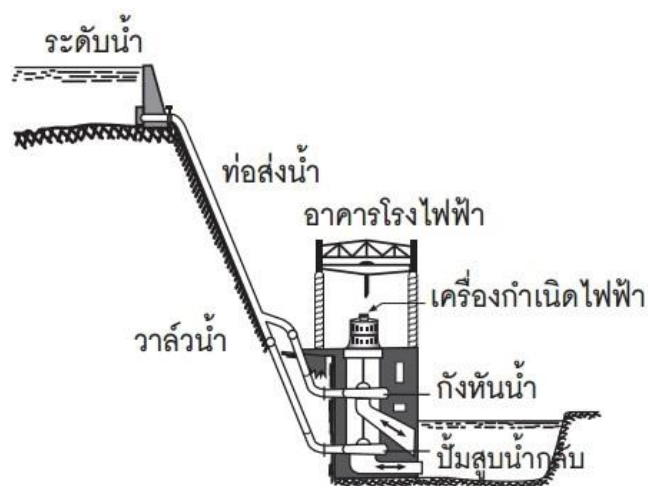


ภาพที่ 2.8 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

3.3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Storage Hydro Generation)

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับมีเครื่องสูบน้ำที่สามารถสูบน้ำที่ปล่อยลงจากอ่างเก็บน้ำมาแล้วนำกลับขึ้นไปเก็บในอ่างเก็บน้ำที่อยู่สูงกว่า เมื่อต้องการผลิตไฟฟ้า น้ำจะถูกปล่อยกลับลงมายังอ่างเก็บน้ำที่อยู่ต่ำกว่าเพื่อผลิตไฟฟ้า ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้แปรตามปริมาณน้ำและความแตกต่างของระดับน้ำของอ่างเก็บน้ำทั้งสอง ประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าชนิดนี้คือการเปลี่ยนแปลงพลังงานไฟฟ้าที่เหลือใช้ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำไปสะสมไว้ในรูปพลังงานศักย์ของน้ำในอ่างเก็บน้ำที่อยู่สูง และปล่อยน้ำลงสู่อ่างเก็บน้ำที่ต่ำกว่าเพื่อผลิตไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง



ภาพที่ 2.9 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

4) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) คือ สารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติ ซึ่งได้จากพืชหรือสัตว์ต่างๆ รวมไปถึงวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร เช่น ฟางข้าว แกลบ ชานอ้อย กากมันสำปะหลัง เป็นต้น โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลส่วนมากใช้ระบบเผาไหม้โดยตรง (Direct-fired) โดยนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้โดยตรงในหม้อไอน้ำ (Boiler) และถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นแก่น้ำเพื่อให้น้ำระเหยกลายเป็นไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง เพื่อนำไปปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

5) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพเป็นพลังงานทางเลือกที่สำคัญอย่างหนึ่งของประเทศไทย ซึ่งเป็นประเทศเกษตรกรรม ทำให้มีวัตถุดิบที่สามารถนำมาผลิตก๊าซชีวภาพได้อย่างหลากหลาย เช่น ของเสียจากภาคอุตสาหกรรม ภาคปศุสัตว์ และภาคชุมชน โดยปกติก๊าซชีวภาพเกิดจากการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยกลุ่มจุลินทรีย์ มีองค์ประกอบ คือ ก๊าซมีเทน (CH_4) ประมาณ 50-70% ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ประมาณ 30-40% ส่วนที่เหลือเป็นก๊าซชนิดอื่นๆ เช่น ก๊าซไนโตรเจน (N_2) ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) และไอน้ำ ก๊าซชีวภาพที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้านั้นเกิดจากกระบวนการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กระบวนการผลิตก๊าซ (Gasification) และการหมักด้วยแบคทีเรียในสภาวะไร้อากาศ (Fermentation)

6) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

หลักการการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ เริ่มจากการคัดแยกขยะที่ไม่สามารถเผาได้ (โลหะ แก้ว เศษหิน) ขยะอันตราย และขยะรีไซเคิลออก ให้เหลือเพียงขยะที่เผาไหม้ได้ซึ่งประกอบไปด้วย ขยะอินทรีย์ ไม้ ผ้า ซึ่งขยะอินทรีย์ เช่น เศษอาหาร เศษผักผลไม้ บางส่วนอาจถูกคัดแยกไปหมักเพื่อผลิตแก๊สชีวภาพต่อไป ส่วนขยะที่เผาได้อื่นๆ จะถูกย่อยเพื่อลดขนาดและเข้าเตาอบเพื่อลดความชื้น และถูกส่งเข้าไปในเครื่องอัดเม็ดเพื่อให้ได้เชื้อเพลิงขยะอัดเม็ดที่มีขนาดและความหนาแน่นเหมาะสมกับการขนย้ายหรือเผา

7) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ

พลังงานความร้อนใต้พิภพเป็นพลังงานธรรมชาติที่เกิดจากความร้อนที่ถูกกักเก็บอยู่ภายใต้ผิวโลก โดยทั่วไปแหล่งพลังงานความร้อนใต้พิภพมักจะพบอยู่ในลักษณะของน้ำพุร้อน โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพในประเทศไทยในปัจจุบันมีเพียงแห่งเดียว คือ โรงไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานความร้อนใต้พิภพฝาง จังหวัดเชียงใหม่ มีหลักการทำงานคือ น้ำร้อนในแหล่งน้ำร้อนจะถูกสูบไปพักไว้ในถัง แล้วจึงนำไอน้ำร้อนที่ได้ไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

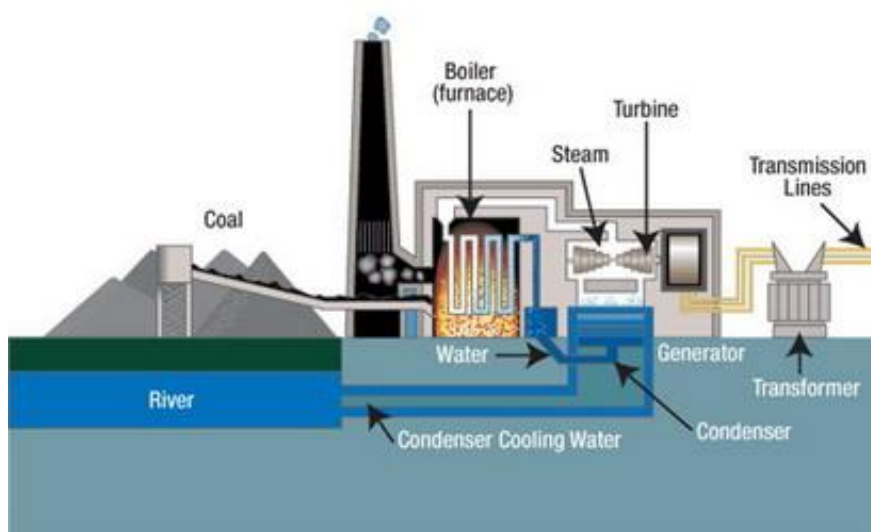
2.1.2 โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล

โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดีเซล หรือน้ำมันเตา ในการผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ดังนี้

- 1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน
- 2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
- 3) โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส

1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินหรือน้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยอาศัยความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อต้มน้ำ เพื่อให้ได้ไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง เพื่อหมุนกังหันไอน้ำ ซึ่งจะมีเพลลาไปต่อเชื่อมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากนั้นไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำ จะผ่านเข้าเครื่องควบแน่นเพื่อกลับตัวเป็นน้ำ และถูกส่งกลับมาใช้รับความร้อนในหม้อน้ำอีกครั้ง โดยมีหลักการทำงานแสดงในภาพที่ 2.10



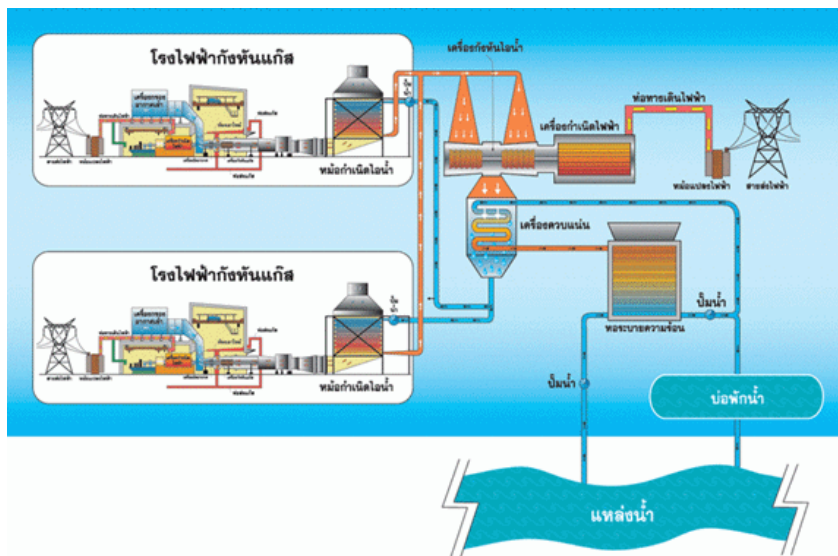
ภาพที่ 2.10 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน

ที่มา: http://www.9engineer.com/index.php?m=article&a=show&article_id=902

CHULALONGKORN UNIVERSITY

2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-cycle Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า หลักการทำงานประกอบด้วย 2 ระบบร่วมกัน คือ ระบบของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และระบบของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ โดยอาศัยความร้อนที่เกิดจากการจุดระเบิดของเชื้อเพลิงไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซในการผลิตไฟฟ้า จากนั้นไอเสียจากกังหันก๊าซซึ่งมีอุณหภูมิประมาณ 500 องศาเซลเซียส จะถูกนำไปใช้ต้มน้ำในหม้อน้ำ ทำให้น้ำเดือดเป็นไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง เพื่อขับเคลื่อนกังหันไอน้ำสำหรับผลิตไฟฟ้าต่อไป ซึ่งเป็นการใช้เชื้อเพลิงได้อย่างคุ้มค่า โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซ 1 – 4 เครื่อง และเครื่องกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง โดยมีหลักการทำงานแสดงในภาพที่ 2.11

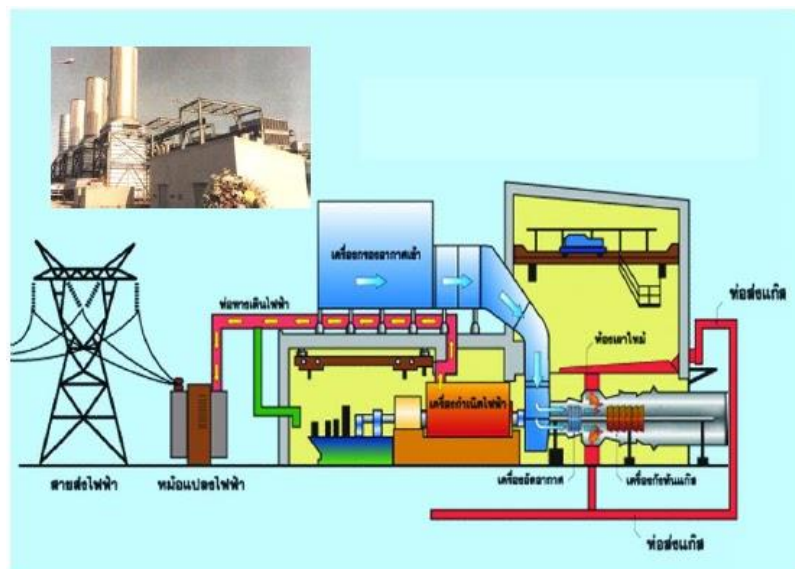


ภาพที่ 2.11 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3) โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (Gas Turbine Power Plant)

โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยอาศัยการอัดอากาศให้มีความดันสูง 8 – 10 เท่า และส่งไปเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้ ทำให้อากาศขยายตัว มีอุณหภูมิและความดันสูง จากนั้นอากาศจะถูกส่งเข้าไปหมุนเครื่องกังหันแก๊สเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป โดยมีหลักการทำงานแสดงในภาพที่ 2.12



ภาพที่ 2.12 โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส

ที่มา: http://piphat-electricalpower.blogspot.com/2014/11/blog-post_13.h

2.2 กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

ในการวางแผนผลิตไฟฟ้าต้องคำนึงถึงปัจจัยต่างๆ ที่อาจส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เช่น เหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้า การหยุดซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า เป็นต้น กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจึงเป็นสิ่งที่จำเป็นต่อระบบไฟฟ้า เพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างปกติและมีความเชื่อถือได้ที่สูง กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสามารถแบ่งได้เป็น 1) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าสำรองตอนแผนผลิตไฟฟ้า สำหรับประเทศไทยกำหนดไว้ราวร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และ 2) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองระหว่างดำเนินการผลิตไฟฟ้า (Operating Reserve) เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพื่อใช้รองรับความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นในระหว่างดำเนินการผลิตไฟฟ้า เป็นกำลังผลิตสำรองที่มาจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่ (Spinning Reserve) หรือมาจากโรงไฟฟ้าที่สามารถเริ่มเดินเครื่องได้อย่างรวดเร็ว (Non-Spinning Reserve) จึงสามารถตอบสนองได้เร็ว เพื่อรักษาเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงความหมายของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ที่แต่ละองค์กรกำหนดไว้ การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve Requirement) คำศัพท์ที่ใช้เรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย และคำนิยามของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

2.2.1 ความหมายของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่แต่ละองค์กรกำหนดไว้

1) The North American Electric Reliability Corporation (NREL) [9]

กำลังผลิตสำรองที่พร้อมจะจ่ายให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบไฟฟ้าและไม่ได้เดินเครื่องที่ค่าเต็มพิกัด

2) Energy Efficiency & Renewable Energy (EERE) [10]

กำลังผลิตสำรองที่สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ของโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่ ซึ่งต้องตอบสนองและเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าทันทีที่สั่งการ และสามารถตอบสนองได้เต็มที่ภายในเวลาไม่เกิน 10 นาที รวมไปถึงกำลังผลิตสำรองสำหรับรองรับเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้า

3) Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) [11]

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตติยภูมิ (Tertiary Reserve) จากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ที่เดินเครื่องไม่เต็มค่าพิกัด และต้องสามารถใช้กำลังผลิตสำรองได้ภายใน 15 นาที ถูกควบคุมโดยผู้ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Operator: TSO)

4) British Electricity International [12]

กำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มได้จากโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องไม่เต็มค่าพิกัด และสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองได้ภายใน 5 นาที

5) California Independent System Operator Corporation [13]

กำลังผลิตสำรองของโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่ และพร้อมจะจ่ายเพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าภายใน 10 นาที ซึ่งถูกใช้โดยผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าอิสระ (Independence System Operator: ISO) เพื่อรักษาให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ามีค่าคงที่ในช่วงที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน และการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้

6) Indian Electricity Grid Code (IEGC) [14]

กำลังผลิตสำรองของโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องและไม่ได้เดินเครื่องเต็มพิกัด ซึ่งมีความพร้อมที่จะเพิ่มกำลังผลิตในช่วงเวลาสั้นๆ เพื่อตามผลการจัดสรรกำลังผลิต (Economic Dispatch) หรือรองรับความถี่ของระบบไฟฟ้าที่ตกลงอย่างฉับพลัน

7) Eric Hirst and Brendan Kirby, Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets [15]

กำลังผลิตสำรองของโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้า และสามารถเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าได้ในทันทีเพื่อรองรับเหตุการณ์ขัดข้อง โดยสามารถเร่งผลิตไฟฟ้าให้กำลังผลิตไฟฟ้ามีค่าถึงกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดภายใน 10 นาที

8) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [3]

กำลังผลิตสำรองจากโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่หรือสามารถสั่งเพิ่มการจ่ายไฟฟ้าได้ทันทีที่ระบบมีความต้องการ ซึ่งตามมาตรฐานจะต้องมีจำนวน 800 – 1,600 เมกะวัตต์ หรืออย่างน้อยมากกว่ากำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุด เพื่อรองรับหากเกิดเหตุการณ์ขัดข้องที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาดใหญ่ เช่น กำลังผลิต 800 เมกะวัตต์ ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติก็สามารถสั่งจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทันทีป้องกันปัญหาไฟตกหรือดับ ซึ่งอาจลุกลามจนเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง (Blackout) ได้

คำนิยามของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คือ กำลังผลิตสำรองจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่กำลังเดินเครื่องอยู่และสามารถสั่งเพิ่มการจ่ายไฟฟ้าได้ตามที่กำหนดภายใน 15 นาที เพื่อรองรับเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าและความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอน

2.2.2 การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในต่างประเทศ

การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve Requirement) คือ ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบที่ถูกกำหนดล่วงหน้า เพื่อให้มีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมากพอสำหรับเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่ไม่ได้เตรียมการล่วงหน้า ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในการจัดสรรกำลังผลิต โดยที่การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเป็นค่าที่ขึ้นอยู่กับลักษณะของระบบไฟฟ้าแต่ละระบบ

เช่น กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เป็นต้น ดังนั้น ในแต่ละประเทศจะกำหนดค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายต่างกัน ดังตารางที่ 2.2 [16]

ตารางที่ 2.2 การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในต่างประเทศ

เขตการจ่ายไฟฟ้า	ปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย
ออสเตรเลียและนิวซีแลนด์	$\max(u_i^t P_i^t)$
UCTE	$(10P_d^{max} + 150^2)^{0.5} - 150$
ยูคอน (แคนาดา)	$\max(u_i^t P_i^{max}) + 10\% \times P_d^{max}$
PJM ใต้	$\max(u_i^t P_i^{max})$
PJM ตะวันตก	$1.5\% \times P_d^{max}$
สเปน	อยู่ระหว่าง $3(P_d^{max})^{0.5}$ กับ $6(P_d^{max})^{0.5}$
ฝรั่งเศส	เช่นเดียวกับ UCTE และมีอย่างน้อย 500 เมกะวัตต์
เบลเยียม	เช่นเดียวกับ UCTE และมีอย่างน้อย 460 เมกะวัตต์
เนเธอร์แลนด์	เช่นเดียวกับ UCTE และมีอย่างน้อย 300 เมกะวัตต์
แคลิฟอร์เนีย	$50\% \max(5\% P_{hydro} + 7\% P_{other\ generation}, P_{largest\ contingency}) + P_{non-firm\ import}$

โดยที่ UCTE หมายถึง Union for the Coordination of the Transmission of Electricity

PJM หมายถึง Pennsylvania Jersey Maryland

เมื่อ	u_i^t	คือ	สถานะของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ i ที่เวลา t หากมีค่าเป็น 1 หมายถึงโรงไฟฟ้าถูกสั่งให้เดินเครื่อง หากมีค่าเป็น 0 หมายถึงโรงไฟฟ้าไม่ได้ถูกสั่งให้เดินเครื่อง
	P_i^t	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้ผลิตของโรงไฟฟ้าที่ i ที่เวลา t (เมกะวัตต์)
	P_d^{max}	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)

P_i^{max}	คือ	กำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดของโรงไฟฟ้าที่ i (เมกะวัตต์)
P_{hydro}	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานน้ำ (เมกะวัตต์)
$P_{other\ generation}$	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ไม่ได้ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานน้ำ (เมกะวัตต์)
$P_{largest\ contingency}$	คือ	กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียเมื่อเกิดเหตุขัดข้องที่ รุนแรงที่สุด (เมกะวัตต์)
$P_{non-firm\ import}$	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าประเภท non - firm (เมกะวัตต์)

จากตารางที่ 2.2 พบว่าการกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในเขตการจ่ายไฟฟ้าต่างๆ มีวิธีการกำหนดแตกต่างกัน ดังนี้

ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ และ PJM ได้ กำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากที่สุดของโรงไฟฟ้า โดยที่ออสเตรเลียและนิวซีแลนด์กำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเท่ากับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้ามกที่สุดในเวลานั้น สำหรับ PJM ได้ กำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดที่กำลังเดินเครื่อง

UTCE PJM ตะวันตก และสเปน กำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเป็นฟังก์ชันของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

ยูคอน (แคนาดา) กำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากผลรวมของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดที่กำลังเดินเครื่อง กับ 10% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

ฝรั่งเศส เบลเยียม และเนเธอร์แลนด์ กำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายโดยใช้เกณฑ์เดียวกัน UTCE และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายต้องมีค่าไม่น้อยกว่าค่าคงตัวค่าหนึ่งที่กำหนดไว้

แคลิฟอเนียร์ กำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตามประเภทของโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าและการชดเชยที่รุนแรงที่สุดของระบบไฟฟ้า และแคลิฟอเนียร์พิจารณาว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าประเภท non – firm เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ควรนำมาใช้ในการกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

การกำหนดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายส่วนมากถูกกำหนดตามประสบการณ์ของแต่ละเขตการจ่ายไฟฟ้า [16] และคำศัพท์ต่างๆ ที่ใช้เรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของแต่ละเขตการจ่ายไฟฟ้ามีทั้งส่วนที่เหมือนกันและแตกต่างกัน โดยจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

2.2.3 คำศัพท์ที่ใช้เรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองระหว่างดำเนินการผลิตไฟฟ้า (Operating Reserve) สามารถแบ่งได้เป็นกลุ่มต่างๆ ตามเกณฑ์ดังนี้ (Frequency Control) [17], [18]

1 Primary Frequency Control Reserve ทำหน้าที่ตอบสนองต่อสิ่งรบกวนและหยุดการเปลี่ยนแปลงของความถี่ของระบบไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับความถี่ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า เป็นกำลังผลิตสำรองจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่ ซึ่งถูกควบคุมโดยอัตโนมัติจากระบบควบคุมของโรงไฟฟ้า (Governor) ซึ่งต้องตอบสนองต่อสิ่งรบกวนได้ในเวลาไม่กี่วินาที โดยมีคำศัพท์ที่ใช้เรียก เช่น Frequency Response Reserve

2 Secondary Frequency Control Reserve ทำหน้าที่รักษาความคลาดเคลื่อนของการควบคุมเขต (Area Control Error) และปรับความถี่ที่อยู่นอกช่วงที่กำหนดไว้ให้กลับมาอยู่ในที่ระดับปกติหรือ 50 เฮิร์ตสำหรับประเทศไทย เป็นกำลังผลิตสำรองจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่ ซึ่งถูกควบคุมโดยอัตโนมัติจากระบบควบคุมความถี่อัตโนมัติ (Automatic Control Control) ซึ่งสามารถตอบสนองได้ภายในหลายวินาที โดยมีคำศัพท์ที่ใช้เรียก คือ Regulating Reserve

3 Tertiary Frequency Control Reserve ทำหน้าที่รักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในระหว่างการวางแผนผลิตไฟฟ้า (Unit Commitment) และการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า (Economic Dispatch) เป็นกำลังผลิตสำรองจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่หรือโรงไฟฟ้าที่สามารถเริ่มเดินเครื่องได้เร็ว ซึ่งถูกควบคุมโดยอัตโนมัติ หรือไม้อัตโนมัติจากผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยกำลังผลิตสำรองที่อยู่ในกลุ่มนี้มีหลายประเภท โดยแบ่งตามแหล่งที่มาของกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง เช่น Spinning Reserve, Synchronous Reserve, Non-Spinning Reserve, Quick Start Reserve หรือแบ่งตามหน้าที่ของกำลังผลิตสำรอง เช่น Ramping Reserve, Load Following Reserve,

Supplemental Reserve หรือแบ่งตามระยะเวลาที่สามารถตอบสนองได้ เช่น Ten-Minute Reserve, Thirty-Minute Reserve หากแยกประเภทของกำลังผลิตสำรองประเภท Tertiary Frequency Control Reserve ตามหน้าที่ของกำลังผลิตสำรอง สามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภทดังนี้

1) Ramping Reserve ทำหน้าที่ตอบสนองต่อสิ่งรบกวนที่เกิดขึ้นเป็นระยะเวลานานโดยไม่ได้คาดคิด เช่น การขัดข้องของโรงไฟฟ้า และการลดลงอย่างต่อเนื่องของกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถตอบสนองได้ภายในระดับนาที่ถึงชั่วโมง สามารถแบ่งได้เป็น

- Forecast Error Reserve ทำหน้าที่รองรับความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจากความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือกำลังผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความคลาดเคลื่อนจากค่าที่ถูกพยากรณ์ เป็นกำลังผลิตสำรองที่มาจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่

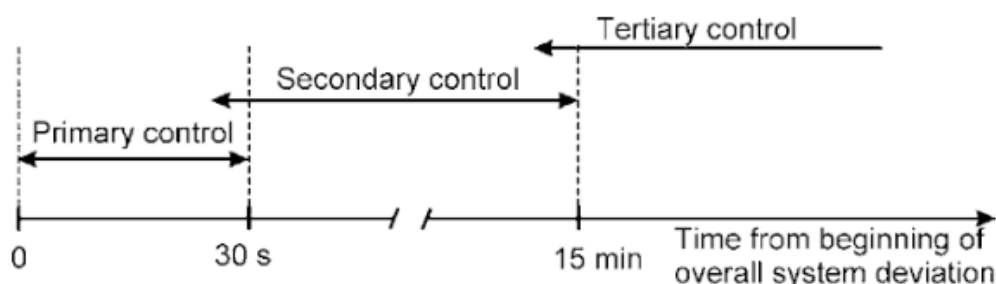
- Contingency Reserve ทำหน้าที่ทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงอย่างไม่ได้คาดคิด เช่น การขัดข้องของโรงไฟฟ้า และการลดลงอย่างต่อเนื่องของกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เป็นกำลังผลิตสำรองที่มาจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่หรือโรงไฟฟ้าที่สามารถเริ่มเดินเครื่องได้เร็ว

2) Load Following Reserve หรือ Dispatch Reserve ทำหน้าที่ปรับกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าตามแนวโน้มของความต้องการใช้ไฟฟ้า เมื่อผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าคาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ากำลังจะเพิ่มขึ้น จะเตรียมกำลังผลิตสำรองคือ Load Following Reserve ไว้เพื่อเตรียมจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น หากกำลังผลิตสำรองที่เหลือมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าอาจเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มเพื่อเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับรองรับเหตุขัดข้องที่อาจจะเกิดขึ้น Load Following Reserve เป็นกำลังผลิตสำรองที่มาจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่หรือโรงไฟฟ้าที่สามารถเริ่มเดินเครื่องได้เร็ว ซึ่งสามารถตอบสนองได้ภายในระดับนาที่

3) Supplemental Reserve หรือ Replacement Reserve ทำหน้าที่ปรับกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งให้จ่ายกำลังผลิตสำรองประเภทต่างๆ กลับคืนสู่ระดับที่ก่อนถูกสั่งให้จ่ายกำลังผลิตสำรอง เพื่อเตรียมพร้อมสำหรับการถูกเรียกให้จ่ายกำลังผลิตสำรองครั้งถัดไป ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่จะใช้กำลังผลิตสำรองเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า จากนั้นโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องได้ช้าหรือต้นทุนต่ำจะถูกสั่งให้เดินเครื่องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อให้โรงไฟฟ้าที่จ่ายกำลังผลิตสำรองไปแล้วลดกำลังผลิตไฟฟ้าลงเพื่อเตรียมกำลังผลิตสำรองสำหรับ

เตรียมรองรับเหตุขัดข้องใหม่ที่อาจจะเกิดขึ้น และเป็นการจัดสรรกำลังผลิตใหม่เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำลง Supplemental Reserve เป็นกำลังผลิตสำรองที่มาจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่หรือโรงไฟฟ้าที่สามารถเริ่มเดินเครื่องได้เร็ว ซึ่งสามารถตอบสนองได้ภายในระดับนาที่

โดยที่ระยะเวลาการตอบสนองของกำลังผลิตสำรองในการควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้าสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 2.13



ภาพที่ 2.13 ระยะเวลาการตอบสนองของกำลังผลิตสำรองในการควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้า ที่มา <http://top10electrical.blogspot.com/2015/10/primary-secondary-and-tertiary.html>

อย่างไรก็ตาม เขตการจ่ายไฟฟ้าต่างๆ มีคำศัพท์สำหรับเรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมือนกันหรือแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 2.3 [17], [18]

ตารางที่ 2.3 คำศัพท์ที่ใช้เรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของแต่ละเขตการจ่ายไฟฟ้า

เขตการจ่ายไฟฟ้า	Primary Frequency Control Reserve	Secondary Frequency Control Reserve	Tertiary Frequency Control Reserve
ENTSO-E	Frequency Response Reserve	Regulating Reserve	Load Following Reserve Supplemental Reserve
สเปน	Frequency Response Reserve	Regulating Reserve	Deviation Reserve Load Following Reserve
ไอร์แลนด์	Operating Reserve	Regulating Reserve	Replacement Reserve Contingency Reserve

เขตการจ่าย ไฟฟ้า	Primary Frequency Control Reserve	Secondary Frequency Control Reserve	Tertiary Frequency Control Reserve
CAISO	-	Regulation Reserve Regulation Up Reserve Regulation Down Reserve	Spinning Reserve Non-spinning Reserve
NYISO	-	Regulation Reserve	10-Minute Spinning Reserve 10-Minute Non-Synchronized Reserve 30-Minute Spinning Reserve 30-Minute Non-Synchronized Reserve
PJM	-	Regulation Reserve	Contingency Reserve Synchronous Reserve Quick Start Reserve Supplemental Reserve

โดยที่

ENTSO-E	หมายถึง European Network of Transmission System Operators
CAISO	หมายถึง California Independent System Operator
NYISO	หมายถึง New York Independent System Operator
PJM	หมายถึง Pennsylvania Jersey Maryland

2.2.4 คำนินยามของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ในปัจจุบันแต่ละองค์กรมีคำศัพท์ต่างๆ สำหรับนิยามและเรียกชื่อกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย ดังที่กล่าวในหัวข้อ 2.2.3 ซึ่งแต่ละองค์กรอาจนิยามคำศัพท์คำเดียวกันด้วยความหมายที่แตกต่างกัน ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้นิยามกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) คือ “กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่กำลังเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถตอบสนองได้เต็มที่ภายใน 15 นาที เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เกิดขึ้นโดยไม่ได้คาดคิด ได้แก่ การขัดข้องของโรงไฟฟ้า ความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่คลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์” หากเปรียบเทียบกับคำศัพท์ที่ใช้เรียกกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในหัวข้อที่ 2.2.3 กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอยู่ในกลุ่ม Primary Frequency Control Reserve และ Secondary Frequency Control Reserve รวมถึง Tertiary Frequency Control Reserve ในส่วนของ Ramping Reserve ที่มาจากโรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่และสามารถตอบสนองได้เต็มที่ภายใน 15 นาที

บทที่ 3

ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm) ในการหารูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมเป็นวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบสุ่ม (Stochastic optimization) ที่เลียนแบบหลักการถ่ายทอดทางพันธุกรรมทางธรรมชาติ ซึ่งเริ่มต้นจากการสร้างประชากรรุ่นแรก จากนั้นสิ่งมีชีวิตที่มีความสามารถปรับตัวให้เข้ากับสภาพแวดล้อมได้ดี จะมีโอกาสสูงที่จะอยู่รอด ส่วนสิ่งมีชีวิตที่ไม่สามารถปรับตัวให้เข้ากับสภาพแวดล้อม จะมีโอกาสต่ำที่จะอยู่รอด ตามทฤษฎีการวิวัฒนาการ สิ่งมีชีวิตที่แข็งแรงที่สุดจะมีโอกาสสืบทอดสายพันธุ์และส่งต่อยีนที่แข็งแรงไปยังรุ่นลูก ทำให้มีโอกาสเกิดสายพันธุ์ที่มีความแข็งแรงยิ่งขึ้น แต่ในระหว่างการถ่ายทอดยีน อาจเกิดการผ่าเหล่าขึ้น ซึ่งการผ่าเหล่าทำให้สิ่งมีชีวิตมีโอกาสพัฒนากลายเป็นสายพันธุ์ใหม่ที่แข็งแรงยิ่งขึ้น แต่หากการผ่าเหล่าทำให้เกิดสายพันธุ์ที่ด้อยลง จะมีโอกาสสูงที่จะสูญพันธุ์จากการคัดเลือกโดยธรรมชาติ เมื่อเวลาผ่านไปจะทำให้ประชากรในรุ่นหลังๆ มีโอกาสสูงที่จะมีความแข็งแรงยิ่งขึ้น จนกระทั่งได้ประชากรที่มีความเหมาะสมมากที่สุด

การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมมีความแตกต่างจากวิธีการค้นหาแบบอื่นๆ [19] ดังนี้

1. ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมไม่ได้ใช้ตัวแปรไปคำนวณหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยตรง แต่จะแปลงตัวแปรเป็นรหัสเพื่อเป็นเครื่องมือในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด ทำให้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมสะดวกในการแก้ปัญหาที่มีตัวแปรที่ไม่ต่อเนื่อง
2. ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมเป็นการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดจากกลุ่มของจุดเริ่มต้นหลายๆ จุด และค่อยๆ ปรับค่าเข้าไปหาคำตอบที่มีเหมาะสมที่สุด เป็นการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบขนาน ซึ่งทำให้คำตอบที่ได้มีค่าใกล้เคียงกับค่าที่เหมาะสมโดยรวม
3. ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมสามารถใช้กับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ทุกชนิด เช่น ฟังก์ชันที่ไม่ต่อเนื่อง หรือฟังก์ชันที่ไม่สามารถหาอนุพันธ์ได้
4. ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมใช้ทฤษฎีความน่าจะเป็นในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด ในขณะที่วิธีอื่นๆ ส่วนมากใช้วิธีแคลคูลัสของเวกเตอร์

โดยขั้นตอนของวิธีทางพันธุกรรมประกอบไปด้วย 8 ขั้นตอน ดังนี้

- 1) การลงรหัส (Encoding) และการถอดรหัส (Decoding)
- 2) การสร้างประชากรเริ่มต้น (Initialization)
- 3) การประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness value)
- 4) การคัดเลือก (Selection)
- 5) การข้ามสายพันธุ์ (Crossover)
- 6) การผ่าเหล่า (Mutation)
- 7) การเลือกโครโมโซมที่โดดเด่นเพื่อรักษาไว้ในรุ่นถัดไป (Elitism)
- 8) เงื่อนไขการหยุด

3.1 การลงรหัสและการถอดรหัส

ในขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม แต่ละตัวแปรจะถูกลงรหัสให้อยู่ในรูปโครโมโซม ซึ่งประกอบไปด้วยยีนเรียงติดต่อกัน การลงรหัสที่เหมาะสมย่อมทำให้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมมีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้น การลงรหัสที่นิยมใช้โดยทั่วไปจะเป็นการแทนด้วยเลขฐานสองซึ่งประกอบไปด้วยเลข 0 และ 1 สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้กำหนดให้สถานะของโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้แต่ละโรงถูกลงรหัสอยู่ในรูปของยีน ถ้ายีนมีค่าเท่ากับ 1 หมายถึงโรงไฟฟ้านั้นถูกสั่งให้เดินเครื่อง หากยีนมีค่าเท่ากับ 0 หมายถึงโรงไฟฟ้านั้นไม่ถูกสั่งให้เดินเครื่อง ดังนั้นในแต่ละโครโมโซมจะประกอบด้วยสถานะของโรงไฟฟ้าทุกโรงที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้

3.2 การสร้างประชากรเริ่มต้น

การสร้างประชากรเริ่มต้น หมายถึง การสร้างกลุ่มของโครโมโซมหรือประชากรรุ่นแรกโดยการสุ่มเพื่อเป็นการเริ่มต้นขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม การกำหนดจำนวนของโครโมโซมจะต้องคำนึงถึงเวลาในการคำนวณซึ่งแปรผกผันกับจำนวนของโครโมโซมที่ต้องนำมาวิเคราะห์ จากเหตุผลดังกล่าว การกำหนดประชากรเริ่มต้นที่ดีจึงต้องมีค่าที่ไม่มากจนทำให้เสียเวลาในการคำนวณนานเกินไป และต้องไม่น้อยจนเกินไปเพื่อให้แต่ละโครโมโซมมีการผสมสายพันธุ์ที่หลากหลาย

3.3 การประเมินค่าความเหมาะสม

ตัวแปรที่ได้จากการถอดรหัสจากโครโมโซมในขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมจะถูกประเมินความเหมาะสม โดยทั่วไปค่าความเหมาะสมจะขึ้นกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) สำหรับวิธานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์คือต้องการหารูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า โดยมีค่าใช้จ่ายรวมน้อยที่สุด กล่าวคือหากต้องการให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าน้อย ค่าความเหมาะสมต้องมีค่ามาก ดังนั้นค่าความเหมาะสม (Fitness value) จะถูกกำหนดให้มีค่าเท่ากับส่วนกลับของค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ดังสมการที่ (3.1)

$$Fitness\ value = \frac{1}{Objective\ function} \quad (3.1)$$

3.4 การคัดเลือก

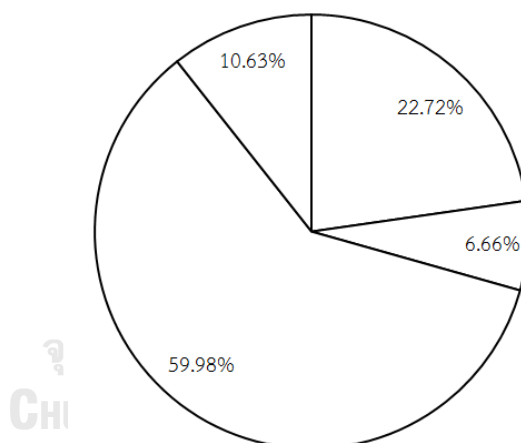
การคัดเลือกเป็นขั้นตอนที่จะเลือกว่าโครโมโซมแต่ละตัวในกลุ่มประชากรควรจะอยู่รอดในรุ่นต่อไปหรือไม่ โดยจะพิจารณาจากค่าความเหมาะสมของโครโมโซมแต่ละตัว ถ้าโครโมโซมมีค่าความเหมาะสมสูงก็จะมีโอกาสที่จะอยู่รอดมาก ส่วนโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมต่ำจะมีโอกาสอยู่รอดน้อย วิธีในการคัดเลือกโครโมโซมเพื่อเป็นประชากรในรุ่นถัดไปมีอยู่หลายวิธี เช่น การคัดเลือกแบบแบ่งช่วง (Truncation selection) การคัดเลือกด้วยการสุ่มอย่างทั่วถึง (Stochastic universal sampling) การคัดเลือกแบบแข่งขัน (Tournament selection) และการคัดเลือกด้วยวงล้อเสี่ยงทาย (Roulette wheel selection) เป็นต้น [20] สำหรับวิธานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้วิธีการคัดเลือกด้วยวงล้อเสี่ยงทาย ซึ่งโอกาสที่โครโมโซมจะอยู่รอดสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.2) ตารางที่ 3.1 และภาพที่ 3.1 แสดงตัวอย่างสัดส่วนความเหมาะสมของโครโมโซมจำนวน 4 ตัว

$$P_i = \frac{f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \times 100 \quad (3.2)$$

- เมื่อ P_i คือ โอกาสที่โครโมโซมที่ i จะถูกเลือก
 f_i คือ ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมที่ i (บาท⁻¹)
 n คือ จำนวนโครโมโซมทั้งหมด (Population size)

ตารางที่ 3.1 สัดส่วนความเหมาะสมของโครโมโซม

ลำดับที่	โครโมโซม	ค่าความเหมาะสม	อันดับความเหมาะสม	โอกาสที่จะถูกเลือก
1	10100	0.005917	2	22.72%
2	11101	0.001736	4	6.66%
3	10110	0.015625	1	59.98%
4	00101	0.020277	3	10.63%
ผลรวม		0.026048	ผลรวม	100%



ภาพที่ 3.1 การคัดเลือกด้วยวิธีวงล้อรูเล็ตต์

3.5 การข้ามสายพันธุ์

การข้ามสายพันธุ์เป็นกระบวนการที่สำคัญในขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม เมื่อเกิดการข้ามสายพันธุ์จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะของสิ่งมีชีวิตที่หลากหลายมากขึ้น โดยทั่วไปการข้ามสายพันธุ์ที่นิยมใช้จะเป็นการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์ (Uniform crossover) ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ขั้นตอน โดยในขั้นแรก จะสุ่มเลือกโครโมโซมที่จะข้ามสายพันธุ์มา 1 คู่

เรียกว่าโครโมโซมพ่อและโครโมโซมแม่ จากนั้นในขั้นตอนที่สอง จะสุ่มเลขที่มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ขึ้นมา ถ้าเลขที่สุ่มขึ้นมาดังกล่าวมีค่าต่ำกว่าหรือเท่ากับความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์ ก็จะดำเนินการข้ามสายพันธุ์ระหว่างโครโมโซมพ่อและโครโมโซมแม่ หากเลขที่สุ่มขึ้นมา มีค่ามากกว่าความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์ ก็จะไม่เกิดการข้ามสายพันธุ์ สรุปคือการข้ามสายพันธุ์จะเกิดขึ้นเมื่อเป็นไปตามเงื่อนไขดังสมการที่ (3.3)

$$P_r \leq P_c \quad (3.3)$$

เมื่อ P_r คือ ความน่าจะเป็นที่ถูกสุ่มขึ้นมาในแต่ละคู่โครโมโซม

P_c คือ ความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์

หากการข้ามสายพันธุ์เกิดขึ้น ในขั้นตอนที่สาม จะสุ่มบิตที่ประกอบไปด้วยเลขฐานสอง คือ 0 และ 1 ที่มีความยาวเท่ากับความยาวของยีนของโครโมโซมขึ้นมาชุดหนึ่ง จากนั้นหากตำแหน่งบิตใดในโครโมโซมที่ถูกสุ่มขึ้นมา มีค่าเป็น 1 ก็จะทำการแลกเปลี่ยนยีน ณ ตำแหน่งนั้นระหว่างโครโมโซมพ่อและโครโมโซมแม่คู่ นั้น หากตำแหน่งบิตใดในโครโมโซมที่ถูกสุ่มขึ้นมา มีค่าเป็น 0 จะคงยีนตำแหน่งนั้นของโครโมโซมพ่อและโครโมโซมแม่ให้เหมือนเดิม ซึ่งหลักการปรับปรุงการข้ามสายพันธุ์ดังกล่าว เรียกว่าการทำยูนีฟอร์มครอสโอเวอร์ ดังแสดงในภาพที่ 3.2

โครโมโซมพ่อ	1	0	1	0	0
โครโมโซมแม่	1	1	0	1	0

โครโมโซมสุ่ม	0	1	0	1	1
--------------	---	---	---	---	---

โครโมโซมลูก 1	1	1	1	1	0
โครโมโซมลูก 2	1	0	0	0	0

ภาพที่ 3.2 การข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนีฟอร์มครอสโอเวอร์

จากหลักการดังกล่าว จะสามารถเห็นได้ว่าการทำยูนีฟอร์มครอสโอเวอร์เป็นการข้ามสายพันธุ์ที่ทุกตำแหน่งยีนของโครโมโซมพ่อและโครโมโซมแม่มีโอกาสที่จะแลกเปลี่ยนยีนได้อย่างเท่าเทียมและ

เป็นอิสระต่อกัน ผลลัพธ์จากขั้นตอนนี้คือโครโมโซมลูก 2 โครโมโซมที่มีความยาวของโครโมโซมเท่ากับโครโมโซมพ่อและโครโมโซมแม่ จากนั้นโครโมโซมพ่อและโครโมโซมแม่จะถูกแทนที่ด้วยโครโมโซมลูกทั้งสอง สำหรับประชากรในแต่ละรุ่น จำนวนครั้งที่ดำเนินการข้ามสายพันธุ์จะเท่ากับจำนวนโครโมโซมในประชากร

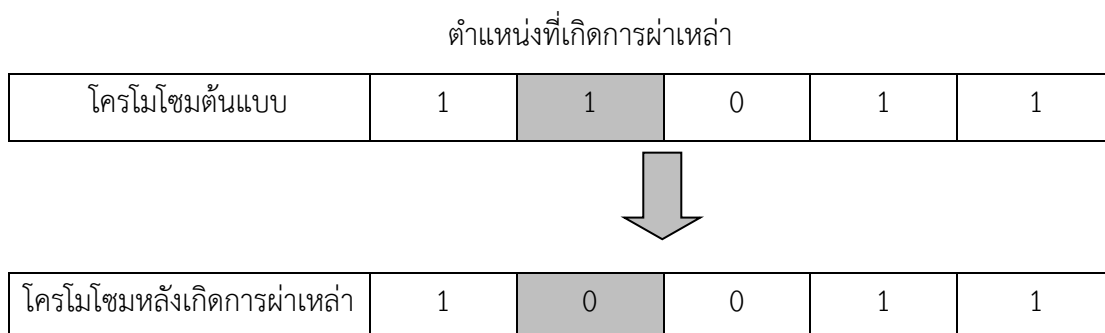
3.6 การผ่าเหล่า

การผ่าเหล่าจะเกิดขึ้นหลังจากดำเนินการข้ามสายพันธุ์ กล่าวคือหลังจากโครโมโซมรุ่นลูกถูกสร้างจากโครโมโซมรุ่นพ่อแม่ จะมีโอกาสเกิดการผ่าเหล่าขึ้น ซึ่งการผ่าเหล่าในทางพันธุศาสตร์จะทำให้เกิดลักษณะใหม่ๆ เกิดขึ้น การผ่าเหล่าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการผ่าเหล่าแบบกลับค่าบิต (Bit flip mutation) ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ขั้นตอน โดยในขั้นแรก จะสุ่มเลือกโครโมโซมที่จะผ่าเหล่าขึ้นมาหนึ่งโครโมโซม จากนั้นในขั้นตอนที่สอง จะสุ่มเลขที่มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ขึ้นมา ถ้าเลขที่ถูกสุ่มขึ้นมาดังกล่าวมีค่าต่ำกว่าหรือเท่ากับความน่าจะเป็นในการผ่าเหล่า การผ่าเหล่าจะเกิดขึ้น หากเลขที่ถูกสุ่มขึ้นมาดังกล่าวมีค่ามากกว่าความน่าจะเป็นในการผ่าเหล่า ก็จะไม่เกิดการผ่าเหล่า สรุปคือการผ่าเหล่าจะเกิดขึ้นเมื่อเป็นไปตามเงื่อนไขดังสมการที่ (3.4)

$$P_r \leq P_m \quad (3.4)$$

เมื่อ P_r คือ ความน่าจะเป็นที่จะถูกสุ่มขึ้นมาในแต่ละคู่โครโมโซม
 P_m คือ ความน่าจะเป็นในการผ่าเหล่า

หากการผ่าเหล่าเกิดขึ้น ในขั้นตอนที่สาม จะสุ่มตำแหน่งยีนที่จะเกิดการผ่าเหล่าบนโครโมโซมขึ้นมาหนึ่งตำแหน่ง และปรับค่ายีนบนตำแหน่งที่ถูกสุ่มขึ้นมา หากยีนในตำแหน่งนั้นมีค่าเป็น 1 จะถูกเปลี่ยนเป็น 0 และหากยีนในตำแหน่งนั้นมีค่าเป็น 0 จะถูกเปลี่ยนเป็น 1 ดังแสดงในภาพที่ 3.3 สำหรับประชากรในแต่ละรุ่น จำนวนครั้งที่ดำเนินการผ่าเหล่าจะเท่ากับจำนวนโครโมโซมในประชากร



ภาพที่ 3.3 การผ่าเหล่าด้วยวิธีกลับค่าบิต

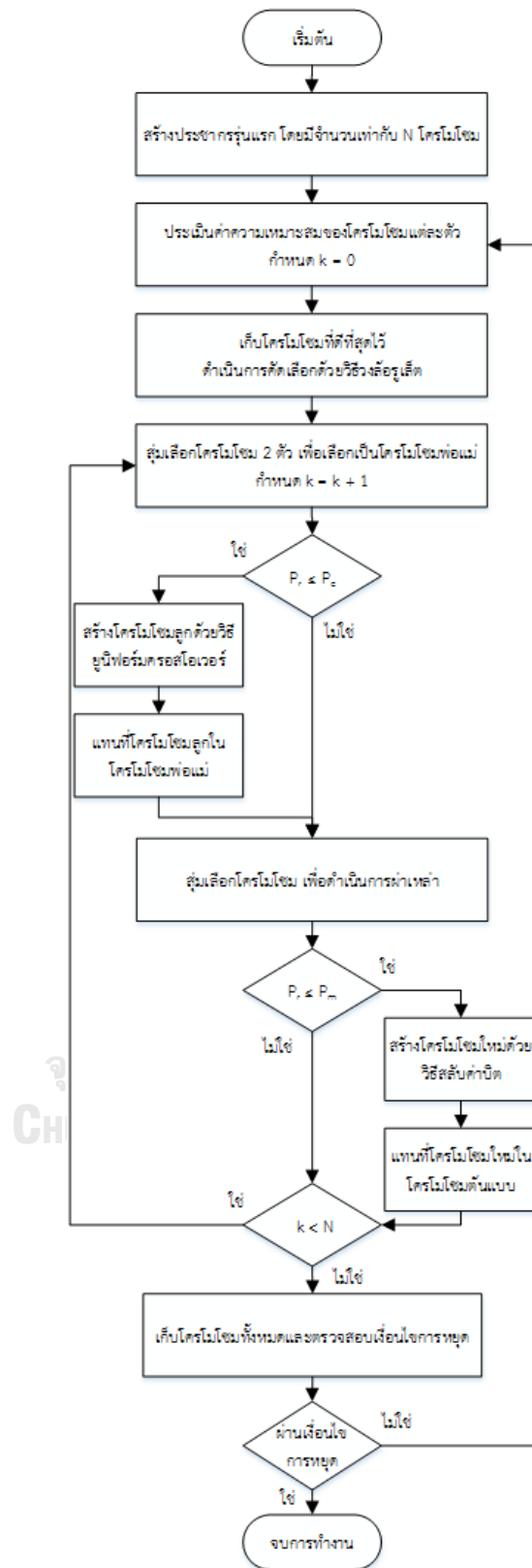
3.7 การเลือกโครโมโซมที่โดดเด่นเพื่อรักษาไว้ในรุ่นถัดไป

การดำเนินทางพันธุกรรมในแต่ละขั้นตอนอาศัยหลักการความน่าจะเป็นในการถ่ายทอดยีนในประชากรรุ่นหนึ่งไปยังประชากรอีกรุ่น ซึ่งไม่สามารถรับประกันได้ว่าประชากรรุ่นถัดไปจะดีกว่าประชากรรุ่นก่อนหน้า และอาจสูญเสียโครโมโซมที่ดีที่สุดไปในขั้นตอนทางพันธุกรรม จากปัญหาดังกล่าวจึงเกิดแนวคิดที่ว่า ควรจะเก็บโครโมโซมที่ดีที่สุดของประชากรรุ่นนั้นๆ เอาไว้ เพื่อเป็นหลักประกันว่าโครโมโซมที่ดีที่สุดในการรุ่นนี้ จะต้องดีกว่าหรือดีเทียบเท่ากับโครโมโซมที่ดีที่สุดในการรุ่นก่อนหน้าเสมอ ซึ่งหลักการนี้เรียกว่า อีลิทิสซึม (Elitism)

3.8 เงื่อนไขการหยุด

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กำหนดให้เงื่อนไขการหยุดของขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม คือ จะหยุดการคำนวณเมื่อค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ดีที่สุดของประชากรในแต่ละรุ่นมีค่าไม่เปลี่ยนแปลงเท่ากับจำนวนครั้งที่กำหนดไว้

จากขั้นตอนการทำงานของขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมที่ได้กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปให้อยู่ในรูปแบบผังการทำงานได้ดังภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 การทำงานของขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม

บทที่ 4

แบบจำลองระบบไฟฟ้า

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า และข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการสร้างแบบจำลอง ซึ่งประกอบด้วยแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ และแบบจำลองความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์

4.1 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าถูกแบ่งออกเป็น 4 ประเภท ตามความสามารถในการจ่ายไฟฟ้า ดังนี้

- 1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอน
- 2) ระบบไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้
- 3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศ
- 4) ระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้

4.1.1 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอน

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ซึ่งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าได้ และมีความไม่แน่นอนขึ้นกับสภาพแวดล้อม ซึ่งความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ทำให้โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ต้องมีความสามารถในการรองรับความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ตัวอย่างเช่น หากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ถูกเมฆบดบังอย่างรวดเร็ว ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าลดลงอย่างรวดเร็ว โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ต้องสามารถเร่งการเดินเครื่องเพื่อทดแทนกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตได้ กล่าวคือ ระบบไฟฟ้าต้องมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เพียงพอเพื่อที่จะรองรับความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจะถูกสร้างจากข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าในอดีตที่มีความละเอียด (Resolution) 15 นาที ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในจังหวัดต่างๆ ประเทศไทย จากนั้นนำข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละระบบผลิตไฟฟ้ามาแปลงเป็นค่าต่อหน่วย (per unit) และนำข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยมาหาค่าเฉลี่ยแยกตามประเภท จากนั้นปรับขนาดของข้อมูลให้เท่ากับค่ากำลังผลิต

ติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015) [1] ดังตารางที่ 4.1 และตารางที่ 4.2

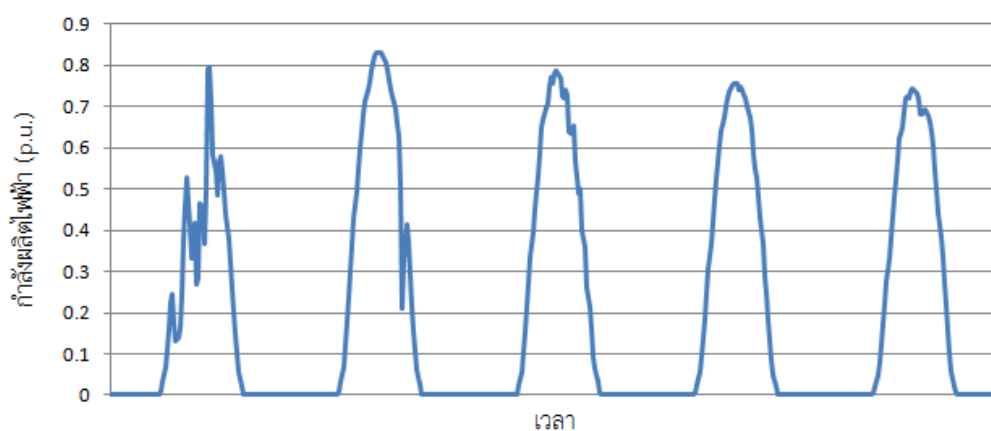
ตารางที่ 4.1 กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จาก PDP2015

ปีพ.ศ.	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)
2558	1,419.58
2579	6,000

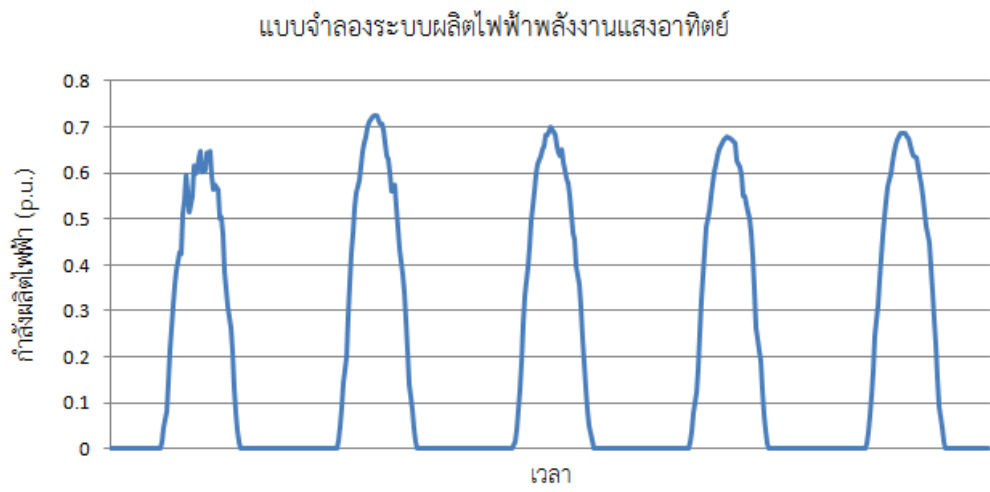
ตารางที่ 4.2 กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมจาก PDP2015

ปีพ.ศ.	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (เมกะวัตต์)
2558	233.9
2579	3,002

กำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งหนึ่ง



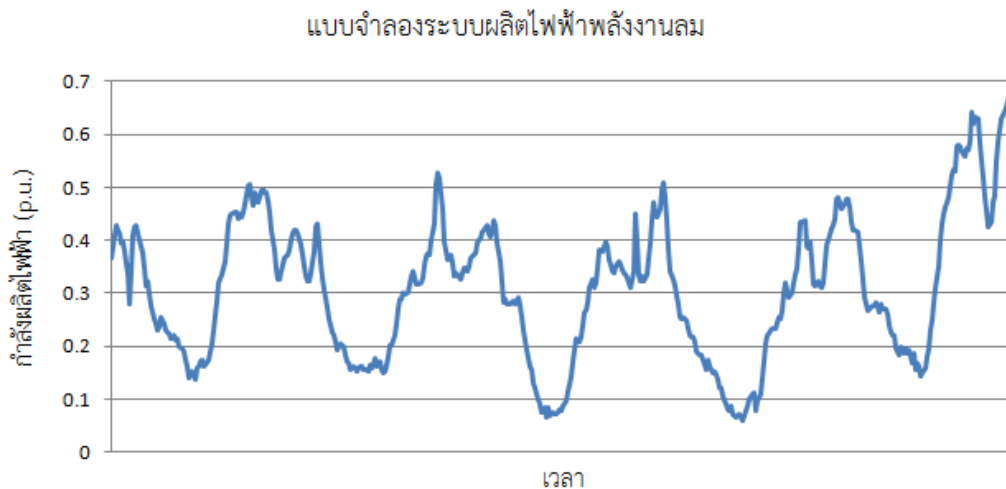
ภาพที่ 4.1 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งหนึ่ง ใน 5 วัน



ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างข้อมูลแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ใน 5 วัน



ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมแห่งหนึ่ง ใน 5 วัน



ภาพที่ 4.4 ตัวอย่างข้อมูลแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ใน 5 วัน

4.1.2 ระบบไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในต่างประเทศ โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) และโรงไฟฟ้าระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration) ยกเว้นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ซึ่งโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญาแบบ Firm และ Non-firm สำหรับโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญาแบบ Firm การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) สามารถส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าล่วงหน้าได้ อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้างroup นี้ไม่มีบทบาทในการเร่งเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป ส่วนโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญาแบบ Non-firm จะไม่ได้ถูกควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากกฟผ. โดยที่กฟผ. จะรับซื้อกำลังไฟฟ้าทั้งหมดที่โรงไฟฟ้างroup นี้ผลิตได้ทั้งหมด ทำให้การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้างroup นี้จะขึ้นกับความพร้อมของโรงไฟฟ้าและปริมาณเชื้อเพลิงที่มี ดังนั้น แบบจำลองระบบไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (Plant Factor) ในการกำหนดปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงในสมการที่ (4.1) โดยกำหนดให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้างroup นี้มีค่าคงตัวในทุกช่วงเวลา ดังแสดงในสมการที่ (4.2) โดยค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ แสดงในตารางที่ 4.3 [21]

$$Plant Factor(\%) = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้จริงในหนึ่งปี}}{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times 8760} \times 100 \quad (4.1)$$

$$\text{กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้} = \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times Plant Factor}{100} \quad (4.2)$$

ตารางที่ 4.3 ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)
โคเจนเนอเรชัน	40
เชื้อเพลิงชีวมวล	30
เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ	22
พลังงานขยะ	43
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	36
พลังความร้อนใต้พิภพ	39

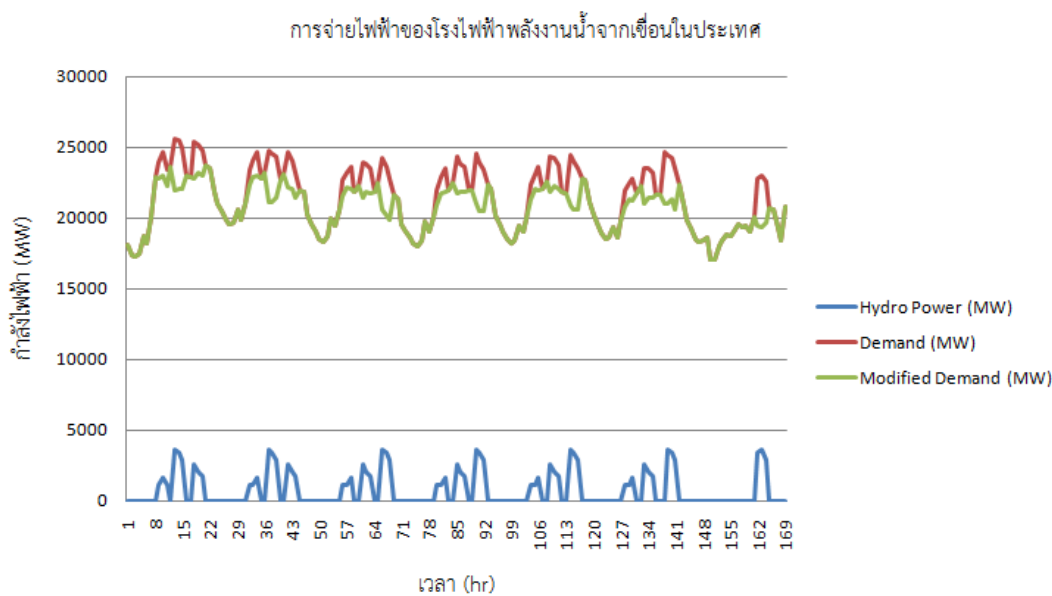
4.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำเป็นการผลิตไฟฟ้าที่ไม่มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และเป็นพลังงานสะอาด อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำมีข้อจำกัดคือ ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าถูกจำกัดด้วยปริมาณน้ำในเขื่อน และปริมาณน้ำที่ถูกปล่อยจากเขื่อนถูกกำหนดโดยเงื่อนไขของกรมชลประทาน ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศผลิตไฟฟ้าเฉพาะช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับสูง (Peak demand) เท่านั้น [21] โดยกำหนดให้วันจันทร์ถึงวันเสาร์มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับสูง 3 ช่วงเวลา และวันอาทิตย์มี 1 ช่วงเวลา โดยแต่ละช่วงเวลามีระยะเวลา 3 ชั่วโมง โดยพิจารณาให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศจ่ายกำลังไฟฟ้าเท่ากับกำลังผลิตที่พึ่งได้ (Dependable Capacity) ซึ่งเป็นผลคูณของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้ากับค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Factor) ของโรงไฟฟ้า ดังแสดงในสมการที่ (4.3)

$$\text{กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้} = \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้ง} \times \text{Dependable Factor}}{100} \quad (4.3)$$

กำลังผลิตที่พึ่งได้ (Dependable Capacity) เป็นค่าที่แสดงถึงกำลังผลิตสูงสุดซึ่งระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในช่วงระยะเวลาหนึ่งภายใต้สภาวะแวดล้อมที่จำกัด โดยจะคิดจากกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จริงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง เนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรงไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังผลิตติดตั้งอย่างต่อเนื่อง ซึ่งกำลังผลิตที่พึ่งได้จะต่ำกว่ากำลังผลิตติดตั้งตามประเภทโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ มีกำลังผลิตที่จ่ายคิดตามปริมาณน้ำในแต่ละเดือน

สำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศจะจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุดก่อน และจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเป็นลำดับถัดมาจนครบทั้งสามกลุ่มของช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับสูงหรือจนกว่าพลังงานน้ำที่คาดว่าจะจ่ายได้จะหมดลง โดยสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.5



ภาพที่ 4.5 ตัวอย่างการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในหนึ่งสัปดาห์

4.1.4 ระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลต่างๆ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหิน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตา และโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส ซึ่งประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ตัวอย่างจำนวนของโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ในปีพ.ศ. 2558 มีทั้งหมด 59 โรงไฟฟ้า แสดงอยู่ในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวนโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้งรวม (เมกะวัตต์)
ถ่านหิน	14	4,508.5
น้ำมันเตา	1	315
ก๊าซธรรมชาติ	43	25,062.2
น้ำมันดีเซล	1	4.4

ข้อมูลที่จำเป็นในการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ ประกอบด้วย

- 1) ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย
- 2) ต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า
- 3) ความสามารถในการเร่งเครื่องของโรงไฟฟ้า
- 4) กำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้
- 5) ความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า

1) ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยแบ่งเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ต้นทุนค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้า และต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ซึ่งต้นทุนค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ แสดงในตารางที่ 4.5 [22]

ตารางที่ 4.5 ต้นทุนค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ต้นทุนค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของ โรงไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (ดอลลาร์ สหรัฐ/เมกะวัตต์ชั่วโมง)
พลังความร้อน	3.71
พลังความร้อนร่วม	3.67
กังหันแก๊ส	29.9

สำหรับต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากผลคูณของค่าความร้อน (Heat Rate) กับราคาเชื้อเพลิง ดังสมการที่ (4.4)

$$FuelCost = HeatRate \times FuelPrice \quad (4.4)$$

เมื่อ **FuelCost** คือ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า
(บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

HeatRate คือ ค่าความร้อน (บีทียูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

FuelPrice คือ ราคาเชื้อเพลิง (บาทต่อบีทียู)

ค่าความร้อน (Heat Rate) คือ ปริมาณความร้อนเฉลี่ยในหน่วยบีทียูที่ต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งแสดงถึงความสามารถของโรงไฟฟ้าในการเปลี่ยนรูปพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งตัวอย่างค่าความร้อนที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แสดงในตารางที่ 4.6 [22]

ตารางที่ 4.6 ตัวอย่างค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (บีทียูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
พลังความร้อน	ถ่านหิน	9,370
พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	6,705
กังหันก๊าซ	น้ำมันดีเซล	10,390

เชื้อเพลิงที่ใช้ในแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้ ประกอบด้วย ถ่านหินลิกไนต์และบิทูมินัส ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล ซึ่งมีราคาตั้งตารางที่ 4.7 [23]

ตารางที่ 4.7 ราคาเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ

ประเภทเชื้อเพลิง	ราคาเชื้อเพลิง	
ลิกไนต์	569.70	บาทต่อตัน
บิทูมินัส	2,825.70	บาทต่อตัน
ก๊าซธรรมชาติ	289.30	บาทต่อล้านบีทียู
น้ำมันเตา	15.20	บาทต่อลิตร
น้ำมันดีเซล	25.86	บาทต่อลิตร

เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในสมการที่ (4.4) มีหน่วยคือ บาทต่อปีทิว แต่ราคาเชื้อเพลิงในตารางที่ 4.7 เป็นหน่วยอื่นยกเว้นกิโลวัตต์ชั่วโมง ดังนั้นจึงต้องแปลงหน่วยของเชื้อเพลิงให้อยู่ในหน่วย บาทต่อปีทิว ดังตารางที่ 4.8 [24]

ตารางที่ 4.8 การแปลงหน่วยของเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	การแปลงหน่วย	ราคาเชื้อเพลิง (บาทต่อล้านปีทิว)
ลิกไนต์	13.01 พันปีทิวต่อกิโลกรัม	43.7894
บิทูมินัส	25.00 พันปีทิวต่อกิโลกรัม	113.0280
ก๊าซธรรมชาติ	-	289.3000
น้ำมันเตา	37.70 พันปีทิวต่อลิตร	403.1830
น้ำมันดีเซล	34.52 พันปีทิวต่อลิตร	749.1309

จากตารางที่ 4.8 ราคาเชื้อเพลิงในหน่วย บาทต่อล้านปีทิว สามารถนำมาใช้เพื่อคำนวณต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในหน่วย บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงจากสมการที่ (4.5) ดังนั้นต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต่อหน่วยสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$C_k = FuelCost_k + VariableO\&MCost_k \quad (4.5)$$

เมื่อ C_k คือ ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ k
(บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

$FuelCost_k$ คือ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของ
โรงไฟฟ้าที่ k (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

$VariableO\&MCost_k$ คือ ต้นทุนค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้า
ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ k (บาท
ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

2) ต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

ต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Start-up cost) ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และต้นทุนอื่นๆ ในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ซึ่งแสดงในตารางที่ 4.9 [25]

ตารางที่ 4.9 ต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (ล้านบาทต่อเมกะวัตต์)	ต้นทุนอื่นๆ ในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน	14.00	10.15
โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม	8.92	11.44
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	0.22	0.95

ในการคำนวณหาต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Start-up cost) ในหน่วยบาท หาได้จากผลบวกของต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับต้นทุนอื่นๆ ในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ในหน่วยบาท จึงต้องแปลงหน่วยของต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และต้นทุนอื่นๆ ในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เป็นหน่วยบาท โดยใช้ข้อมูลราคาค่าเชื้อเพลิงและการแปลงหน่วยของเชื้อเพลิงในตารางที่ 4.7 – 4.8

3) ความสามารถในการเร่งเครื่องโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้มีหน้าที่ในการปรับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รวมของทุกโรงไฟฟ้าให้เท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าในทุกช่วงเวลา เพื่อให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ามีค่าคงที่และรักษาเสถียรภาพ (Stability) ของระบบไฟฟ้า [26] ตัวอย่างเช่น เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ต้องผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในปริมาณที่เท่ากันในช่วงเวลาที่กำหนด ดังนั้น เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ในช่วงเวลาที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าลดลง โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ในระบบต้องมีความสามารถในการเร่งเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนให้ทันเวลา ความสามารถในการเร่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสามารถพิจารณาได้จากค่า

อัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (Ramp Rate) ซึ่งคือความสามารถในการเร่งเครื่องโรงไฟฟ้าภายในช่วงเวลาที่กำหนด ดังสมการที่ (4.6)

$$R_{up} = \frac{\Delta P}{\Delta t} \quad (4.6)$$

เมื่อ	R_{up}	คือ	อัตราการเพิ่มกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์ต่อนาที)
	ΔP	คือ	กำลังไฟฟ้าที่สามารถเร่งจ่ายเพิ่มขึ้นได้ (เมกะวัตต์)
	Δt	คือ	ช่วงเวลาที่พิจารณา (นาที)

โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ข้อมูลค่าอัตราการเพิ่มกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในตารางที่ 4.10 [22]

ตารางที่ 4.10 ข้อมูลค่าอัตราการเพิ่มกำลังไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	อัตราการเพิ่มกำลังไฟฟ้า (ร้อยละของกำลังผลิตติดตั้งต่อนาที)
พลังความร้อน	2.00
พลังความร้อนรวม	5.00
กังหันแก๊ส	8.33

4) กำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้

กำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้ (Minimum Output Power) แสดงถึงระดับกำลังผลิตไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดที่โรงไฟฟ้ายังสามารถเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไปได้ ซึ่งถูกใช้เป็นหนึ่งในสมการข้อจำกัดของปัญหาการจัดสรรกำลังผลิต คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ต้องมีค่าไม่น้อยกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้ และไม่เกินกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า โดยข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แสดงอยู่ในตารางที่ 4.11 [22]

ตารางที่ 4.11 ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้ (ร้อยละของกำลังผลิตติดตั้ง)
พลังความร้อน	40
พลังความร้อนรวม	50
กังหันแก๊ส	50

5) ความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า

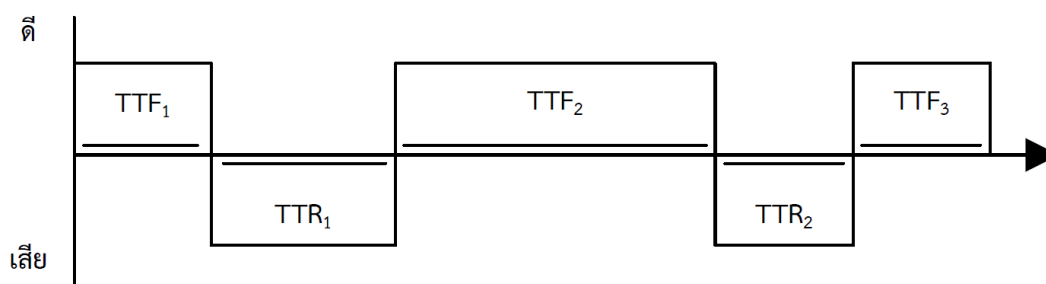
ในความเป็นจริง โรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้ามีโอกาสเกิดเหตุขัดข้องขึ้น ทำให้จำเป็นต้องหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าในทันที และถูกตัดออกจากระบบไฟฟ้าเพื่อความปลอดภัย ดังนั้นข้อมูลทางสถิติเกี่ยวกับการทำงานของโรงไฟฟ้าจำเป็นต้องถูกเก็บไว้เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า ซึ่งการทำงานของโรงไฟฟ้าสามารถถูกจำลองได้เป็น 2 สถานะ คือ “ดี” และ “เสีย” ดังภาพที่ 4.6 จากนั้นจะเก็บข้อมูลระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” และอยู่ในสถานะ “เสีย” ในช่วงเวลาตลอดอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า และเก็บข้อมูลจำนวนครั้งที่โรงไฟฟ้าเปลี่ยนสถานะ



ภาพที่ 4.6 แบบจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าแบบ 2 สถานะ

ซึ่งการเก็บข้อมูลดังกล่าวสามารถจำลองสถานะของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าได้ดังภาพที่

4.7



ภาพที่ 4.7 สถานะของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า

เมื่อ	TTF_i	คือ	ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” (Time To Failure) ก่อนจะเปลี่ยนเป็นสถานะ “เสีย” ครั้งที่ i (นาทีก)
	TTR_i	คือ	ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” (Time To Repair) ก่อนจะเปลี่ยนเป็นสถานะ “ดี” ครั้งที่ i (นาทีก)

โดยที่การพิจารณาว่าโรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” จะพิจารณาเฉพาะการเสียที่เกิดจากเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมายเท่านั้น เมื่อพิจารณาจากภาพที่ 4.7 จะเห็นได้ว่า ช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” หรือ “เสีย” อาจมีค่าไม่เท่ากัน เพื่อเป็นการแสดงระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” หรือ “เสีย” สามารถหาได้จากการหาค่าเฉลี่ยของ TTF_i และ TTR_i ดังแสดงในสมการที่ (4.7) – (4.8)

$$MTTF = \frac{TTF_1 + TTF_2 + \dots + TTF_n}{n} \quad (4.7)$$

$$MTTR = \frac{TTR_1 + TTR_2 + \dots + TTR_m}{m} \quad (4.8)$$

เมื่อ	$MTTF$	คือ	ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” (นาทีก)
	$MTTR$	คือ	ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” (นาทีก)
	n	คือ	จำนวนครั้งที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี”
	m	คือ	จำนวนครั้งที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย”

การหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในแต่ละสถานะ จะถูกตีความเป็นความถี่เฉลี่ยในการเปลี่ยนสถานะจาก “ดี” เป็น “เสีย” (Expected Failure Rate) หรือค่าแลมด้า (λ) ในหน่วยครั้งต่อนาที และความถี่เฉลี่ยในการเปลี่ยนสถานะจาก “เสีย” เป็น “ดี” (Expected Repair Rate) หรือค่ามิว (μ) ในหน่วยครั้งต่อนาทีโดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4.9) - (4.10)

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (4.9)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (4.10)$$

และค่าความถี่เฉลี่ยทั้งสองค่าข้างต้นนี้ สามารถนำไปใช้คำนวณโอกาสที่โรงไฟฟ้าจะเกิดเหตุขัดข้องในระยะยาว (Failure Outage Rate: FOR) ดังสมการที่ (4.11)

$$FOR = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4.11)$$

ซึ่งค่า FOR เป็นค่าที่แสดงถึงความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะเกิดเหตุขัดข้องจนไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตาม ค่าความน่าจะเป็นดังกล่าว อาจยังไม่สามารถสะท้อนถึงความเชื่อถือได้ที่แท้จริงของโรงไฟฟ้าที่เพิ่งก่อสร้างเสร็จหรือโรงไฟฟ้าที่จะถูกสร้างเพิ่มในอนาคต เนื่องจากข้อจำกัดในด้านการเก็บข้อมูลระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” (TTF) และระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” (TTR) ซึ่งควรเป็นข้อมูลจริงของโรงไฟฟ้าที่จะประเมินความเชื่อถือได้ แต่ก็ไม่สามารถรอเก็บข้อมูลเป็นระยะเวลานานเพื่อคำนวณค่า FOR ได้ ดังนั้นค่า FOR ของโรงไฟฟ้าที่จะสร้างขึ้นในอนาคต จะใช้ค่าเฉลี่ยของ FOR ของโรงไฟฟ้าอื่นซึ่งมีชนิดเดียวกันและมีขนาดใกล้เคียงกัน ซึ่งมีการเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าและมีการเก็บข้อมูลทางสถิติและ FOR แล้ว

อย่างไรก็ตาม ค่า FOR เป็นค่าความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะเกิดเหตุขัดข้องในระยะยาว หากพิจารณาในช่วงเวลาสั้นๆ เช่น การวางแผนผลิตไฟฟ้า และการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า การคำนวณความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะขัดข้องต้องอาศัยสมมติฐาน คือ การขัดข้องของโรงไฟฟ้ามีการกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution) จะสามารถคำนวณความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะเกิดเหตุขัดข้องในช่วงเวลา T เมื่อช่วงเวลาเริ่มต้นโรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” ได้ดังสมการที่ (4.12)

$$P(\text{down}) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T} \quad (4.12)$$

หากพิจารณาในช่วงเวลาสั้นๆ การซ่อมแซมเพื่อเปลี่ยนสถานะของโรงไฟฟ้าจาก “เสีย” เป็น “ดี” จะไม่เกิดขึ้น กล่าวคือ μ มีค่าเท่ากับ 0 จะสามารถคำนวณความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะเกิดเหตุขัดข้องในช่วงเวลา T ดังสมการที่ (4.13)

$$P(\text{down}) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (4.13)$$

หากค่า λT มีค่าน้อยกว่า 1 มากๆ ซึ่งโดยทั่วไปจะเป็นจริงสำหรับช่วงเวลาสั้นๆ จนถึงหลาย ชั่วโมง [26] จะสามารถประมาณค่า $e^{-\lambda T}$ โดยใช้อนุกรมแมคลอริน (Maclaurin series) เพื่อประมาณค่าความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะเกิดเหตุขัดข้องในช่วงเวลา T ดังสมการที่ (4.14)

$$P(\text{down}) \approx \lambda T \quad (4.14)$$

ซึ่งค่าความน่าจะเป็นในสมการที่ (4.14) ถูกเรียกว่า Outage Replacement Rate (ORR) บ่งบอกถึงความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะขัดข้องและไม่ได้รับการซ่อมในช่วงเวลา T ซึ่งคล้ายคลึงกับค่า FOR ที่ใช้ในการวางแผนระยะยาว โดยมีความแตกต่างคือ FOR มีค่าคงที่ตามความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า แต่ ORR ขึ้นกับช่วงเวลาที่พิจารณา

4.2 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

ปัจจุบัน ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยมีค่าเพิ่มขึ้นในแต่ละปี เนื่องจากการเติบโตทางด้านเศรษฐกิจและประชากร ดังแสดงในภาพที่ 4.8 และตารางที่ 4.12 [1]



ภาพที่ 4.8 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ ปีพ.ศ. 2512 - 2556

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

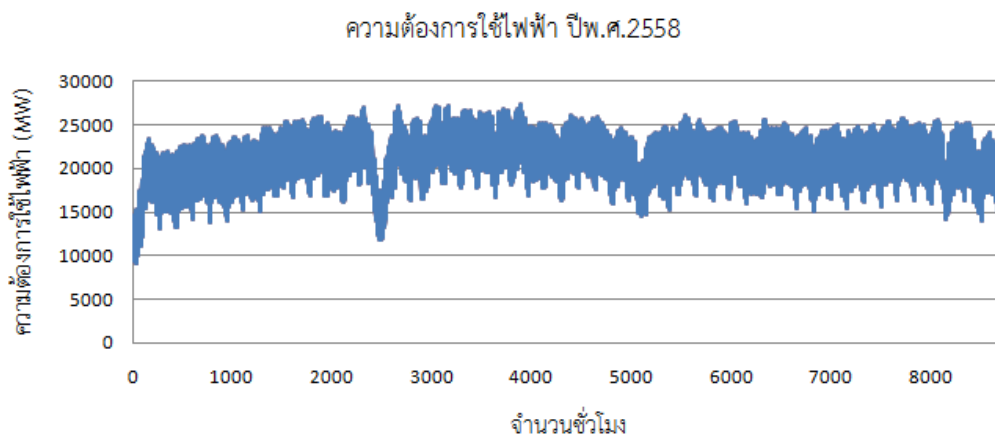
ตารางที่ 4.12 ตัวอย่างค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ กฟผ.

ปี	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
พ.ศ. 2558	28,271	182,575
พ.ศ. 2579	46,891	275,325

ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยปกติจะแสดงอยู่ในรูปของเส้นโค้งของโหลด (Load Curve) คือเส้นโค้งที่แสดงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาต่างๆ ซึ่งมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลา นอกจากนี้ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังสามารถแสดงอยู่ในรูปของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) ซึ่งเส้นโค้งทั้งสองมีความสัมพันธ์กัน และสามารถแปลงกลับระหว่างกันได้

4.2.1 เส้นโค้งของโหลด

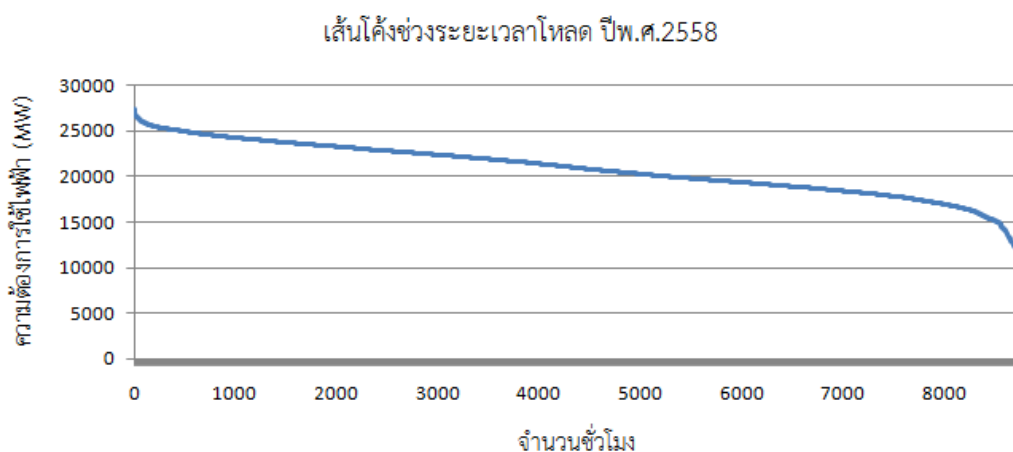
เส้นโค้งของโหลด (Load Curve) คือ เส้นโค้งที่แสดงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาต่างๆ โดยแบ่งระยะเวลาเป็นทุกๆ ชั่วโมง จึงเรียกว่า เส้นโค้งของโหลดรายชั่วโมง (Hourly Load Curve) โดยแสดงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าในรายชั่วโมง 1 ปี (Yearly Load Curve) ซึ่งแสดงถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 4.9 ซึ่งการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าใช้สมมติฐานว่า ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีมีแนวโน้มที่คล้ายคลึงกัน ดังนั้นการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต สามารถสร้างได้จากข้อมูลเส้นโค้งของโหลดในปีพ.ศ. 2558 ซึ่งพิจารณาเป็นปีฐาน ประกอบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปี (Peak Demand) และความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี (Annual Energy Demand)



ภาพที่ 4.9 เส้นโค้งของโหลดในปีพ.ศ. 2558

4.2.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด

เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) คือการนำเส้นโค้งของโหลดรายชั่วโมงมาเรียงใหม่ตามระดับความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปยังความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด ซึ่งพื้นที่ใต้เส้นโค้งของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดแสดงถึงพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการใช้ในช่วงเวลาที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 4.10



ภาพที่ 4.10 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในปีพ.ศ. 2558

4.2.3 การสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

ข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตประกอบด้วย ข้อมูลเส้นโค้งของโหลดในปีพ.ศ. 2558 ซึ่งพิจารณาเป็นปีฐาน ประกอบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปี และความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ซึ่งมีขั้นตอนดังนี้ [21]

1. นำเข้าข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในรูปเส้นโค้งของโหลดในปีฐาน
2. แปลงข้อมูลเส้นโค้งของโหลดในปีฐานเป็นเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด
3. คำนวณอัตราส่วนของค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีฐาน (Energy Ratio) ดังสมการที่ (4.15)

$$\text{Energy ratio} = \frac{E_{fc}}{E_{base}} \quad (4.15)$$

เมื่อ **Energy ratio** คือ อัตราส่วนของค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีฐาน

E_{fc} คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในปีที่พิจารณา
 E_{base} คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีฐาน

4. นำข้อมูลเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดของปีฐานทุกค่าคูณด้วยค่า Energy Ratio ดังสมการที่ (4.16)

$$LDC_{temp} = Energy\ ratio \times LDC_{base} \quad (4.16)$$

เมื่อ LDC_{temp} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดใหม่
 LDC_{base} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดของปีฐาน

5. กำหนดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปีที่พิจารณา ดังสมการที่ (4.17)

$$P_{min,fc} = k \times P_{max,fc} \quad (4.17)$$

เมื่อ $P_{min,fc}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปีที่พิจารณา
 k คือ อัตราส่วนของความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีฐาน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.3328
 $P_{max,fc}$ คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีที่พิจารณา

6. แบ่งเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดออกเป็น 3 ช่วง โดยช่วงแรกคือ ชั่วโมงที่ 1 ถึง 2,000 ช่วงที่สองคือชั่วโมงที่ 2,001 ถึง 6,760 และช่วงที่สามคือ ชั่วโมงที่ 6,761 ถึง 8,760

7. ปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในช่วงแรกด้วยสมการ (4.18)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{max,fc} - LDC_a}{\max(LDC_{temp}) - LDC_a} \times (LDC_{temp}(t) - LDC_a) + LDC_a \quad (4.18)$$

เมื่อ $LDC_{cal}(t)$ คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดใหม่ที่ปรับค่าแล้ว ณ เวลา t
 LDC_a คือ ค่าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 2,000

8. ปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในช่วงที่สามด้วยสมการ (4.19)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{min,fc} - LDC_b}{\min(LDC_{temp}) - LDC_b} \times (LDC_{temp}(t) - \min(LDC_a)) + P_{min,fc} \quad (4.19)$$

เมื่อ LDC_b คือ ค่าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 6,761

9. คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนด้วยสมการที่ (4.20) แล้วตรวจสอบว่าค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดไว้หรือไม่

$$error = \left| E_{fc} - \sum_{t=1}^{8760} LDC_{cal}(t) \right| \quad (4.20)$$

เมื่อ $error$ คือ ค่าความคลาดเคลื่อน

10. ถ้าค่าความคลาดเคลื่อนไม่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในช่วงที่สองดังนี้

10.1 ปรับชั่วโมงที่ 2,001 ถึง 4,380 ด้วยสมการที่ (4.21)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{new} - LDC_c}{LDC_{temp}(4380) - LDC_c} \times (LDC_{temp}(t) - LDC_{temp}(4380)) + P_{new} \quad (4.21)$$

เมื่อ P_{new} คือ ค่าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลา ณ ชั่วโมงที่ 4,380
คูณด้วย 0.99 หากค่าพลังงานที่คำนวณได้มีค่ามากกว่าค่า
พลังงานไฟฟ้าที่พยากรณ์
หรือคูณด้วย 1.01 หากค่าพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณได้มีค่าน้อย
กว่าพลังงานไฟฟ้าที่พยากรณ์

LDC_c คือ ค่าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 2,001

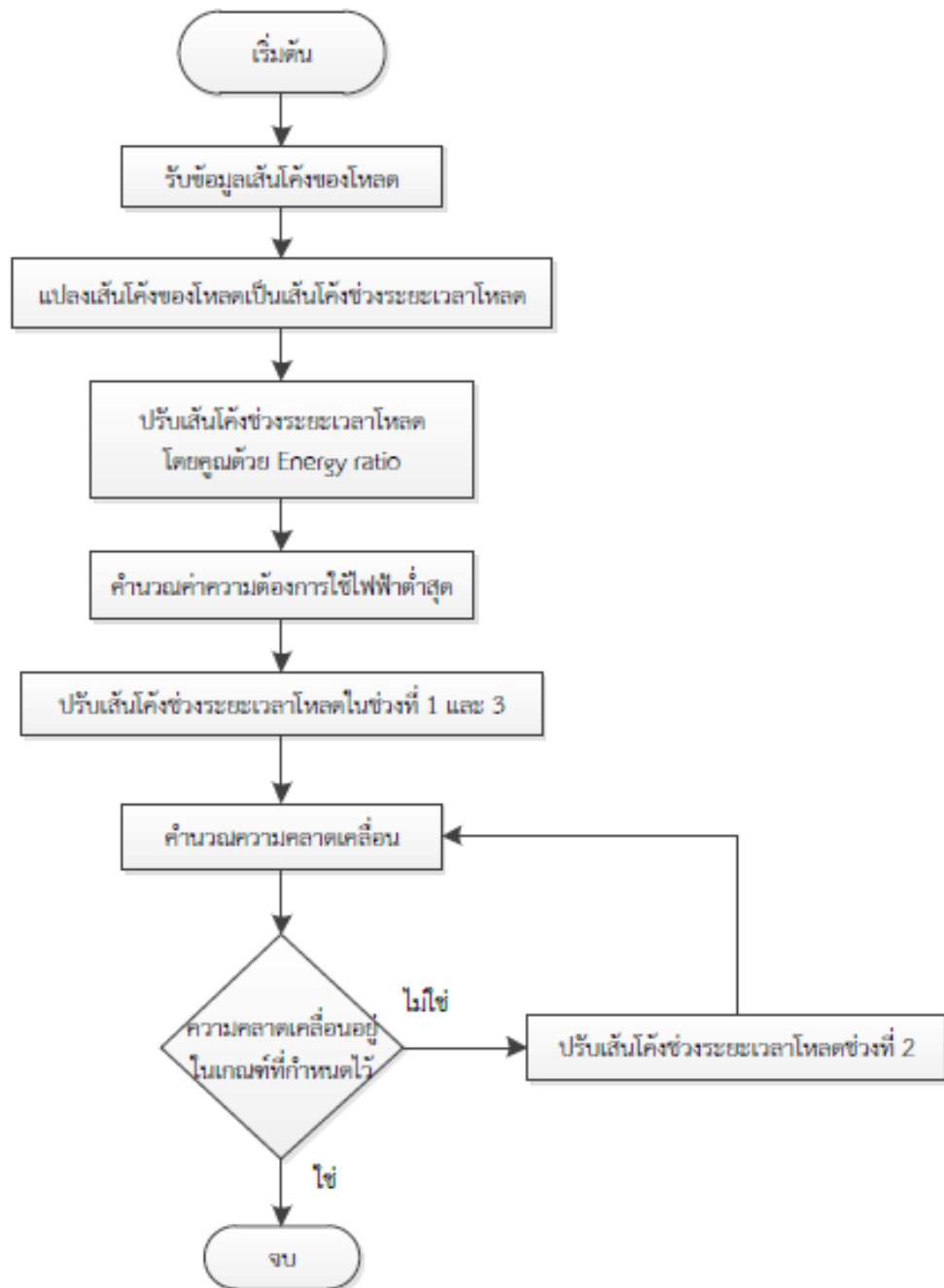
10.2 ปรับชั่วโมงที่ 4,381 ถึง 6,760 ด้วยสมการที่ (4.22)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{new}' - LDC_d}{LDC_{temp}(4381) - LDC_d} \times (LDC_{temp}(t) - LDC_d) + LDC_d \quad (4.22)$$

เมื่อ P_{new}' คือ ค่าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลา ณ ชั่วโมงที่ 4,381
คูณด้วย 0.99 หากค่าพลังงานที่คำนวณได้มีค่ามากกว่าค่า
พลังงานไฟฟ้าที่พยากรณ์
หรือคูณด้วย 1.01 หากค่าพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณได้มีค่าน้อย
กว่าพลังงานไฟฟ้าที่พยากรณ์

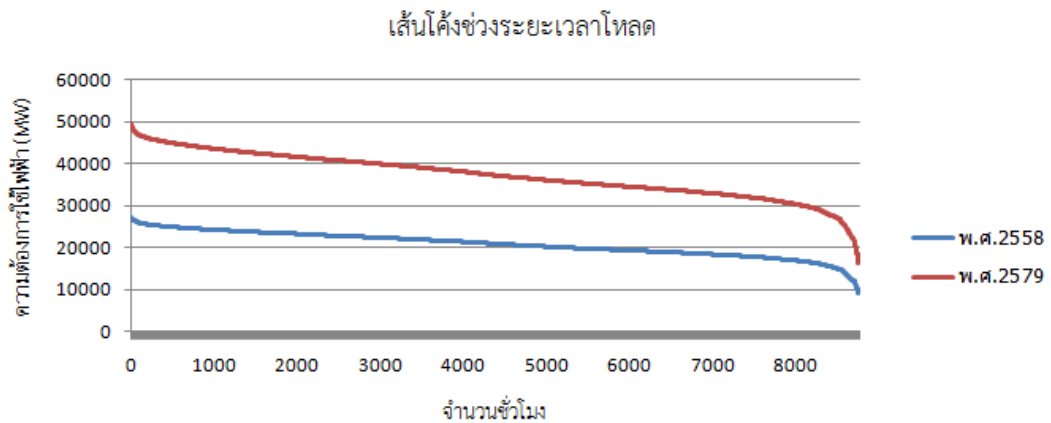
LDC_d คือ ค่าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 6,760

11. จำนวนข้างเกินกว่าค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดไว้ จึงสิ้นสุดการคำนวณ

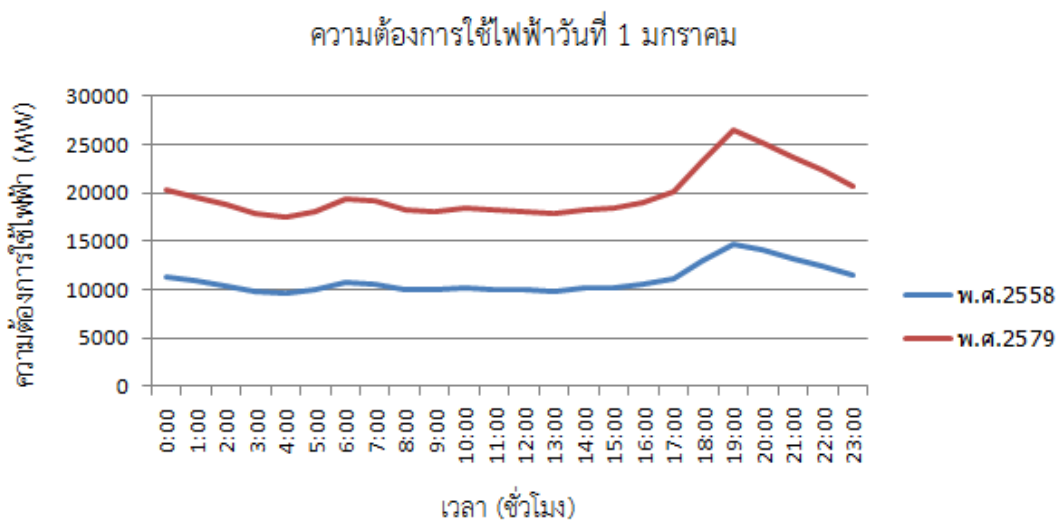


ภาพที่ 4.11 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอาคาร

เมื่อดำเนินการตามขั้นตอนข้างต้น จะได้คำตอบของการคำนวณคือเส้นโค้งระยะเวลาโหลดในปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 4.12 จากนั้นแปลงข้อมูลเส้นโค้งระยะเวลาโหลดกลับเป็นเส้นโค้งของโหลดในปีที่พิจารณา ดังภาพที่ 4.13



ภาพที่ 4.12 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในปีพ.ศ. 2558 และพ.ศ. 2579



ภาพที่ 4.13 เส้นโค้งของโหลดในวันที่ 1 มกราคม ปีพ.ศ. 2558 และพ.ศ. 2579

4.3 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

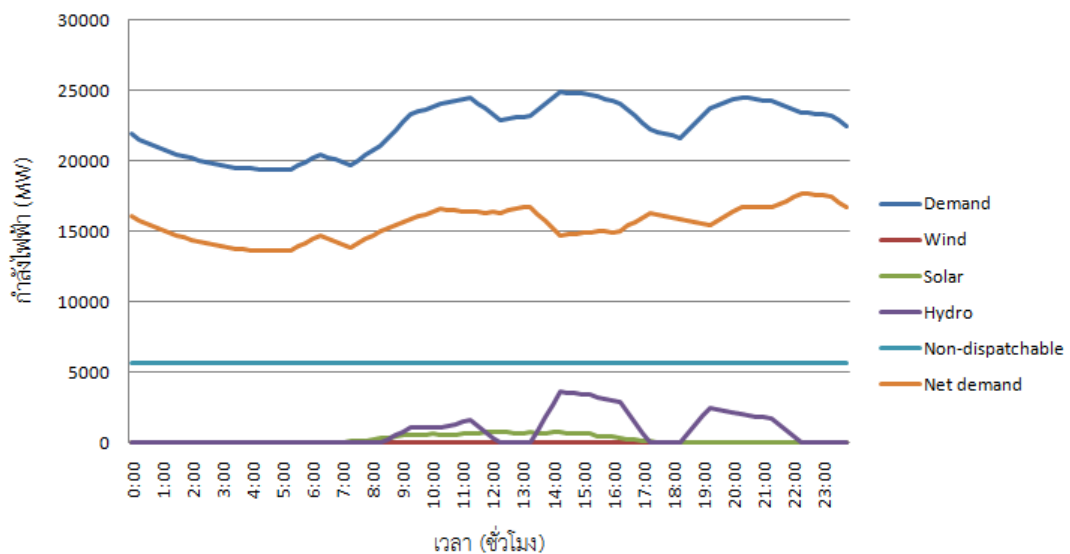
แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ (Net Demand) สามารถสร้างจากการนำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ามาหักออกด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม กำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ และกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศ ดังสมการที่ (4.23) และภาพที่ 4.14

$$P_{d,net}^t = P_d^t - P_{solar}^t - P_{wind}^t - P_{nondis}^t - P_{hydro}^t \quad (4.23)$$

เมื่อ	$P_{d,net}^t$	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เวลา t (เมกะวัตต์)
	P_d^t	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เวลา t (เมกะวัตต์)
	P_{solar}^t	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลา t (เมกะวัตต์)
	P_{wind}^t	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมที่เวลา t (เมกะวัตต์)
	P_{nondis}^t	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ที่เวลา t (เมกะวัตต์)
	P_{hydro}^t	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศไทยที่เวลา t (เมกะวัตต์)



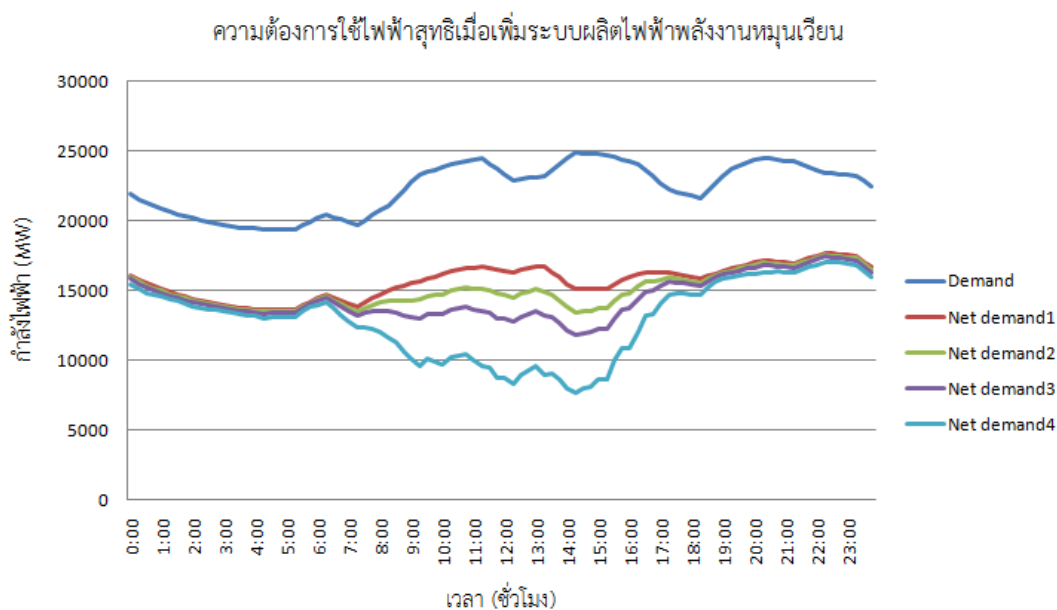
การคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ



ภาพที่ 4.14 การคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

ดังนั้น ความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจะถูกแสดงอยู่ในแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ โดยที่โรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้จะต้องผลิตไฟฟ้าเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ ซึ่งเป็นสมการข้อจำกัดของปัญหาการจัดสรรกำลังผลิต (Economic Dispatch) โดยการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนจะส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีความผันผวนเพิ่มขึ้น มีอัตราการเปลี่ยนแปลงของความ

ต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่มีลักษณะใกล้เคียงกับเส้นโค้งเปิด (Duck Curve) มากขึ้น ดังนั้น เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จะส่งผลให้ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น และต้องเตรียมโรงไฟฟ้าที่สามารถเร่งการเดินเครื่องได้เร็วเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ดังแสดงในภาพที่ 4.15



ภาพที่ 4.15 ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเมื่อเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ภาพที่ 4.15 แสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในวันที่ 22 มิถุนายน พ.ศ. 2558 ซึ่งเป็นวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีพ.ศ. 2558 โดยเส้นกราฟต่างๆ มีความหมายดังนี้

- เส้นกราฟ Net demand1 หมายถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้าพลังลมมีกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับข้อมูลตาม PDP2015 ในปีพ.ศ. 2558
- เส้นกราฟ Net demand2 หมายถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้าพลังลมมีกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับสามเท่าของข้อมูลตาม PDP2015 ในปีพ.ศ. 2558
- เส้นกราฟ Net demand3 หมายถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้าพลังลมมีกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับห้าเท่าของข้อมูลตาม PDP2015 ในปีพ.ศ. 2558

- เส้นกราฟ Net demand4 หมายถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้าพลังลมมีกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับสิบเท่าของข้อมูลตาม PDP2015 ในปีพ.ศ. 2558

พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมถูกติดตั้งในระบบมากขึ้น จะทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าลดลง แต่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจะมีความผันผวนเพิ่มขึ้น โดยที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วที่สุดในช่วงเวลา 15.15 น. ถึง 15.30 น. เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าลดลงอย่างรวดเร็ว แต่อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะไม่นำมาใช้คำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย เนื่องจากพิจารณาว่า ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถพยากรณ์รูปแบบการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยได้เตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิไว้แล้ว ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาว่า หน้าทีของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายคือการรองรับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เกิดขึ้นโดยไม่ได้คาดคิด ได้แก่ การขัดข้องของโรงไฟฟ้า ความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่คลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ โดยระบบไฟฟ้าจะใช้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายส่วนหนึ่งเพื่อรองรับความไม่แน่นอนดังกล่าว

อย่างไรก็ตาม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาเฉพาะการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เกิดขึ้นโดยไม่ได้คาดคิด โดยพิจารณาว่า ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพียงพอสำหรับรองรับการลดลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เกิดขึ้นโดยไม่ได้คาดคิด เนื่องจากในการวางแผนผลิตไฟฟ้า มีโรงไฟฟ้าจำนวนมากที่เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในระดับที่สูงกว่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ ซึ่งโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้สามารถลดกำลังผลิตไฟฟ้าลงเพื่อรองรับการลดลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เกิดขึ้นโดยไม่ได้คาดคิดได้ โดยการคำนวณความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ (Forecast Error) ของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะถูกกล่าวในหัวข้อต่อไป

4.4 แบบจำลองความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเกิดจากความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า

พลังงานหมุนเวียน ซึ่งความคลาดเคลื่อนแต่ละชนิดมีโอกาสเกิดขึ้นอย่างเป็นอิสระต่อกัน และความคลาดเคลื่อนแต่ละชนิดอาจเสริมหรือหักล้างกันได้ ดังตัวอย่างต่อไปนี้

กำหนดให้ ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ถูกพยากรณ์ 300 เมกะวัตต์ ใน 15 นาที กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าต่ำกว่ากำลังไฟฟ้าที่ถูกพยากรณ์ 200 เมกะวัตต์ ใน 15 นาที และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมมีค่าสูงกว่ากำลังไฟฟ้าที่ถูกพยากรณ์ 50 เมกะวัตต์ ใน 15 นาที

เนื่องจาก ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ถูกพยากรณ์ 300 เมกะวัตต์ ใน 15 นาที และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนมีค่าต่ำกว่ากำลังไฟฟ้าที่ถูกพยากรณ์ 150 เมกะวัตต์ ใน 15 นาที

ดังนั้น ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจึงมีค่าสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่ถูกพยากรณ์ 450 เมกะวัตต์ ใน 15 นาที โดยกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายบางส่วนจะถูกใช้เพื่อรองรับความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์นี้ โดยแบบจำลองความไม่แน่นอนดังกล่าวสามารถถูกสร้างได้จากกระบวนการทางความน่าจะเป็นและสถิติ ดังนี้

4.4.1 ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้า

ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสามารถพิจารณาได้จากค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error: MAPE) ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4.24)

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{|F_k - A_k|}{A_k} \quad (4.24)$$

เมื่อ	A_k	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงในเวลา k
	F_k	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ถูกพยากรณ์ในเวลา k
	N	คือ	จำนวนเวลาทั้งหมดที่พิจารณา

โดยตัวอย่างค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (MAPE) ของแต่ละเขตการจ่ายไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 4.13 [27], [28]

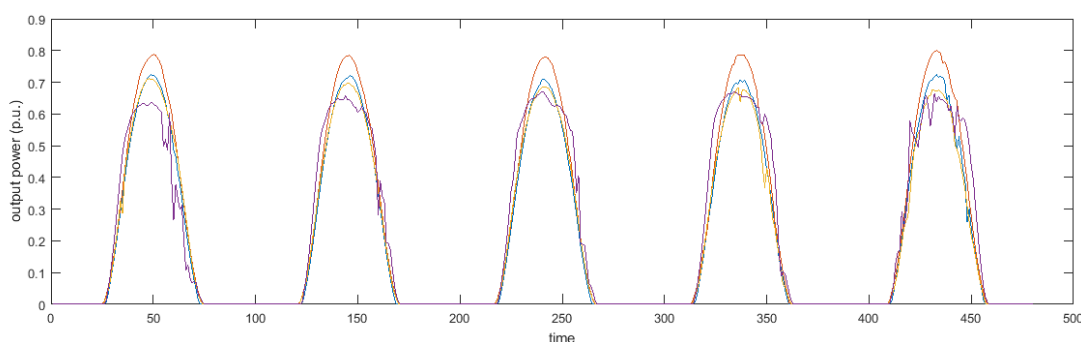
ตารางที่ 4.13 ตัวอย่างค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ของแต่ละเขตการจ่ายไฟฟ้า

เขตการจ่ายไฟฟ้า	ช่วงเวลาที่คำนวณ	ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (%)
เท็กซัส	ปีพ.ศ. 2558	2.9
เท็กซัส	ปีพ.ศ. 2559	2.6
แคลิฟอร์เนีย	ปีพ.ศ. 2558	2.89
แคลิฟอร์เนีย	ปีพ.ศ. 2559	2.84
นิวซีแลนด์ เกาะเหนือ	สิงหาคม พ.ศ. 2559	2.2
นิวซีแลนด์ เกาะใต้	สิงหาคม พ.ศ. 2559	2.6

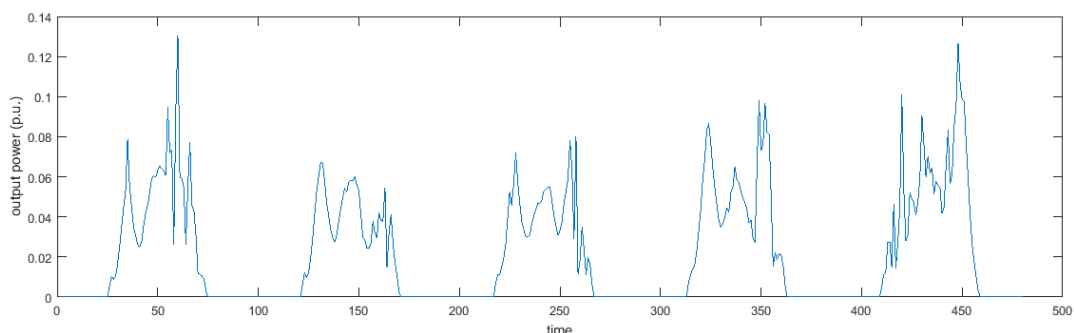
สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ พิจารณาว่าความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้ามักมีการกระจายตัวแบบปกติ ที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับศูนย์ [29] โดยค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เท่ากับค่าเฉลี่ยของข้อมูลในตารางที่ 4.13 เท่ากับ 2.67%

4.4.2 ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถถูกสร้างได้จากข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม โดยคำนวณค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมแต่ละโรงไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา โดยตัวอย่างการคำนวณสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.16 – 4.17



ภาพที่ 4.16 ตัวอย่างข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใน 5 วัน



ภาพที่ 4.17 ตัวอย่างค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลาต่างๆ ใน 5 วัน

หลังจากคำนวณค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่เวลาต่างๆ ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานจะถูกแปลงหน่วยจากต่อหน่วย (per unit) เป็นเมกะวัตต์ สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ พิจารณาว่าความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีการกระจายตัวแบบปกติ ที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับศูนย์ [29] ,[30]

บทที่ 5

การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด

หลังจากการรับข้อมูลและการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าดังที่กล่าวไปแล้ว ในบทนี้จะกล่าวถึงการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดจากการเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้า และการจัดสรรกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้า และทำให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าต่ำที่สุด โดยเนื้อหาในบทนี้ประกอบด้วย

- 1) การจัดสรรกำลังผลิตที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
- 2) การคำนวณค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ
- 3) การเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง
- 4) การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด

5.1 การจัดสรรกำลังผลิตที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ (Proposed Economic Dispatch)

ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า จะต้องจ่ายไฟฟ้าอย่างประหยัด หรือมีการจัดสรรกำลังผลิตควบคู่ไปด้วย การจัดสรรกำลังผลิต คือ การกำหนดการจ่ายไฟฟ้าอย่างเหมาะสมของโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง เพื่อให้ฟังก์ชันจุดประสงค์ (Objective Function) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ามี่ค่าต่ำที่สุด สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีการปรับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ โดยกำหนดให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือผลรวมของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับ ดังสมการที่ (5.1)

$$\text{ObjectiveFunction} = \sum_{k=1}^n (C_k P_k) + E(C_{\text{outage}}) \quad (5.1)$$

โดยที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รวมของโรงไฟฟ้าทุกโรงไฟฟ้าจะต้องเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้า

$$\sum_{k=1}^n u_k P_k = P_{d,\text{net}} \quad (5.2)$$

และกำลังไฟฟ้าที่แต่ละโรงไฟฟ้าผลิตนั้นต้องอยู่ในช่วงพิสัยการทำงานของโรงไฟฟ้า

$$u_k P_{\min,k} \leq u_k P_k \leq u_k P_{\max,k} \quad (5.3)$$

เมื่อ	<i>ObjectiveFunction</i>	คือ	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (บาทใน 15 นาที)
	C_k	คือ	ต้นทุนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าที่ k (บาทต่อเมกะวัตต์ใน 15 นาที)
	P_k	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้ผลิตของโรงไฟฟ้าที่ k (เมกะวัตต์)
	$E(C_{\text{outage}})$	คือ	ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ (บาทใน 15 นาที)
	n	คือ	จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้
	u_k	คือ	สถานะของโรงไฟฟ้าที่ k หากมีค่าเป็น 1 หมายถึงโรงไฟฟ้าถูกสั่งให้เดินเครื่อง หากมีค่าเป็น 0 หมายถึงโรงไฟฟ้าไม่ได้ถูกสั่งให้เดินเครื่อง
	$P_{d,\text{net}}$	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ (เมกะวัตต์)
	$P_{\max,k}$	คือ	กำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าที่ k (เมกะวัตต์)

$P_{min,k}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าที่ k
(เมกะวัตต์)

5.2 การคำนวณค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ

ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ (Expected Outage Cost) เป็นค่าที่ขึ้นกับปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย โอกาสที่โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่จะขัดข้อง ความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอน และค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับ (Value of Loss Load: VOLL) ซึ่งค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.4)

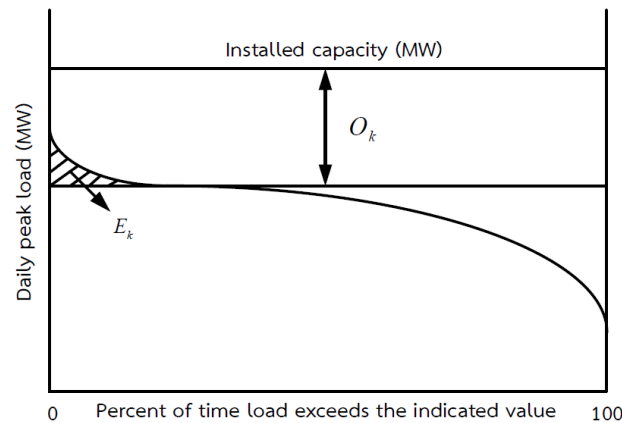
$$E(C_{outage}) = EENS \times VOLL \quad (5.4)$$

เมื่อ $E(C_{outage})$ คือ ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ
(บาทใน 15 นาที)

$EENS$ คือ พลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้
(กิโลวัตต์ชั่วโมงใน 15 นาที)

$VOLL$ คือ ค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับ
(บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

ค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับ (VOLL) คือ ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ โดยกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 54.6 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง [31] สำหรับพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (Expected Energy Not Supplied) เป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ชนิดหนึ่ง หมายถึง พลังงานที่คาดว่าจะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ที่กำลังผลิตไฟฟ้าในระบบมีค่าน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากการสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT) ประกอบกับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve) ดังแสดงในภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย เมื่อระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังผลิต O_k

จากภาพที่ 5.1 เมื่อระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังผลิต O_k พื้นที่แรเงา E_k แสดงถึงพลังงานไฟฟ้าที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่ได้รับการจ่าย เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงกว่ากำลังผลิตที่ระบบสามารถผลิตได้ โดยความน่าจะเป็นในการเกิดเหตุการณ์นี้มีค่าเท่ากับ p_k จะสามารถคำนวณค่า EENS ได้ดังนี้

$$EENS = \sum_{k=1}^N p_k E_k \quad (5.5)$$

โดยที่ N คือจำนวนสถานะทั้งหมดของ COPT ซึ่งค่า EENS ในส่วนนี้ใช้เพื่อประเมินปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย หากมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมาก จะส่งผลให้ EENS มีค่าน้อย ในขณะที่ต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอาจเพิ่มขึ้น กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$SR_k = u_k \times \min\{P_{max,k} - P_k, \tau R_{up,k}\} \quad (5.6)$$

เมื่อ SR_k คือ กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าที่ k (เมกะวัตต์)

u_k คือ สถานะของโรงไฟฟ้าที่ k

หากมีค่าเป็น 1 หมายถึงโรงไฟฟ้าถูกสั่งให้เดินเครื่อง

หากมีค่าเป็น 0 หมายถึงโรงไฟฟ้าไม่ได้ถูกสั่งให้เดินเครื่อง

$P_{max,k}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าที่ k (เมกะวัตต์)

P_k	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้ผลิตของโรงไฟฟ้าที่ k (เมกะวัตต์)
τ	คือ	ระยะเวลาที่กำหนดให้โรงไฟฟ้าเร่งเครื่องขึ้น (นาทีก)
$R_{up,k}$	คือ	อัตราการเพิ่มกำลังไฟฟ้า (Ramp rate) ของโรงไฟฟ้าที่ k (เมกะวัตต์ต่อนาที)

กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสามารถคำนวณได้หลังจากการจัดสรรกำลังผลิต จากนั้นกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะถูกใช้เพื่อคำนวณ EENS วิธีการคำนวณ EENS ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะใช้วิธี State Selection [26] หลักการของวิธีนี้ คือ การคำนวณโอกาสที่โรงไฟฟ้าจะขัดข้อง โดยเฉลี่ย เหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดน้อย ในที่นี้ จะพิจารณาเฉพาะการเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าไม่เกิน 2 โรงไฟฟ้าในเวลาเดียวกัน (N-2) ตามตัวอย่างการคำนวณดังนี้

ตารางที่ 5.1 ตัวอย่างข้อมูลความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้า	โอกาสเกิดเหตุขัดข้อง	โอกาสไม่เกิดเหตุขัดข้อง
G1	0.05	0.95
G2	0.1	0.9
G3	0.2	0.8

จากข้อมูลข้างต้นสามารถคำนวณความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะขัดข้องในรูปแบบต่างๆ ได้ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 การคำนวณโอกาสเกิดเหตุขัดข้อง

โรงไฟฟ้าที่ขัดข้อง	โอกาสเกิดเหตุขัดข้อง
G1	$(0.05)(0.9)(0.8) = 0.036$
G2	$(0.95)(0.1)(0.8) = 0.076$
G3	$(0.95)(0.9)(0.2) = 0.171$
G1 และ G2	$(0.05)(0.1)(0.8) = 0.004$
G1 และ G3	$(0.05)(0.9)(0.2) = 0.009$
G2 และ G3	$(0.95)(0.1)(0.2) = 0.019$

ผลลัพธ์จากการคำนวณที่ได้จากตัวอย่างที่กล่าวมา คือ ความน่าจะเป็นที่เกิดเหตุขัดข้องในแต่ละกรณี ซึ่งในแต่ละกรณีสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้หากเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้า สามารถคำนวณได้จากตัวอย่างต่อไปนี้

กำหนดให้ ต้องการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเท่ากับ 120 เมกะวัตต์ แต่ช่วงเวลาดังกล่าว การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความคลาดเคลื่อน ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจริงมีค่าสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ 10 เมกะวัตต์ จากการจัดสรรกำลังผลิต จะได้กำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของแต่ละโรงไฟฟ้างดแสดงในตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ตัวอย่างผลลัพธ์การจัดสรรกำลังผลิต

โรงไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรให้ผลิต (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
G1	70	30
G2	30	10
G3	20	10

หากโรงไฟฟ้า G1 เกิดเหตุขัดข้อง โรงไฟฟ้า G2 และ G3 จะใช้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อให้กำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้มีค่าลดลง ดังนี้

ตารางที่ 5.4 ตัวอย่างผลลัพธ์การลดสรรกำลังการผลิตหาก G1 เกิดเหตุขัดข้อง

โรงไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรให้ผลิต (เมกะวัตต์)
G1 (เกิดเหตุขัดข้อง)	0
G2	$30 + 10 = 40$
G3	$20 + 10 = 30$

ซึ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าเท่ากับ 120 เมกะวัตต์ แต่เนื่องจากโรงไฟฟ้า G1 ขัดข้องทำให้โรงไฟฟ้า G2 และ G3 จ่ายไฟฟ้าได้รวมกับ 70 เมกะวัตต์ แต่เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจริงมีค่าสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ 10 เมกะวัตต์ กล่าวคือ ระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย 10 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความคลาดเคลื่อนของความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจากค่าที่พยากรณ์

ดังนั้น กำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้จะมีค่าเท่ากับ 70 – 10 เท่ากับ 60 เมกะวัตต์ แต่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าเท่ากับ 120 เมกะวัตต์ ดังนั้น กำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ เท่ากับ 120 – 60 เท่ากับ 60 เมกะวัตต์ หากคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ในทุกเหตุการณ์โรงไฟฟ้าขัดข้องที่สนใจ ทำให้สามารถคำนวณ EENS ได้จากสมการที่ (5.4) ซึ่งค่า EENS ที่คำนวณได้จะถูกนำไปใช้เพื่อคำนวณค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับจากสมการที่ (5.3)

5.3 การเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจำนวนมาก ซึ่งแต่ละโรงไฟฟ้ามียุคสมบัติแตกต่างกัน เช่น ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า ความสามารถในการเร่งเดินเครื่องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ดังนั้น รูปแบบของโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าจึงเป็นตัวแปรในการแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุด เพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสม เพื่อให้ได้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต่ำที่สุด ในการเลือกรูปแบบของโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าสามารถหาผลลัพธ์ของปัญหาได้หลายวิธี [20] เช่น วิธีเรียงลำดับ (Priority List) วิธีโปรแกรมเชิงพลวัต (Dynamic Programming) วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์ (Lagrangian Relaxation) วิธีการค้นหาแบบตาบู่ (Tabu Search) วิธีการจำลองการอบเหนียว (Simulated Annealing) การหาคำตอบแบบอาณานิคม (Ant Colony Optimization) และขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm) เป็นต้น ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมเพื่อหาคำตอบ

การเลือกรูปแบบของโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ และมีผลรวมของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับ มีค่าต่ำที่สุด สามารถคำนวณจากการประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมโดยมีขั้นตอนการแก้ปัญหาดังนี้

1. การลงรหัส (Encoding) และการถอดรหัส (Decoding)

กำหนดให้ยีนแต่ละยีนในโครโมโซมซึ่งมีค่า 1 หรือ 0 แสดงสถานะการถูกพิจารณาให้เดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงไฟฟ้า หากยีนมีค่าเท่ากับ 1 หมายถึงโรงไฟฟ้านั้นถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง และหากยีนมีค่าเท่ากับ 0 หมายถึงโรงไฟฟ้านั้นไม่ได้ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง ดังนั้นใน

โครโมโซมแต่ละตัวจะแสดงถึงรูปแบบของโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องจ่ายไฟฟ้า

2. การสร้างประชากรเริ่มต้น (Initialization)

การสร้างประชากรเริ่มต้น คือ การหารูปแบบต่างๆ ที่เป็นไปได้ของโครโมโซมในประชากรรุ่นแรก เพื่อให้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมสามารถดำเนินต่อไปได้ โดยชุดประชากรเริ่มต้นต้องมีจำนวนมากเพียงพอและมีความหลากหลายเพื่อให้ครอบคลุมชุดคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมด อย่างไรก็ตาม ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมเป็นวิธีที่ใช้เวลาในการคำนวณนาน ดังนั้นขนาดของประชากรเริ่มต้นจึงไม่ควรมีจำนวนโครโมโซมมากเกินไป และกำหนดให้แต่ละโครโมโซมประกอบด้วยจำนวนยีนเท่ากับจำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้วิธีสร้างประชากรเริ่มต้น 2 วิธี ดังนี้

1) วิธีเรียงลำดับ (Priority List)

เป็นวิธีสร้างประชากรเริ่มต้นตามต้นทุนในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแต่ละโรงไฟฟ้า โดยคำนวณต้นทุนในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าที่ค่าพิกัด (Average Full Load Cost: AFLC) ของโรงไฟฟ้าทุกโรงที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าได้ ดังสมการที่ (5.7)

$$AFLC_k = \frac{C_k(P_{max,k})}{P_{max,k}} \quad (5.7)$$

เมื่อ $AFLC_k$ คือ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าที่ค่าพิกัดของโรงไฟฟ้าที่ k (บาทต่อเมกะวัตต์)

C_k คือ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ k (บาท)

$P_{max,k}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าที่ k (เมกะวัตต์)

จากนั้นเรียงลำดับโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ตามค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าที่ค่าพิกัดจากน้อยไปมาก และเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าที่ค่าพิกัดประกอบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ ดังตัวอย่างในตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ตัวอย่างการสร้างประชากรเริ่มต้นด้วยวิธีเรียงลำดับ

Unit	P_{max}	AFLC	Order
1	1000	90	5
2	800	30	2
3	400	50	3
4	500	20	1
5	700	60	4

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ	1000	1500	2000	2500	3000
	0	0	0	1	1
	1	1	1	1	1
	0	1	1	1	1
	1	1	1	1	1
	0	0	1	1	1

2) วิธีการประยุกต์ใช้การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming)

วิธีการสร้างประชากรเริ่มต้นโดยใช้วิธีการประยุกต์ใช้การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรมเชิงเส้นประกอบด้วยขั้นตอนดังนี้

1. กำหนดค่า P_{min} ของโรงไฟฟ้าทุกโรงมีค่าเป็น 0 และกำหนดสถานะของโรงไฟฟ้าทุกโรงไฟฟ้าเป็น 'on'
2. จัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าทุกโรงไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) เพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่แต่ละโรงไฟฟ้าถูกจัดสรร
3. พิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าที่แต่ละโรงไฟฟ้าถูกจัดสรร หากได้ค่าต่ำกว่าค่า P_{min} จะกำหนดให้โรงไฟฟ้ามีสถานะเป็น 'off' หากมีค่าสูงกว่า P_{min} จะกำหนดให้โรงไฟฟ้ามีสถานะเป็น 'on'

3. การประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness value)

คำนวณค่าความเหมาะสม ซึ่งคือส่วนกลับของค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของแต่ละโครโมโซม ซึ่งค่าความเหมาะสมสามารถคำนวณได้หลังจากนำรูปแบบการถูกสั่งเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ถูกบรรจุอยู่ในแต่ละโครโมโซม ไปเข้าขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า (Economic Dispatch) เพื่อคำนวณกำลังผลิตที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงถูกจัดสรรไว้ ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบ จากนั้นค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะถูกนำไปใช้เพื่อคำนวณหาค่า EENS เพื่อคำนวณค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ จากนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์สามารถหาได้จากผลบวกของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ เพื่อหาค่าความเหมาะสมต่อไป อย่างไรก็ตาม หากรูปแบบของโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องมีจำนวนน้อยเกิน จนไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ ค่าความเหมาะสมจะถูกลดลงอย่างมากด้วยค่าปรับโทษ (Penalty) หากรูปแบบของโรงไฟฟ้าที่ถูก

พิจารณาให้เดินเครื่องมีเพียงพอสำหรับจ่ายไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้า จะถือว่าค่าปรับโทษเป็น 0 ดังสมการ (5.8)

$$Fitness\ value = \frac{1}{Objective\ function} - Penalty \quad (5.8)$$

4. การคัดเลือก (Selection)

หลังจากได้ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมแต่ละตัว จะเข้าสู่ขั้นตอนการคัดเลือก โดยโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมสูงจะมีโอกาสอยู่รอดมากกว่าโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมต่ำ ดังนั้น รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องสูง หรือกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายน้อยเกินไป ซึ่งส่งผลให้ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าสูง จะมีโอกาสสูงที่จะไม่ถูกคัดเลือก ส่วนรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม จะมีโอกาสถูกเลือกสูง และมีโอกาสในการส่งต่อยีนที่ดีไปสู่โครโมโซมรุ่นถัดไปในขั้นตอนการข้ามสายพันธุ์

5. การข้ามสายพันธุ์ (Crossover)

การข้ามสายพันธุ์คือการแลกเปลี่ยนยีนในโครโมโซม ซึ่งหมายถึงการผสมรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของสองโครโมโซม ทำให้มีโอกาสได้รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของโครโมโซมในรุ่นถัดไปมีความเหมาะสมเพิ่มขึ้น เนื่องจากโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมต่ำมีโอกาสสูงที่จะสูญหายไป ในขั้นตอนการคัดเลือก และเมื่อโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมสูงผสมกับอีกโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมสูง อาจเกิดรุ่นลูกที่ค่าความเหมาะสมสูงกว่ารุ่นก่อนได้

6. การผ่าเหล่า (Mutation)

การผ่าเหล่าคือการเปลี่ยนแปลงบางตำแหน่งในโครโมโซม ซึ่งหมายถึงการเปลี่ยนสถานะของโรงไฟฟ้าบางโรงไฟฟ้าจากเดินเครื่องเป็นไม่เดินเครื่องหรือจากไม่เดินเครื่องเป็นเดินเครื่อง

7. การเลือกโครโมโซมที่โดดเด่นเพื่อรักษาไว้ในรุ่นถัดไป (Elitism)

หลังจากผ่านขั้นตอนการผ่าเหล่า โครโมโซมทั้งหมดจะถูกประเมินค่าความเหมาะสมอีกครั้ง โครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมมากที่สุดจะถูกเก็บไว้เพื่อป้องกันไม่ให้โครโมโซมที่ดีที่สุดสูญหายไป ในขั้นตอนทางพันธุกรรม

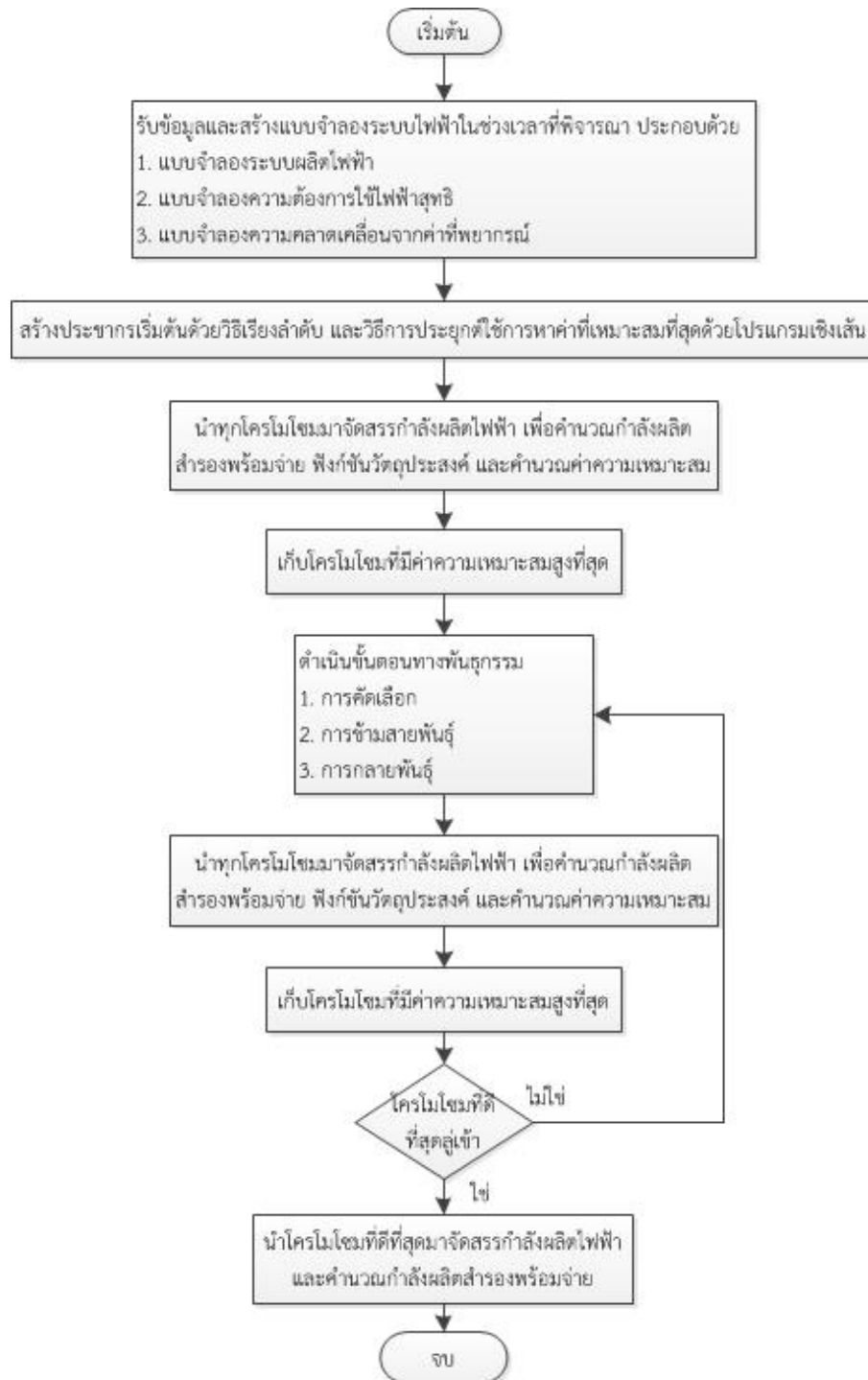
8. เงื่อนไขการหยุด

ตรวจสอบเงื่อนไขการหยุดและหยุดการทำงานของโปรแกรมเมื่อค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ดีที่สุดของประชากรในแต่ละรุ่นติดกันมีค่าซ้ำกันเท่ากับจำนวนครั้งที่กำหนดไว้ หากยังมาครบให้ดำเนินการขั้นตอนประเมินความเหมาะสมจนครบตามจำนวนรอบที่กำหนด

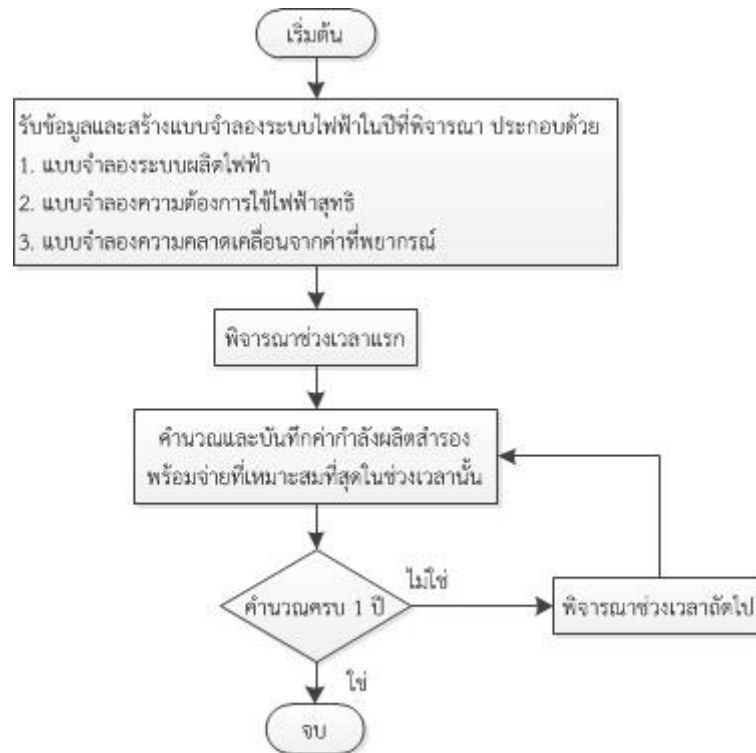
5.4 การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด

ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้า เป็นค่าที่ขึ้นกับลักษณะของระบบไฟฟ้า เช่น ประเภทของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบผลิตไฟฟ้า ความสามารถในการเร่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า ลักษณะของความต้องการใช้ไฟฟ้า กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอน ความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และความแม่นยำของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ เป็นต้น ซึ่งค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ความผันผวนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง และความแม่นยำของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา ทำให้ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้าจึงมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลา ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้คำนวณค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้าจากการเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้ผลิตไฟฟ้าและจัดสรรกำลังผลิตโดยใช้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม เพื่อหาค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้าทุกๆ ช่วงเวลาในแต่ละปี โดยแต่ละช่วงเวลาที่ถูกพิจารณาคือทุกๆ 15 นาที โดยมีระบบทดสอบคือระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย เนื่องจากกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นจากปีพ.ศ. 2558 ที่ 1,419.58 เมกะวัตต์ เป็น 6,000.00 เมกะวัตต์ ในปีพ.ศ. 2579 และกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเพิ่มขึ้นจากปีพ.ศ. 2558 ที่ 233.9 เมกะวัตต์ เป็น 3,002.0 เมกะวัตต์ ในปีพ.ศ. 2579 และเป็นการวิเคราะห์ผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีเพิ่มขึ้นจากปีพ.ศ.

2558 ที่ 28,271 เมกะวัตต์ เป็น 46,891 เมกะวัตต์ ในปีพ.ศ. 2579 [1] ซึ่งการคำนวณประกอบไปด้วยการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในช่วงเวลาที่พิจารณา และการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละปี ดังแสดงในภาพที่ 5.2– 5.3



ภาพที่ 5.2 การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในช่วงเวลาที่พิจารณา



ภาพที่ 5.3 การคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละปี

บทที่ 6

ผลการทดสอบ

เนื้อหาในบทนี้นำเสนอข้อมูลของระบบทดสอบ และผลการทดสอบการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด โดยผลการทดสอบประกอบไปด้วย 1) การหากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในกรณีศึกษาต่างๆ สำหรับปีพ.ศ. 2558 และ 2) การหากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดโดยพิจารณาทุกช่วงเวลาในแต่ละปี

6.1 ระบบทดสอบ

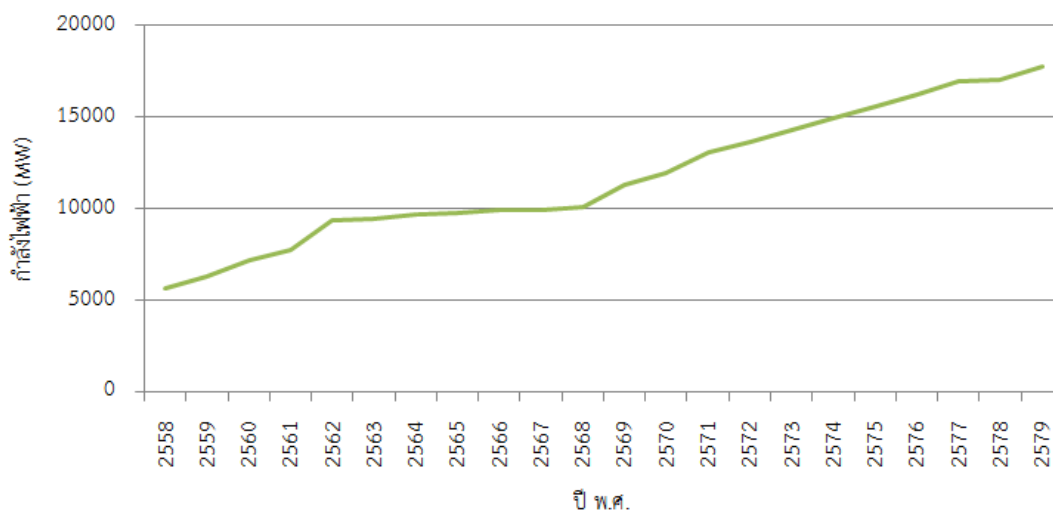
ระบบทดสอบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คือระบบไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 - 2579 โดยประกอบไปด้วยระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 [1] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งอ้างอิงกำลังผลิตตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 [2] และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 ดังตารางที่ 6.1 และภาพที่ 6.1 - 6.2

ตารางที่ 6.1 จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้ในปีพ.ศ. 2558 - 2579

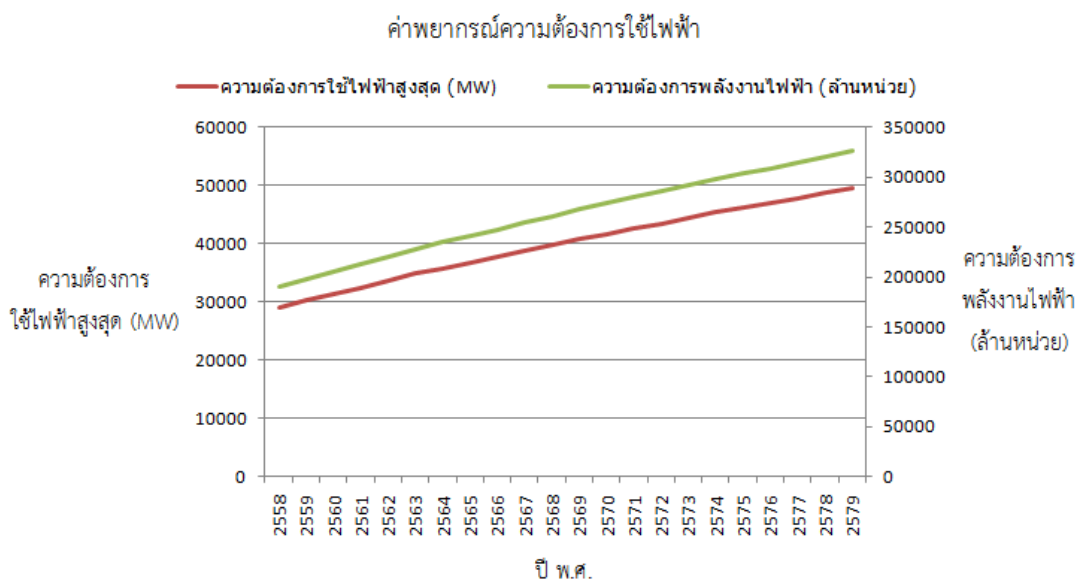
ปีพ.ศ.	จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
2558	59	29,892.1
2559	61	31,683.2
2560	61	31,639.2
2561	57	31,365.2
2562	58	33,541.2
2563	56	32,525.2
2564	58	34,775.2
2565	58	36,673.2
2566	58	38,187.2
2567	60	40,437.2
2568	52	37,867.2

ปีพ.ศ.	จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
2569	52	37,867.2
2570	48	35,250.2
2571	45	33,961.2
2572	45	33,961.2
2573	45	33,961.2
2574	45	33,961.2
2575	43	33,180.7
2576	42	33,346.7
2577	42	33,571.7
2578	43	34,901.7
2579	44	35,481.7

กำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้



ภาพที่ 6.1 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้



ภาพที่ 6.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

6.2 การหากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดในกรณีศึกษาต่างๆ สำหรับปีพ.ศ. 2558

กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดสามารถคำนวณได้จากการเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องและการจัดสรรกำลังผลิตที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ซึ่งเท่ากับผลบวกของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งสามารถหาคำตอบได้จากแก้ปัญหาด้วยวิธีขั้นตอนทางพันธุกรรม โดยแบ่งเป็นกรณีศึกษาต่างๆ ดังนี้

6.2.1 พิจารณาในช่วงเวลาที่ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิสูงสุด

6.2.2 พิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

6.2.3 พิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

6.2.1 พิจารณาในช่วงเวลาที่ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิสูงสุด

เมื่อเกิดความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายบางส่วนจะถูกใช้เพื่อทดแทนความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ ทำให้ระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังผลิตสำรอง

พร้อมจ่ายไปบางส่วน ซึ่งหากเกิดการขัดข้องของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในช่วงเวลาเดียวกัน กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลืออยู่อาจไม่เพียงพอสำหรับรองรับเหตุขัดข้องดังกล่าว โดยในปีพ.ศ. 2558 ความคลาดเคลื่อนจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิสูงสุดที่เกิดขึ้นในวันที่ 11 พฤษภาคม ในช่วงเวลา 15 นาฬิกา ถึง 15 นาฬิกา 15 นาที ซึ่งมีอัตราการลดเท่ากับ 968.24 เมกะวัตต์ใน 15 นาที

จากการเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องและการจัดสรรกำลังผลิตเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเท่ากับ 17,462 เมกะวัตต์ ได้ผลลัพธ์จากการจัดสรรกำลังผลิตและค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่คำนวณได้ ดังนี้

ตารางที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรกำลังผลิตและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

โรงไฟฟ้าที่	กำลังผลิตต่ำสุด (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้าที่ ถูกจัดสรร (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่าย (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
1	196.4	491	491	0
2	196.4	491	491	0
3	108	270	270	0
4	108	270	270	0
5	108	270	270	0
6	108	270	270	0
7	108	270	270	0
8	108	270	270	0
9	56	140	140	0
10	56	140	140	0
11	56	140	140	0
12	56	140	140	0
13	269.3	673.25	673.25	0
14	269.3	673.25	673.25	0
15	355	710	710	0
16	355	710	710	0

โรงไฟฟ้าที่	กำลังผลิตต่ำสุด (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้าที่ ถูกจัดสรร (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่าย (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
17	355	710	710	0
18	335	670	670	0
19	391.1	782.2	782.2	0
20	384.35	768.7	768.7	0
21	400	800	800	0
22	400	800	800	0
23	400	800	800	0
24	450	900	900	0
25	400	800	800	0
26	342.5	596.24	685	88.75
27	337.5	589.73	675	85.26
28	340.5	593.64	681	87.35
29	178.25	314.98	356.5	41.51
30	178.25	314.98	356.5	41.51
31	175	309.01	350	40.98
32	350	350	700	350
33	367	367	734	367
34	367	367	734	367
35	350	350	700	350
36	350	350	700	350
37	343	0	686	0
.
59	2.2	0	4.4	0

ตารางที่ 6.2 แสดงผลลัพธ์การเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องและการจัดสรรกำลังผลิตเพื่อให้ได้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ซึ่งคือ ผลบวกของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าต่ำที่สุด โดยโรงไฟฟ้าในตารางถูกเรียงลำดับ

ตามต้นทุนในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าที่ค่าพิกัด (Average Full Load Cost: AFLC) จากน้อยไปมาก พบว่ามีโรงไฟฟ้าถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง 36 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องเต็มพิกัดจำนวน 25 โรงไฟฟ้า และโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องไม่เต็มพิกัดเพื่อให้มีกำลังผลิตสำรองจำนวน 11 โรงไฟฟ้า โดยในช่วงเวลานี้ จำนวนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายรวมของระบบไฟฟ้าได้เท่ากับ 2,169.40 เมกะวัตต์ใน 15 นาที หากวิเคราะห์โรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องพบว่า โรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งสูงที่สุดมีขนาดเท่ากับ 900 เมกะวัตต์ จำนวน 1 โรงไฟฟ้า และรองลงมาคือ 800 เมกะวัตต์ จำนวน 4 โรงไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายบางส่วนจะถูกใช้เพื่อทดแทนความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 968.24 เมกะวัตต์ใน 15 นาที ทำให้เหลือกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสำหรับการรองรับการขัดข้องของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 1201.16 เมกะวัตต์ใน 15 นาที ซึ่งสามารถรองรับเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดขนาด 900 เมกะวัตต์ได้ อย่างไรก็ตาม หากเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้า 2 โรงไฟฟ้าพร้อมกัน กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่มีอาจไม่สามารถรองรับเหตุขัดข้องดังกล่าวได้ ทำให้เกิดค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ

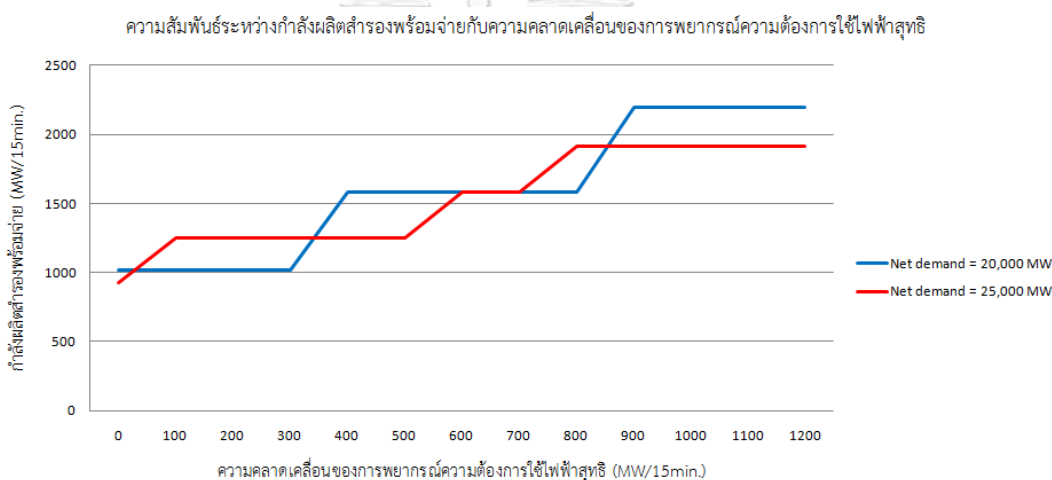
ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (ล้านบาทใน 15 นาที)	ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง โรงไฟฟ้า (ล้านบาทใน 15 นาที)	ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้น หากเกิดเหตุไฟฟ้าดับ (บาทใน 15 นาที)
7.1516	7.1512	321.8252

พบว่าค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าเท่ากับ 321.8252 บาทใน 15 นาที ซึ่งน้อยมากเมื่อเทียบกับค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่มีค่าเท่ากับ 7.1516 ล้านบาทใน 15 นาที เนื่องจากความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจำนวน 2 โรงไฟฟ้าขัดข้องพร้อมกันและเกิดเหตุขัดข้องจนเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าเท่ากับ 0.00002368 แต่อย่างไรก็ตาม หากกำหนดให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าต่ำเกินไป อาจทำให้กรณีที่สามารถทำให้เกิดเหตุไฟฟ้าดับในตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT) มีเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าสูง และส่งผลให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าสูง หากกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าสูงเกินไป ทำให้ค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นหากเกิดเหตุไฟฟ้าดับมีค่าเข้าใกล้ศูนย์ แต่อาจส่งผลให้ต้นทุนในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสูงสุด เนื่องจากจำนวนโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งให้เดินเครื่อง

เพิ่มขึ้น และโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งให้เดินเครื่องเพิ่มอาจมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่สูง ซึ่งส่งผลให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าสูง

6.2.2 พิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

กรณีศึกษาที่ศึกษาความสัมพันธ์ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ จากการปรับค่าความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจาก 0 เมกะวัตต์ใน 15 นาที เพิ่มครั้งละ 100 เมกะวัตต์ใน 15 นาที จนถึง 1,200 เมกะวัตต์ใน 15 นาที ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเท่ากับ 20,000 เมกะวัตต์ และ 25,000 เมกะวัตต์ ซึ่งได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.3



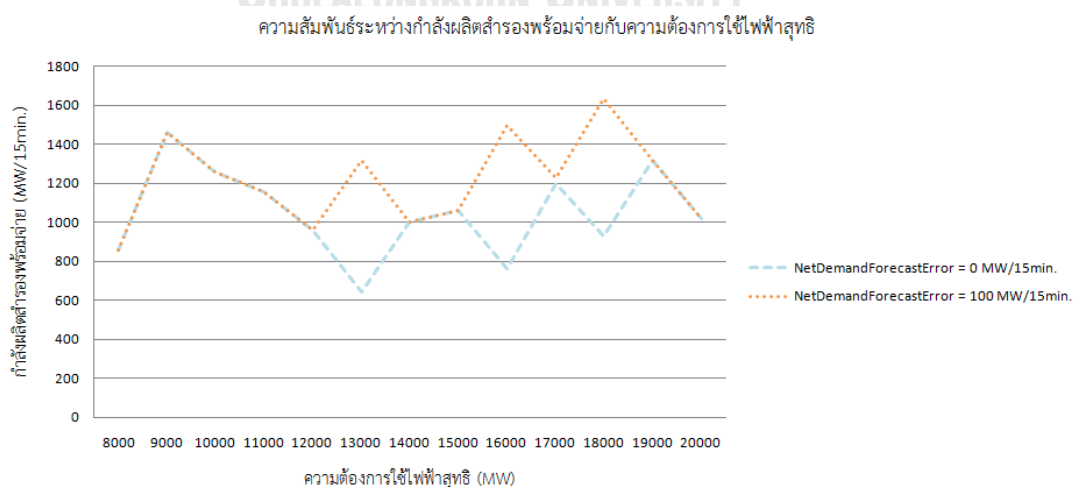
ภาพที่ 6.3 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

จากภาพที่ 6.3 พบว่าความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเป็นฟังก์ชันไม่ลด (Non-Decreasing Function) กล่าวคือ เมื่อความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าเพิ่มขึ้น กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะเพิ่มขึ้นหรือมีค่าคงที่เท่านั้น เนื่องจากเมื่อมีความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ อาจทำให้ระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เนื่องจากระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายบางส่วนในการทดแทนความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ ทำให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลืออาจไม่เพียงพอสำหรับรองรับการขัดข้องของโรงไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้น ซึ่งสังเกตได้จากเส้นกราฟสีน้ำเงิน เมื่อความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเพิ่มขึ้นจาก 300 เมกะวัตต์ใน 15 นาที เป็น 400

เมกะวัตต์ใน 15 นาที ระบบไฟฟ้าจะมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดเพิ่มขึ้นจาก 1,017.4 เมกะวัตต์ใน 15 นาที เป็น 1,579.4 เมกะวัตต์ใน 15 นาที โดยการเพิ่มโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง แต่อย่างไรก็ตาม หากระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพียงพอที่จะรองรับความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ จะทำให้ระบบไฟฟ้าไม่ต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่ม กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดจึงมีค่าคงที่ ซึ่งสังเกตได้จากเส้นกราฟสีน้ำเงิน เมื่อความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเพิ่มขึ้นจาก 400 เมกะวัตต์ใน 15 นาที เป็น 500 เมกะวัตต์ใน 15 นาที ระบบไฟฟ้ายังคงมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดเท่ากับ 1,579.4 เมกะวัตต์ใน 15 นาที แต่อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ 20,000 เมกะวัตต์ (เส้นกราฟสีน้ำเงิน) และกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ 25,000 เมกะวัตต์ (เส้นกราฟสีแดง) พบว่ามีบางช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ 20,000 เมกะวัตต์ ต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ 25,000 เมกะวัตต์ (เส้นกราฟสีน้ำเงินอยู่เหนือเส้นกราฟสีแดง) และมีบางช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ 20,000 เมกะวัตต์ ต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ 25,000 เมกะวัตต์ (เส้นกราฟสีน้ำเงินอยู่ใต้เส้นกราฟสีแดง) ซึ่งจะอธิบายต่อไปในหัวข้อที่ 6.2.3

6.2.3 พิจารณาสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

กรณีศึกษาที่ศึกษาความสัมพันธ์ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ จากการปรับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจาก 8,000 เมกะวัตต์ เพิ่มครั้งละ 1,000 เมกะวัตต์ จนถึง 20,000 เมกะวัตต์ ในขณะที่ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าเท่ากับ 0 และ 100 เมกะวัตต์ใน 15 นาที ซึ่งได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.4



ภาพที่ 6.4 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ

จากภาพที่ 6.4 พบว่าความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีลักษณะไม่แน่นอน กล่าวคือเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเพิ่มขึ้น กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลง เนื่องจาก ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจะส่งผลกับจำนวนโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง หากความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิอยู่ในระดับที่ทำให้ต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่ม จะส่งผลให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าสูง เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องเพิ่ม ซึ่งคาดว่าจะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงสูงขึ้น อาจจะเดินเครื่องที่กำลังผลิตต่ำสุด ทำให้โรงไฟฟ้านั้นมีกำลังผลิตสำรองเหลืออยู่มาก และโรงไฟฟ้าบางโรงที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องอยู่ก่อนหน้าอยู่แล้ว ซึ่งคาดว่าจะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำ ต้องลดกำลังผลิตไฟฟ้าลง ทำให้โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้มีกำลังผลิตสำรองเหลือเพิ่มขึ้น จึงทำให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น ซึ่งสามารถสังเกตได้จากเส้นกราฟสีฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเท่ากับ 7,000 เมกะวัตต์ ถึง 7,500 เมกะวัตต์ โดยมีจำนวนโรงที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้เดินเครื่องเพิ่มขึ้นจาก 19 โรงไฟฟ้า เป็น 20 โรงไฟฟ้า ในทางตรงข้าม หากความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเพิ่มขึ้นแต่ไม่อยู่ในระดับที่ต้องทำให้เดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่ม ทำให้โรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่ต้องเพิ่มกำลังผลิต ทำให้เหลือกำลังผลิตสำรองน้อยลง ส่งผลให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้าลดลง แต่เมื่อพิจารณาความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิซึ่งเท่ากับ 0 (เส้นกราฟสีฟ้า) และ 100 เมกะวัตต์ใน 15 นาที (เส้นกราฟสีส้ม) พบว่าเมื่อมีความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจะส่งผลให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายคงที่หรือเพิ่มขึ้นเท่านั้น สังเกตได้จากเส้นกราฟสีส้มอยู่สูงกว่าหรือเท่ากับเส้นกราฟสีฟ้าเสมอ หากระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายหลังถูกหักออกด้วยความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเพียงพอ จะไม่มีความจำเป็นต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่ม ทำให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าเท่าเดิม แต่หากระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายหลังถูกหักออกด้วยความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิไม่เพียงพอ อาจจำเป็นต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่ม ทำให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น

6.3 การหากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดโดยพิจารณาทุกช่วงเวลาในแต่ละปี

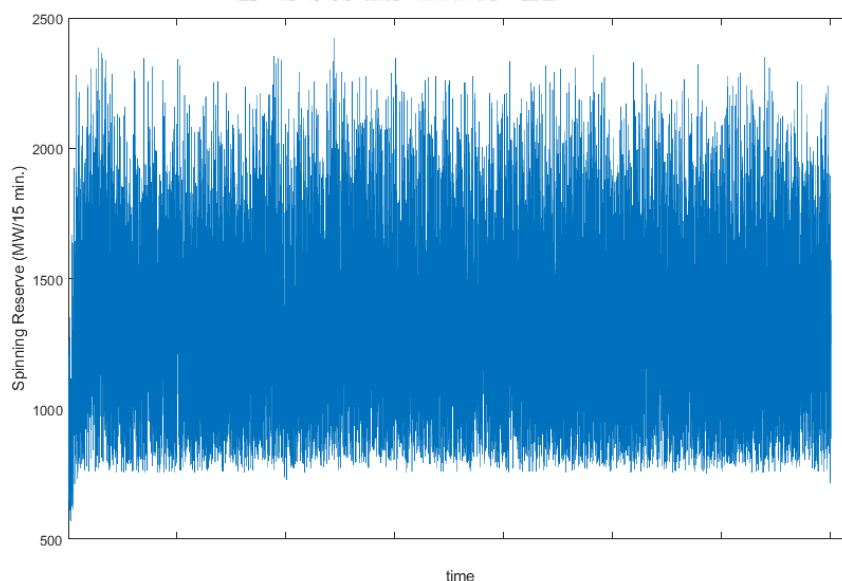
เนื่องจากค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีความสัมพันธ์กับลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิ และความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ทำให้การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง อาจไม่เพียงพอสำหรับการกำหนดค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในเชิงนโยบาย ดังนั้น การทดสอบในส่วนนี้จะคำนวณค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที สำหรับทุกช่วงเวลาใน 1

ปี เพื่อให้การทดสอบครอบคลุมรูปแบบเหตุการณ์ต่างๆ ที่สามารถเกิดขึ้นได้ โดยแบ่งเป็นกรณีศึกษาต่างๆ ดังนี้

- 1) การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558
- 2) การวิเคราะห์ผลกระทบของความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558
- 3) การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 – 2579

6.3.1 การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558

การทดสอบในหัวข้อนี้ประกอบด้วยการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายทุกๆ 15 นาทีสำหรับทุก ช่วงเวลาในปีพ.ศ. 2558 โดยมีค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในช่วงเวลาต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 6.5



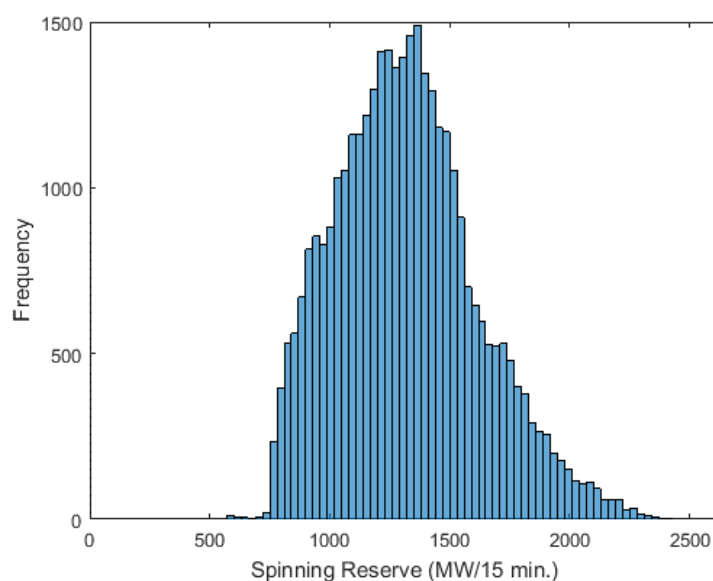
ภาพที่ 6.5 ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในช่วงเวลาต่างๆ ในปีพ.ศ. 2558

จากค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในช่วงเวลาต่างๆ ในปีพ.ศ. 2558 สามารถคำนวณค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสูงสุดและต่ำสุด และค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเฉลี่ย ได้ดังตารางที่ 6.4

ตารางที่ 6.4 ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสูงสุดและต่ำสุด และค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเฉลี่ย ในปีพ.ศ. 2558

กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสูงสุด (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	กำลังผลิตสำรองพร้อม จ่ายต่ำสุด (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเฉลี่ย (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
2,423.2	571.95	1,320.2

เมื่อพิจารณาภาพที่ 6.5 พบว่าค่ากำลังผลิตสำรองต่ำสุดเกิดขึ้นในช่วงวันหยุดปีใหม่ เนื่องจากมีบางช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าต่ำ ทำให้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ไม่ได้ถูกสั่งเดินเครื่อง ส่งผลให้ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าต่ำที่สุด อย่างไรก็ตาม กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแต่ละค่ามีความถี่ในการเกิดไม่เท่ากัน โดยการวิเคราะห์ความถี่ของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายด้วยแผนภูมิแท่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6.6



ภาพที่ 6.6 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558

พบว่าค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีการกระจายตัวแบบเบ้ขวา (Right Skewed Distribution) โดยที่ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสูงสุดและต่ำสุดมีความถี่ในการเกิดต่ำ และเนื่องจากกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าเปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลา ดังนั้น ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีต่างๆ ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 – 2579 สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะแสดงค่าในลักษณะของช่วงของข้อมูลและค่ากลางของข้อมูล โดยกำหนดให้ขอบล่างของช่วงคือค่าเปอร์เซ็นไทล์ที่ 2.5 และขอบบน

ของช่วงคือค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 97.5 และค่ากลางคือเปอร์เซ็นต์ที่ 50 โดยค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558 แสดงในตารางที่ 6.5

ตารางที่ 6.5 ค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558

เปอร์เซ็นต์ที่ 2.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์ที่ 50 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์ที่ 97.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
819.9	1,302.3	1,976.2

เมื่อเปรียบเทียบค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 2.5 และ 97.5 กับค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด ซึ่งเท่ากับ 800 – 1,600 เมกะวัตต์ [3] สรุปได้ว่า ขอบล่างของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด มีค่าใกล้เคียงกับเปอร์เซ็นต์ที่ 2.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่คำนวณได้ซึ่งเท่ากับ 819.9 เมกะวัตต์ใน 15 นาที อย่างไรก็ตาม ขอบบนของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด มีค่าแตกต่างจากเปอร์เซ็นต์ที่ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่คำนวณได้ซึ่งเท่ากับ 1,976.2 เมกะวัตต์ใน 15 นาที ซึ่งจะถูกระงับในผลการทดสอบถัดไป

6.3.2 การวิเคราะห์ผลกระทบของความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย ในปีพ.ศ. 2558

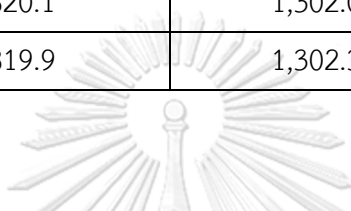
การทดสอบในหัวข้อนี้ประกอบด้วยการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายทุกๆ 15 นาที สำหรับทุก ช่วงเวลาในปีพ.ศ. 2558 โดยแบ่งเป็น 4 กรณี ดังนี้

- 1) ไม่พิจารณาความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- 2) พิจารณาเฉพาะความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 3) พิจารณาเฉพาะความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
- 4) พิจารณาเฉพาะความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้า
- 5) พิจารณาความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

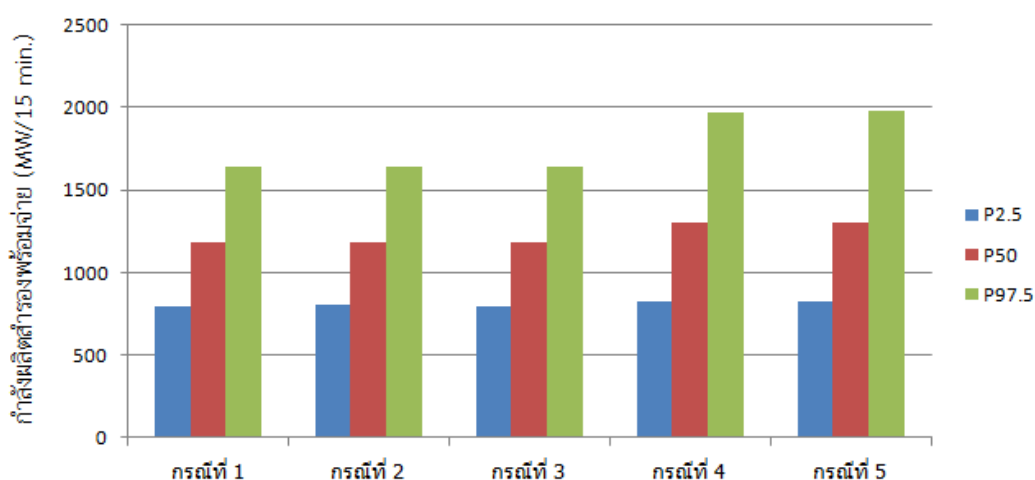
โดยคำตอบของการทดสอบคือ ค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย ในกรณีต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 6.6 และภาพที่ 6.7

ตารางที่ 6.6 ค่าเปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558 ในกรณีต่างๆ

กรณีทดสอบ	เปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 2.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 50 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 97.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
กรณีที่ 1	797.8	1,181.8	1,639.1
กรณีที่ 2	801.4	1,187.3	1,644.4
กรณีที่ 3	799.9	1,183.0	1,640.7
กรณีที่ 4	820.1	1,302.0	1,972.9
กรณีที่ 5	819.9	1,302.3	1,976.2



ค่าเปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายปีพ.ศ. 2558 สำหรับกรณีต่างๆ



ภาพที่ 6.7 ค่าเปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายปีพ.ศ. 2558 สำหรับกรณีต่างๆ

จากภาพที่ 6.7 พบว่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในกรณีที่ 1, 2 และ 3 มีค่าใกล้เคียงกันและมีค่าใกล้เคียงกับค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด ซึ่งเท่ากับ 800 – 1,600 เมกะวัตต์ [ฝ่ายสื่อสารองค์กร] แต่ในกรณีที่ 4 และ 5 พบว่าค่าเปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าสูงกว่า 3 กรณีแรก ซึ่งสามารถสรุปได้ว่า ในกรณีที่พิจารณาความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายสูงกว่าในกรณีที่

ไม่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอยู่เล็กน้อย เนื่องจากเมื่อมีความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะส่งผลให้ระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายบางส่วนเพื่อทดแทนความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ดังกล่าว หากกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลือมีไม่เพียงพอต่อการรองรับเหตุขัดข้องที่อาจจะเกิดขึ้นของโรงไฟฟ้า จะส่งผลให้มีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มเพื่อเตรียมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย และเมื่อพิจารณาความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า พบว่าค่าเปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นอย่างชัดเจน เนื่องจากความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงกว่าความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

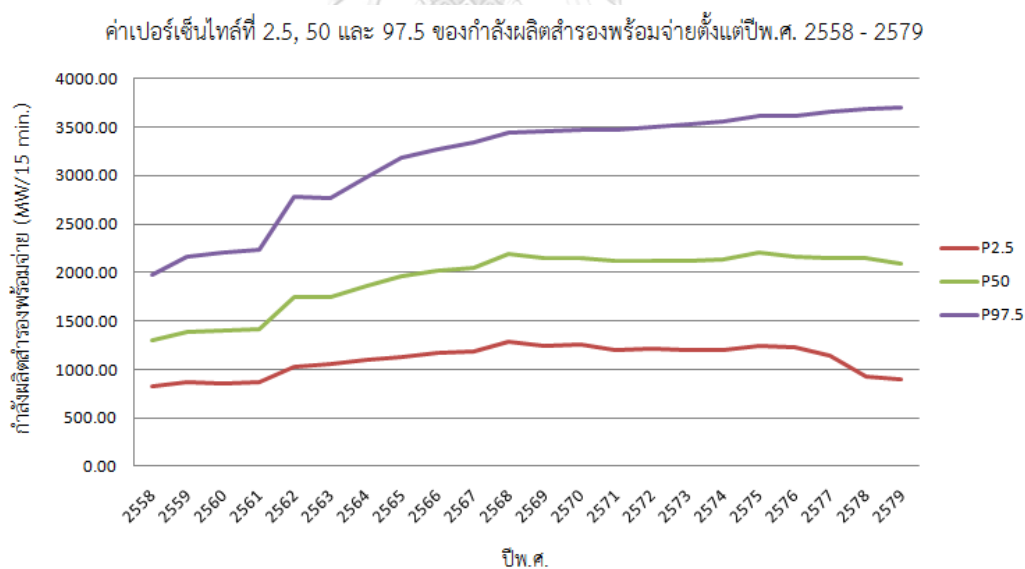
6.3.3 การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 – 2579

การทดสอบในหัวข้อนี้ประกอบด้วยการคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายทุกๆ 15 นาที สำหรับทุก ช่วงเวลาตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 – 2579 รวมทั้งสิ้น 22 ปี โดยมีคำตอบของการทดสอบคือค่าเปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 6.7 และภาพที่ 6.8

ตารางที่ 6.7 ค่าเปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีต่างๆ

ปีพ.ศ.	เปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 2.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 50 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 97.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
2558	820.0	1,302.3	1,976.2
2559	864.6	1,387.3	2,158.7
2560	859.0	1,400.6	2,203.4
2561	861.9	1,413.5	2,238.1
2562	1,025.1	1,745.0	2,778.2
2563	1,049.2	1,740.5	2,770.4
2564	1,096.0	1,864.2	2,979.9
2565	1,124.7	1,964.8	3,179.7
2566	1,164.0	2,022.8	3,271.1
2567	1,191.5	2,054.3	3,346.3
2568	1,282.5	2,189.0	3,439.9

ปีพ.ศ.	เปอร์เซ็นต์โหลดที่ 2.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์โหลดที่ 50 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)	เปอร์เซ็นต์โหลดที่ 97.5 (เมกะวัตต์ใน 15 นาที)
2569	1,248.0	2,152.6	3,453.9
2570	1,251.5	2,151.7	3,474.3
2571	1,197.3	2,115.8	3,477.5
2572	1,211.9	2,119.4	3,502.5
2573	1,202.1	2,122.3	3,533.5
2574	1,204.5	2,127.9	3,557.6
2575	1,245.0	2,200.0	3,617.0
2576	1,229.0	2,157.7	3,616.4
2577	1,142.8	2,155.9	3,657.0
2578	922.3	2,155.6	3,687.2
2579	895.8	2,093.8	3,697.6



ภาพที่ 6.8 ค่าเปอร์เซ็นต์โหลดที่ 2.5, 50 และ 97.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตั้งแต่ปีพ.ศ. 2558 - 2579

จากตารางที่ 6.7 และภาพที่ 6.8 พบว่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเนื่องจาก แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี ทำให้ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้ามียุทธศาสตร์เพิ่มขึ้น และเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน

หมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนเพิ่มขึ้น ทำให้ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น และพบว่าในปีพ.ศ. 2562 กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีการเพิ่มขึ้นอย่างชัดเจน เนื่องจากการติดตั้งโรงไฟฟ้าขนาด 1,300 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งสูงสุด ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เพื่อเตรียมรองรับการขัดข้องที่อาจเกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และเมื่อโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถเร่งเดินเครื่องได้เร็ว ถูกสั่งเดินเครื่องไม่ถึงค่าพิกัดเพื่อเตรียมกำลังผลิตสำรอง จะส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น และตั้งแต่ปีพ.ศ. 2569 เป็นต้นไป มีการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 700 เมกะวัตต์เพิ่มขึ้นทุกๆ ปี เนื่องจากในช่วงวันปีใหม่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิในช่วงนี้มีค่าต่ำ โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จึงอาจไม่ถูกสั่งเดินเครื่อง ทำให้เปอร์เซ็นต์ที่ 2.5 ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตั้งแต่ปีพ.ศ. 2569 มีแนวโน้มลดลง



บทที่ 7

สรุปผล

7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีคำนวณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดของระบบทดสอบคือระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 โดยใช้ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm) เป็นเครื่องมือหลักในการแก้ปัญหาการเลือกโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง และใช้โปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) เพื่อการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิและมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือผลรวมของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากับค่าความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับ มีค่าต่ำที่สุด จากการทดสอบการหาค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการที่นำเสนอสามารถสรุปผลการทดสอบได้ดังต่อไปนี้

1) เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนมีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิลดลง ทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลดลง แต่เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนลดลงอย่างรวดเร็วและคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ไว้ล่วงหน้า ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังนั้นโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่จึงต้องมีความสามารถในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เพิ่มขึ้น ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น ส่งผลให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่องอาจมีจำนวนเพิ่มขึ้นเพื่อเตรียมกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย ดังนั้น เมื่อกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนเพิ่มสูงขึ้น ระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มสูงขึ้น

2) ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิมีลักษณะไม่แน่นอน กล่าวคือเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเพิ่มขึ้น กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุดอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลง เนื่องจาก ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิจะส่งผลกับจำนวนโรงไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาให้เดินเครื่อง หากความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิอยู่ในระดับที่ทำให้ต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่ม ส่งผลให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีค่าสูง เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องเพิ่ม ซึ่งคาดว่าจะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงสูงขึ้น อาจจะเดินเครื่องที่กำลังผลิตต่ำสุด ทำให้โรงไฟฟ้านั้นมีกำลังผลิตสำรองเหลืออยู่

มาก และโรงไฟฟ้าบางโรงที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องอยู่ก่อนหน้าอยู่แล้ว ซึ่งคาดว่าต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำ ต้องลดกำลังผลิตไฟฟ้าลง ทำให้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้มีกำลังผลิตสำรองเหลือเพิ่มขึ้น จึงทำให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้าม หากความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิเพิ่มขึ้นแต่ไม่อยู่ในระดับที่ต้องทำให้เดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่ม ทำให้โรงไฟฟ้าที่กำลังเดินเครื่องอยู่ต้องเพิ่มกำลังผลิต ทำให้เหลือกำลังผลิตสำรองน้อยลง ส่งผลให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายลดลง ดังนั้น ค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่คำนวณได้ อาจไม่สอดคล้องกับหน้าที่ของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย แต่เป็นค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำที่สุด

3) จากผลการทดสอบในปีพ.ศ. 2558 – 2579 พบว่า กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น เนื่องจาก แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ทำให้ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้น และเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนเพิ่มขึ้น ทำให้ความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ เมื่อมีการติดตั้งโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ จะส่งผลให้ระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เพื่อเตรียมรองรับการขัดข้องที่อาจเกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และเนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาว่า อัตราการเพิ่มกำลังไฟฟ้า (Ramp Rate) แปรผันตามกำลังผลิตติดตั้ง ทำให้โรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งสูงสามารถเร่งเดินเครื่องได้เร็ว ดังนั้น เมื่อโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ถูกสั่งเดินเครื่องไม่ถึงค่าพิกัดเพื่อเตรียมกำลังผลิตสำรอง ส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น

7.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

1) เนื่องจากค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีความสัมพันธ์กับลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้า ความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ดังนั้น การกำหนดค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายควรมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลา โดยปัจจัยที่สำคัญปัจจัยหนึ่งคือกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุด ซึ่งกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายควรมีค่ามากกว่ากำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดที่กำลังเดินเครื่องอยู่เพื่อสามารถรองรับเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้วิเคราะห์การขัดข้องของโรงไฟฟ้าหนึ่งและสองโรงไฟฟ้าในเวลาเดียวกัน ซึ่งพบว่า ความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าจะขัดข้องพร้อมกันถึงสองโรงไฟฟ้ามีค่าต่ำและส่งผลต่อกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายน้อย ดังนั้นค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหมาะสมควรมีค่าน้อยเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดที่กำลังเดินเครื่องอยู่ และอาจกำหนดปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มเพื่อรองรับความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งหากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสามารถพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้อย่างแม่นยำ อาจทำให้การกำหนดค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายมีความเหมาะสมและคุ้มค่ามากขึ้น

2) ความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถวิเคราะห์ได้ 2 กรณี คือ กรณีที่สามารถพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ และกรณีที่ไม่สามารถพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ หากสามารถพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรถูกคำนวณจากความคลาดเคลื่อนจากค่าที่พยากรณ์ หากไม่สามารถพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรถูกคำนวณจากการลดลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถวิเคราะห์จากค่าสถิติของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาว่าผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถพยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้

3) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้โรงไฟฟ้าที่ทำหน้าที่จ่ายกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้ คือ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตได้และกำลังเดินเครื่องอยู่เท่านั้น ซึ่งในทางปฏิบัติอาจพิจารณาให้โรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายกำลังผลิตสำรองได้ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศ หรือโรงไฟฟ้าที่สามารถเริ่มเดินเครื่องได้เร็ว หรืออาจ

พิจารณาถึงการติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อลดความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอน และในอนาคต หากในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ อาจพิจารณาถึงการใช้การตอบสนองด้านโหลด (Demand Response) ร่วมกับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อรักษาเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

4) เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่พิจารณาความต่อเนื่องระหว่างช่วงเวลาในการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า กล่าวคือไม่ได้ดำเนินการวางแผนผลิตไฟฟ้า (Unit Commitment) อย่างสมบูรณ์ โดยไม่พิจารณาสมการข้อจำกัดของการวางแผนผลิตไฟฟ้า เช่น ระยะเวลาต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่อง และระยะเวลาต่ำสุดที่โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่อง และไม่พิจารณาต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เนื่องจากต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้ามีค่าสูง ทำให้โรงไฟฟ้าส่วนมากเดินเครื่องตลอดทั้งปี ดังนั้นต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจึงมีผลน้อยมาก อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาความต่อเนื่องระหว่างช่วงเวลาในการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า อาจทำให้ได้ผลลัพธ์ที่มีความแม่นยำและสอดคล้องกับการใช้งานจริงมากขึ้น แต่ทำให้เวลาที่ใช้ในการคำนวณเพิ่มขึ้น

รายการอ้างอิง

- [1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579."
- [2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "แผนพัฒนาพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579."
- [3] ฝ่ายสื่อสารองค์กรการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- [4] M. A. Ortega-Vazquez, "Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis," 2007.
- [5] C.-A. Chang, "Determination of Maximum Wind Power Penetration in an Isolated Island System by Considering Spinning Reserve," 2016.
- [6] H. S. Madraswala, "Genetic Algorithm Solution to Unit Commitment Problem," 2016.
- [7] M. Q. Wang, "Reserve Optimization Using Reliability Constrained Unit Commitment," 2015.
- [8] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย์."
- [9] N. R. E. Laboratory, "Operating manual," 2004.
- [10] E. E. R. Energy, "Electric Market and Utility Operation Terminology," 2011.
- [11] U. f. t. C. o. t. T. o. Electricity, "UCTE Operation Handbook," 2004.
- [12] B. E. International, "Modern power station practice: incorporating modern power system practice," 1991.
- [13] C. I. S. O. Corporation, "Spinning Reserve due SC."
- [14] "Indian Electricity Grid Code," 2002.
- [15] E. Hirst, "Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets," 1998.
- [16] M. S. E. Sharif, "An Overview of Frequency Control as a Criterion of Power System Reliability and International Survey of Determining Operating Reserve,"

- [17] J. F. Ellison, "Project Report: A Survey of Operating Reserve Markets in U.S. ISO/RTO-managed Electric Energy Regions."
- [18] M. Milligan, "Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison."
- [19] น. มีแสง, "การวางแผนเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนในไมโครกริด," วิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต, 2554.
- [20] ช. ธรรมศร, "การวางแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในไมโครกริดที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พลังงานความร้อนร่วม และระบบกักเก็บพลังงาน," วิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต, 2557.
- [21] ช. ไชยวุฒิเทพารักษ์, "การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่," วิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต, 2556.
- [22] N. R. E. Laboratory, "Cost and Performance Data for Power Generation Technologies," 2012.
- [23] สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "การรับฟังความเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558."
- [24] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "รายงานพลังงานของประเทศไทยรายปี."
- [25] N. Kumar, "Power Plant Cycling Costs," 2012.
- [26] R. a. A. Bellinton, *Reliability Evaluation of Power System*, London: Pitman Publishing Limited. 1984.
- [27] N. A. E. R. Corperation, "United States of America before the federal energy regulatory commission," 2017.
- [28] N. Z. s. e. s. o. Transpower. Available:
<https://www.transpower.co.nz/sites/default/files/bulk-upload/documents/201608%20Load%20Forecast%20Accuracy.pdf>
- [29] M. O. M. Ronan Doherty, "A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity," 2005.
- [30] J. H. Elke Lorenz, Detlev Heinemann, Hans Georg Beyer, Martin Schneider, "QUALIFIED FORECAST OF ENSEMBLE POWER PRODUCTION BY SPATIALLY DISPERSED GRID-CONNECTED PV SYSTEMS,"
- [31] T. L. GROUP, "Avoided Costs of Demand Response Programs," 2016.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ตารางที่ ก.1 รายละเอียดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปีพ.ศ. 2558 – 2579 [1]

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2557	27,633	กำลังผลิตไฟฟ้า ถึง ธันวาคม 2557		37,612	16.6
2558	29,051	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 2,377 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 988 MW กัลฟ์ เจพี ยูที ชุดที่ 1-2 (มี.ย.,ธ.ค.) 2x800 MW เขื่อนแควน้อย เครื่องที่ 1-2 2x15 MW แสงอาทิตย์ที่บะแก 5 MW เขื่อนขุนด่านปราการชล 10 MW เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์ 6.7 MW เขื่อนแม่กลอง เครื่องที่ 1-2 2x6 MW หงสา เครื่องที่ 1-2 (มี.ย.-พ.ย.) 2x491 MW	- - ก๊าซ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ ลิกไนต์	43,623	24.7
2559	30,218	ปลด ขนอม เครื่องที่ 2 (มี.ย.) -70.2 MW ปลด ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.) -678 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 271 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,240 MW พระนครเหนือ ชุดที่ 2 (ม.ค.) 848.3 MW ทดแทน ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.) 930 MW เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 1-2 (พ.ย.) 270 MW เขื่อนบางลาง (ปรับปรุง) 12 MW แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร 0.3 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW หงสา เครื่องที่ 3 (มี.ค.) 491 MW	ก๊าซ/น้ำมัน ก๊าซ - - ก๊าซ ก๊าซ ถ่านหิน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ ลิกไนต์	46,947	35.2
2560	31,385	ปลด บางปะกง ชุดที่ 3 (ม.ค.) -314 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -180 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 283 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,929 MW เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 3-4 (มี.ค.) 270 MW เขื่อนกัวคองหมา 5.5 MW ลำตะคอง ระยะที่ 2 24.0 MW	ก๊าซ - - - ถ่านหิน พลังน้ำ พลังลม	48,965	33.9
2561	32,429	ปลด บางปะกง ชุดที่ 4 (ม.ค.) -314 MW ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 4-7 (พ.ย.) -560 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -42 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 288 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 733 MW ลำตะคอง (สูบลับ) เครื่องที่ 3-4 (ก.พ.) 2x250 MW แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7 (พ.ย.) 600 MW เขื่อนคลองตรอน 2.5 MW พลังน้ำท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์ 1.3 MW ชีวมวล กฟผ. 4 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ แม่เมาะ 1 MW แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้ากระบี่ 2 MW	ก๊าซ ลิกไนต์ - - - พลังน้ำ ลิกไนต์ พลังน้ำ พลังน้ำ ชีวมวล พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์	50,196	33.8

ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2562	33,635	ปลด รังน้อย ชุดที่ 1-2 (ม.ค.) -1,224 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -185 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 330 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 532 MW บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2 (เม.ย.) 1,300 MW พระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 1-5 (เม.ย.) 1,300 MW ถ่านหินกระบี่ เครื่องที่ 1 (ธ.ค.) 800 MW แสงอาทิตย์ อ่างเก็บน้ำห้วยเป็ด 2 MW พลังน้ำบ้านจันเจ๋ง 18 MW ฐานเนเปียร์ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ 4 MW พลังงานลม จังหวัดภูเก็ต 4 MW สปป.ลาว (เซเปียน) (ก.พ.) 354 MW สปป.ลาว (น้ำเขียบ 1) (ก.ค.) 269 MW สปป.ลาว (ไซยะบุรี) (ค.ค.) 1,220 MW	ก๊าซฯ - - - ก๊าซฯ ก๊าซฯ ถ่านหิน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังลม พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ	54,921	36.6
2563	34,808	ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 1 (ม.ค.) -316 MW ปลด ไตรเอนเนอจี จำกัด (มิ.ย.) -700 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -242 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 358 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 72 MW เขื่อนผาจุก 14 MW แสงอาทิตย์เขื่อนน้ำพุง 2 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์อ่างเก็บน้ำห้วยทราย 2 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 10 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW	ก๊าซฯ ก๊าซฯ - - พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์	54,141	36.3
2564	35,775	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -213 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 280 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 228 MW กังสี เอสอาร์ซี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ต.ค.) 1,250 MW ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1 1,000 MW พลังน้ำท้ายเขื่อนลำตะคอง 1.5 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าชัยภูมิ 2 10 MW แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร 2 MW พลังงานลม กฟผ. 2 MW	- - - ก๊าซฯ ถ่านหิน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ พลังลม	56,701	35.1
2565	36,776	ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 8-9 (ม.ค.) -540 MW ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 2 (ม.ค.) -562 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -150 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 277 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 30 MW กังสี เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ต.ค.) 1,250 MW แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 8-9 450 MW พระนครใต้ ทดแทนชุดที่ 1-2 1,300 MW เขื่อนลำปาว 1 MW ฟาย์ไฮดร-พนมไพร 4 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าน้ำพอง 2 MW แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร 10 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW	ลิกไนต์ ก๊าซฯ - - - ก๊าซฯ ลิกไนต์ ก๊าซฯ พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ พลังลม	58,788	37.1

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2566	37,740	ปลด ริงน้อย ชุดที่ 3 (ม.ค.) -686 MW ปลด อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริก (มี.ค.) -350 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -41 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 208 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 8 MW กังลิ ฟิตี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ต.ค.) 1,250 MW ริงน้อย ทดแทนชุดที่ 1-2 1,300 MW เชื้อนปรามบุรี 1.5 MW ฝ่ายมหาสารคาม 3 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าบุรีรัมย์ 2 MW พลังงานลมเขายายเที่ยงได้ 50 MW	ก๊าซฯ ก๊าซฯ - - - ก๊าซฯ ก๊าซฯ พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม	60,533	37.4
2567	38,750	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -680 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 420 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 126 MW กังลิ ฟิตี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ต.ค.) 1,250 MW ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2 1,000 MW ฝ่ายพญาแมน 2 MW ฝ่ายธาตุน้อย 2 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW เชื้อนลำตะเพิน 1.2 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าท่าตะโก 2 MW	- - - ก๊าซฯ ถ่านหิน พลังน้ำ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังน้ำ แสงอาทิตย์	62,661	39.4
2568	39,752	ปลด แม่ฉะ เครื่องที่ 10-13 (ม.ค.) -1,080 MW ปลด น้ำพอง ชุดที่ 1-2 (ม.ค.) -650 MW ปลด โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี (ส.ค.) -700 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี เครื่องที่ 1-2 (ต.ค.) -1,440 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -236 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 490 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 36 MW ริงน้อย ทดแทนชุดที่ 3 1,300 MW ฝ่ายชนบท 1.5 MW แสงอาทิตย์ เชื้อนอุบลรัตน์ 2 MW ฝ่ายบางปะกง 2 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ เชื้อนน้ำพุ 2 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW	ลิกไนต์ ก๊าซฯ ก๊าซฯ ก๊าซฯ/น้ำมัน - - - ก๊าซฯ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ พลังลม	60,403	36.1
2569	40,791	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -5 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 333 MW จุฬารณีน (สุบกลับ) เครื่องที่ 1-2 2x400 MW เชื้อนทับเสลา 1.5 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW เชื้อนคลองสีชัย 1.5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW พลังงานลมอ่าวไม่ 10 MW ชื่อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- - พลังน้ำ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ	62,260	30.4

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2570	41,693	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 3 (ม.ค.) -576 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 1-2 (ม.ย.) -1,360 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 3 (ต.ค.) -681 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -7 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 303 MW ฝายห้วยนา 1 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ/น้ำมันเตา ก๊าซ ก๊าซ - - พลังน้ำ พลังลม พลังน้ำ	60,645	24.6
2571	42,681	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 4 (ม.ค.) -576 MW ปลด โกลด์ ไอพีที (ก.พ.) -713 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -103 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 295 MW ศรีนครินทร์ (สวบกลับ) เครื่องที่ 1-3 3,267 MW ฝายลำโคมใหญ่ 2 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW ฝายกมลาลัย 1 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW พลังงานลม จังหวัดสมุทรสาคร 30 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ/น้ำมันเตา ก๊าซ - - พลังน้ำ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ	61,097	20.5
2572	43,489	ปลด สปป.ลาว (ห้วยผะเงา) (ก.ย.) -126 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 313 MW เขื่อนห้วยโสมง 1 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ากำแพงเพชร 3 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	พลังน้ำ - พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ	61,993	19.7
2573	44,424	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 313 MW เขื่อนแม่ขาน 16 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- พลังน้ำ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	63,037	18.4
2574	45,438	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -40 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 349 MW เขื่อนคลองหลวง 1 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- - พลังน้ำ พลังลม พลังน้ำ	64,052	17.3
2575	46,296	ปลด บีแอลซีที เพาเวอร์ เครื่องที่ 1 (ม.ค.) -673 MW ปลด บีแอลซีที เพาเวอร์ เครื่องที่ 2 (ก.พ.) -673 MW ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชั่น ชุดที่ 1 (ท.ค.) -734 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -9 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 356 MW บางปะกง ทดแทนชุดที่ 3-4 1,300 MW เขื่อนแม่วงศ์ 12 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ถ่านหิน ถ่านหิน ก๊าซ - - ก๊าซ พลังน้ำ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	64,345	15.0

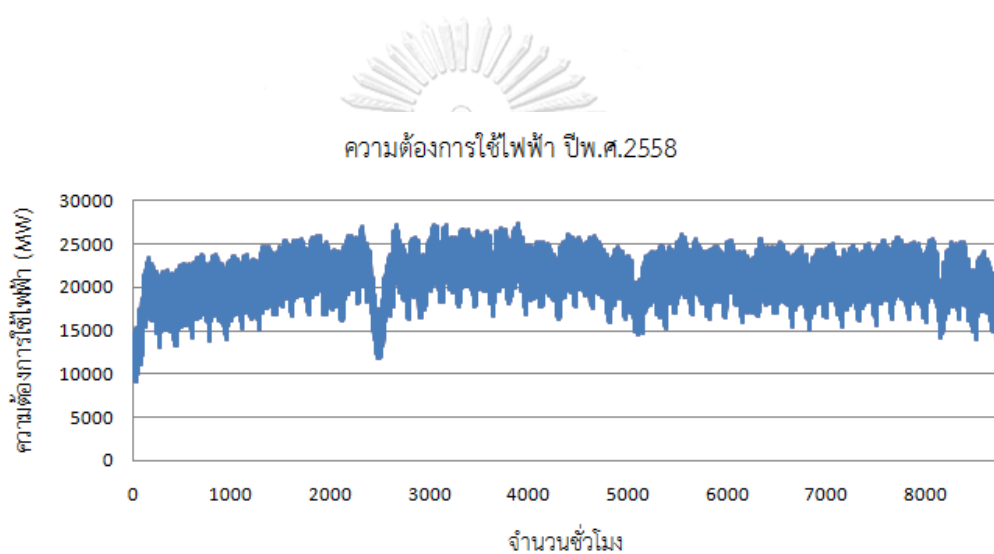
ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2576	47,025	ผลิต ก๊าซเพาเวอร์เจนเนอเรชัน ชุดที่ 2 (ก.พ.) -734 MW ผลิต ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 1 (ก.พ.) -700 MW ผลิต ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 2 (พ.ค.) -700 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 371 MW บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 3-4 1,300 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 4 1,000 MW พลังงานลม กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ ก๊าซ ก๊าซ - ก๊าซ ถ่านหิน พลังลม พลังน้ำ	65,592	15.0
2577	47,854	ผลิต กระบี่ เครื่องที่ 1 (ม.ค.) -315 MW ผลิต จันทะ ชุดที่ 1 (ม.ค.) -710 MW ผลิต ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -21 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 453 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1 250 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 5 (ภาคใต้) 1,000 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	น้ำมันเตา ก๊าซ - - ดีเซล ถ่านหิน พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	66,965	15.0
2578	48,713	ผลิต พระนครใต้ ชุดที่ 3 (ม.ค.) -710 MW ผลิต บางปะกง ชุดที่ 5 (ม.ค.) -710 MW ผลิต สปป.ลาว (น้ำเหิน 2) (ม.ค.) -948 MW ผลิต ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -90 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 489 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2,4 750 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 6 1,000 MW นิวเคลียร์ เครื่องที่ 1 1,000 MW พลังงานลม กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ ก๊าซ พลังน้ำ - - ดีเซล ถ่านหิน ยูเรเนียม พลังลม พลังน้ำ	68,456	15.3
2579	49,655	ผลิต พระนครเหนือ ชุดที่ 1 (ม.ค.) -670 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 580 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 5 250 MW นิวเคลียร์ เครื่องที่ 2 1,000 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ - ดีเซล ยูเรเนียม พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	70,335	15.3
กำลังผลิตไฟฟ้าถึง ธันวาคม 2557				37,612	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2558-2579				57,459	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2558-2579				-24,736	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ ณ สิ้นปี 2579				70,335	เมกะวัตต์

- หมายเหตุ**
- 1/ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศเกิดขึ้นในช่วงเดือน มี.ค. - พ.ค. เวลา 14:00 - 15:00 น. ของทุกปี
 - 2/ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ สิ้นปี
 - 3/ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด ณ เดือนที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด
 - 4/ กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่สามารถเปลี่ยนแปลงตามเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสม

ตารางที่ ก.2 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง [2]

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี 2557 (เมกะวัตต์)	เป้าหมายปี 2579 (เมกะวัตต์)
1. ชยะชุมชน	65.72	500
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50
3. ชีวมวล	2,451.82	5,570
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	311.50	600
5. พลังงานน้ำขนาดเล็ก	142.01	376
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	-	680
7. พลังงานลม	224.47	3,002
8. พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000
9. พลังงานน้ำขนาดใหญ่	-	2,906.40
รวมเมกะวัตต์ติดตั้ง	4,494.03	19,684.40





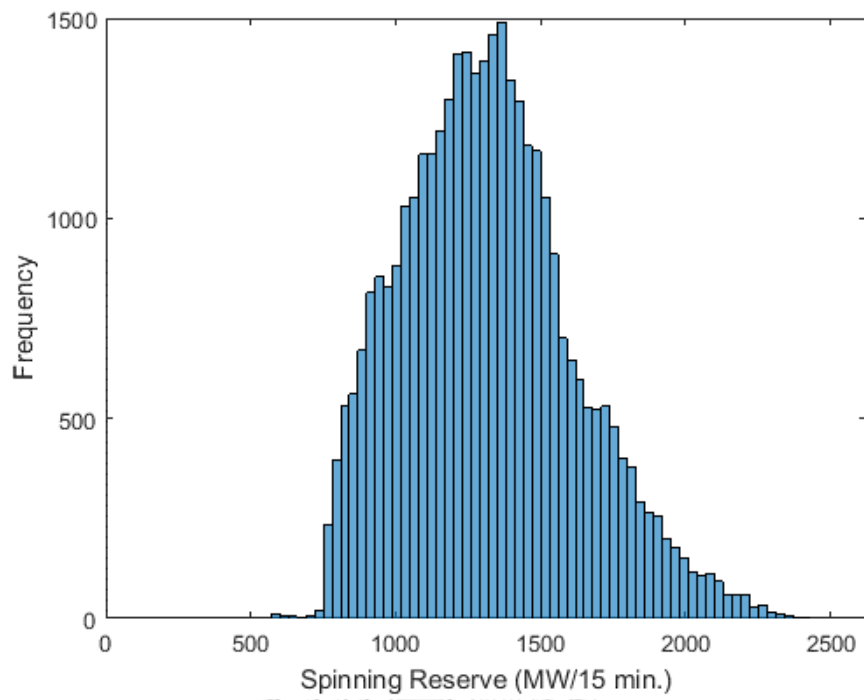
ภาพที่ ข.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของปีฐาน (พ.ศ. 2558)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

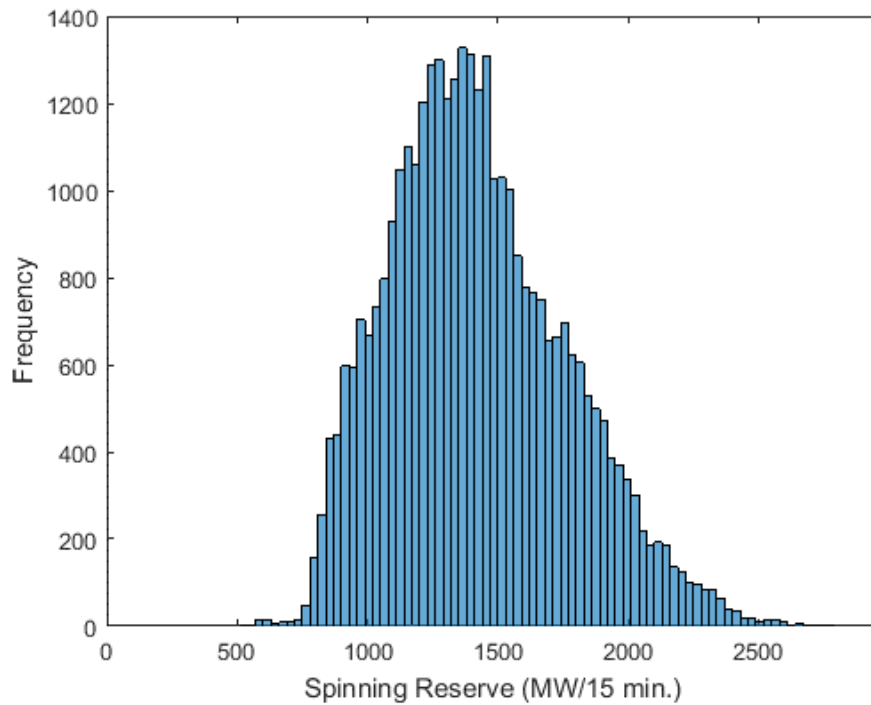
ตารางที่ ข.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปีพ.ศ. 2558 – 2579 [1]

ปีพ.ศ.	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2558	29,051	190,285
2559	30,218	197,891
2560	31,385	205,649
2561	32,429	212,515
2562	33,635	220,503
2563	34,808	228,238
2564	35,775	234,654
2565	36,776	241,273
2566	37,740	247,671
2567	38,750	254,334
2568	39,752	260,764
2569	40,791	267,629
2570	41,693	273,440
2571	42,681	279,939
2572	43,489	285,384
2573	44,424	291,519
2574	45,438	298,234
2575	46,296	303,856
2576	47,025	309,021
2577	47,854	314,465
2578	48,713	320,114
2579	49,655	326,119

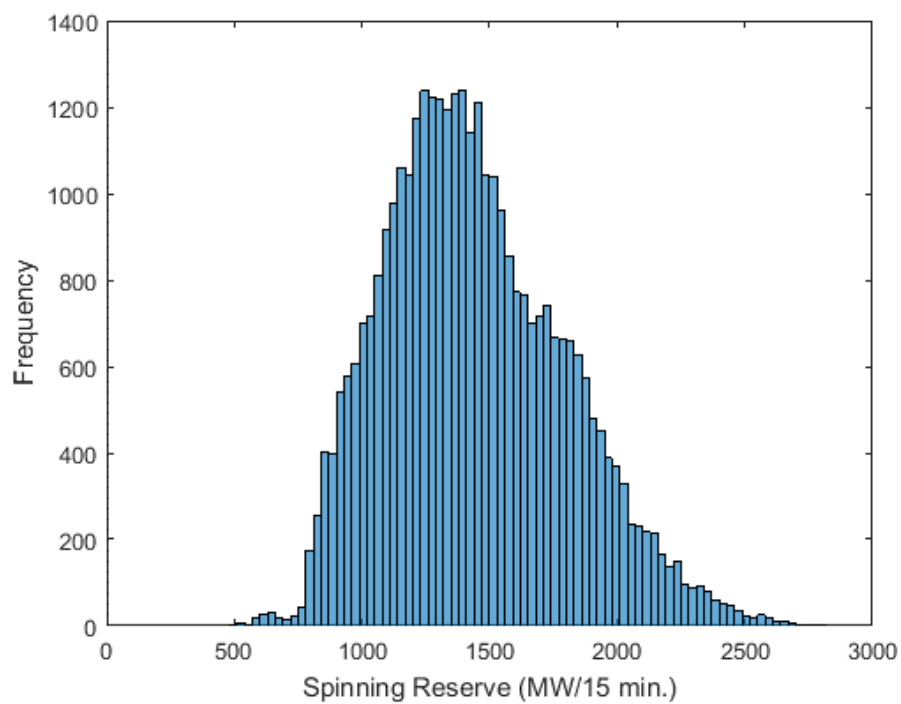




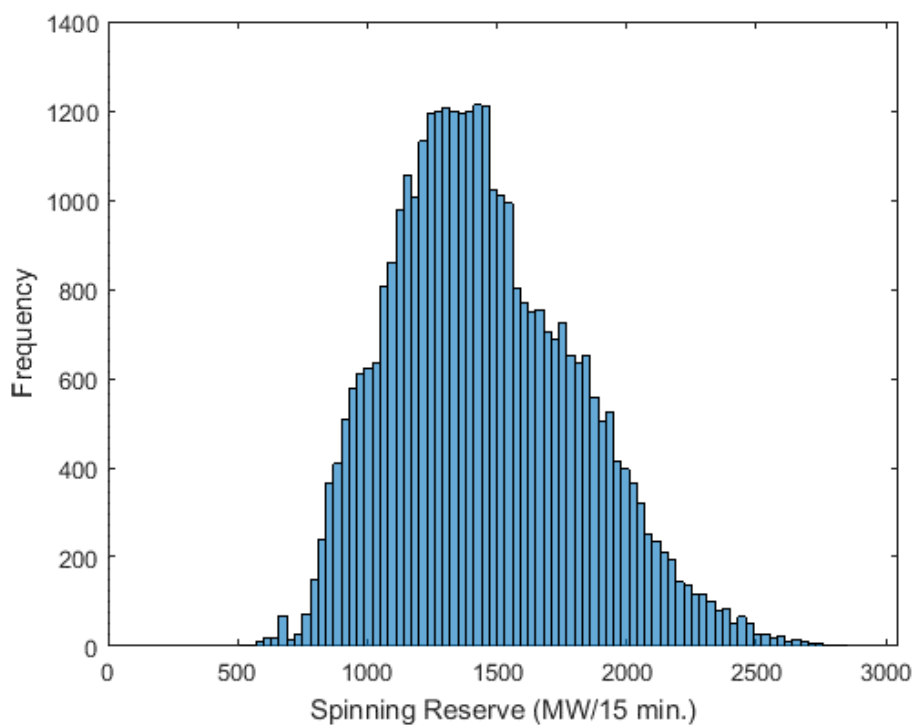
ภาพที่ ค.1 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2558



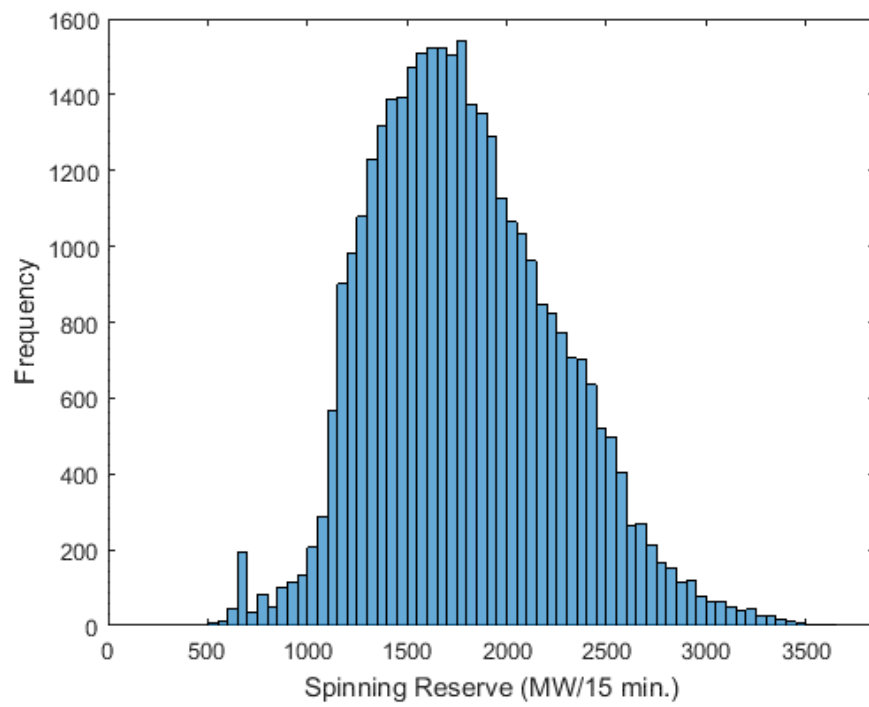
ภาพที่ ค.2 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2559



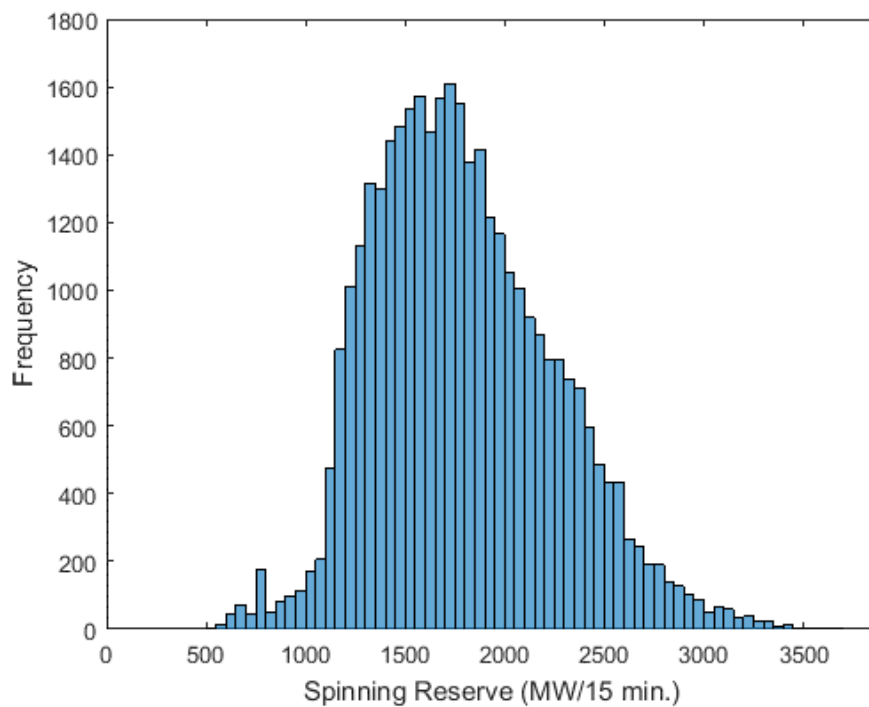
ภาพที่ ค.3 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2560



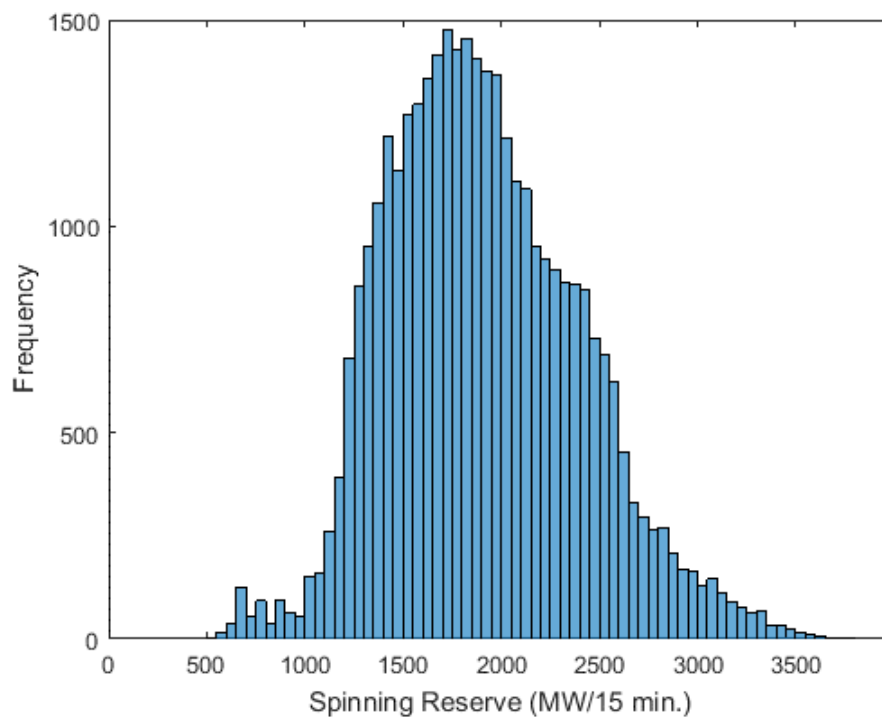
ภาพที่ ค.4 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2561



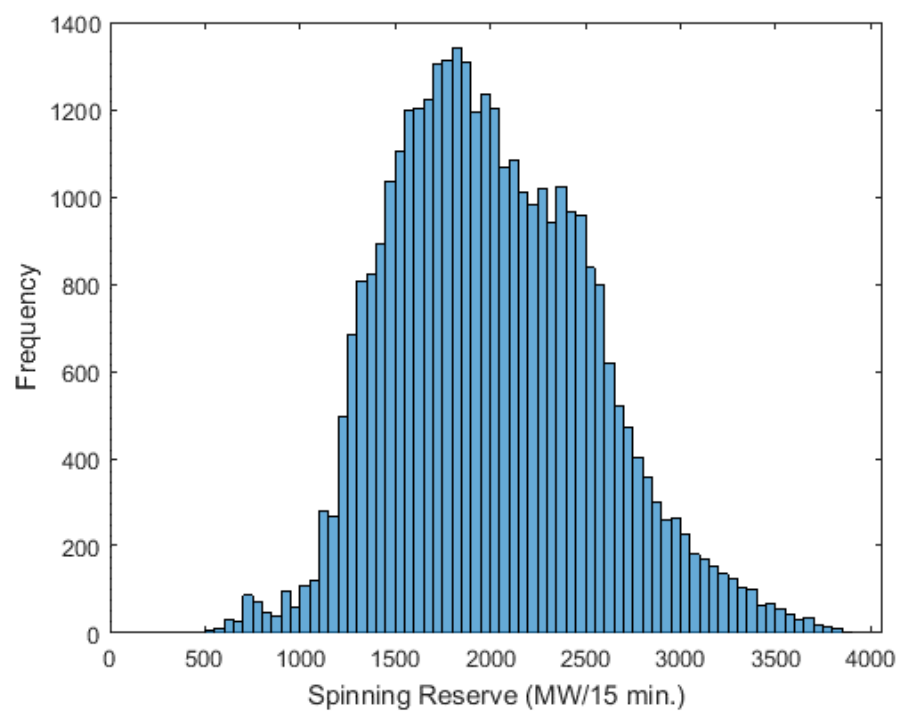
ภาพที่ ค.5 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2562



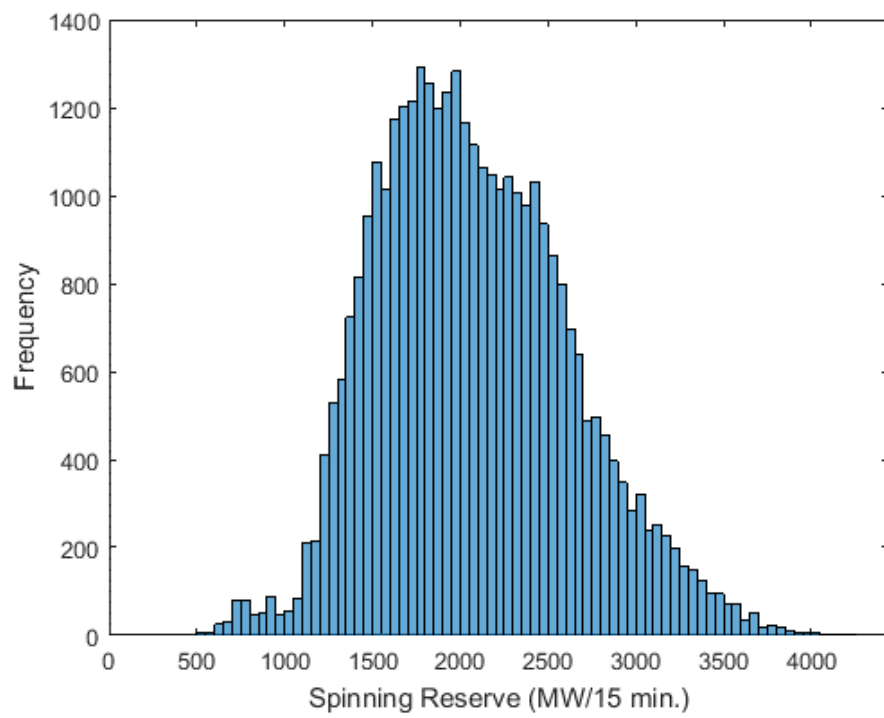
ภาพที่ ค.6 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2563



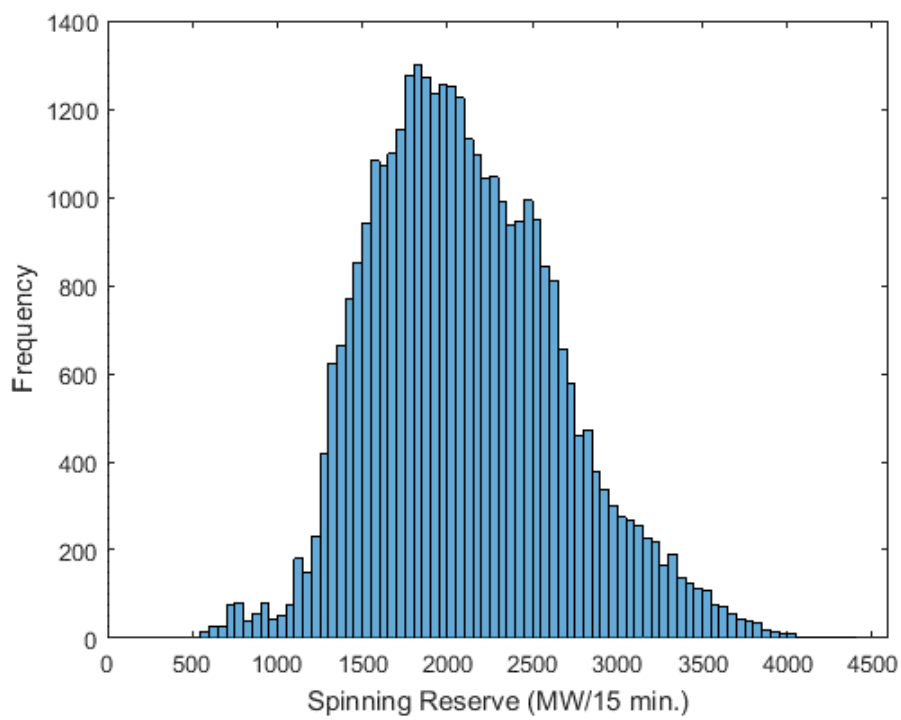
ภาพที่ ค.7 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2564



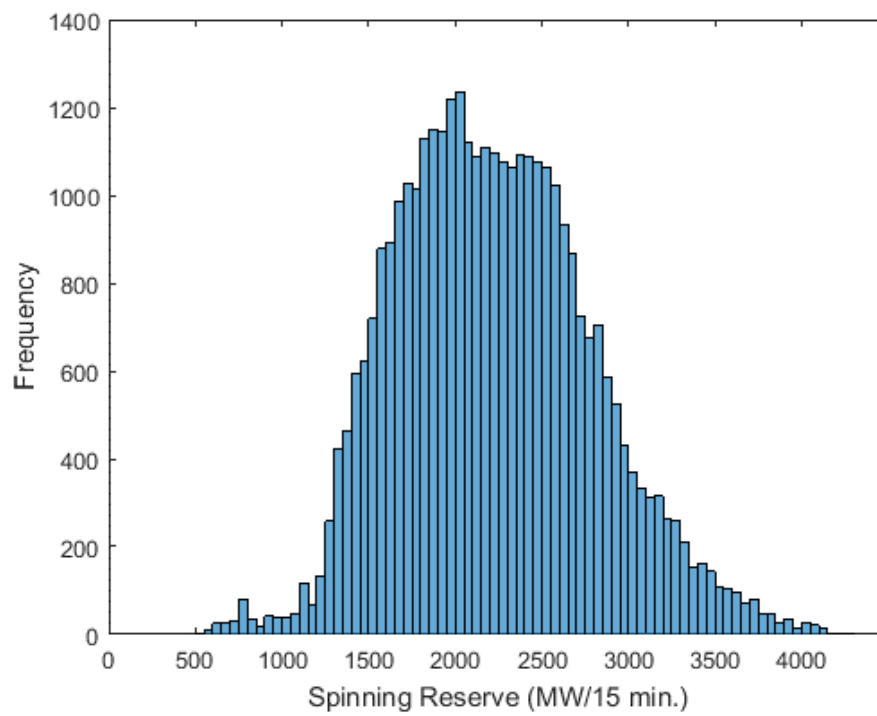
ภาพที่ ค.8 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2565



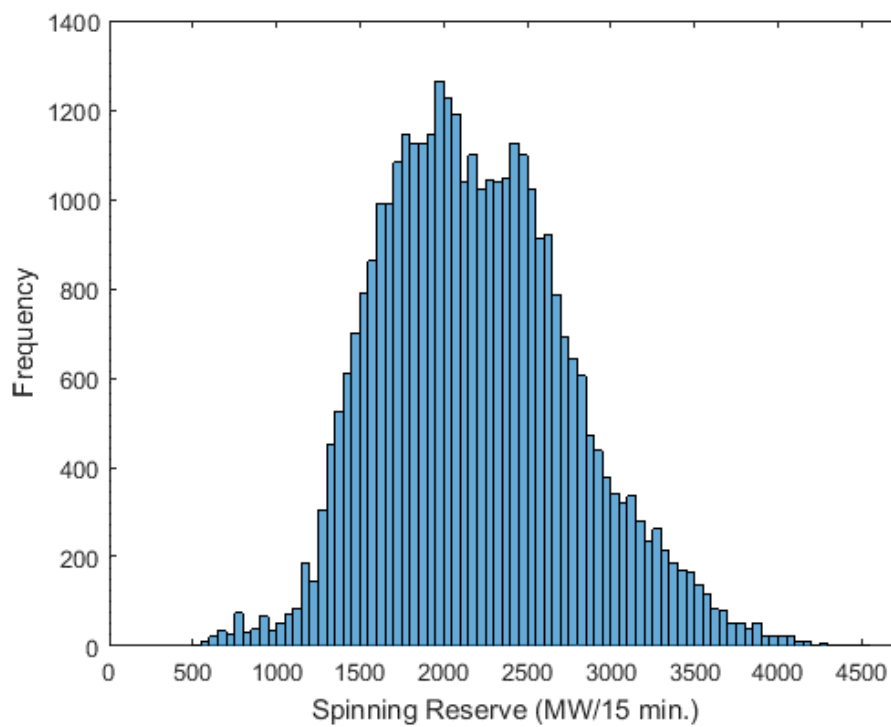
ภาพที่ ค.9 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2566



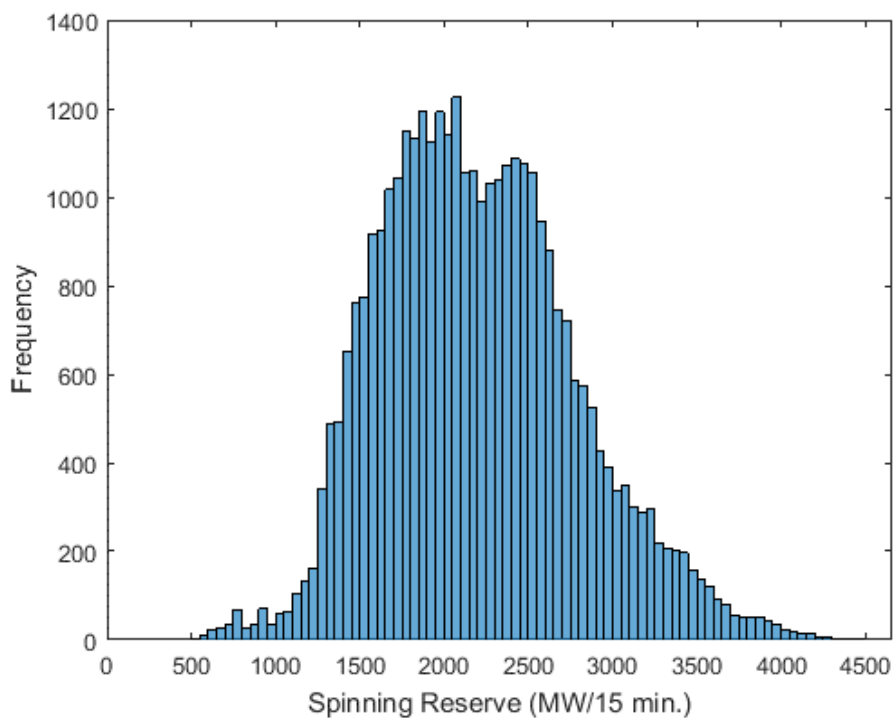
ภาพที่ ค.10 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2567



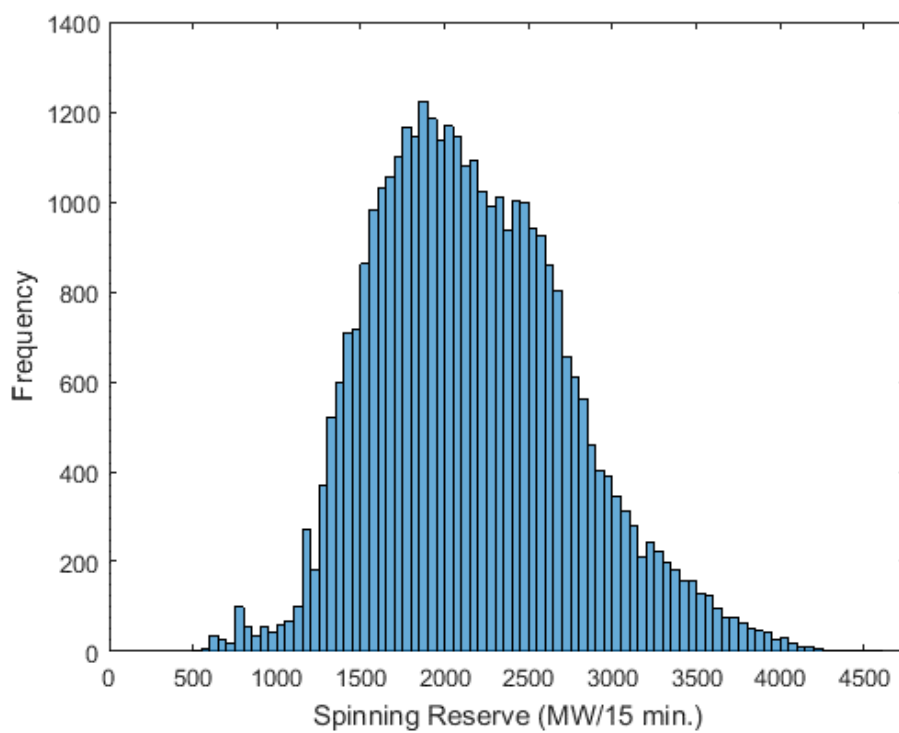
ภาพที่ ค.11 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2568



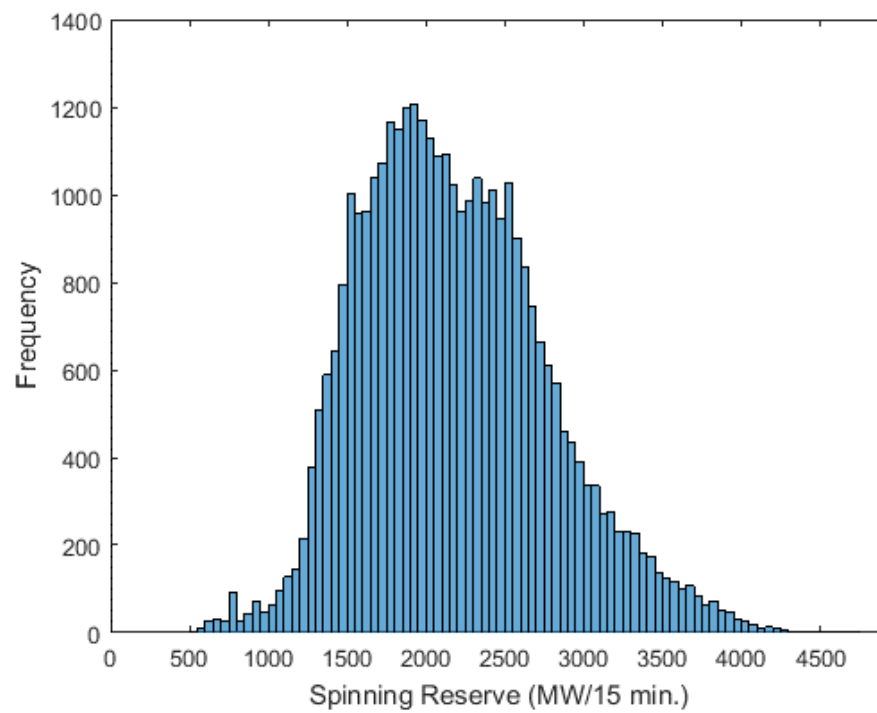
ภาพที่ ค.12 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2569



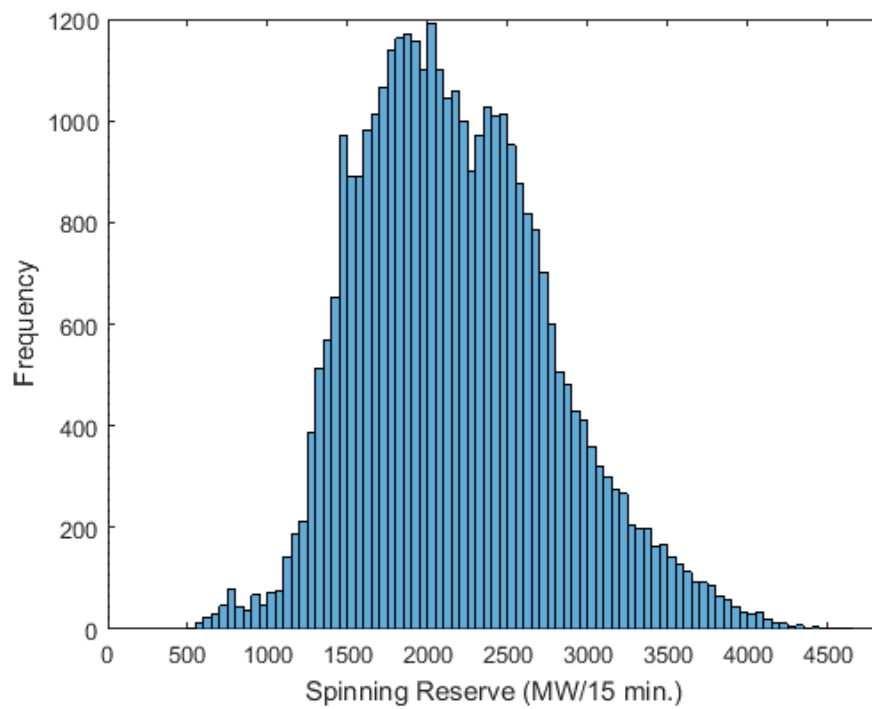
ภาพที่ ค.13 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2570



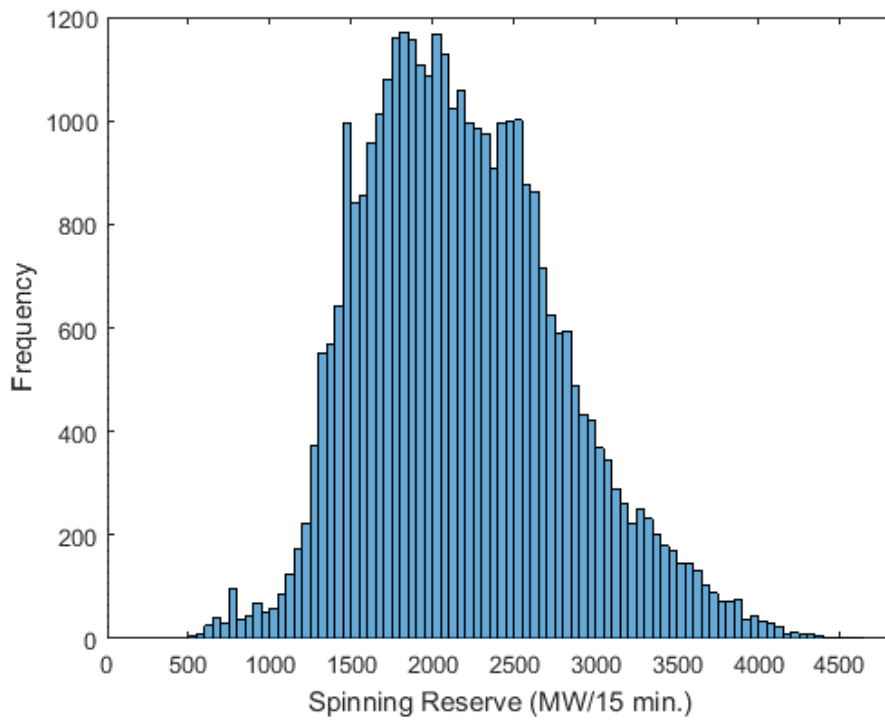
ภาพที่ ค.14 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2571



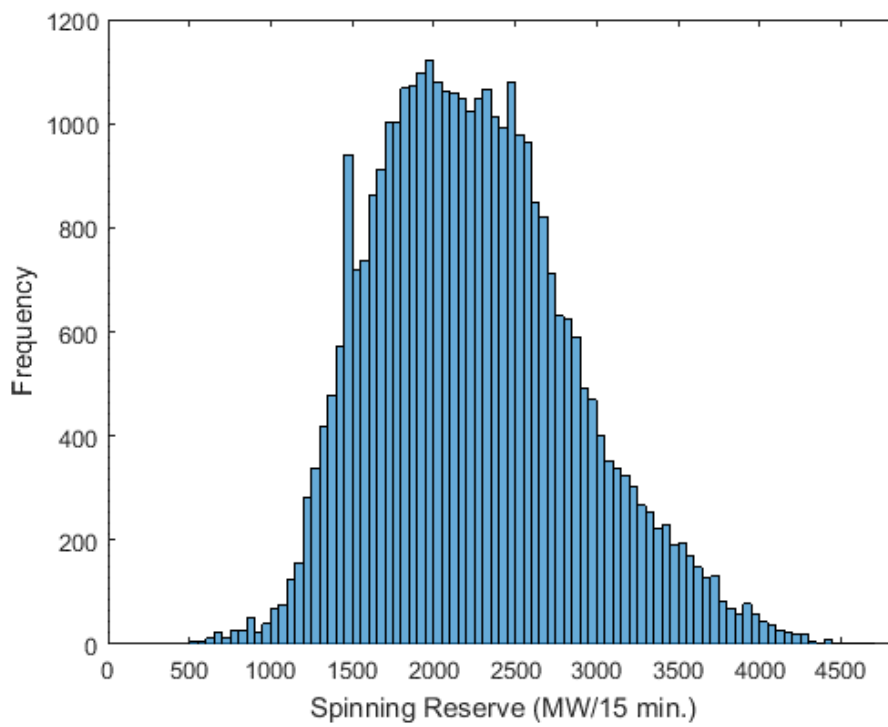
ภาพที่ ค.15 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2572



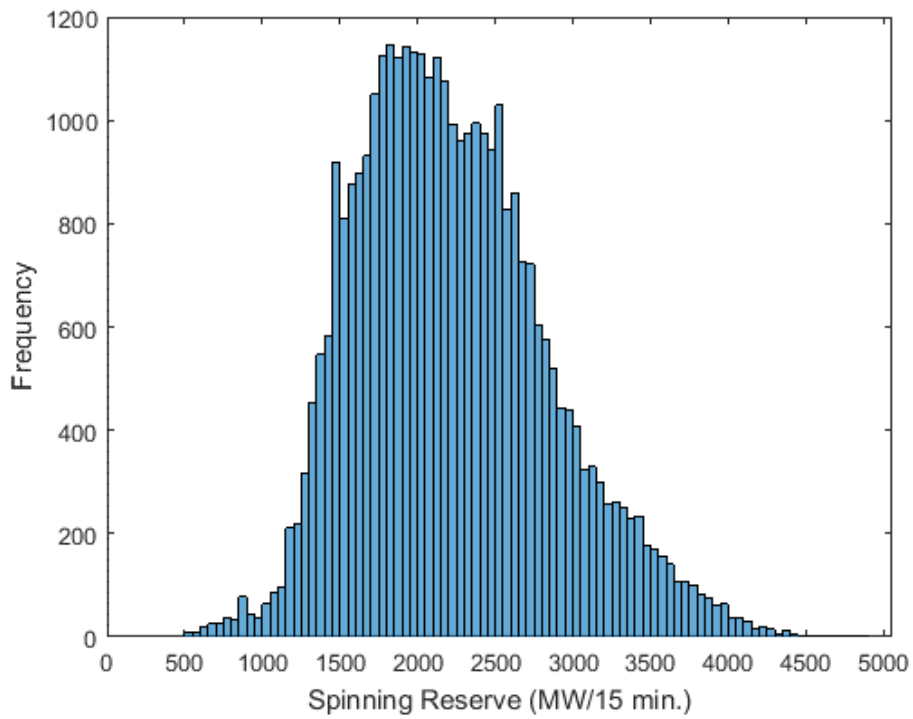
ภาพที่ ค.16 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2573



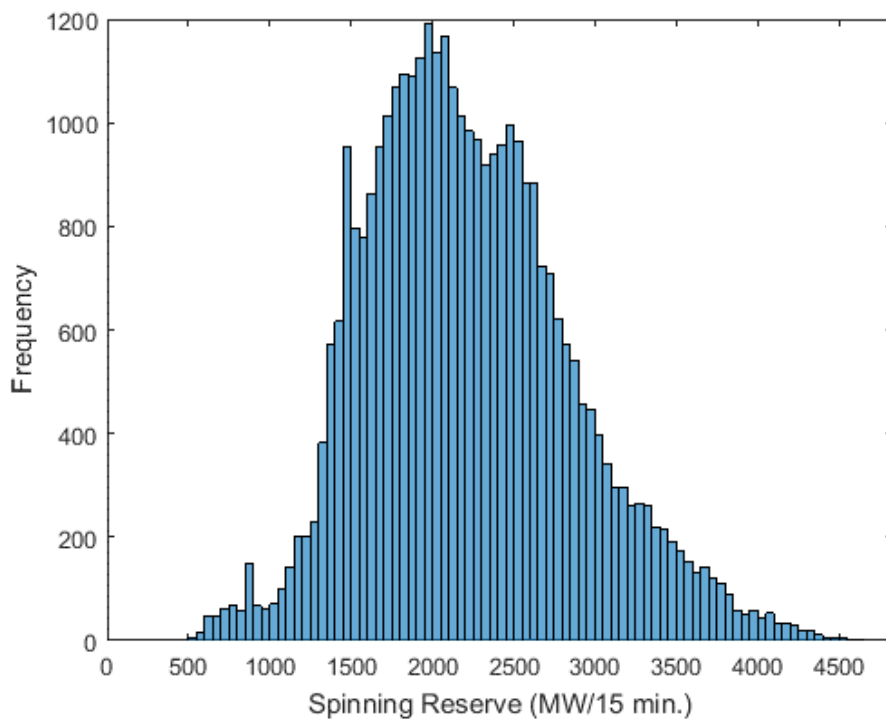
ภาพที่ ค.17 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2574



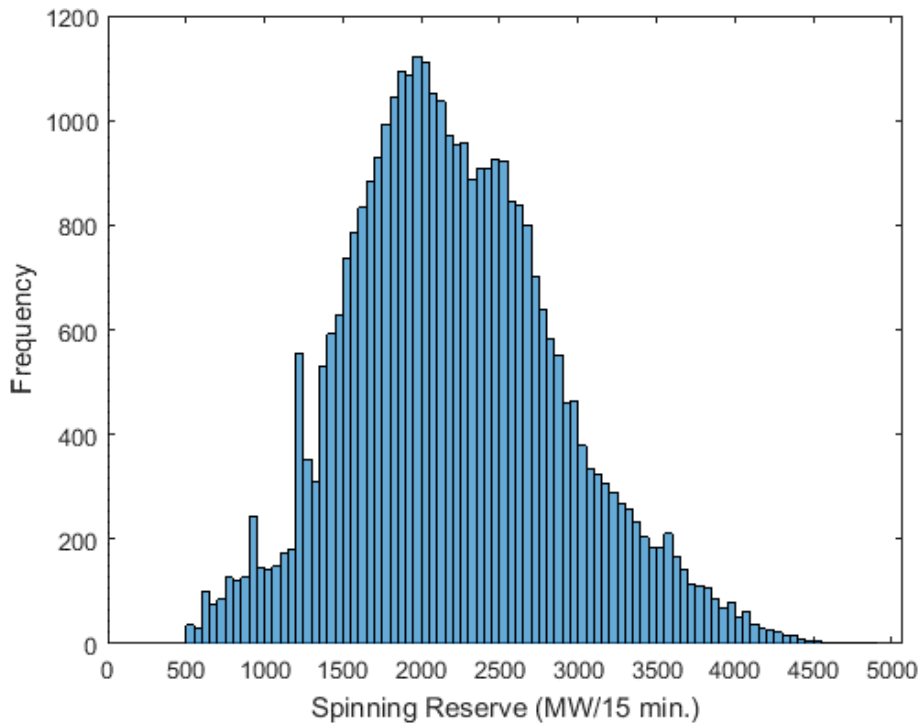
ภาพที่ ค.18 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2575



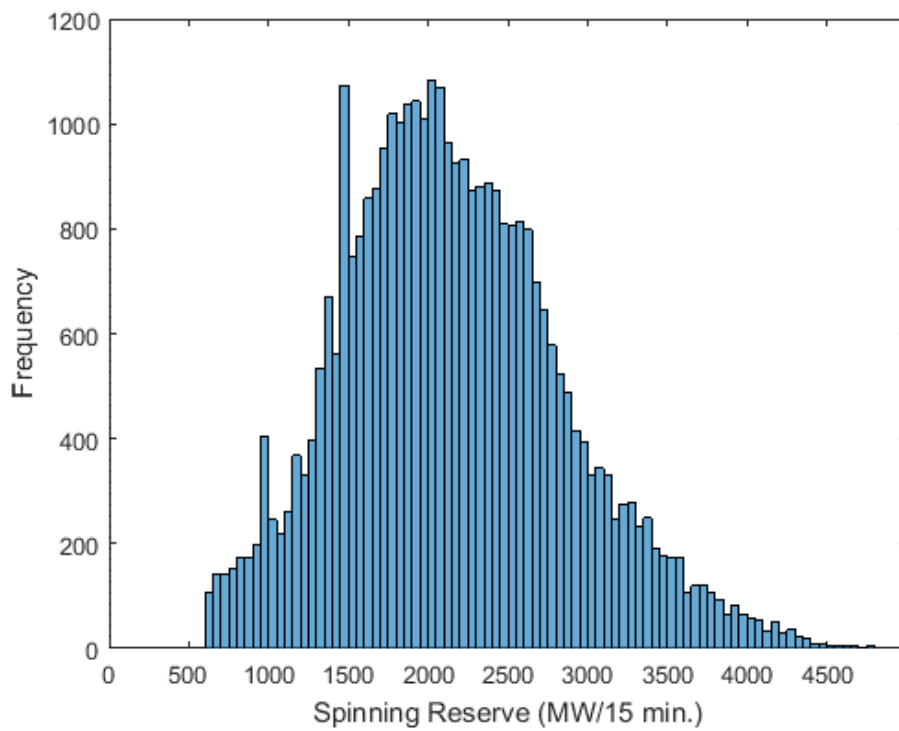
ภาพที่ ค.19 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2576



ภาพที่ ค.20 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2577



ภาพที่ ค.21 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2578



ภาพที่ ค.22 แผนภูมิแท่งของค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในปีพ.ศ. 2579

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายชยณัฐ ภู่มหิณโญ เกิดวันที่ 28 กรกฎาคม พ.ศ. 2535 สำเร็จการศึกษาปริญญา
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2557 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิทยาศาสตร
มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2558

