การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

นางสาวศศิภา วงษ์สุรไพฑูรย์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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 2559
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

POWER DEVELOPMENT PLANNING CONSIDERING REGIONAL CONDITION AND POWER PLANT RESPONSE TO LOAD CHANGE

Miss Sasipa Vongsurapaitoon

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 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด
โดย	นางสาวศศิภา วงษ์สุรไพฑูรย์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร. สมภพ อัษฎมงคล)

ศศิภา วงษ์สุรไพฑูรย์ : การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด (POWER DEVELOPMENT PLANNING CONSIDERING REGIONAL CONDITION AND POWER PLANT RESPONSE TO LOAD CHANGE) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, 231 หน้า.

จากการพัฒนาของประเทศไทยอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) และความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเพิ่มสูงขึ้น ภาครัฐจึงจำเป็นต้องกำหนดนโยบายเพื่อให้กระบวนการจัดหาพลังงานไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศในระยะยาวอย่างเหมาะสมเพื่อให้เกิดความมั่นคงทางด้านพลังงาน รวมถึงต้องกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้มีความสมดุลโดยไม่พึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากจนเกินไป ในการนี้ กระทรวงพลังงานจึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power development Planning) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan; AEDP) ขึ้น อย่างไรก็ดี การใช้งานพลังงานทดแทนในสัดส่วนที่สูงโดยเฉพาะจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเนื่องจากความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้า(สุทธิ) มากขึ้น ดังนั้น ในอนาคตจะต้องการวิธีการวางแผนและควบคุมดูแลระบบผลิตไฟฟ้าที่มีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอหลักการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เพื่อคำนึงถึงข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิงรายพื้นที่ ซึ่งจะคำนวณดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่หรือดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ เพื่อเป็นตัวกำหนดว่าพื้นที่ใดควรต้องสร้างโรงไฟฟ้าก่อน นอกจากนี้ ยังพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด โดยคำนึงถึงประเภทของโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีคุณสมบัติการตอบสนองที่รวดเร็วและสอดคล้องกับลักษณะความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าในกรณีที่ระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนสูง โดยแบ่งช่วงโหลดที่พิจารณาออกเป็น 3 ช่วง คือ ช่วงโหลดช่วงสูง ช่วงโหลดปานกลาง และช่วงโหลดฐาน เมื่อนำวิธีการที่นำเสนอไปใช้ทดสอบกับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยตามข้อมูลแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) ทำให้เห็นข้อดีของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด โดยจะพบว่า การสร้างโรงไฟฟ้าตามแผนดังกล่าวสามารถตอบสนองต่อความผันผวนของโหลดในอนาคตได้ดี

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2559

5870247321 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS: POWER DEVELOPMENT PLAN / LOAD DEMAND PATTERN / MULTI-AREA RELIABILITY INDICES

SASIPA VONGSURAPAITOON: POWER DEVELOPMENT PLANNING CONSIDERING REGIONAL CONDITION AND POWER PLANT RESPONSE TO LOAD CHANGE. ADVISOR: ASSOC. PROF. KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., 231 pp.

As Thailand has been being developed continuously, its GDP as well as electricity demand have also been being increased. Then, government must appropriately impose energy policy to cope with the increasing demand in long term and to enhance the national energy security. In addition, fuel diversification must be taken into consideration, to lessen dependence of any particular fuel. For this matter, the ministry of energy developed Power Development Plan (PDP) and Alternative Energy Development Plan (AEDP). However, an increasing use of alternative energy from renewable sources may lead to problems in power system security due to drastic change in net power demand. Thus, more complicated power system planning and control are required in the future.

This thesis proposes a concept of power development planning considering regional condition concerning fuel restrictions in each area. Area-based reserve margin index or area-based LOLE index will be calculated and used to determine in which area a new power plant should be added first. In addition, power plant response to load change is also considered. New types of power plant with faster response will be chosen to match with demand fluctuation due to high portion of renewable energy. The load pattern will be classified in the three levels; Peak Load, Intermediate Load, and Base Load. This proposed method was applied to Thailand Power Development Plan 2015-2036 (PDP2015). The obtained results illustrated the benefits of power development planning considering regional condition and power plant response to load change that the new power plants installed from this planning method can well respond to future load fluctuation

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Department: Electrical Engineering Student's Signature .....
Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature .....
Academic Year: 2016

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ และดร. สมภพ อัษฎมงคล ที่ได้สละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา ครอบครัว รุ่นพี่และเพื่อนๆ ที่ให้คำปรึกษาและเป็นกำลังใจพร้อมให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยตลอดมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญภาพ ..... ฑ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน 3

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์ 3

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 3

บทที่ 2 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและเงื่อนไขเชิงพื้นที่ 5

2.1 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP) 5

2.2 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง 7

2.3 แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ 9

2.4 แนวคิดการแบ่งเขตระบบไฟฟ้าของประเทศไทยออกเป็นภูมิภาค 10

2.5 ภาพรวมขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 12

บทที่ 3 ความสัมพันธ์ระหว่างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ากับการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้า 18

3.1 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ากับคุณสมบัติของโรงไฟฟ้า 18

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

3.2 คุณสมบัติของโรงไฟฟ้า 19
3.2.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant) 19
3.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant) 20
3.2.3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combine Cycle Power Plant) 20
3.2.4 โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (Gas Turbine Power Plant) 21
3.2.5 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydroelectric Power Plant) 22
3.2.6 โรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน (Smart Gas Engine Power Plant) 22
3.3 การเดินเครื่องโรงไฟฟ้า 23
บทที่ 4 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้า 25
4.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า 26
4.1.1 เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง 26
4.1.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด 27
4.1.3 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต 28
4.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า 34
4.3 วิเคราะห์โรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามลักษณะการจ่ายโหลด 34
4.3.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserved Margin) 35
4.3.2 ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) 36
4.4 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกัน 39
4.4.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ 39
4.4.2 ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ 40
บทที่ 5 ดัชนีที่ใช้ประกอบการตัดสินใจเพื่อใช้วางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า 43
5.1 คำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า 43

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

5.2 คำนวณสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า....43
5.3 คำนวณค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย....44
5.4 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย....44
5.5 การคำนวณหาเส้นแบ่งกราฟลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า....47
5.6 การจัดสรรกำลังผลิต (Energy Dispatch)....48
5.6.1 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญาแบบ Non-Firm....49
5.6.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์....50
5.6.3 โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนภายในประเทศ....50
5.6.4 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์....50
5.7 การจัดลำดับโรงไฟฟ้าตัวแทนเข้าสู่ระบบ....55
5.8 จำนวนโรงไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่....56
5.9 การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่....56
บทที่ 6 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า....59
บทที่ 7 ผลการทดสอบการวางแผน....68
7.1 ระบบทดสอบ....68
7.1.1 รูปแบบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า....68
7.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้า....69
7.1.3 ระบบสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่....69
7.1.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้า....70
7.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ....70
7.3 เงื่อนไขในการทดสอบ....72
7.4 ผลการทดสอบ....72
7.4.1 ผลการทดสอบการวางแผนตามเป้าหมายการวางแผนต้นทุนต่ำที่สุด....72

หน้า

7.4.2 ผลการทดสอบการวางแผนตามเป้าหมายการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด 92

7.5 วิเคราะห์ผลการทดสอบ 112

7.5.1 วิเคราะห์ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด *(Minimum Cost)* 112

7.5.2 วิเคราะห์ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด *(Minimum CO_2 - Emission)* 116

7.5.3 วิเคราะห์แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงอัตราการใช้ไฟฟ้า และอัตราการผลิตไฟฟ้าในอนาคตกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 121

บทที่ 8 สรุปผล 127

8.1 สรุปผลการวิจัย 127

8.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม 129

รายการอ้างอิง 130

ภาคผนวก 133

ภาคผนวก ก. ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ 134

ภาคผนวก ข. ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ 215

ภาคผนวก ค. ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในการทดสอบ 220

ภาคผนวก ง. ข้อมูลอื่นๆที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 223

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 231

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 สรุปข้อมูลที่ต้องใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิต.....14

ตารางที่ 3.1 ค่า Ramp Rate แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า.....24

ตารางที่ 4.1 สรุปประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงต่างๆ.....34

ตารางที่ 4.2 COPT ของแต่ละระบบจากตัวอย่างการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่..40

ตารางที่ 4.3 ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่ระบบ B สามารถส่งไปช่วยระบบ A.....41

ตารางที่ 4.4 โรงไฟฟ้าเสมือนที่สามรถเพิ่มเข้าไปช่วยที่ระบบ A.....41

ตารางที่ 4.5 COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาการเชื่อมต่อกับระบบ B.....41

ตารางที่ 5.1 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทแยกตามประเภทสัญญา 46

ตารางที่ 7.1 โรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต ตามการแบ่งเขตพื้นที่โดยแบ่งออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง.....71

ตารางที่ 7.2 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1 73

ตารางที่ 7.3 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2 77

ตารางที่ 7.4 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2.....80

ตารางที่ 7.5 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1.....83

ตารางที่ 7.6 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2.....87

ตารางที่ 7.7 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2.....90

ตารางที่ 7.8 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1 93

ตารางที่ 7.9 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2 97

ตารางที่ 7.10 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2 100

ตารางที่ 7.11 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1 103

ตารางที่ 7.12 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2 107

ตารางที่ 7.13 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2..... 110

ตารางที่ 7.14 เปรียบเทียบผลการวางแผนที่ต้นทุนต่ำที่สุด ระหว่างใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ ของระบบทดสอบที่ 2 114

ตารางที่ 7.15 เปรียบเทียบผลการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด ระหว่างใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ ของระบบทดสอบที่ 2..... 119

ตารางที่ 7.16 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 5% และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดรายปี 123

ตารางที่ 7.17 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 15% ในวิธีการวางแผนเก่า และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดรายปี 124

ตารางที่ 7.18 เปรียบเทียบอัตราการลดลงของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ และอัตราการลดลงของโหลดสูงสุดรายปี..... 125

ตารางที่ ก.1ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558-2579 ที่ติดตั้ง ณ เดือน ธันวาคม พ.ศ. 2559 135

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558-2579 ที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบหลังตั้งแต่ พ.ศ. 2560-2579 160

ตารางที่ ข.1ข้อมูลระบบสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2560..... 216

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2561 - 2563 217

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2564 - 2579 218

ตารางที่ ค.1ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ 222

ตารางที่ ง.1ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) 224

ตารางที่ ง.2 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) 227

ตารางที่ ง.3 ราคาต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 229

ตารางที่ ง.4 ราคารับซื้อพลังงาน (Energy Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 229

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 2.1การจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า จากกราฟ Daily Load Curve.....10

ภาพที่ 2.2 การแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง.....11

ภาพที่ 2.3 สรุปขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตโดยคำนึงถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและเงื่อนไขพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า.....13

ภาพที่ 3.1 กราฟ Daily Load Curve กับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า.....18

ภาพที่ 4.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....26

ภาพที่ 4.2 กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปี พ.ศ. 2556.....27

ภาพที่ 4.3 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใน 1 ปี.....27

ภาพที่ 4.4 สถิติและค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า.....28

ภาพที่ 4.5 ขั้นตอนในการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าการพยากรณ์.....32

ภาพที่ 4.6 ตัวอย่างเส้งโค้งช่วงระยะเวลาโหลดใหม่ที่ได้จากการพยากรณ์.....33

ภาพที่ 4.7 ข้อมูลสถานะการทำงานของโรงไฟฟ้า.....37

ภาพที่ 4.8 ตัวอย่างการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE.....38

ภาพที่ 5.1 กราฟ Hourly Load Curve กับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นสองช่วง.....48

ภาพที่ 5.2 สรุปกระบวนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า.....55

ภาพที่ 5.3 ระบบตัวอย่างที่ใช้ในการคำนวณการไหลของเครือข่าย.....57

ภาพที่ 5.4 ผลลัพธ์การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง.....58

ภาพที่ 6.1 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า.....66

ภาพที่ 7.1 การแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง.....70

ภาพที่ 7.2 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า...75

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 7.3 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1 75
ภาพที่ 7.4 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2 79
ภาพที่ 7.5 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2 79
ภาพที่ 7.6 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 81
ภาพที่ 7.7 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 81
ภาพที่ 7.8 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 85
ภาพที่ 7.9 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1 85
ภาพที่ 7.10 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ในระบบทดสอบที่ 2 89
ภาพที่ 7.11 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2 89
ภาพที่ 7.12 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 91
ภาพที่ 7.13 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 91
ภาพที่ 7.14 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 95
ภาพที่ 7.15 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1 95
ภาพที่ 7.16 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ในระบบทดสอบที่ 2 99
ภาพที่ 7.17 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2 99
ภาพที่ 7.18 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 101

ภาพที่ 7.19 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 101

ภาพที่ 7.20 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 105

ภาพที่ 7.21 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1 105

ภาพที่ 7.22 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ในระบบทดสอบที่ 2 109

ภาพที่ 7.23 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2 109

ภาพที่ 7.24 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 111

ภาพที่ 7.25 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2 111

ภาพที่ 7.26 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ 115

ภาพที่ 7.27 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ 115

ภาพที่ 7.28 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจากการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2 117

ภาพที่ 7.29 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจากการวางแผนโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2 118

ภาพที่ 7.30 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ 120

ภาพที่ 7.31 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ 120

ภาพที่ 7.32 กราฟเปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดรายปี กับกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 122

ภาพที่ 7.33 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 5% และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลด 122

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ 7.34 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 15% ในวิธีการวางแผนเก่า และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลด 124

ภาพที่ 7.35 เปรียบเทียบอัตราการลดลงของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ และอัตราการลดลงของโหลด..... 125

ภาพที่ ค.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีฐาน (พ.ศ. 2556)..... 221

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในหัวข้อนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษา วิธีการดำเนินงาน และประโยชน์ที่ได้รับ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

จากอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) ของประเทศไทยซึ่งมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ภาครัฐจึงจำเป็นต้องวางแผนการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ รวมถึงต้องจัดหาพื้นที่เพื่อรองรับการสร้างโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต เนื่องจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่นั้นต้องใช้เวลาในการก่อสร้างนานและมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสูง รวมไปถึงต้องมีการวางแผนจัดหาเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในระยะยาวเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้น ดังนั้น ภาครัฐจึงต้องวางนโยบายเพื่อให้การพัฒนากระบวนการจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศอย่างเหมาะสมเพื่อให้มีความมั่นคงทางพลังงานครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่ รวมถึงต้องมีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงให้มีความสมดุลโดยไม่พึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป นอกจากนี้ ภาครัฐยังต้องส่งเสริมให้มีการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan; AEDP) เพื่อช่วยในกระบวนการผลิตไฟฟ้าให้เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อีกทั้งยังเป็นการช่วยกระจายสัดส่วนของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย อย่างไรก็ดี การเข้ามาของพลังงานทางเลือกในสัดส่วนที่สูงขึ้นย่อมส่งผลต่อความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าในแต่ละวันหรือแต่ละชั่วโมง ทำให้การควบคุมดูแลระบบผลิตไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น โดยผู้ควบคุมดูแลระบบจะต้องวิเคราะห์ว่าโรงไฟฟ้าที่มีอยู่และโรงไฟฟ้าที่จะต้องวางแผนสร้างเพิ่มนั้น สามารถเพิ่มลดกำลังการผลิตให้ตอบสนองต่อความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้นๆ ได้หรือไม่ โดยหากโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบได้รวดเร็วเพียงพอ ก็จะทำให้ระบบไฟฟ้าทั้งระบบเกิดความไม่มั่นคงและอาจจะเป็นสาเหตุเกิดไฟฟ้าดับได้

เนื่องจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan; PDP) หลายๆฉบับที่ผ่านมา ยังไม่ได้นำประเด็นนี้มาเป็นปัจจัยร่วมในการจัดทำแผน รวมถึงยังไม่ได้มีการพิจารณาเงื่อนไขการเลือกพื้นที่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับชนิดของเชื้อเพลิงอย่างเหมาะสมด้วย วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงนำเสนอหลักการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไข

ดังกล่าว โดยจะพิจารณาการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงประเภทของโรงไฟฟ้าใหม่ให้มีคุณสมบัติการตอบสนองที่รวดเร็วสอดคล้องกับลักษณะความผันผวนของต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศในกรณีที่ระบบผลิตมีสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนสูง พร้อมกับพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ประกอบการวางแผนซึ่งจะต้องมีความเหมาะสมกับการจัดหาเชื้อเพลิงในพื้นที่เพื่อการผลิตไฟฟ้าด้วย ซึ่งการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในรูปแบบนี้จะมีความสำคัญต่อการพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศในอนาคต มีความน่าสนใจในเชิงวิชาการ และสามารถนำไปใช้ร่วมกำหนดนโยบายทางพลังงานต่าง ๆ ของประเทศได้อีกด้วย

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อนำเสนอหลักการในวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเมื่อมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง และพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่ร่วมด้วย
2. เพื่อพัฒนาเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเมื่อมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงและพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ร่วมด้วย

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. ใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2558-2579
2. พิจาณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าโดยละเอียด
3. พิจารณาเฉพาะความสามารถระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-line) แบบสมมูล
4. กำหนดให้แต่ละพื้นที่สามารถรับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ที่ติดกันได้เท่านั้น ซึ่งสะท้อนการที่ภาครัฐมีนโยบายไม่สนับสนุนการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่โดยไม่จำเป็น
5. ประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยดัชนีความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาให้แต่ละอุปกรณ์มีสภาวะการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะ
6. ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัติของระบบไฟฟ้า
7. ไม่พิจารณาการวางแผนขยายระบบส่งกำลังไฟฟ้านอกเหนือจากแผนที่มีโครงการขยายแน่นอนแล้ว

Chulalongkorn University

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า
3. ศึกษาและรวบรวมข้อมูลที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
4. ศึกษาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยว่ามีแนวโน้มเป็นอย่างไรบ้าง
5. ศึกษาลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆที่มีอยู่และไม่มีในระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อใช้ประกอบการวางแผนเพิ่มชนิดโรงไฟฟ้าในอนาคต
6. ศึกษาทฤษฎีและรวบรวมข้อมูลแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของสายส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่
7. พัฒนาแนวความคิดในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าร่วมกับเงื่อนไขเชิงพื้นที่
8. สร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้า และกำหนดเงื่อนไขในการเลือกโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า พร้อมกันนั้นจะต้องสอดคล้องกับพื้นที่ที่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าได้
9. พัฒนาโปรแกรมวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และสามารถกำหนดพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าได้
10. ทดสอบโปรแกรมดังกล่าวกับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศ
11. สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเมื่อมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงและพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ร่วมด้วย
2. โปรแกรมสำเร็จรูปที่ใช้ในการวิเคราะห์และวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเมื่อมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงและพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ร่วมด้วย

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอตามลำดับดังต่อไปนี้

บทที่ 1 จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตงานวิจัย ขั้นตอนการดำเนินงานและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 จะกล่าวถึงแนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและเงื่อนไขเชิงพื้นที่และ กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้น

บทที่ 3 จะกล่าวถึงความสัมพันธ์ระหว่างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ากับการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้า โดยจะอธิบายถึงรายละเอียดคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในแต่ละประเภทที่พิจารณา

บทที่ 4 จะกล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงการคำนวณดัชนีที่ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

บทที่ 5 จะกล่าวถึงการคำนวณดัชนีอื่นๆเพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ การจัดสรรกำลังผลิต จำนวนโรงไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ และการคำนวณการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

บทที่ 6 จะกล่าวถึงขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และเงื่อนไขเชิงพื้นที่

บทที่ 7 จะกล่าวถึงระบบที่ใช้ในการทดสอบ สมมติฐาน เงื่อนไขในการทดสอบ ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ผลการวางแผน

บทที่ 8 จะกล่าวถึงบทสรุปงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รวมถึงข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และเงื่อนไขเชิงพื้นที่

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึง แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและเงื่อนไขเชิงพื้นที่ นอกจากนี้ ยังแสดงให้เห็นว่าแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับที่ผ่านมา พิจารณาเรื่องใดเป็นพิเศษบ้าง ในส่วนสุดท้าย จะอธิบายถึงกระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้น

2.1 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP)

ประเทศไทยมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามาแล้วหลายฉบับ จากกระทรวงพลังงานร่วมมือกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจัดทำขึ้น โดยปรับปรุงให้เป็นไปตามนโยบายของรัฐบาล การขยายตัวทางเศรษฐกิจของไทย และแผนการลงทุน นอกจากนี้ยังต้องวางแผนเพื่อเตรียมตัวเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (ASEAN Economic Community; AEC) ทำให้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตเรื่อยมา ณ ปัจจุบันแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015) ซึ่งเป็นแผนล่าสุด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแหล่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2558 [1]

จากการศึกษาแผนฯ ที่ผ่านมาและปัจจุบัน กรอบการจัดทำแผนนั้นมีความสอดคล้องกัน โดยจะเน้นในเรื่องของความมั่งคงทางด้านพลังงาน ด้านเศรษฐกิจ การส่งเสริมให้ใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ใช้ทรัพยากรให้สมดุล และกระจายการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ด้านสิ่งแวดล้อมยังเป็นเรื่องที่ขาดไม่ได้ โดยมีการควบคุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น การจัดทำแผนมีการปรับเปลี่ยนเพิ่มเติมแตกต่างกันไปตามนโยบายของภาครัฐหรือเหตุการณ์ต่างๆที่กำลังจะเกิดขึ้นในโลก เทคโนโลยีใหม่ๆที่กำลังเข้ามาในประเทศไทย ณ ช่วงปีที่พิจารณาวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้า เมื่อศึกษาทบทวนแผนกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2559 ที่ผ่านมานั้น สามารถสรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผนได้ดังนี้ [2]

<u>สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน</u>

- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010)
  - เป็นแผนที่จัดทำขึ้นเพื่อวางแผนในระยะ 20 ปีข้างหน้า

- มีนโยบายลดภาวะโลกร้อน ดังนั้นจึงส่งเสริมให้มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า
- เริ่มมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบ Cogeneration
- นำความคิดเห็นจาก PDP2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 มาประกอบการพิจารณาด้วย ตัวอย่างเช่น โครงการการจัดการด้านพลังงาน (Demand-Side Management; DSM) และโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP
- ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสิ้นปี พ.ศ. 2564 จะลดลงจากค่าพยากรณ์ที่ใช้จัดทำแผน PDP2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2
- การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลายเพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ
- เน้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และมีการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน
- กำหนดให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 10 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ และผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเท่าที่จำเป็นเท่านั้น เพื่อให้พึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ

➢ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2010 Rev1)

- แก้ไขค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มว่าจะสูงขึ้น ในปี พ.ศ. 2554-2562 จากที่ได้พยากรณ์ไว้ในแผน PDP2010
- ปรับปรุงแผนให้สะท้อนถึงปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)

➢ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (PDP2010 Rev2)

- ศึกษามาตรการด้านความปลอดภัยของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์หลังเกิดอุบัติเหตุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา
- ปรับปรุงแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากเลื่อนการลงทุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และเตรียมโครงสร้างพื้นฐานต่างๆเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น

➢ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP2010 Rev3)

- มีนโยบายลดการใช้พลังงาน ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศลดลงเนื่องจากการสนับสนุนการประหยัดพลังงาน
- มีนโยบายใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ภายใน 10 ปี ทำให้โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วนถูกทดแทนไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- กำหนดให้มีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้า การรับซื้อจากต่างประเทศ และกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15

- การจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทุกประเภทให้ผสมผสานในสัดส่วนที่เหมาะสม เพื่อลดการใช้ก๊าซธรรมชาติ
- จัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โดยเลื่อนกำหนดการออกไปอีก 3 ปี จากปี 2566 เป็นปี 2569
- กำหนดเป้าหมายการลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอกไดออกไซด์ (CO_2)

➢ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015)

- ยึดหลักความมั่งคงทางพลังงาน จัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และใช้เชื้อเพลิงหลากหลายในการผลิตไฟฟ้า
- เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมไปถึงพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่าย เพื่อรองรับพลังงานทดแทน และการเข้าสู่ AEC
- นโยบายกระจายเชื้อเพลิง เพื่อลดความเสี่ยงต่อการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป
- นโยบายผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) จะดำเนินตามสัญญาของโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีข้อผูกพันแล้ว
- การพยากรณ์ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า จะพิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าของรถไฟฟ้า BTS และ MRT รวมไปถึงโครงการรถไฟฟ้าอีก 10 สายที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง
- พิจารณาแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) ร่วมด้วย โดยต้องการลดความเข้มการใช้พลังงาน เน้น 4 กลุ่มเป้าหมายคือ อุตสาหกรรม อาคาร ที่อยู่อาศัย และภาครัฐ
- พิจารณาแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ร่วมด้วย ต้องการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้า

2.2 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

จากการศึกษางานวิจัยต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า จะพบว่าบทความวิจัยเรื่อง “Impact of Load Pattern Variation in Iran Power System on Generation System Planning”[3] ได้กล่าวถึง ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต เมื่อพิจารณาว่าหากช่วง Peak Load อยู่ในช่วงเวลากลางคืนจะทำให้โรงไฟฟ้าที่จะผลิตไฟฟ้าให้ได้ทันความผันผวนของโหลดนั้นก็คือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ แต่โดยข้อจำกัดของโรงไฟฟ้าในประเทศอิหร่าน จะทำให้ในอนาคต ระบบไฟฟ้าอาจจะไม่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในช่วงกลางคืนได้ จึงจำเป็นที่จะต้องพิจารณาถึงความเป็นไปได้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทอื่นที่สามารถรองรับการเดินเครื่องช่วง Peak Load ช่วงกลางคืนได้ โดยในงานวิจัยดังกล่าวได้นำโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สมาใช้ผลิตไฟฟ้า

ในช่วง Peak Load และนำโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์มาผลิตไฟฟ้าในช่วง Base Load เป็นหลัก ดังนั้น จึงสรุปได้ว่าลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละประเทศที่แตกต่างกันไปจะส่งผลต่อการวางพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

บทความวิจัยเรื่อง “An Optimization Approach for Long term Investments Planning in Energy” [4] ได้นำเสนอแนวคิดในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตของประเทศอาร์เจนตินา ในช่วงปี ค.ศ. 2010 – 2030 โดยพิจารณารูปแบบในการวางแผนเพื่อให้ได้ผลลัพธ์ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) สูงที่สุด ซึ่งโรงไฟฟ้าที่อยู่ในการวางแผนดังกล่าวคือ โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน และโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ โดยมีเงื่อนไขที่ใช้ในการวางแผนคือ เวลาในการเริ่มเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแต่ละชนิด และเงื่อนไขทางด้านสัดส่วนพลังงานที่มีอยู่ เนื่องจากข้อจำกัดทางเชื้อเพลิงเป็นประเด็นสำคัญที่สะท้อนให้เห็นถึงการควบคุมการทำงานของระบบในความเป็นจริง นอกจากนี้วิธีการวางแผนในบทความวิจัยนี้ยังให้ผลลัพธ์เกี่ยวกับการวางแผนด้านการเงินและการลงทุนอีกด้วย สรุปได้ว่าการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงแต่พิจารณาเงื่อนไขกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ปัจจัยทางด้านการลงทุน และการพิจารณาถึงลักษณะการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ส่งผลต่อการวางแผน ฯ ที่เหมาะสมเช่นกัน

บทความวิจัยต่อมาเรื่อง “Solving of Economic Load Dispatch Problem with Generator Constraints Using ITLBO Technique”[5] นำเสนอการหากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่คุ้มค่ากับการลงทุนมากที่สุด ซึ่งก็คือการลงทุนที่ต่ำที่สุดพร้อมกับจุดทำงาน Valve Point Loading ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาเงื่อนไข Ramp rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสมในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมด้วย โดยใช้เทคนิค ITLBO ในการแก้ปัญหาทางคณิตศาสตร์ ซึ่งจากผลลัพธ์ของการวางแผนเดินเครื่องโรงไฟฟ้านี้ พบว่ามีความเหมาะสมทางด้านเงินลงทุนมากกว่าวิธีการอื่นที่บทความวิจัยดังกล่าวอ้างอิงไว้ ดังนั้นหลักการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับการลงทุน เงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการพิจารณาถึงพื้นที่ตั้ง นับเป็นเงื่อนไขที่สำคัญและส่งผลต่อการพัฒนาการวางแผน ฯ ในอนาคต

บทความวิจัยเรื่อง “A Hybrid Method for Multi-Area Generation Expansion using Tabu-search and Dynamic Programming” [6] ได้กล่าวถึง แนวคิดของการวิเคราะห์การขยายระบบผลิตไฟฟ้าและกำหนดตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าโดยอาศัยการคำนวณความเชื่อถือได้แบบหลายพื้นที่ (Multi-area Reliability) เพื่อใช้เป็นดัชนีอ้างอิง โดยวิธีการของบทความวิจัยนี้ช่วยยืนยันให้เห็นถึงผลการจัดหาพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าให้เหมาะสม และหลักการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามพื้นที่ ที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าได้

สุดท้ายบทความวิจัยเรื่อง “Power Development Planning with Consideration of Regional Conditions” การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ [7] ได้

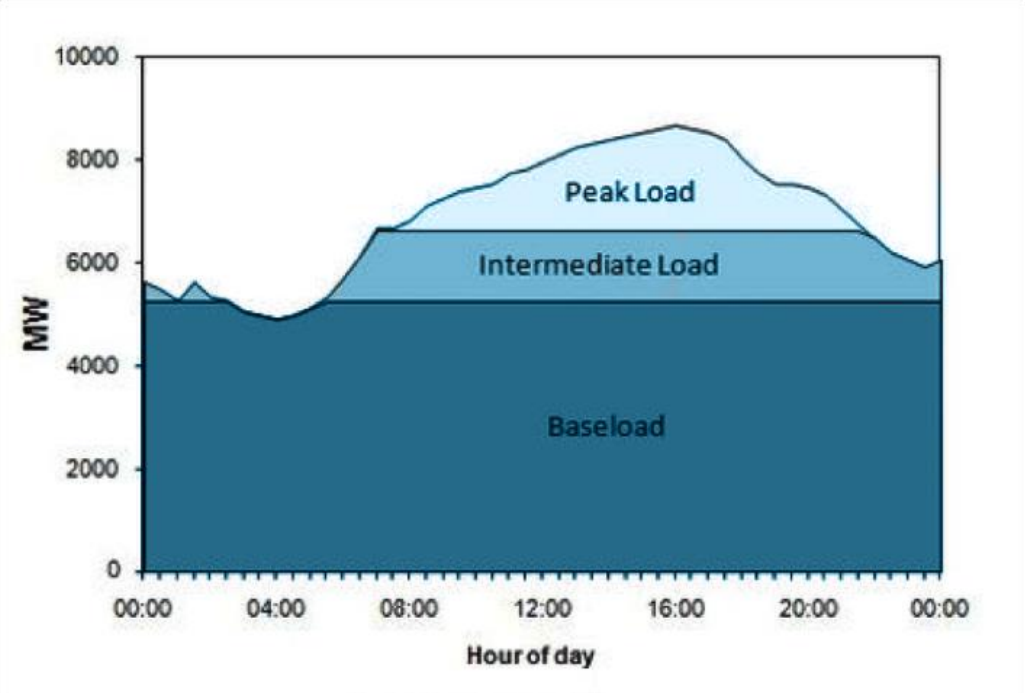
กล่าวถึงการวางแผน ฯ ที่พิจารณาถึงเงื่อนไขพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า ที่เป็นปัจจัยสำคัญในการวางแผนสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มในอนาคต โดยจะระบุว่าพื้นที่แต่ละภูมิภาคนั้นมีประเภทโรงไฟฟ้าชนิดใดบ้างที่เหมาะสม ดังนั้นทำให้ผลการวางแผนมีแนวโน้มเป็นไปได้จริงในทางปฏิบัติ แต่ในบทความนี้ไม่ได้พิจารณาถึงการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งเป็นอีกเงื่อนไขหนึ่งที่จะนำมาพิจารณาเพิ่มเติมต่อในวิทยานิพนธ์

2.3 แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้านั้น ทำให้การวางแผนนี้ตอบโจทย์การจัดการการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เพราะในอนาคตความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะเกิดความผันผวน เนื่องจากการเข้ามาของพลังงานทางเลือกที่มาช่วยผลิตไฟฟ้าให้กับระบบ ส่งผลกระทบต่อการจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลืออยู่ ซึ่งโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์จะต้องผลิตกำลังไฟฟ้าที่มีความแตกต่างกันมากในแต่ละชั่วโมง อาจจะทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าที่ไม่เพียงต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ในอนาคต ดังนั้น จึงต้องทำการศึกษาถึงพื้นฐานลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะสอดคล้องกับลักษณะการใช้ชีวิตของคนในประเทศ และมีการเปลี่ยนแปลงได้ทุกเมื่อ เมื่อเทคโนโลยีในระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงหรือพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไป ทำให้ข้อมูลนี้มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า รวมถึงการจัดสรรเชื้อเพลิงให้เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าในระดับต่าง ๆ ดังนั้น เมื่อนำข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงมาพล็อตกราฟจะเห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของโหลดในแต่ละช่วงเวลาที่แตกต่างกันไป ซึ่งสามารถจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เป็น 3 กลุ่มคือ Base Load, Intermediate Load และ Peak Load [8] ดังภาพที่ 2.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 2.1การจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า จากกราฟ Daily Load Curve

Base Load คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงฐานของกราฟ Daily Load Curve ซึ่งมีชั่วโมงการทำงานที่คงที่และต่อเนื่อง แทบไม่มีการเปลี่ยนแปลงของโหลด

Intermediate Load คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางของกราฟ Daily Load Curve มีชั่วโมงการทำงานปานกลาง และมีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระดับปานกลาง

Peak Load คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงบนของกราฟ Daily Load Curve มีชั่วโมงการทำงานที่น้อยมาก และมีการเปลี่ยนแปลงของโหลดอย่างรวดเร็ว

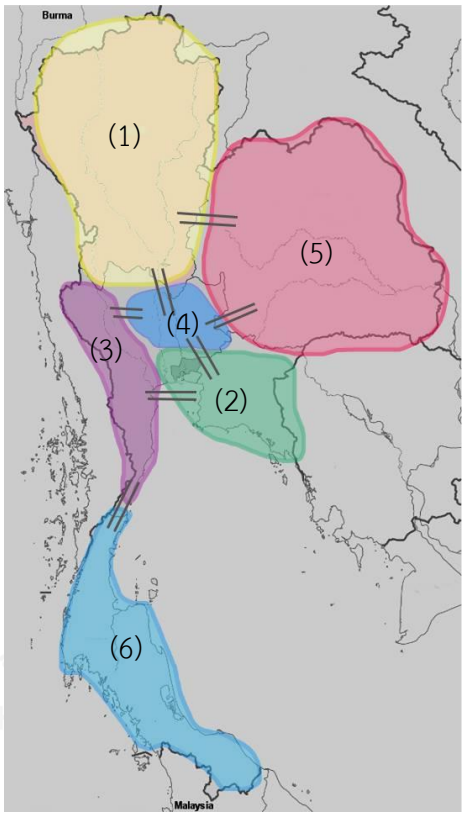
โดยรายละเอียดประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อการเดินเครื่องในลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งสามรูปแบบนี้จะอธิบายโดยละเอียดในหัวข้อถัดไป จากข้อมูลที่กล่าวไปแล้วข้างต้น สามารถแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าดังภาพที่ 2.1 ทำให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคตมีความสอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าเช่นกัน

2.4 แนวคิดการแบ่งเขตระบบไฟฟ้าของประเทศไทยออกเป็นภูมิภาค

แนวทางในการแบ่งเขตระบบไฟฟ้าของประเทศไทยออกเป็นภูมิภาค ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการแบ่งเขตพื้นที่ให้สอดคล้องกับการบริหารจัดการแหล่งเชื้อเพลิงตามภูมิภาคเพื่อจัดกลุ่มพิจารณากำหนดทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่ในเขตพื้นที่ก่อน เช่น ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า แหล่ง

เชื้อเพลิงที่มีในเขตพื้นที่หรือภูมิภาคนั้นสามารถจัดหาได้ เป็นต้น โดยรูปแบบในการแบ่งเขตพื้นที่ย่อยไม่มีรูปแบบที่ตายตัว โดยในที่นี้จะแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง ซึ่งครอบคลุมการพิจารณาเงื่อนไขด้านการกระจายระบบผลิตไฟฟ้าหรือการบริหารแหล่งเชื้อเพลิงตามภูมิภาค

ดังนั้นการแบ่งเขตพื้นที่ที่จะถูกพิจารณาในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง ได้แก่ (1) เขตภาคเหนือ (2) เขตภาคกลางฝั่งตะวันออก (3) เขตภาคกลางฝั่งตะวันตก (4) เขตภาคกลางตอนบน (5) เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และ (6) เขตภาคใต้ ภาพที่ 2.2



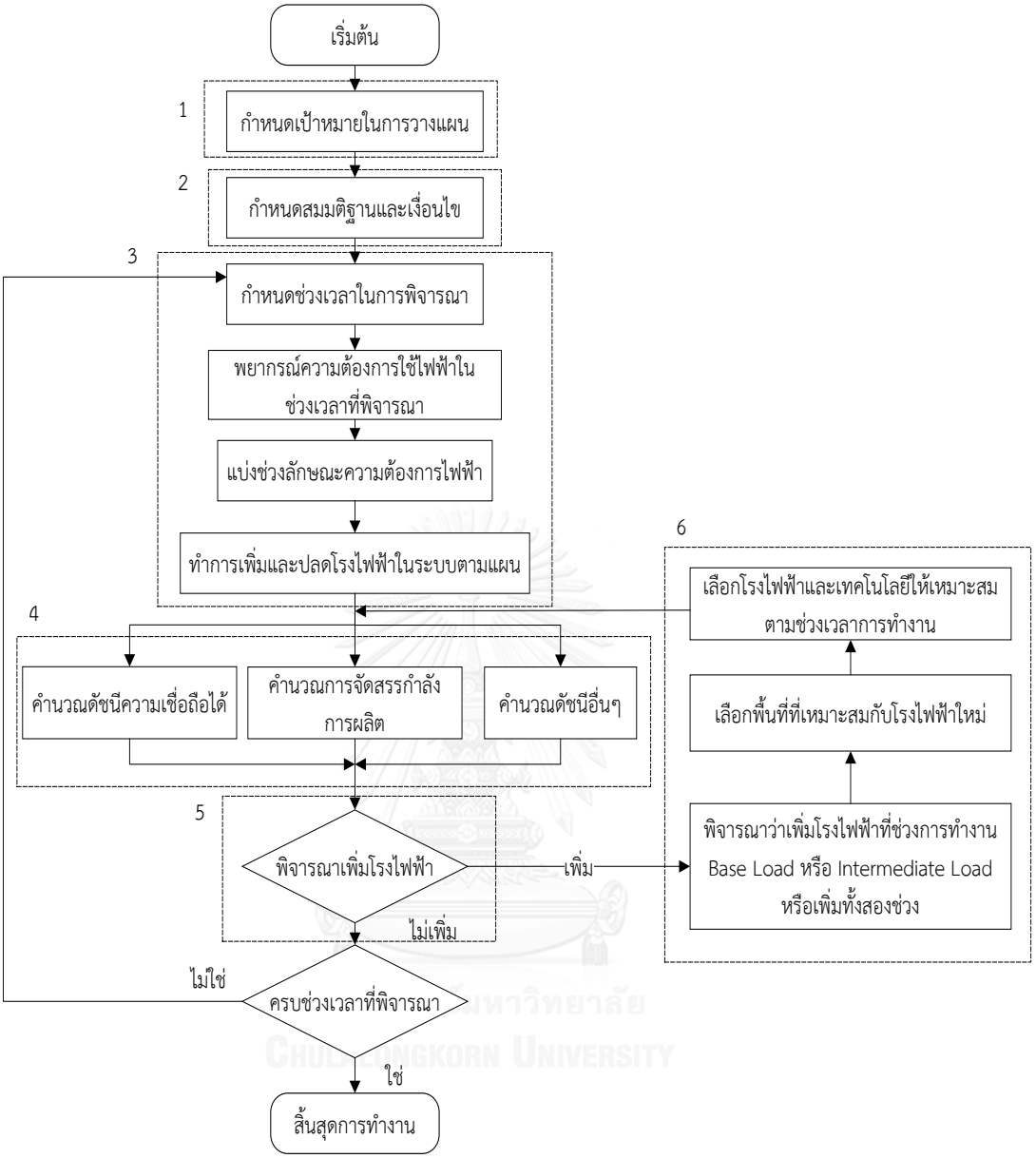
ภาพที่ 2.2 การแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง

เมื่อกำหนดเขตพื้นที่ดังที่กล่าวข้างต้นแล้ว ข้อมูลที่จะต้องกำหนดต่อไปคือ ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังพื้นที่ข้างเคียงหรือรับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ข้างเคียงด้วยสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-line) โดยสายส่งแต่ละเส้นจะมีความสามารถจำกัดอยู่ค่า ๆ หนึ่ง

2.5 ภาพรวมขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อนำการพิจารณาทางด้านลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ามาประกอบการวางแผนนั้น มีวัตถุประสงค์ให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มผันผวนมากขึ้น จากการนำพลังงานทางเลือกเข้ามาสู่ในระบบ ดังนั้นการผลิตไฟฟ้ายังคงต้องสามารถปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลงได้อย่างเหมาะสม และไม่ทำให้เกิดเหตุการณ์การจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า นอกจากนี้ยังคงพิจารณาปัจจัยแวดล้อมต่าง ๆ เช่น ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เป็นต้น ให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมด้วยเช่นกัน กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และเงื่อนไขพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าสามารถสรุปขั้นตอนการวางแผนเป็นได้ดังแผนภาพที่ 2.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 2.3 สรุปขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตโดยคำนึงถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และเงื่อนไขพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า

ขั้นตอนการดำเนินงานมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. **กำหนดเป้าหมายในการวางแผน**

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในรูปแบบนี้ ต้องการให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความผันผวนของโหลดในอนาคตได้ โดยมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจะต้องต่ำที่สุดภายใต้เงื่อนไขดังกล่าว

2. **การกำหนดสมมติฐานและเงื่อนไขในการวางแผน**

ในกระบวนการนี้ การกำหนดสมมติฐานขึ้นมานั้นจะช่วยให้การคำนวณดัชนีต่างๆ และการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตไม่ซับซ้อนมากจนเกินไป แต่ยังคงอยู่บนพื้นฐานความเป็นจริงของระบบไฟฟ้า และยังเป็นแนวทางที่ใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคตได้ ส่วนเงื่อนไขในการวางแผนนั้น อาจจะเป็นไปตามนโยบายของภาครัฐ การจัดสรรการใช้เชื้อเพลิง เนื่องจากทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด ข้อจำกัดการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เป็นต้น

3. **การจัดหาข้อมูล**

เมื่อรู้ถึงข้อกำหนดและสมมติฐานแล้วนั้น ต่อมาจะต้องจัดเตรียมข้อมูลเพื่อใช้ประกอบการวิเคราะห์การวางแผน โดยทำการรวบรวมข้อมูลระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน คือข้อมูลโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบทั้งหมด จากนั้นกำหนดช่วงเวลาที่ทำการพิจารณาให้คลอบคลุมแผน เช่น 20 ปีล่วงหน้า เมื่อทราบระยะเวลาแล้วก็ทำการพยากรณ์ข้อมูลต่างๆ ที่สำคัญจะต้องกำหนดข้อมูลโรงไฟฟ้าที่มีโอกาสจะก่อสร้างเพิ่มในอนาคตด้วย และกำหนดการแบ่งระยะของลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาที่พิจารณา สามารถสรุปข้อมูลที่ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สรุปข้อมูลที่ต้องใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิต

	ข้อมูล	ประเภท	รายละเอียด
1.	ข้อมูลโรงไฟฟ้า	ข้อมูลทางสถิติ	ข้อมูลเฉพาะของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง
2.	ความต้องการใช้ไฟฟ้า	ข้อมูลทางสถิติ	ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ระยะเวลา 1 ปี ของปีฐาน
3.	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต	ข้อมูลคาดการณ์	ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต

4.	การแบ่งช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	กำหนดขึ้น	แบ่งช่วงข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่งโมงตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า
5.	ราคาเชื้อเพลิงในอนาคต	ข้อมูลคาดการณ์	ค่าพยากรณ์ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
6.	โรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างในอนาคต	กำหนดขึ้น	ข้อมูลเฉพาะของตัวอย่างโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคต
7.	ขนาดสายส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่	ข้อมูลสถิติ	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งระหว่างพื้นที่ที่ติดกัน

4. คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ และดัชนีอื่นๆ

ในขั้นตอนต่อมา เมื่อมีข้อมูลที่จะนำมาวิเคราะห์แล้วนั้น การประเมินความเชื่อถือได้จึงเป็นกระบวนการที่สำคัญที่นำข้อมูลดังกล่าวมาประกอบการประเมินระบบไฟฟ้าว่า ณ เวลาที่กำลังพิจารณาอยู่นี้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่ได้จากการพยากรณ์สำหรับช่วงเวลาต่อไปได้หรือไม่ ซึ่งอาจจะเป็นช่วงเวลาในอีก 1 เดือน หรือ 1 ปีข้างหน้า แต่จะต้องทราบก่อนว่าในช่วงเวลาที่กำลังพิจารณามีโรงไฟฟ้าเหลืออยู่เท่าไหร่เมื่อเพิ่มหรือปลดโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดตามแผนแล้ว และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา จากนั้นสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

นอกเหนือจากดัชนีความเชื่อถือได้ ยังมีดัชนีอื่นๆที่ใช้ประกอบการตัดสินใจสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มในอนาคต หรือเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบแผนการจัดหาไฟฟ้าที่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดขึ้นมา โดยสรุปดัชนีที่จำเป็นต้องใช้ ดังต่อไปนี้

1) ดัชนีความเชื่อถือได้ เช่น ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation; LOLE) ดัชนีกำลังผลิตสำรอง (Reserved Margin; RM)
2) ดัชนีด้านสิ่งแวดล้อม เช่น ดัชนีที่บ่งบอกถึงปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย
3) ดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ เช่น ดัชนีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย
4) ดัชนีทางด้านนโยบาย เช่น สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
5) ดัชนีอื่นๆ เช่น การไหลของกำลังไฟฟ้าในเครือข่าย (Network Flow) หรือการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-line Flow)

5. การพิจารณาเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนนี้จะต้องทราบว่าจะต้องทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าไปหรือไม่ ซึ่งการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าอาจจะมีสาเหตุมากจากดัชนีความเชื่อถือได้ที่กล่าวไปข้างต้นไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ หรือระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงไม่เป็นไปตามเกณฑ์ของนโยบาย หรือโรงไฟฟ้าปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

สำหรับการพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งเกณฑ์ในการประเมินได้ 2 รูปแบบคือ วิธีการ Deterministic โดยใช้การประเมินกำลังผลิตสำรอง หรือวิธีการ Probabilistic ใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ถ้าระบบไฟฟ้าไม่ผ่านการประเมินในรูปแบบใดรูปแบบหนึ่งถือว่าระบบไฟฟ้าไม่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในทันที จะต้องวางแผนเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าต่อไป และจะต้องทราบต่อว่าจะเพิ่มโรงไฟฟ้าสำรับผลิตไฟฟ้าในช่วงใดของลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ได้แบ่งไว้ ซึ่งจะดำเนินงานต่อในขั้นตอนถัดไป

เมื่อพิจารณาด้านสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าว่า ณ ขณะนั้น มีค่าสัดส่วนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ ถ้าไม่ก็จะต้องทำการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า โดยการเพิ่มโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดที่ยังมีสัดส่วนต่ำอยู่เข้าสู่ระบบที่ละ 1 โรงไฟฟ้า ถึงแม้โรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าไปอาจจะไม่ใช่โรงไฟฟ้าที่ต้นทุนต่ำสุดก็ตาม แล้วพิจารณาดัชนีนี้อีกครั้งจนกว่าจะผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้

การพิจารณาด้านการปลดปล่อย CO_2 ใช้รูปแบบเดียวกันในการพิจารณาเพิ่มกำลังการผลิตจะต้องเลือกเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีค่าสัดส่วนการปลดปล่อย CO_2 ต่ำสุดก่อน แม้จะไม่ใช่โรงไฟฟ้าที่มีราคาต้นทุนต่ำที่สุดก็ตาม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6. การพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้า

ขั้นตอนนี้เมื่อเราทราบแล้วว่าจะต้องทำการเพิ่มกำลังผลิตเข้าไปในระบบ ณ เวลาใดเวลาหนึ่งในอนาคต และทราบดัชนีที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่ผ่านเกณฑ์การประเมินความเชื่อถือได้แล้วนั้น จะต้องทำการพิจารณาถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ากับการเลือกโรงไฟฟ้าเข้าระบบด้วยซึ่งมีความสัมพันธ์กันอยู่ โดยที่จะต้องทราบว่าปัญหาที่ทำให้ต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตมาจากเหตุอะไร ถ้าเป็นการจ่ายกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า แสดงว่าจะต้องมีโรงไฟฟ้าที่ทำงานอยู่ในช่วงของ Base Load หรือช่วง Intermediate Load หรือทั้งสองส่วน จ่ายกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอส่วนในช่วงของ Peak Load นั้นจะกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำทำหน้าที่จ่ายอยู่แล้วดังนั้นสามารถสรุปกรณีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าได้ดังต่อไปนี้

กรณีที่ 1 ช่วง Base Load โรงไฟฟ้าที่ทำงานในช่วงนี้จ่ายกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอ ทำให้ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการทำงานในช่วงดังกล่าว

กรณีที่ 2 ช่วง Intermediate Load โรงไฟฟ้าที่ทำงานในช่วงนี้จ่ายกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอ โรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาเพิ่มในช่วงนี้ก็ต้องมีประสิทธิภาพในการเพิ่มและลดกำลังการผลิตได้อย่างรวดเร็วกว่า โรงไฟฟ้าในกรณีที่ 1

กรณีที่ 3 ทั้งช่วง Base Load และ Intermediate Load จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ไม่เพียงพอ ทำให้ต้องวางแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าทั้งสองช่วงให้เหมาะสม

เมื่อทราบแล้วว่าจะต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าเพื่อทำงานในช่วงไหนของลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ก็จะต้องพิจารณาหาพื้นที่ที่เหมาะสมจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ประจำพื้นที่แล้วเรียงลำดับพื้นที่ที่ควรจะสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเป็นอันดับแรก โดยที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดข้อมูลเฉพาะโรงไฟฟ้าไว้ทุกชนิด ที่มีโอกาสสร้างเพิ่มในอนาคตขึ้นมาก่อนไว้เป็นฐานข้อมูลแยกตามพื้นที่ เพื่อคัดเลือกโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบตามเป้าหมายหรือข้อจำกัดต่างๆที่พิจารณาไว้แล้ว ซึ่งจะเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทีละ 1 หรือ 2 (กรณีที่ 3) โรง แล้วกลับไปสู่ขั้นตอนที่กล่าวมาข้างต้น คำนวณหาดัชนีต่างๆ แล้วจึงเพิ่มโรงไฟฟ้าอีกครั้งถ้ายังไม่ผ่านเกณฑ์เงื่อนไขที่พิจารณา ทำซ้ำจนระบบไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ที่กำหนดทั้งหมด ซึ่งจะได้ข้อมูลสถานะของระบบไฟฟ้าที่มีจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดสำหรับนำไปพิจารณาในช่วงเวลาถัดไป ดำเนินตามขั้นตอนซ้ำเรื่อยๆจนครบระยะเวลาที่กำหนดในการจัดทำแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

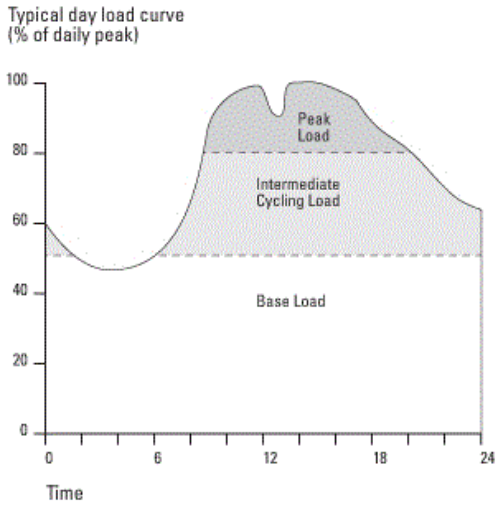
บทที่ 3
ความสัมพันธ์ระหว่างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ากับการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้า

ในการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้า จะต้องเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบที่จะก่อสร้างเพิ่มเติม ซึ่งการพิจารณาแค่ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในทุก ๆ ปีแล้วสร้างโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำสุด และสอดคล้องกับปริมาณเชื้อเพลิงที่กำหนด อาจจะไม่เพียงพอแล้ว ดังนั้นจำเป็นต้องพิจารณาด้านอื่นควบคู่ไปด้วย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ พิจารณาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าประกอบการวางแผน จึงต้องศึกษาหลักการในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าให้ชัดเจนทั้ง 3 ช่วง เพื่อให้มีหลักการที่ถูกต้องตามหลักวิชาการ เพราะค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีการเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นในการแบ่งช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าก็จะต้องมีรูปแบบที่แตกต่างไปเช่นกัน เพราะขึ้นอยู่กับพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้า ที่สำคัญโรงไฟฟ้าแต่ละชนิดมีคุณสมบัติและความเหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่เหมือนกัน โดยรายละเอียดคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าที่พิจารณาคือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ เนื่องจากโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะถูกนำมาจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

3.1 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ากับคุณสมบัติของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีคุณสมบัติ ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือตามลักษณะการจ่ายโหลดที่แตกต่างกันไป โดยสามารถแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เป็น 3 ระดับ [9] ดังภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 กราฟ Daily Load Curve กับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ระดับที่ 1 โรงไฟฟ้าสำรองเมื่อมีโหลดสูง (Peak Load Plant)

โดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ในลักษณะเป็นโรงไฟฟ้าสำรองที่สามารถจ่ายโหลดสูงๆได้ ในช่วงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) จะต้องเป็นโรงไฟฟ้าที่สามารถถูกสั่งให้เดินเครื่องเพิ่มขึ้นมาตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง นอกจากนี้ยังเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องได้รวดเร็ว

ระดับที่ 2 โรงไฟฟ้าขนาดกลาง (Intermediate Load Plant)

ในส่วนของช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าส่วนกลางของกราฟ Load Duration Curve จะมีชั่วโมงการทำงานปานกลาง (Intermediate Load) ต้องการโรงไฟฟ้าที่มีค่า Plant Factor ปานกลาง นอกจากนี้ยังต้องสามารถเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องได้ในวันเดียวกัน

ระดับที่ 3 โรงไฟฟ้าหลัก (Base Load Plant)

เป็นความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงฐานที่มีระยะเวลาการทำงานยาวนาน จึงต้องการโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องสม่ำเสมอ หรือมีค่า Plant Factor สูง ซึ่งเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องด้วยกำลังผลิตคงที่และที่สำคัญต้นทุนการเดินเครื่องต่ำ

3.2 คุณสมบัติของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าที่พิจารณาในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตนั้น ในขั้นตอนของการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจะมีแต่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่ทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สามารถควบคุมการสั่งเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องได้ ทำให้สามารถทราบได้ว่าโรงไฟฟ้าชนิดไหนที่ควรจะก่อสร้างเพิ่มเพื่อรองรับความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างเหมาะสม โดยรายละเอียดโรงไฟฟ้าที่พิจารณามีดังต่อไปนี้ [10-13]

3.2.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant)

โรงไฟฟ้านี้มีกระบวนการผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง แล้วนำไปต้มน้ำให้ได้เป็นไอน้ำที่มีแรงดันและอุณหภูมิสูง เพื่อไปขับดันกังหันไอน้ำที่มีเพลาต่อเชื่อมอยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากนั้นไอน้ำจะถูกกลั่นตัวเป็นหยดน้ำที่เครื่องควบแน่น และจะถูกส่งกลับไปรับความร้อนในหม้อน้ำต่อไป เชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิต จะใช้น้ำมันเตาหรือถ่านหิน

ข้อดีของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

- มีความเหมาะสมที่จะใช้เป็นโรงไฟฟ้าที่เป็นฐานการผลิต (Base Load)
- ต้นทุนในการเดินเครื่องต่ำ

- เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้ามีราคาถูก

ข้อเสียของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

- การเริ่มเดินเครื่องใช้เวลานาน ประมาณ 2-3 ชั่วโมง
- มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- มีขี้เถ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหิน ต้องใช้พื้นที่ในการจัดเก็บจำนวนมาก

3.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์จะใช้พลังงานความร้อนจากปฏิกิริยาแตกตัวทางนิวเคลียร์ (Nuclear Fission Reaction) ทำให้น้ำกลายเป็นไอน้ำที่มีแรงดันสูง แล้วไอน้ำนี้จะไปหมุนกังหันไอน้ำ ซึ่งเชื่อมต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะชดเชยการใช้เชื้อเพลิงประเภท น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินได้

ข้อดีของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

- เป็นโรงไฟฟ้าสะอาดไม่สร้างผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เนื่องจากไม่ปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ปริมาณมาก เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มั่นคง
- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำ เนื่องจากเชื้อเพลิงมีราคาถูก
- สามารถสร้างโรงไฟฟ้าให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสูงได้ และเดินเครื่องต่อเนื่องเป็นเวลานานได้

ข้อเสียของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

- ไม่เป็นที่ยอมรับของสาธารณชน เรื่องความปลอดภัย
- ใช้เงินในการลงทุนก่อสร้างสูง และระบบป้องกันความปลอดภัย
- กฎเกณฑ์ในการเลือกที่ตั้งมีข้อกำหนดมากมาย
- ต้องนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ
- จะต้องมีสถานที่กักเก็บสารกัมมันตรังสี
- ใช้เทคโนโลยีในการผลิตสูง

3.2.3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combine Cycle Power Plant)

โรงไฟฟ้านี้มีลักษณะการทำงาน 2 ระบบร่วมกันคือ ระบบโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ทำงานร่วมกับระบบของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ โดยนำเชื้อเพลิงมาจุดระเบิดเพื่อให้เกิดพลังงานความร้อนไปขับเคลื่อน

กังหันก๊าซในการผลิตไฟฟ้า จากนั้นไอเสียที่เกิดจากการจุดระเบิด จะไปผ่านหม้อน้ำเพื่อต้มน้ำให้กลายเป็นไอแล้วจึงไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ เพื่อผลิตไฟฟ้าได้อีกครั้ง นับว่าเป็นการใช้ประสิทธิภาพของเชื้อเพลิงได้อย่างคุ้มค่า

ข้อดีของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

- ช่วยประหยัดค่าเชื้อเพลิงในหน่วยผลิตไฟฟ้าในระบบกังหันไอน้ำ
- มีความเหมาะสมในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า
- สามารถใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันเตา ในการผลิตไฟฟ้า
- ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าสูงถึง 50% ซึ่งมีประสิทธิภาพดีกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

ข้อเสียของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

- ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าสูง
- กรณีใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จะถูกจำกัดการใช้เชื้อเพลิงจากนโยบายของภาครัฐ
- จะต้องใช้เวลาประมาณหนึ่งในการเริ่มเดินเครื่องในโรงไฟฟ้าแต่เร็วกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ดังนั้นจึงเหมาะกับการผลิตไฟฟ้าในช่วง Base Load

3.2.4 โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (Gas Turbine Power Plant)

โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สจะใช้กระบวนการอัดอากาศให้มีความดันสูง 8-10 เท่า แล้วส่งอากาศเข้าไปที่ห้องเผาไหม้ ทำให้เกิดการขยายตัว มีความดันและอุณหภูมิสูงไปขับดันใบกังหันที่เพลาเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อทำการผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล

ข้อดีของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส

- สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าเสริมเข้าระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- ใช้เวลาในการเริ่มเดินเครื่องไม่นาน เหมาะที่จะทำการผลิตไฟฟ้าเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ในช่วง Intermediate Load และ Peak Load
- ใช้เวลาในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและติดตั้งน้อยกว่าโรงไฟฟ้าประเภทอื่น

ข้อเสียของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส

- เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีราคาสูง ต้องจัดซื้อจากต่างประเทศ
- เครื่องกังหันแก๊สมีราคาสูง

3.2.5 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydroelectric Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้แรงดันของน้ำไปหมุนเครื่องกังหันน้ำ โดยใช้น้ำในลำน้ำธรรมชาติเป็นพลังงานในการเดินเครื่อง ซึ่งจะสร้างเขื่อนปิดกั้นแม่น้ำไว้เป็นอ่างเก็บน้ำ ให้มีระดับน้ำอยู่ในที่สูงจนมีปริมาณน้ำมากเพียงพอที่จะเปลี่ยนแรงดันน้ำเป็นพลังงานกลที่จะไปหมุนเพลาที่เชื่อมต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า

ข้อดีของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

- สามารถเดินเครื่องได้รวดเร็วมากภายใน 5 นาที
- การผลิตไฟฟ้าเหมาะสมกับช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)
- ค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำมาก
- ไม่มีมลภาวะ
- ไม่ต้องสำรองเชื้อเพลิงไว้ใช้ผลิตไฟฟ้า

ข้อเสียของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

- ค่าใช้จ่ายในการสร้างโรงไฟฟ้าและเขื่อนสูง
- กำลังผลิตไฟฟ้าไม่แน่นอนขึ้นกับปริมาณน้ำในเขื่อน
- อยู่ห่างไกลจากแหล่งที่ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ทำให้เสียค่าใช้จ่ายสูงในการสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้า
- เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเมื่อสร้างเขื่อน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.2.6 โรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน (Smart Gas Engine Power Plant)

โรงไฟฟ้าชนิดนี้ได้ถูกพัฒนาขึ้นมา ซึ่งในไทยยังไม่เป็นที่แพร่หลาย แต่การทำงานของโรงไฟฟ้านี้สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผันผวนได้เป็นอย่างดี และเชื้อเพลิงที่ใช้คือ เชื้อเพลิงเหลวหรือก๊าซธรรมชาติ โดยกระบวนการทำงานจะอาศัยการรวมตัวกันระหว่างก๊าซธรรมชาติและอากาศก่อนที่จะถูกอัดเข้าไปในระบบ โดยแรงดันจะไม่มากเท่ากับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ แล้วจึงส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ต่อไป

ข้อดีของโรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน

- สามารถเดินเครื่องพร้อมจ่ายกำลังไฟฟ้าได้รวดเร็วมากภายใน 3 นาที
- การผลิตไฟฟ้าเหมาะสมกับช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) และช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงปานกลาง (Intermediate Load)
- ปริมาณการปลดปล่อย NO_x และ CO_2 ต่ำ

- ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้ามากกว่า 40%

ข้อเสียของโรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน

- ต้นทุนค่าติดตั้งค่อนข้างสูง

โรงไฟฟ้าที่ได้กล่าวมาข้างต้น จะเป็นโรงไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าตามช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้า และยังเป็นโรงไฟฟ้าที่ทาง กฟผ. สามารถควบคุมการสั่งเดินเครื่องได้ตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการ ยกเว้นโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ดันนั้นจึงต้องทำการศึกษาถึงความเร็วในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต่อไป

3.3 การเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

การจัดสรรว่าโรงไฟฟ้าไหนควรจะผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาไหนเป็นสิ่งที่สำคัญเพราะการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการนั้นจะต้องมีเวลาสำหรับการเริ่มเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่อง หรือการเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาดังกล่าว โดยดัชนีที่จะบ่งบอกว่าโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีระยะเวลาเท่าใดในหน่วยนาที ที่จะเพิ่มหรือลดกำลังผลิตในหน่วย MW คือ Ramp Rate (MW/นาที) เมื่อทราบค่าเฉพาะแต่ละโรงไฟฟ้าจะทำให้การวางแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ง่ายขึ้นเพราะจะทราบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่งๆ จะต้องให้โรงไฟฟ้ากี่โรงเริ่มเดินเครื่องเตรียมไว้ เนื่องจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจะต้องมีระยะเวลาเตรียมความพร้อมก่อนเสมอ หรือว่าต้องการลดหรือเพิ่มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้านั้นๆจะต้องใช้เวลานานเท่าใด [14]

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาข้อมูลของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทว่ามีค่า Ramp Rate เป็นอย่างไร เพื่อนำมาวิเคราะห์ถึงประเภทโรงไฟฟ้าที่จะผลิตไฟฟ้าให้ได้ทันตามช่วงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เหมาะสมที่สุด โดยสามารถสรุปค่า Ramp Rate แยกตามประเภทโรงไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 3.1 [15-18]

ตารางที่ 3.1 ค่า Ramp Rate แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	Ramp Up Rate (% of Capacity/min)	Ramp Down Rate (% of Capacity/min)	ระยะเวลาเริ่มเดินเครื่อง Up Time (นาที)	ระยะเวลาหยุดการหยุดเดินเครื่อง Down Time (นาที)
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	3	4.4	4 - 48 (ชั่วโมง)	8 - 24 (ชั่วโมง)
โรงไฟฟ้านิวเคลียร์	1.7	1.7	60	60
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	5	5	60	60
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	8.33	8.33	2 - 20	2 - 20
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	40	40	1-5	1-5
โรงไฟฟ้าสมาร์ทก๊าซเอนจิน	25	70	3	3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

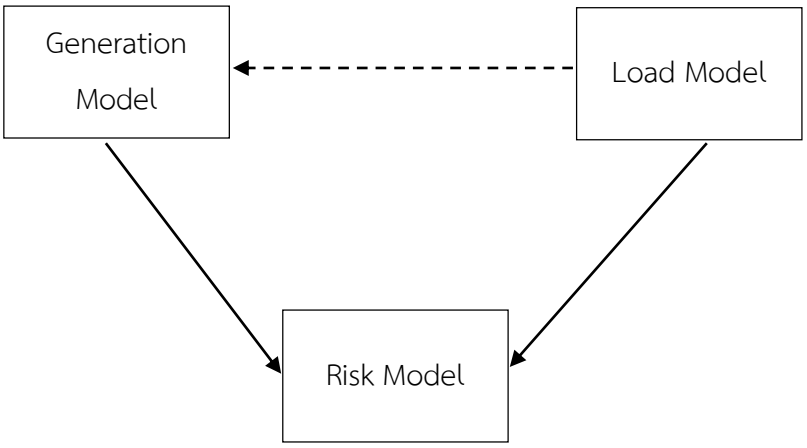
บทที่ 4
การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้า

การศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านั้น เป็นเรื่องของการคาดการณ์ล่วงหน้าถึงเหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตที่อาจจะได้รับผลกระทบจากการหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือการเกิดเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้ล่วงหน้าของระบบไฟฟ้าก็ตาม ซึ่งเป็นวิธีช่วยในการตัดสินใจวางแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบ โดยพื้นฐานความเชื่อถือได้นั้นจะพิจารณาอยู่ 2 กรณี ได้แก่ ความเพียงพอของระบบ (System Adequacy) คือ ความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่จะจ่ายพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า รวมถึงจัดให้มีการวางแผนการผลิตและหยุดซ่อมโรงไฟฟ้าอย่างเหมาะสม และความมั่นคงของระบบ (System Security) คือ การพิจารณาถึงความมีเสถียรภาพของระบบ ความสามารถในการจัดการแก้ไขเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เช่น การเกิดไฟฟ้าลัดวงจร หรือการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าฉุกเฉิน เช่น มีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่หลุดออกจากระบบ เป็นต้น โดยจะใช้ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพต่างๆในการประเมิน

ในการประเมินความเชื่อถือได้ระยะยาวในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาถึงความเพียงพอของระบบเท่านั้น เฉพาะระบบผลิตไม่พิจารณารายละเอียดของระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า และที่สำคัญพิจารณาถึงความเชื่อถือได้ของระบบผลิตที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ โดยจะใช้ข้อมูลการส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างสายส่งที่เชื่อมระหว่างพื้นที่ (Tie-line Capacity) เพื่อประเมินความเชื่อถือได้จำเพาะพื้นที่ที่สนใจ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ขั้นตอนในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเริ่มจากการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า (Generation Model) จากข้อมูลโรงไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Model) จากรูปแบบการใช้ไฟฟ้าฐาน (Load Profile) ร่วมกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) จากนั้นนำแบบจำลองทั้งสองมาพิจารณาเพื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยง (Risk Model) [18] ดังภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

โดยวิธีการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองความเสี่ยง จะมีอธิบายไว้อย่างละเอียดในหัวข้อถัดไป

4.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

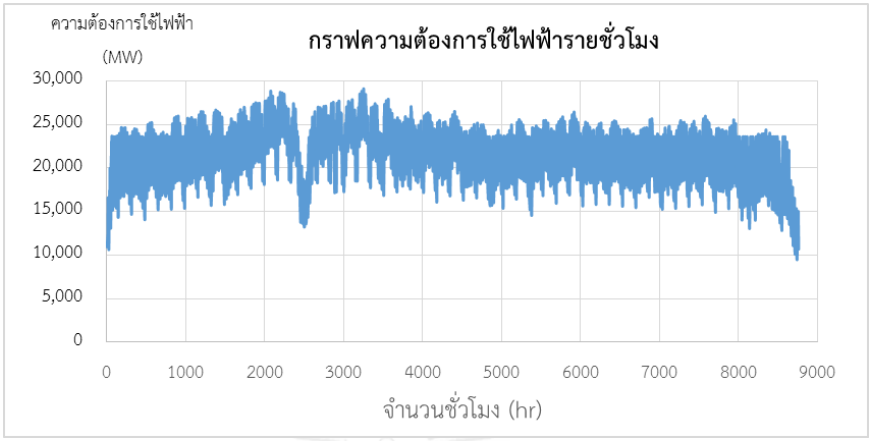
แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นการแสดงให้เห็นถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง ๆ ที่ไม่มีความสม่ำเสมอ เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับวางแผนในการจัดระบบผลิตให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยพื้นฐานจะแสดงในลักษณะของ กราฟของโหลด (Load Curve) คือ เส้นโค้งแสดงค่าชั่วขณะของโหลดจริงที่กำลังใช้งานอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นๆลงๆตลอดเวลา ตามระยะเวลา นอกจากนี้ยังแสดงกราฟความยาวนานในการใช้ไฟฟ้า (Load Duration Curve) ซึ่งทั้งสองกราฟมีความสัมพันธ์กัน สามารถแปลงกลับระหว่างกันได้ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

4.1.1 เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง

เส้นโค้งโหลดนี้สามารถพิจารณาได้ในแต่ละช่วงเวลา โดยที่แบ่งระยะเวลาเป็นทุกๆชั่วโมงจึงเรียกได้ว่า “เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง” (Hourly Load Curve) โดยแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี (Yearly Load Curve or Annual Load Curve) ตามรูปแบบของการใช้ไฟฟ้า ดังตัวอย่างของ เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงของปี พ.ศ. 2556 แสดงในภาพที่ 4.2

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบนี้ จะมีสมมติฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าคือ ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีมีแนวโน้มที่คล้ายคลึงกัน ทำให้สามารถสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้ โดยอาศัยข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของปีฐานประกอบกับค่า

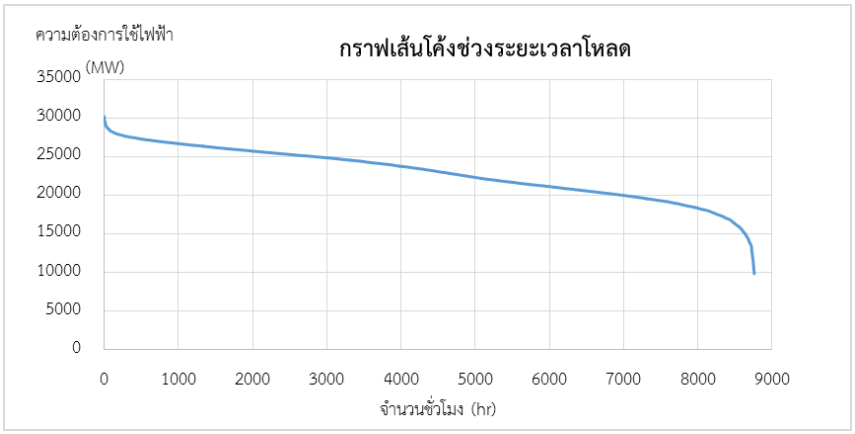
พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต ทำให้ทราบข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในปีที่เราพิจารณาในอนาคตได้



ภาพที่ 4.2 กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปี พ.ศ. 2556

4.1.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าประเภทของเส้นโค้งระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve) คือ การนำเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง จากหัวข้อ 4.1.1 มาเขียนในลักษณะเรียงลำดับการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปสู่การใช้ไฟฟ้าต่ำสุด ตามระยะเวลาในการใช้โหลดแต่ละระดับ ตามกราฟของโหลด ดังภาพที่ 4.3 ตัวอย่างของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใน 1 ปี โดยที่พื้นที่ใต้กราฟแสดงถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงเวลาที่พิจารณา

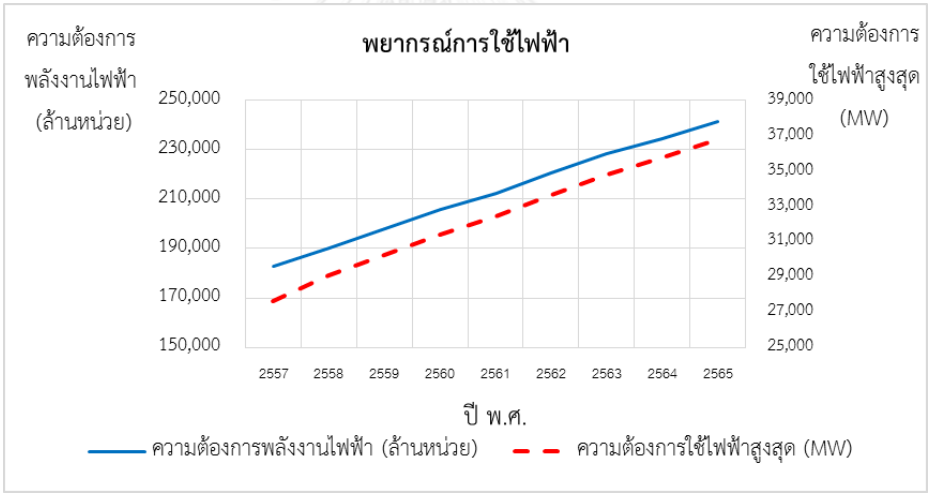


ภาพที่ 4.3 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใน 1 ปี

ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าข้อมูลการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ทั้งสอบรูปแบบมีความสัมพันธ์กันอย่างเป็นระบบ (แบบ 1 ต่อ 1) ทำให้ข้อมูลดังกล่าวสามารถแปลงกลับระหว่างกันได้

4.1.3 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

ข้อมูลที่ต้องใช้ในการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้น จะต้องมีข้อมูลการพยากรณ์ ได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) เพื่อที่จะได้ทราบว่าแต่ละปีมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปริมาณเท่าใด จะได้ทำการวางแผนลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคต และความต้องการพลังงานไฟฟ้าตลอดปี (Annual Energy Demand) ทำให้ทราบปริมาณเชื้อเพลิงที่จะต้องจัดหาเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้นความถูกต้องแม่นยำของวิธีการและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นที่สิ่งที่สำคัญในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ตัวอย่างข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ดังภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 สถิติและค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า

จากข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี นำข้อมูลมาประกอบกับรูปแบบการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) ของปีฐาน โดยปีที่ใช้พิจารณาเป็นปีฐานคือ ปี พ.ศ. 2556 นอกจากนี้ยังรวมไปถึงเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดปีฐานแล้วทำการปรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าให้เท่ากับค่าพยากรณ์ จากนั้นทำการแปลงเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดให้กลับมาเป็นเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง โดยขั้นตอนการสร้างแบบจำลองความ

ต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งทำการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าการพยากรณ์ สรุปได้เป็นขั้นตอนตามภาพที่ 4.5 และมีรายละเอียดแต่ละขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. นำเข้าข้อมูลรูปแบบการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) ของปีฐาน
2. แปลงเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงของปีฐานให้เป็นเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด
3. คำนวณอัตราส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีฐาน (Energy Ratio) ดังสมการที่ (4.1)

$$Energy\ ratio = \frac{E_{fc}}{E_{base}} \tag{4.1}$$

โดยที่ E_{fc} คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีที่พิจารณา
E_{base} คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าปีฐาน
$Energy\ ratio$ คือ สัดส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าปีฐาน

4. นำข้อมูลจากเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของปีฐานทุกชั่วโมงมาคูณด้วยค่า Energy Ratio ดังสมการที่ (4.2) ทำให้ได้เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใหม่

$$LDC_{temp} = Energy\ ratio\ \times LDC_{base} \tag{4.2}$$

โดยที่ LDC_{base} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดปีฐาน
LDC_{temp} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใหม่

5. กำหนดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปีที่พิจารณา ดังสมการที่ (4.3)

$$P_{min,fc} = k\ \times P_{max,fc} \tag{4.3}$$

โดยที่ $P_{max,fc}$ คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา
k คือ สัดส่วนระหว่างค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยค่าตั้งต้น (default) ของสัดส่วนระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด

และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดนั้น จะกำหนดให้มีค่าเป็น 0.3625 เพื่อปรับให้เทียบเท่ากับสัดส่วนของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าปีฐาน (ปี พ.ศ. 2556)

6. แบ่งเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดออกเป็น 3 ช่วง โดยช่วงแรกคือ ชั่วโมงที่ 1 ถึง 2000 ช่วงที่สองคือ ชั่วโมงที่ 2001 ถึง 6760 และช่วงที่สามคือ ชั่วโมงที่ 6761 ถึง 8760
7. ปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดในช่วงแรกด้วยสมการที่ (4.4)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{max,fc} - LDC_a}{\max(LDC_{temp}) - LDC_a} \times (LDC_{temp}(t) - LDC_a) + LDC_a \quad (4.4)$$

โดยที่ LDC_a คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 2000

$LDC_{cal}(t)$ คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดใหม่ที่ปรับค่าแล้ว ณ เวลา t

8. ปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดช่วงที่สามด้วยสมการที่ (4.5)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{min,fc} - LDC_b}{\min(LDC_{temp}) - LDC_b} \times (LDC_{temp}(t) - \min(LDC_a)) + P_{min,fc} \quad (4.5)$$

โดยที่ LDC_b คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 6761

Chulalongkorn University

9. คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของ LDC_{new} จากการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในข้อที่ 7. และ 8.
10. ตรวจสอบว่าค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดไว้หรือไม่
11. ถ้าความคลาดเคลื่อนไม่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ให้ทำการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดช่วงที่สองดังนี้

    11.1 ปรับชั่วโมงที่ 2001 ถึง 4380 ด้วยสมการที่ (4.6)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{new} - LDC_c}{LDC_{temp}(4380) - LDC_c} \times \left(LDC_{temp}(t) - LDC_{temp}(4380)\right) + P_{new} \quad (4.6)$$

โดยที่ LDC_c คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 2001

P_{new} คือ ผลรวมระหว่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด ณ ชั่วโมงที่ 4830 กับ $\frac{2 * error * 1000}{4760}$

11.2 ปรับชั่วโมงที่ 4381 ถึง 6760 ด้วยสมการที่ (4.7)

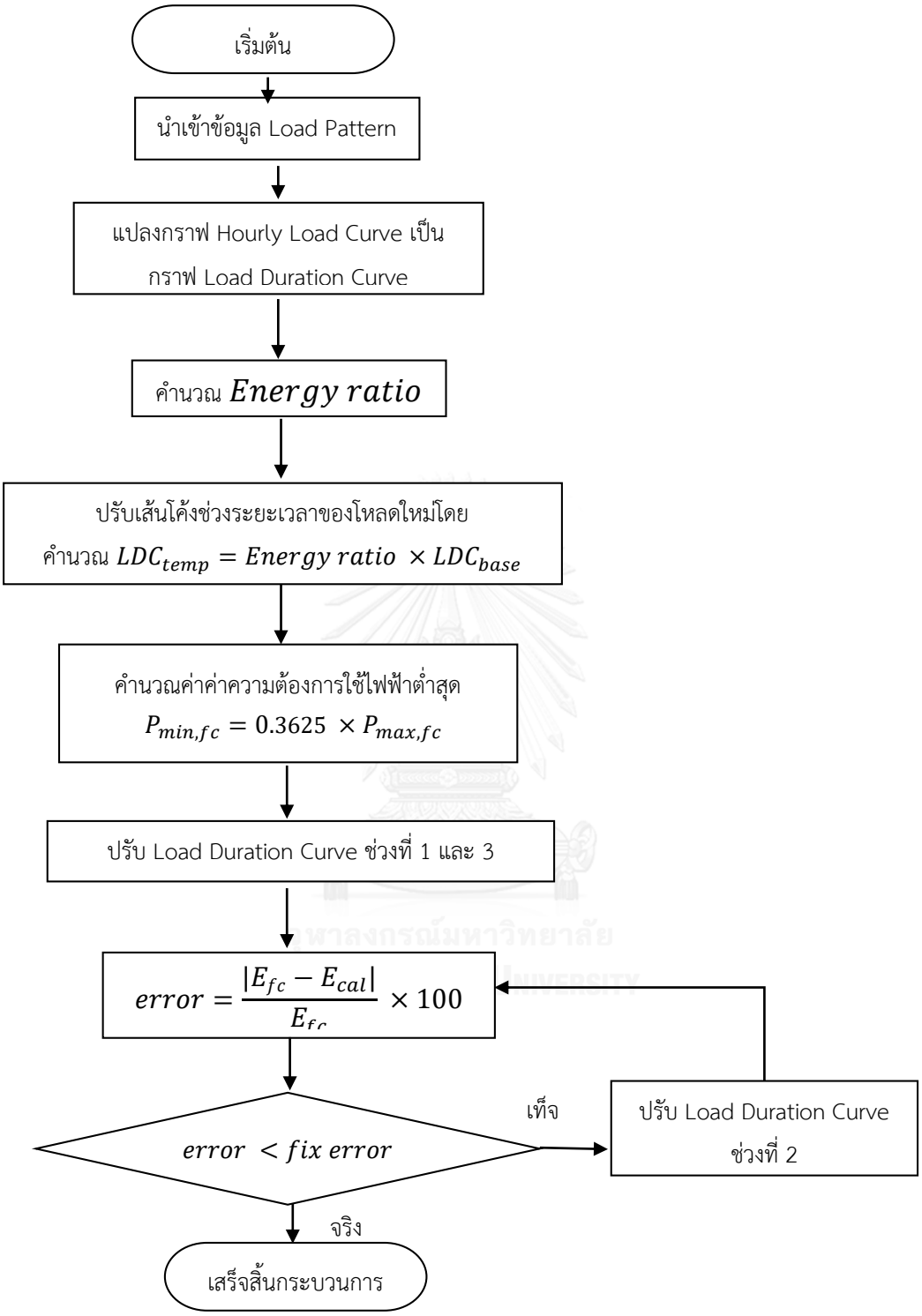
$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{new}{}' - LDC_d}{LDC_{temp}(4380) - LDC_d} \times \left(LDC_{temp}(t) - LDC_d\right) + LDC_d \quad (4.7)$$

โดยที่ LDC_d คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ณ ชั่วโมงที่ 6760

$P_{new}{}'$ คือ ผลรวมระหว่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด ณ ชั่วโมงที่ 4831 กับ $\frac{2 * error * 1000}{4760}$

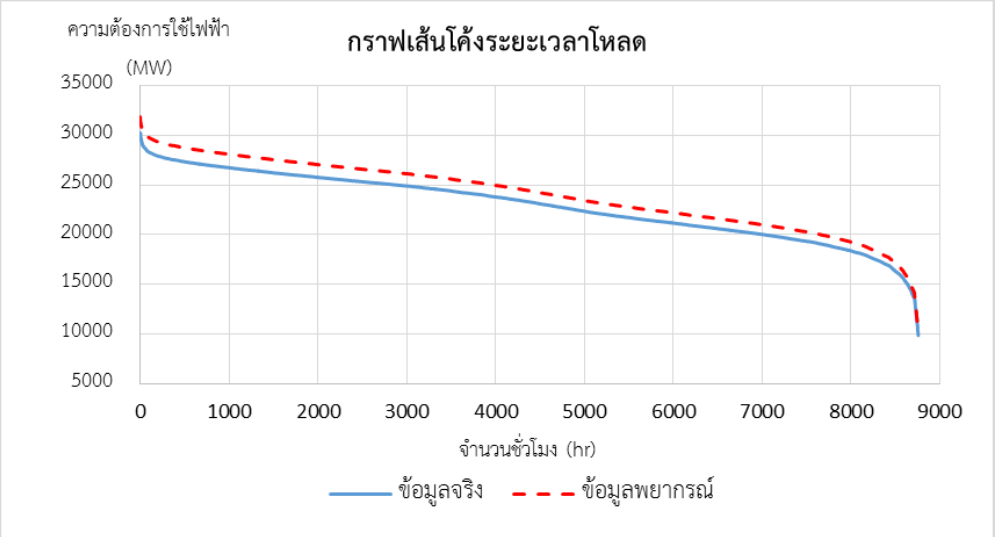
12. ถ้าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดแล้วนั้น สิ้นสุดขั้นตอนการคำนวณ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 4.5 ขั้นตอนในการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าการพยากรณ์

เมื่อดำเนินการตามขั้นตอนข้างต้นเสร็จสิ้นแล้วนั้น จะได้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีที่พิจารณา ดังตัวอย่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดที่คำนวณตามค่าการพยากรณ์แสดงได้ตามภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 ตัวอย่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดใหม่ที่ได้จากการพยากรณ์

เมื่อพิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าแยกรายพื้นที่ การสร้างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่จะต้องทำการรวบรวมข้อมูลลักษณะหรือรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานในแต่ละพื้นที่ (Regional Load Pattern) ซึ่งทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีข้อมูลรวมรวมไว้

ในปัจจุบัน คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะไม่ได้ทำการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแยกตามพื้นที่ของศูนย์ควบคุมฯ ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยการประมาณโดยการสร้างลักษณะความต้องการไฟฟ้ารายพื้นที่ในอนาคตร่วมกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงของทั้งประเทศ โดยกำหนดให้ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่แต่ละปีมีลักษณะสัดส่วนการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงเหมือนกัน ดังนั้น ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงสำหรับแต่ละพื้นที่อาจถูกประมาณได้ดังสมการที่ (4.8)

$$L'(k,hr) = R(k,hr) \times L(hr) \tag{4.8}$$

โดยที่ $L'(k,hr)$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ k ชั่วโมงที่ hr

$R(k,hr)$ คือ สัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานในพื้นที่ k ชั่วโมงที่ hr

$L(hr)$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศที่พยากรณ์ได้ ณ ชั่วโมงที่ hr

4.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

การพิจารณาวิธีในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งได้ 2 วิธี คือ วิธีการตัดสินใจ (Deterministic Method) เป็นวิธีที่ขึ้นอยู่กับประสบการณ์ ความรู้พื้นฐานและวิธีการตัดสินใจของผู้พิจารณา นอกจากนี้ยังเป็นวิธีที่เข้าใจได้ง่ายสื่อสารได้ง่าย แต่ยังไม่สะท้อนให้เห็นถึงลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้าได้โดยตรง ทำให้มีการพัฒนาให้มีหลักการตัดสินใจที่ดียิ่งขึ้นเป็นวิธีการที่สองคือ วิธีความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) ซึ่งใช้หลักการทางสถิติมาช่วยอธิบายสถานะของอุปกรณ์หรือระบบไฟฟ้าได้ สามารถนำมาประกอบการตัดสินใจได้ แต่เป็นวิธีที่สื่อสารให้เข้าใจได้ยากกว่าวิธีแรก [19]

ดังนั้นการตัดสินใจวางแผนระบบผลิตไฟฟ้านั้นจะใช้ทั้งสองวิธีในการตัดสินใจ โดยวิธี Deterministic นั้นจะใช้เกณฑ์กำลังผลิตสำรอง (Reserved Margin; RM) มาพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ส่วนวิธี Probabilistic มีดัชนีหลักๆที่ใช้ประกอบการตัดสินใจคือ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation; LOLE) โดยรายละเอียดจะอธิบายในหัวข้อถัดไป [20]

4.3 วิเคราะห์โรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามลักษณะการจ่ายโหลด

จากหัวข้อที่ 3.2 และ 3.3 ที่พิจารณาถึงคุณสมบัติของโรงไฟฟ้า ข้อดีข้อเสียของโรงไฟฟ้า ระยะเวลาเริ่มเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามลำดับ ทำให้สามารถแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับลักษณะการจ่ายโหลด จากหัวข้อที่ 3.1 ได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 สรุปประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	การผลิตกำลังไฟฟ้ากับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า		
	Peak Load	Intermediate Load	Base Load
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	✓		
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	✓	✓	
โรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน	✓	✓	
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน			✓

โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์			✓
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม			✓

เมื่อแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับการจ่ายโหลดของประเทศไทยและสอดคล้องกับการวางแผนฯที่ผ่านมา สามารถแบ่งได้ดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าช่วงฐาน (Base-Load Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่องอยู่ ตลอดเวลา จึงเป็นโรงไฟฟ้า ที่ใช้เชื้อเพลิงราคาถูก เป็นลำดับแรก ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ซึ่งใช้น้ำมันเตาหรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
- โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงกลาง (Intermediate-Load Power Plant) จะใช้โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส ซึ่งจะต้องใช้ดีเซลเป็นเชื้อเพลิง ทำให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น และโรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง แต่ให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูง
- โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงยอด (Peak-Load Power Plant) มีลักษณะของการเดินเครื่องเป็นช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น โดยโรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถเดินเครื่องได้เร็ว และทำการเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าได้รวดเร็วเช่นกัน ซึ่งสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตที่ได้จัดทำมา

การกำหนดประเภทของโรงไฟฟ้า ที่จะเดินเครื่องให้มีความสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ในแต่ละช่วงเวลานั้น มีผลกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะต้องมีโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในสัดส่วนที่เหมาะสมกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า จึงเป็นปัจจัยอย่างหนึ่งที่จะต้องนำมาพิจารณา

4.3.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserved Margin)

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองหมายถึง กำลังผลิตไฟฟ้าที่วางแผนให้มีมากกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเวลาปกติจำนวนหนึ่ง โดยคำนึงถึงปัจจัยที่เกี่ยวข้องเช่น การหยุดซ่อมโรงไฟฟ้า การเสื่อมสภาพของโรงไฟฟ้า ความเสี่ยงด้านเชื้อเพลิง ข้อจำกัดของระบบส่งในแต่ละพื้นที่ และลักษณะทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า รวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่อาจเพิ่มสูงขึ้นกว่าการพยากรณ์ โดยที่โรงไฟฟ้าจะต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามแผนการผลิตไฟฟ้าโดยมาตรฐานสากลกำหนดไว้ราวร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้นั้นจะคำนวณจากค่าร้อยละของส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ดังสมการที่ (4.9)

$$RM = \frac{DC - PL}{PL} \times 100 \tag{4.9}$$

โดยที่ DC คือ ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ทั้งหมดของระบบไฟฟ้า

PL คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

RM คือ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

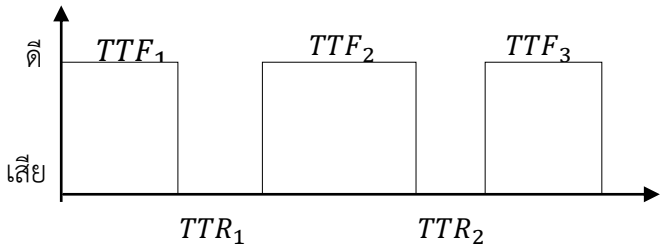
เมื่อกล่าวถึงค่ากำลังผลิตพึ่งได้นี้เป็นค่าที่แสดงถึงกำลังผลิตสูงสุดซึ่งระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ ในช่วงระยะเวลาหนึ่งภายใต้สภาวะแวดล้อมที่จำกัด จะคิดจากกำลังผลิตที่สามารถผลิตได้จริงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง เนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรงไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังผลิตติดตั้งอย่างต่อเนื่อง ซึ่งกำลังผลิตที่พึ่งได้จะต่ำกว่ากำลังผลิตติดตั้งตามประเภทของโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ มีกำลังผลิตที่จ่ายคิดตามปริมาณน้ำในแต่ละเดือน แสดงว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มพิกัดเช่นกัน จึงมีความจำเป็นที่จะต้องหากำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยคำนวณมาจากการกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Factor) ของแต่ละโรงไฟฟ้า แล้วนำไปคูณกับกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) จะได้ผลลัพธ์เป็นกำลังผลิตพึ่งได้แล้วจึงนำไปคำนวณหาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่อไป

จากรูปแบบการคำนวณดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนั้น เมื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต จะบ่งบอกถึงแค่กำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้านั้นๆ แล้วจึงทราบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามแผนการผลิตไฟฟ้าว่าเป็นไปตามมาตรฐานสากลหรือไม่ แต่ไม่ได้คำนึงถึงลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าและรูปแบบการใช้ไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา

4.3.2 ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE)

ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE (Loss of Load Expectation) แสดงถึงจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายเข้าสู่ระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า นำไปสู่การเกิดไฟฟ้าดับได้ โดยทั่วไปแล้วระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะให้ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับได้ไม่เกิน 1 วันต่อปี หรือค่า LOLE มีค่าเท่ากับ 1 นั้นเอง ในการคำนวณค่าดัชนีนี้ เริ่มต้นจากการหาสถานะการทำงานของอุปกรณ์จากแบบจำลอง 2 สถานะแบบมาร์คอฟฟ์ (Two – State Markov Model) ซึ่ง

ประกอบไปด้วยสถานะการทำงานปกติ “สถานะดี” สลับกับสถานะการทำงานขัดข้อง “สถานะเสีย” จากนั้นจะมีการซ่อมบำรุงจนโรงไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ดังเดิมจนกลับมาอยู่ใน“สถานะดี” ได้ ดังภาพที่ 4.7



ภาพที่ 4.7 ข้อมูลสถานะการทำงานของโรงไฟฟ้า

โดยที่ TTF_i คือ ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” ครั้งที่ i
TTR_i คือ ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” ครั้งที่ i

ถ้าหากต้องการที่จะหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะทั้งสองเป็นเท่าใดนั้น คำนวณได้ดังสมการที่ (4.10) เนื่องจากช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะดี” และ “สถานะเสีย” ในแต่ละช่วงเวลามีค่าไม่เท่ากัน

$$MTTF = \frac{TTF_1 + TTF_2 + TTF_3 + \cdots + TTF_n}{n}$$
$$MTTR = \frac{TTR_1 + TTR_2 + TTR_3 + \cdots + TTR_n}{n} \quad (4.10)$$

โดยที่ $MTTF$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี
$MTTR$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะเสีย
n คือ จำนวนครั้งที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน“สถานะดี” และ “สถานะเสีย”

เมื่อรู้ค่า $MTTF$ และ $MTTR$ แล้วนี้สามารถนิยาม อัตราเหตุขัดข้อง (Failure Rate; λ) จากส่วนกลับของค่าระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี และอัตราซ่อมแซม (Repair Rate; μ) จากส่วนกลับของค่าระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะเสีย ดังสมการที่ (4.10)

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad , \quad \mu = \frac{1}{MTTR} \tag{4.11}$$

จากสมการที่ (4.11) ทำให้หาความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าโรงหนึ่งๆจะอยู่ในสถานะเสีย (Forced Outage Rate; FOR) ได้จากสมการที่ (4.12)

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{4.12}$$

ค่าความน่าจะเป็นนี้จะมีค่าจำเพาะประจำโรงไฟฟ้า จากนั้นจึงนำข้อมูล FOR แต่ละโรงไฟฟ้ามาใช้ในการสร้างตารางความน่าจะเป็น การขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table; COPT) ซึ่งเป็นแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าที่แสดงถึงกำลังผลิตมีโอกาสูญเสียไปจากระบบและความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์นั้นๆ พร้อมทั้งความน่าจำเป็นสะสม (Cumulative Probability) โดยใช้สมการที่ (4.13)

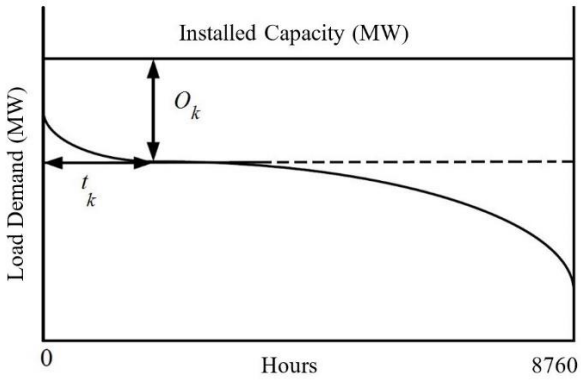
$$P(x) = (1 - FOR)P'(x) + (FOR)P'(x - c) \tag{4.13}$$

โดยที่ c คือ ขนาดของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

FOR คือ ค่า FOR ของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

$P(x)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตขนาด x MW หลังเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาด c MW

$P'(x)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมในการสูญเสียกำลังผลิตขนาด x MW ก่อนเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาด c MW กำหนดให้ค่าเริ่มต้น $P'(x) = 1.0$ เมื่อ $x \leq 0$ และ $P'(x) = 0$ เมื่อ $x > 0$



ภาพที่ 4.8 ตัวอย่างการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE

เมื่อสร้างตาราง COPT ได้แล้วนั้นจากการคำนวณสมการที่ (4.12) ซึ่งเป็นการจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และอาศัยเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) แทนแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อนำข้อมูลทั้งสองมาวิเคราะห์หาดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE ดังภาพที่ 4.8

โดยที่ L_{peak} แสดงถึงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา และ O_k คือกำลังผลิตที่สูญเสีย ซึ่งสูงกว่าค่า กำลังผลิตสำรอง ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าช่วงระยะเวลา t_k ทำให้คำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE ได้ดังสมการที่ [20] (4.14)

$$LOLE = \sum_{k=1}^{n} p_k \, t_k \tag{4.14}$$

โดยที่ p_k คือ ความน่าจะเป็นที่เกิดจากการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW

t_k คือ ระยะเวลาที่กำลังผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า จากตาราง COPT

4.4 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกัน

ในระบบไฟฟ้ากำลังจะแบ่งเขตพื้นที่ในการควบคุม ดังนั้นแต่ละพื้นที่จะต้องเชื่อมต่อด้วยกันด้วยสายส่งกำลังไฟฟ้าหลัก ทำให้ระดับความเชื่อถือได้ของแต่ละพื้นที่หรือแต่ละระบบสูงขึ้น เนื่องจากเมื่อพื้นใดมีกำลังผลิตมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าก็จะทำตัวเสมือนเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองให้กับพื้นที่ข้างเคียงได้ โดยส่งกำลังไฟฟ้าด้วยสายส่งเชื่อมระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ในการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้แยกตามพื้นที่ยังคงยึดหลักเกณฑ์ในการคำนวณ 2 วิธี คือ หลักเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ โดยจะต้องคิดแยกตามพื้นที่ [22]

4.4.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่

การคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) คือการหาว่าพื้นที่ข้างเคียงจะสามารถส่งกำลังไฟฟ้าที่เหลือจากความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่นั้นๆ มาช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับพื้นที่ข้างเคียงได้ในปริมาณเท่าใด แล้วจึงนำไปคำนวณหาเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่อไป โดยกำลังผลิตสำรองใหม่ในพื้นที่นั้นๆที่เพิ่มขึ้นมานั้นจะต้องไม่เกินความจุของสายส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมอยู่ระหว่างพื้นที่เมื่อพิจารณาเงื่อนไข N-1 ด้วย ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.15)

$$RM_i = \frac{DC_i - PL_i + \sum_{j \neq i} \min(DC_j - PL_j, S_{ij})}{PL_i} \times 100 \quad (4.15)$$

โดยที่ RM_i คือ ค่ากำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่ i

DC_i คือ ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของพื้นที่ i

PL_i คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่ i

DC_j คือ ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของพื้นที่ที่ติดกับพื้นที่ i

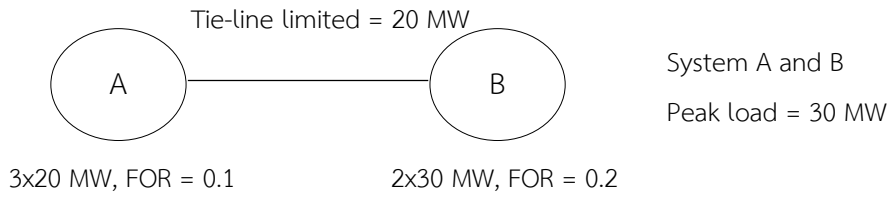
PL_j คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่ที่ติดกับพื้นที่ i

S_{ij} คือ ความจุของสายส่งที่เชื่อมระหว่างพื้นที่ i และ j เมื่อพิจารณาเงื่อนไข N-1

4.4.2 ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่

การประเมินโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) นั้นจะทำการประเมินเพื่อให้ทราบว่าพื้นใดจะต้องมีการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มมากที่สุดจากผลของดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับมากที่สุด โดยการคำนวณนี้จะต้องพิจารณาการส่งกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ข้างเคียงมาช่วยด้วย ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะให้พิจารณาแค่การส่งจากพื้นที่ที่อยู่ติดกันเท่านั้น เนื่องจากการวางแผนระบบส่งที่ง่ายขึ้น และใช้สายส่งเชื่อมระหว่างพื้นที่เท่าที่จำเป็นเท่านั้น โดยไม่ต้องทำการสร้างสายส่งเพิ่มเติมในระบบเพื่อรองรับการส่งกำลังไฟฟ้าที่ส่งให้พื้นที่ที่ห่างไกลกันมาก

ตัวอย่างการคำนวณดังนี้ กำหนดให้ระบบไฟฟ้าระบบ A และระบบ B เชื่อมต่อกันด้วยสายส่งไฟฟ้าขนาด 20 MW โดยที่ระบบ A ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าขนาด 20 MW จำนวน 3 เครื่อง แต่ละเครื่องมีค่า FOR เป็น 0.1 และระบบ B มีโรงไฟฟ้าขนาด 30 MW จำนวน 2 เครื่อง แต่ละเครื่องมีค่า FOR เป็น 0.2 ดังภาพด้านล่าง นอกจากนี้ทั้งสองระบบยังมีค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในหนึ่งวันเท่ากับ 30 MW ดังนั้นจะสามารถสร้างตาราง COPT ของแต่ละระบบได้ดังตารางที่ 4.2



ตารางที่ 4.2 COPT ของแต่ละระบบจากตัวอย่างการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่

ระบบ A		ระบบ B	
กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น	กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น
0	0.729	0	0.640
20	0.243	30	0.320
40	0.027	60	0.040
60	0.001		

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูดสุดของระบบ B คือ 30 MW ดังนั้นจะเหลือกำลังผลิตที่ระบบ B จะส่งมาช่วยระบบ A ได้นั้นเหลือ 30 MW ดังตารางที่ 4.3 แต่ข้อจำกัดของสายส่งขนาด 20 MW ทำให้ขนาดโรงไฟฟ้าเสมือนที่ส่งมาช่วยระบบ A นั้นเป็นดังตารางที่ 4.4 ทำให้ระบบ A เมื่อมีการเชื่อมต่อกับระบบ B สามารถสร้างเป็นตาราง COPT ใหม่ได้ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.3 ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่ระบบ B สามารถส่งไปช่วยระบบ A

กำลังผลิตที่ช่วย (MW)	กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น
30	0	0.640
0	30	0.320 + 0.040 = 0.360

ตารางที่ 4.4 โรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถเพิ่มเข้าไปช่วยที่ระบบ A

กำลังผลิตที่ช่วย (MW)	กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น
20	0	0.640
0	20	0.360

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4.5 COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาการเชื่อมต่อกับระบบ B

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	กำลังผลิตในระบบ (MW)	ความน่าจะเป็น	ความน่าจะเป็นสะสม
0	80	0.46656	1.00000
20	60	0.41769	0.53344
40	40	0.10476	0.11548
60	20	0.01036	0.01072
80	0	0.00036	0.00036

จากตัวอย่างข้างต้นสามารถสรุปได้ว่า โอกาสที่ระบบ A จะไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องไฟฟ้าสูงสุด 30 MW เมื่อไม่มีระบบ B เชื่อมต่ออยู่ด้วยดังตารางที่ 4.2 มีค่า 0.027 วันต่อปี แต่เมื่อมีระบบ B เชื่อมต่ออยู่ จะมีค่าลดลงเหลือ 0.01072 วันต่อปี ดังตารางที่ 4.5

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตนี้จะให้แต่ละพื้นที่เชื่อมต่อกันด้วยสายส่งระหว่างพื้นที่ และจะรับความช่วยเหลือทางด้านกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ข้างเคียงที่อยู่ติดกันเท่านั้น ซึ่งหมายความว่าจะไม่มีการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามผ่านสองพื้นที่ ดัชนีนี้จะใช้เป็นเกณฑ์ชี้วัดการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบและเป็นเกณฑ์ในการเลือกพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าเมื่อทั้งระบบผลิตไฟฟ้าไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดซึ่งจะกล่าวในบทต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 5
ดัชนีที่ใช้ประกอบการตัดสินใจเพื่อใช้วางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า

การวางแผนกำลังผลิตนั้นจะต้องอาศัยการคำนวณดัชนีอื่นๆเพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ นอกเหนือจะการประเมินความเชื่อถือได้จากระดับกำลังผลิตสำรอง (RM) และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) เพื่อให้สอดคล้องกับข้อกำหนดและสมมติฐานที่ได้วางแผนไว้ เช่น ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมโดยมีข้อกำหนดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากระบบผลิตไฟฟ้า สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น โดยดัชนีที่ใช้ประกอบการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง พร้อมกับแนวทางการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า จะถูกกล่าวต่อไปนี้ในหัวข้อนี้

ในการคำนวณค่าใช้จ่ายจะทำการคำนวณของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงในทุกๆ 1 ปี โดยเริ่มจากการคำนวณค่าใช้จ่ายแต่ละรายการของโรงไฟฟ้าดังต่อไปนี้

5.1 คำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง คือร้อยละของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.1)

$$FR_y = \frac{E_y}{TGE} \times 100 \tag{5.1}$$

โดยที่ FR_y คือ สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงชนิด y หน่วยร้อยละ

E_y คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงชนิด y หน่วย kWh

TGE คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดหน่วย kWh

5.2 คำนวณสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า

สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้ง คือค่าร้อยละของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.2)

$$CR_y = \frac{C_y}{TC} \times 100 \tag{5.2}$$

โดยที่ CR_y คือ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของโรงไฟฟ้าชนิด y หน่วยร้อยละ

C_y คือ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของโรงไฟฟ้า y หน่วย MW

TC คือ กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้งระบบ หน่วย MW

5.3 คำนวณค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย

ค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย คือปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละเครื่อง สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.3)

$$CO_{2\,k} = E_k \times HR_k \times EF_k \tag{5.3}$$

โดยที่ $CO_{2\,k}$ คือ ปริมาณ CO_2 ที่ปลดปล่อยจากโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย kg

E_k คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย kWh

HR_k คือ อัตราความร้อนของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย Btu/kWh

EF_k คือ อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานปฐมภูมิ หน่วย Kg/Btu

5.4 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย

ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย คือค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย คำนวณจากค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด ค่าใช้จ่ายบางส่วนนั้นจะขึ้นกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ และมีค่าใช้จ่ายอื่นๆเป็นค่าคงที่ตลอดปีไม่ขึ้นกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยรายละเอียดในการคำนวณค่าใช้จ่ายประเภทต่างๆมีดังต่อไปนี้

1) ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment Cost) จะใช้สมการที่ (5.4)

$$Inv.Cost_{i,k} = \frac{K_k \times C_i}{L_i} \tag{5.4}$$

โดยที่

$$L_i = \frac{1-(1+d)^{LS_i}}{1-(1+d)} \tag{5.5}$$

$Inv.Cost_{i,k}$ คือ ค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

K_k คือ ค่าลงทุนก่อสร้างต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าชนิด k

C_i คือ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i

L_i คือ ค่าที่ใช้ปรับฐานค่าลงทุนก่อสร้างต่อปี

LS_i คือ อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า

d คือ Discount rate (ทศนิยม)

2) ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed O&M Cost) จะใช้สมการที่ (5.6)

$$F\ Cost_{i,k} = F_k \times C_i \tag{5.6}$$

โดยที่ $F\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

F_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

C_i คือ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเครื่อง i

3) ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร (Variable O&M Cost) จะใช้สมการที่ (5.7)

$$V\ Cost_{i,k} = V_k \times PE_i \tag{5.7}$$

โดยที่ $V\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

V_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

PE_i คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

4) ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) จะใช้สมการที่ (5.8)

$$Fu\ Cost_{i,m} = Fuel_m \times HR_i \times PE_i \tag{5.8}$$

โดยที่ $Fu\ Cost_{i,m}$ คือ ค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ใช้เชื้อเพลิงชนิด m

$Fuel_m$ คือ ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท/MMBtu

HR_i คือ อัตราค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i หน่วย Btu/kWh

PE_i คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

5) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost) จะใช้สมการที่ (5.9)

$$En\ Cost_{i,k} = En_k \times PE_i \tag{5.9}$$

โดยที่ $En\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าพลังงานของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

En_k คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท/kWh

PE_i คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

โดยที่ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทจะจำแนกได้ตามประเภทของสัญญาแสดงได้ดังตารางที่ 5.1 ซึ่งคำนวณได้ตามสมการที่กล่าวไปแล้วข้างต้น

ตารางที่ 5.1 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทแยกตามประเภทสัญญา

โครงสร้างต้นทุน		EGAT	IPP,SPP Firm	SPP Non-Firm & VSPP	ซื้อจากต่างประเทศ	โรงไฟฟ้าใหม่
ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment Cost)	ขึ้นกับกำลังผลิต	✓	✓			✓
ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed O&M Cost)		✓	✓			✓
ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร (Varied O&M Cost)	ขึ้นกับพลังงานที่ผลิตได้	✓	✓			✓
ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost)		✓	✓			✓
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)				✓	✓	

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของโรงไฟฟ้าสามารถหาได้จากการรวมค่าใช้จ่ายทุกรายการของโรงไฟฟ้าเครื่องนั้นๆ เข้าด้วยกัน ดังสมการที่ (5.10)

$$Cost_i = Inv.Cost_{i,k} + F\ Cost_{i,k} + V\ Cost_{i,k} + Fu\ Cost_{i,m} + En\ Cost_{i,k} \quad (5.10)$$

โดยที่ i,k คือ โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

i,m คือ โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ใช้เชื้อเพลิงชนิด m

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าคำนวณได้จาการรวมค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าทุกเครื่องกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ดังสมการที่ (5.11)

$$Total\ cost = \sum_{i=1}^{n} Cost_i \quad (5.11)$$

เมื่อได้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแล้ว สามารถคำนวณหาต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (Average Cost) ของระบบไฟฟ้า ดังสมการที่ (5.12)

$$Average\ Cost = \frac{Total\ Cost}{Total\ Produced\ Energy} \quad (5.12)$$

โดยที่ $Total\ Produced\ Energy$ คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ทั้งหมด

ค่า $Average\ Cost$ ที่ได้ คือค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วยที่คำนึงถึงค่าใช้จ่ายทั้งหมดแล้ว และนำไปใช้เป็นดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อการวางแผนจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม

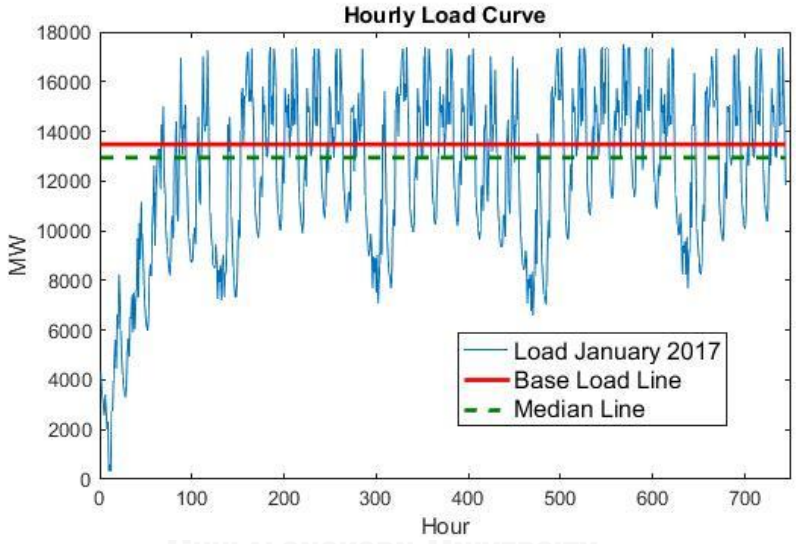
5.5 การคำนวณหาเส้นแบ่งกราฟลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านี้จะพิจารณาถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะถูกแบ่งเป็น 3 ช่วงดังบทที่ 3 ที่ได้กล่าวไว้แล้วข้างต้น แต่ในกรณีการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังผลิต จะทำการแบ่งข้อมูลโหลดรายชั่วโมงออกเป็น 2 ช่วงคือ Base Load และ Intermediate Load เนื่องจากช่วง Peak Load จะถูกหักออกก่อนที่จะนำโหลดที่เหลือมาคำนวณต่อไป

เมื่อทราบข้อมูลโหลดรายชั่วโมงจะทำการคำนวณหาเส้นแบ่งช่วง Base Load ดังต่อไปนี้

1) คำนวณหาค่ามัธยฐานของข้อมูลโหลดรายชั่วโมง เพื่อที่จะได้ค่ากลางของข้อมูลเป็นค่าฐาน

2) คำนวณค่าอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลด (Ramp-Up Load) หน่วย MW/ชั่วโมง ของข้อมูลโหลดรายชั่วโมง
3) หาค่าสูงสุดของอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลด (Maximum Ramp-Up Load) จากข้อที่ 2) ที่อยู่ในช่วงเหนือเส้นมัธยฐานจากข้อ 1) เพื่อให้ช่วง Intermediate Load ครอบคลุมช่วงความผันผวนของโหลด
4) เลือกค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ชั่วโมงที่มีค่า Ramp Rate สูงที่สุดจากข้อที่ 3) เป็นค่าที่ใช้แบ่งช่วง Base Load และ Intermediate Load ดังตัวอย่างกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้าในเดือนมกราคม ปีพ.ศ. 2560



CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 5.1 กราฟ Hourly Load Curve กับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นสองช่วง

ดังนั้นจากภาพที่ 5.1จะแสดงให้เห็นว่าช่วง Base Load จะอยู่ในพื้นที่ข้างใต้เส้นสีแดง (Base Load Line) และเหนือเส้นคือ ช่วง Intermediate Load ซึ่งการแบ่งกราฟลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นสองช่วงที่ชัดเจนจะนำไปสู่การคำนวณการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในหัวข้อถัดไป

5.6 การจัดสรรกำลังผลิต (Energy Dispatch)

จากข้อมูลดัชนีต่างๆที่คำนวณไว้ดังกล่าว ลำดับถัดมาที่ต้องพิจารณาคือ การจัดสรรกำลังผลิต ซึ่งเป็นกระบวนการคำนวณหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงไฟฟ้าจะต้องจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงที่พิจารณา โดยมีเงื่อนไขว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่ทั้งระบบผลิตสามารถจ่ายได้นั้นต้องเท่ากับ

ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง และในแต่ละชั่วโมงจะแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าไว้โดยโรงไฟฟ้าที่รับผิดชอบจะต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงนั้น ๆ ให้เหมาะสมกับปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการในแต่ละชั่วโมงที่พิจารณา นอกจากนี้โรงไฟฟ้าแต่ละประเภทเชื้อเพลิงจะต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขข้อบังคับต่างๆที่กำหนดไว้ ได้แก่ ข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิงที่มี หรือข้อจำกัดทางด้านการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศ เนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทมีเงื่อนไขในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้นจึงต้องทำการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดของโรงไฟฟ้าแยกตามคุณสมบัติ และผลกระทบที่มีต่อระบบผลิตไฟฟ้า สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 กลุ่ม ดังต่อไปนี้

5.6.1 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญาแบบ Non-Firm

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ได้แก่ SPP Cogen และ VSPP กลุ่มพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท ยกเว้นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กลุ่มโรงไฟฟ้าประเภทนี้ไม่ได้ถูกควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แต่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าตามความพร้อมของโรงไฟฟ้านั้นๆ แสดงว่าไม่ว่าโรงไฟฟ้าจะผลิตกำลังไฟฟ้าได้เท่าใด กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด และนำไปรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้น ทำให้โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (Plant Factor) เป็นตัวบ่งบอกพลังงานที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ใน 1 ปี ดังสมการที่ (5.14)

$$Plant\ Factor = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้}}{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times 8760} \times 100 \qquad (5.14)$$

โดยที่แบบจำลองการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะถูกพิจารณาเป็นกำลังผลิตเทียบเท่า (Equivalent Plant) ซึ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดคงที่ตลอดปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.15)

$$\text{กำลังผลิตเทียบเท่า} = \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times Plant\ Factor}{100} \qquad (5.15)$$

เมื่อทราบกำลังผลิตเทียบเท่าแล้วในหน่วย MW แล้วนั้นการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะเสมือนว่าเดินเครื่องเท่ากับกำลังผลิตเทียบเท่าที่สามารถนำไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงก่อนจะนำความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลือไปวิเคราะห์ต่อไป

5.6.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น จะผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะช่วงเวลากลางวันที่มีแสงอาทิตย์เท่านั้น จึงสร้างแบบจำลองที่รองรับเงื่อนไขดังกล่าวที่สอดคล้องกับความเป็นจริงให้มีลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปี โดยค่ากำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงนี้จะสัมพันธ์กับค่าความเข้มแสงเฉลี่ยรายเดือนและค่าความเข้มแสงในแต่ละฤดูกาล

5.6.3 โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนภายในประเทศ

โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้ เรียกได้ว่าเป็นโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด (Energy-limited) เพราะว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะไม่เกินปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ ในแต่ละปีของโรไฟฟ้าพลังน้ำจะถูกจำกัดด้วยปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ และจากเงื่อนไขของกรมชลประทาน ทำให้โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะถูกใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีค่าสูงเท่านั้น ดังนั้นการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะอยู่ในช่วง Peak Demand ของลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ได้แบ่งไว้

การสร้างแบบจำลองการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้ จะพิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในหนึ่งวัน และกำหนดให้วันจันทร์ถึงวันเสาร์มีกลุ่มชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 3 ช่วงเวลา วันอาทิตย์มี 1 ช่วงเวลาเท่านั้น โดยแต่ละช่วงเวลาจะมีระยะเวลานาน 3 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำนั้นจะถูกกำหนดให้จ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละชั่วโมงเท่ากับค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของโรงไฟฟ้านั้นๆ และจะจ่ายให้กับชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดก่อน แล้วจึงจ่ายให้กับชั่วโมงที่สูงเป็นอันดับถัดมาจนครบทั้ง 3 ช่วงเวลา หรือจนกว่ากำลังไฟฟ้าที่คาดว่าจะจ่ายได้ต่อวันหมดลงก่อน

5.6.4 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์

โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ในกลุ่มนี้ ได้แก่ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภท ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล เป็นต้น โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ว่ามีเชื้อเพลิงใช้ได้ไม่จำกัดและมีความพร้อมตลอดเวลา และโรงไฟฟ้าจะหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการซ่อมบำรุงหรือเกิดเหตุการณ์ขัดข้องกับโรงไฟฟ้าเท่านั้น นอกจากนี้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะมีข้อมูลทางสถิติอัตราการเกิดเหตุขัดข้อง (Failure Rate) เพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ที่ได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การประเมินพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะทำการผลิต พิจารณาจากต้นทุนการเดินเครื่องและความเหมาะสมของประเภทโรงไฟฟ้ากับช่วงเวลาที่ควรเดินเครื่องเมื่อทราบลักษณะความต้องใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะใช้ร่วมกันในการวิเคราะห์ และอาศัยหลักการสั่งเดินเครื่องแบบ Merit Order เรียงลำดับการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนจัดหาไฟฟ้าว่าจะเป็นแบบใดจากทั้งหมด 2 รูปแบบดังนี้

1) การวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (Minimum Cost) โดยจะจัดเรียงตามลำดับโรงไฟฟ้าตามต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า (Average Full Load Cost; AFLC)
2) การวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด (Minimum CO_2 - Emission) โดยจะจัดเรียงตามลำดับโรงไฟฟ้าการจ่ายตามอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า (Average Full Load CO_2 - Emission)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่พิจารณาการวางแผนซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า (Scheduled Maintenance) ทำให้การหาพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่จ่ายตลอดทั้งปีใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดการซ่อมบำรุง ดังนั้นในแต่ละชั่วโมงจะกำหนดให้โรงไฟฟ้ามีกำลังผลิตเทียบเท่ากับค่าขนาดกำลังผลิตที่คาด (Expected Capacity) ดังสมการที่ (5.16)

$$Expected\ Capacity = (1 - \alpha \times OM) \times InstalledCapaity \qquad (5.16)$$

โดยที่ OM คือ ค่าอัตราการซ่อมบำรุง (เดือน/ปี)

α คือ ค่าปรับแก้การซ่อมบำรุงรายเดือน มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1.5 โดย โดยจะเท่ากับ 0 ในเดือน มีนาคม ถึง เดือนมิถุนายน เดือนที่เหลือจะมีค่าเป็น 1.5 หมายความว่าจะไม่ทำการหยุดซ่อมบำรุงในช่วงเดือนที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

เมื่อได้แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทุกประเภทแล้วนั้น ในการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังผลิตที่เหมาะสมจะนำกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้า SPP ประเภท Non-firm ไปหักออกจากค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ในชั่วโมงนั้นๆ เนื่องจากโรงไฟฟ้าเหล่านี้จะได้สิทธิในการรับซื้อก่อนเสมอไม่ขึ้นกับราคาต้นทุน ลำดับถัดมาจะให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วง Peak Demand ตามลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่ได้พยากรณ์ไว้ โดยจะนำไปหักออกจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลือ ดังนั้นจะเหลือความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่จะนำไปจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ และรูปแบบลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะนำไป

พิจารณาร่วมด้วยนั้นจะมี 2 ช่วงคือ ช่วงที่ใช้ไฟฟ้าน้อยหรือช่วงฐาน (Base Load) และช่วงที่มีการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับปานกลาง (Intermediate Load) โดยแยกโรงไฟฟ้าให้ชัดเจนว่าโรงไฟฟ้าประเภทใดจะทำงานในช่วงไหนของลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ดังนั้นการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในกลุ่มนี้อาศัยการคำนวณพลังงานในรูปแบบปัญหาแบบโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) [23] เพื่อวิเคราะห์กำลังผลิตไฟฟ้าที่สัมพันธ์กับโหลดรายชั่วโมงและช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และครอบคลุมเงื่อนไขทั้งหมดในระยะเวลาแต่ละเดือนที่ทำการพิจารณา โดยมีสมการในการวิเคราะห์ดังนี้

$$Minimize \sum_{t \in 1\ month} \sum_{j} C_j \times P_{j,t}$$

$$s.t. \quad \sum_{j} P_{j,t} = P_{Load,t}$$

$$P_{Load,t} = L_t - R_t - NF_t - H_t$$

$$P_{intermediate,t} = P_{Load,t} - P_{base,t}$$

$$\forall_t \sum_{j \in M} P_{j,t} \geq P_{intermediate,t} \qquad (5.17)$$

$$\sum_{t \in 1\ month} \sum_{j} P_{j,t} \times rCO_{2,j} \leq CO_{2,limit}$$

$$\sum_{t \in 1\ month} \sum_{j \in K} P_{j,t} \leq E_{K,limit}$$

$$P_{min,j} \leq P_{j,t} \leq P_{max,j}$$

โดยที่ C_j คือ ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยไฟฟ้า หรือ อัตราการปลดปล่อย CO_2

$P_{j,t}$ คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าโรงที่ j จ่าย ณ เวลา t

L_t คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ ณ เวลา t

R_t คือ กำลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ณ เวลา t

NF_t คือ กำลังไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non-Firm ณ เวลา t

H_t คือ กำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ณ เวลา t

$P_{Load,t}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เหลือในการคำนวณการจัดสรรกำลังผลิต ณ เวลา t

$P_{base,t}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่แบ่งช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าระหว่าง Base Load และ Intermediate Load ณ เวลา t

$P_{intermediate,t}$ คือ ค่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องผลิตในช่วง Intermediate Load ณ เวลา t

M คือ ประเภทโรงไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วง Intermediate Load

$rCO_{2,j}$ คือ อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

$CO_{2,limit}$ คือ เงื่อนไขจำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย

$E_{K,limit}$ คือ เงื่อนไขพลังงานจำกัดของเชื้อเพลิงชนิดที่ K

$P_{min,j}$ คือ กำลังผลิตต่ำสุดที่ต้องผลิตของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

$P_{max,j}$ คือ กำลังผลิตสูงสุดที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

ในกระบวนการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้านั้นจะอธิบายขั้นตอนโดยละเอียดดังนี้ ตามแผนภาพที่ 5.2

ขั้นที่ 1 กำหนดข้อมูลในช่วงเวลาการพิจารณา

- โรงไฟฟ้าที่พร้อมดำเนินงานในช่วงเวลาที่พิจารณา
- ราคาเชื้อเพลิงและการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา
- อัตราการปลดปล่อย CO_2 ในช่วงเวลาที่พิจารณา
- กำหนดเงื่อนไขพลังงานไฟฟ้าจำกัดของเชื้อเพลิง หรือการปลดปล่อย CO_2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ขั้นที่ 2 คำนวณหากำลังไฟฟ้าที่จะใช้ในการจัดสรรกำลังผลิต

- นำกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้า SPP แบบ Non-firm ไปหักออกจากความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง
- คำนวณการจ่ายเชื้อเพลิง และการปลดปล่อย CO_2 จากพลังงานที่จ่าย

ขั้นที่ 3 หักกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วง Peak Demand

- จากการจำลองกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ และลักษณะคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าประเภทนี้มีความเหมาะสมในการเดินเครื่องในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด จึงนำไปหักออกจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในขั้นที่ 2

ขั้นที่ 4 กำหนดเงื่อนไขการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์

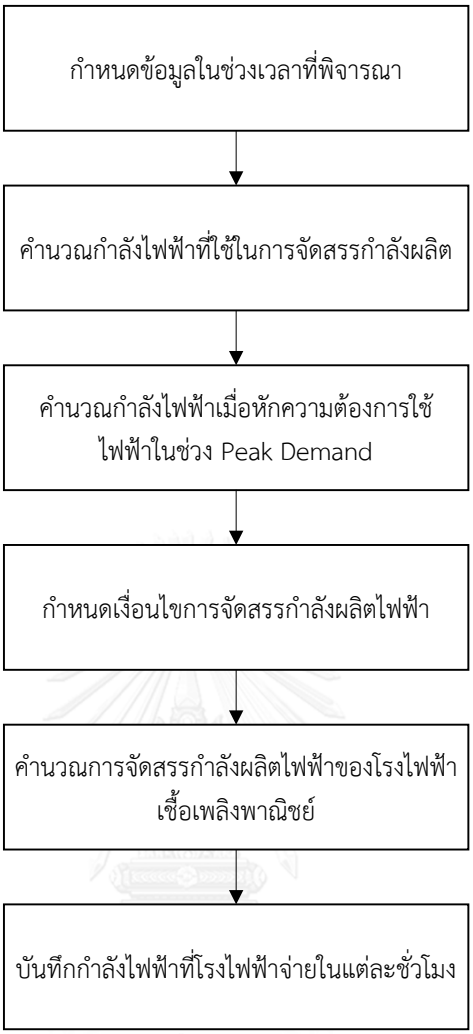
- กำหนดความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่เหลือจากขั้นที่ 2 และขั้นที่ 3
- กำหนดค่าใช้จ่ายต่อหน่วยหรืออัตราการปลดปล่อย CO_2 ของแต่ละโรงไฟฟ้า
- กำหนดเงื่อนไขให้โรงไฟฟ้าที่จะต้องเดินเครื่องในช่วง Intermediate Load และโรงไฟฟ้าที่ต้องทำงานในช่วง Base Load ทำงานให้ถูกต้องตามเงื่อนไข
- กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของแต่ละโรงไฟฟ้า
- กำหนดเงื่อนไขการจ่ายเชื้อเพลิง หรือการปลดปล่อย CO_2 ที่โรงไฟฟ้ายังสามรถจ่ายได้อีก

ขั้นที่ 5 คำนวณการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์

- แก้ปัญหาด้วยโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming)
- ถ้าไม่สามารถแก้ไขปัญหาเชิงเส้นได้ตามเงื่อนไขที่กำหนดหรือไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า จะต้องเพิ่มโรงไฟฟ้า โดยจะสามารถรู้ได้ว่าโรงไฟฟ้าที่ต้องเพิ่มนี้จะไปทำงานในช่วง Intermediate Load หรือ Base Load หรือทั้งสองช่วง

ขั้นที่ 6 บันทึกกำลังผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายในแต่ละชั่วโมง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 5.2 สรุปกระบวนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

5.7 การจัดลำดับโรงไฟฟ้าตัวแทนเข้าสู่ระบบ

การจัดลำดับโรงไฟฟ้าตัวแทน คือ การจัดลำดับโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดในการเลือกเข้าสู่ระบบ ตามฟังก์ชั่นเป้าหมายของแผน เมื่อเราทำการจัดลำดับไว้ก็จะสามารถเลือกโรงไฟฟ้าที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขที่ตั้งเอาไว้ ทำให้ถูกคัดเลือกให้เข้าสู่ระบบก่อน โดยที่ฟังก์ชั่นเป้าหมายก็คือ ต้นทุนต่อหน่วยต่ำที่สุด โรงไฟฟ้าประเภทที่รับซื้อพลังงาน เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ค่าต้นทุนต่อหน่วย (Unit Cost) มีหน่วยค่ารับซื้อพลังงานคือ บาท/kWh ดังนั้นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์จะต้องคำนวณเป็นค่าต้นทุนต่อหน่วยเช่นกัน ในหน่วย บาท/kWh ดังสมการที่ (5.18)

$$Unit\ Cost_k = \frac{K_k/L_k + F_k}{8760 \times 1000} + V_k + (Fuel_m \times HR_k) \quad (5.18)$$

โดยที่ $Unit\ Cost_k$ คือ ค่าต้นทุนต่อหน่วย หน่วย บาท/kWh

K_k คือ ค่าลงทุนก่อสร้างต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท

L_k คือ ค่าที่ใช้ปรับฐานค่าลงทุนก่อสร้างต่อปี

F_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

V_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

$Fuel_m$ คือ ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าชนิด m หน่วย บาท/MMBtu

HR_k คือ อัตราค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย Btu/kWh

5.8 จำนวนโรงไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่

จำนวนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่สามารถก่อสร้างได้ในแต่ละภูมิภาคมีข้อจำกัดจากหลายด้านเช่น ด้านสิ่งแวดล้อม ลักษณะทางกายภาพในด้านของเส้นทางการของการขนส่งเชื้อเพลิง และความขัดแย้งหรือต่อต้านจากชุมชน เป็นต้น ซึ่งเงื่อนไขดังกล่าวทำให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถมีได้มีจำนวนจำกัดในพื้นที่นั้นๆ โดยที่การวางแผนฯนี้จะต้องมีจำนวนโรงไฟฟ้าไม่เกินจำนวนที่เหมาะสมของแต่ละพื้นที่ เมื่อพื้นที่ก่อสร้างหมดจะต้องรอให้มีโรงไฟฟ้าเก่าในพื้นที่ถูกปลดออกจะระบบก่อนเท่านั้นจึงจะก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มได้ โดยมีสมการเงื่อนไขจำนวนโรงไฟฟ้าในพื้นที่ดังสมการที่ (5.19)

$$nGen_{j,t} \leq nGen_{j,limit} \quad (5.19)$$

โดยที่ $nGen_{j,t}$ คือ จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ ณ เวลา t ในพื้นที่ j

$nGen_{j,limit}$ คือ จำนวนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์สูงสุดในพื้นที่ j

5.9 การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

การคำนวณการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าของวงจรสมมูลแบบ ดี.ซี. (DC Power Flow) เป็นการประมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่จะต้องส่งข้ามระหว่างพื้นที่ที่มีกำลังผลิตเหลือไปยังพื้นที่ที่ต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่ม โดยจะคำนวณเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงไม่พิจารณาผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือนและ กำหนดให้แต่ละพื้นที่เสมือนเป็นบัสและเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งกำลังไฟฟ้าที่มีความต้านมานต่ำมากดังสมการที่ (5.20)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

โดยที่ ΔP_j คือ ผลต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับความต้องการไฟฟ้าพื้นที่ j

θ_j คือ มุมของพื้นที่หรือบัสที่ j

B' คือ เมตริกซ์ Susceptance ของระบบ

เมื่อคำนวณสมการที่ (5.20) จะต้องสร้างเมทริกซ์ B' ของระบบก่อน และทราบค่า ΔP_j ของแต่ละพื้นที่ จากนั้นกำหนดให้บัสใดบัสหนึ่งเป็นบัสอ้างอิง ซึ่งได้ให้ค่า $\theta_{ref} = 0$ ตัดแถวและหลักในตำแหน่งของบัสอ้างอิงในแต่ละเมทริกซ์ แล้วจึงจะคำนวณหาค่า θ_j ของบัสที่เหลืออยู่ได้ จากนั้นจึงนำไปคำนวณหากำลังไฟฟ้าที่ไหลข้ามแต่ละพื้นที่ได้ในสมการที่ (5.21)

$$P_{jk} = \left|B_{jk}\right|(\theta_j - \theta_k) \quad (5.21)$$

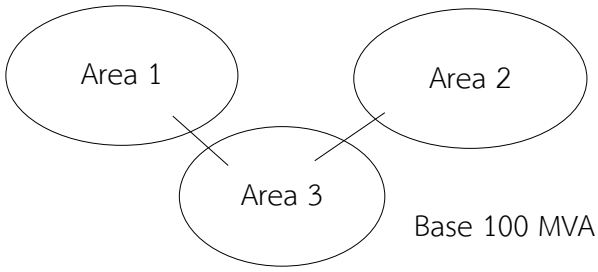
โดยที่ P_{jk} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งข้างระหว่างพื้นที่ j กับ k

θ_k คือ มุมของพื้นที่หรือบัสที่ k

B_{jk} คือ เมตริกซ์ Susceptance ระหว่างพื้นที่ j กับ k

กำหนดให้ค่า Susceptance มีค่าเท่ากันระหว่างพื้นที่ในทุกๆเส้นทาง โดยผลลัพธ์การคำนวณการไหลของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่นี้จะแสดงให้เห็นถึงผลของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ไม่นำมาเป็นดัชนีในการเลือกโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้าสู่ระบบ

ตัวอย่างการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง โดยการเชื่อมต่อกันระหว่างพื้นที่ดังภาพที่ 5.3 พื้นที่ที่ 1 มีกำลังผลิตรวมที่จ่ายภายในพื้นที่ 150 MW มีความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ 200 MW พื้นที่ที่ 2 มีกำลังผลิตรวมที่จ่ายในพื้นที่ 250 MW มีความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ 180 MW และพื้นที่ที่ 3 มีกำลังผลิตรวมที่จ่ายในพื้นที่ 200 MW มีความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ 220 MW



ภาพที่ 5.3 ระบบตัวอย่างที่ใช้ในการคำนวณการไหลของเครือข่าย

ขั้นตอนการคำนวณ

1. สร้างเมตริกซ์ Subceptance โดยแต่ละพื้นที่เชื่อมกันมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{0.01}$ per unit ดังนั้น

$$B = \begin{bmatrix} 100 & 0 & -100 \\ 0 & 100 & -100 \\ -100 & -100 & 200 \end{bmatrix}$$

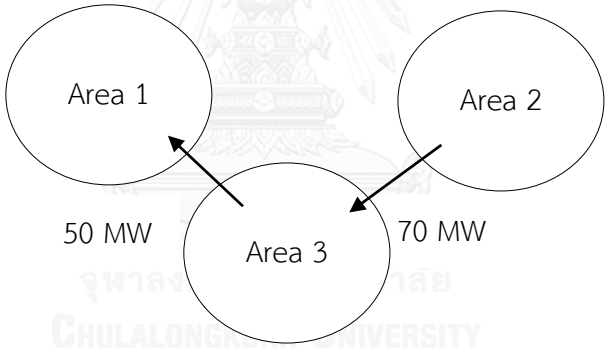
2. กำหนดให้พื้นที่ที่ 1 เป็นพื้นที่อ้างอิง ดังนั้น $\theta_1 = 0, \Delta P_2 = 0.7\ MW$ และ $\Delta P_3 = -0.2\ MW$

3. เขียนรูปแบบสมการที่ 5.20 เมื่อตัดแถวและหลักของพื้นที่อ้างอิงออกแล้วดังนี้

$$\begin{bmatrix} 0.7 \\ -0.2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 100 & -100 \\ -100 & 200 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix}$$

เมื่อคำนวณสมการข้างต้นจะได้ $\theta_2 = 0.012$ และ $\theta_3 = 0.005$

4. คำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านระหว่างสองพื้นที่ได้ดังสมการที่ 5.21 ดังนั้นจะได้ $P_{23} = 70\ MW$ และ $P_{13} = -50\ MW$ สามารถสรุปผลการไหลของกำลังไฟฟ้าของทั้งสามพื้นที่ได้ดังภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 ผลลัพธ์การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง

บทที่ 6
ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ในวิทยานิพนธ์จะใช้ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 เป็นระบบทดสอบ

ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (Minimum Cost) หรือ การวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด (Minimum CO_2 - Emission) มีรายละเอียดขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. กำหนดระยะเวลาในการวางแผนพัฒนากำลังผลิต โดยเริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 – พ.ศ. 2579 จากนั้นเตรียมข้อมูล แยกประเภทข้อมูลต่างๆ เพื่อให้สะดวกต่อการคำนวณในโปรแกรม Matlab
2. คำนวณข้อมูลสำหรับแต่ละปีในการวางแผน
   2.1 คำนวณ COPT ที่สายส่งส่งให้ระหว่างพื้นที่ที่เรากำหนด เพื่อจะได้ทราบว่าจะมีกำลังผลิตจากพื้นที่ข้างเคียงส่งมาเท่าใด โดยขั้นตอนการสร้างตาราง COPT มีดังต่อไปนี้
   1) สร้างตาราง COPT ของแต่ละพื้นที่
   2) คำนวณตาราง COPT ใหม่ เนื่องจากพื้นที่ข้างเคียงส่งกำลังไฟฟ้ามาช่วย โดยเป็นกำลังไฟฟ้าที่เหลือจากการจ่ายโหลดให้กับโรงไฟฟ้าภายในพื้นที่ตนเองเรียบร้อยแล้ว
   สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่พิจารณาการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสองพื้นที่ ดังนั้นการคำนวณตาราง COPT ใหม่จะเป็นการได้รับความช่วยเหลือจากพื้นที่ที่ติดกันเท่านั้น โดยผลลัพธ์ที่ได้จะทราบถึงโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่นั้นๆที่พิจารณา และเป็นเกณฑ์หนึ่งในการเลือกพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าเพิ่ม เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ไม่ผ่านเกณฑ์ชี้วัด
   2.2 คำนวณความจุของสายส่งกำลังไฟฟ้า โดยพิจารณา contingency N-1 ซึ่งสามารถรองรับกรณีสายส่งเกิดปัญหาขัดข้อง แล้วจะไม่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับ ข้อมูลดังกล่าวจะนำไปพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่อไป
   2.3 คำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่สามารถสร้างเพิ่มได้ในปีนั้นๆ

- ค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า (Investment Cost)
- ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed O&M Cost)
- ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost)
- ค่าบำรุงรักษาแบบแปรผัน (Variable O&M Cost)
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)

3. ขั้นตอนการคำนวณในแต่ละเดือนดังนี้

3.1 เลือกข้อมูลโหลดรายชั่วโมงในระยะเวลาหนึ่งเดือนที่ได้พยากรณ์ไว้ และตั้งวันแรกของปีว่าเป็นวันอะไร โดยจะใช้อ้างอิงวันตามปี พ.ศ. 2550

3.2 ตรวจสอบสถานะการทำงานของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงในเดือนนั้นๆ จากช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าเข้าและออกจากระบบว่าอยู่ในปีและเดือนที่กำลังพิจารณาหรือไม่

3.3 จากข้อ 3.2 ทำให้ทราบถึงโรงไฟฟ้าที่กำลังจะออกจากระบบว่ามีโรงไฟฟ้าใด และอยู่ที่พื้นที่ใด ทำให้สามารถแก้ไขข้อมูลพื้นที่ว่างในการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มในพื้นที่นั้นๆได้

3.4 คำนวณค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน

3.5 คำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมทั้งหมดของโรงไฟฟ้าที่พร้อมดำเนินงาน

3.6 คำนวณค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย

3.7 คำนวณ Physical Unit rate (Primary Energy)

- คำนวณค่าพลังงานให้อยู่ในหน่วย Unit/GWh

3.8 เตรียมข้อมูลที่เฉพาะเจาะจงแต่ละโรงไฟฟ้าดังนี้

- ใส่ข้อมูลค่าประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (Plant Factor)
- ใส่ข้อมูลกำลังผลิตเทียบเท่า หรือกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor)

3.9 แยกกลุ่มโรงไฟฟ้าเป็น 6 ประเภทดังนี้

1) โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์
2) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศ
3) โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและเล็กมาก
4) โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่รับซื้อจากต่างประเทศ
5) โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนภายในประเทศ
6) โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน และที่รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศผ่าน HVDC

3.10 จัดสรรกำลังการผลิต (Energy Dispatch)

1) กำหนดค่าดัชนีการซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า (maintenance index ; mt) โดยเลือกเดือนที่ 3 4 5 และ 6 เป็นเดือนที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด จึงให้ mt = 0 เพราะไม่ต้องการให้มีการซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าในช่วงเดือนเหล่านี้ แล้วจึงไปชดเชยในเดือนที่เหลือ โดยให้ค่า mt = 1.5
2) หาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่หักออกด้วยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้า SPP ที่แยกไปตามพื้นที่ เพื่อนำข้อมูลไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่ (Area-based Reliability) ต่อไป
3) หาความต้องการใช้ไฟฟ้าคล้ายกับหัวข้อที่ 2) แต่จะคิดรวมทั้งประเทศ เหลือเฉพาะโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ และที่รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศผ่าน HVDC
4) คำนวณหาเส้นแบ่งกราฟลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นช่วง Base Load และ Intermediate Load
5) เมื่อรู้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากหัวข้อที่ 3) แล้วนั้น จะทำการจัดสรรกำลังการผลิต(Energy Dispatch) ของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ โดยการคำนวณจัดอยู่ในรูปแบบของโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) เพื่อวิเคราะห์หากำลังการผลิตที่เหมาะสมที่สุดและสัมพันธ์กับโหลดรายชั่วโมง
6) ผลลัพธ์ของการจัดสรรจะทำให้ทราบว่าระบบสามารถผลิตไฟฟ้าตอบสนองต่อปริมาณความต้องใช้ไฟฟ้าแบ่งตามช่วง Base Load และ Intermediate Load ได้หรือไม่

3.11 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า มี 2 เกณฑ์ ในการเลือกพิจารณาดังนี้
1) เกณฑ์การตัดสินใจ (Deterministic) โดยมีตัวบ่งชี้คือ กำลังผลิตสำรอง (Reserved Margin ; RM)
2) เกณฑ์ความน่าจะเป็น (Probabilistic) มีดัชนีประเมินความเชื่อถือได้คือ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation ; LOLE)

3.12 พิจารณาหากำลังผลิตสำรองแยกตามพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) และพิจารณาสายส่งที่ส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ว่าสามารถส่งกำลังไฟฟ้ามาไม่เกินกำลังไฟฟ้าจำกัดที่แต่ละสายรองรับได้

3.13 คำนวณตาราง COPT แยกตามพื้นที่ เพื่อหาดัชนีความเชื่อถือได้ประจำพื้นที่

3.14 คำนวณการไหลในเครือข่าย (Network Flows) ระหว่างพื้นที่ โดยใช้วิธีการคำนวณจากวงจรสมมูลแบบ ดี.ซี. (DC Power Flow)

3.15 ตรวจสอบเงื่อนไขการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากขั้นตอนที่ 3.11 และผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากขั้นตอนที่ 3.10 ดังต่อไปนี้

1) ค่ากำลังผลิตสำรอง (RM) ของทั้งประเทศจะต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15
2) ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) จะต้องมีค่าไม่เกิน 1 วันต่อปี
3) $\sum_j P_{generate,j,t} = P_{Load(demand)}$

โดยที่ $P_{generate,j,t}$ คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าโรงที่ j จ่าย ณ เวลา t
$P_{Load(demanc}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่เหลือในการคำนวณการจัดสรรกำลังผลิต

ถ้าไม่ผ่านทั้ง 3 เงื่อนไขดังกล่าวก็จะเข้าสู่กระบวนการจัดหาโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้าสู่ระบบ โดยจะพิจาณาแยกว่าเป็นโรงไฟฟ้าที่จะมาช่วยผลิตไฟฟ้าในช่วง Intermediate Load หรือ Baes Load แต่ถ้าผ่านเงื่อนไขดังกล่าว จะทำการวางแผนในเดือนถัดไป

4. เมื่อไม่ผ่านเงื่อนไขข้อที่ 3.15 จะต้องทำการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้า โดยจะต้องพิจารณาเงื่อนไขโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มดังต่อไปนี้

4.1 ตรวจสอบเงื่อนไขกำลังไฟฟ้า ดังขั้นตอนดังต่อไปนี้

1) คำนวณหากำลังไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิง เมื่อรวมกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเข้าในระบบดังสมการที่ 5.18

$$Total\ Capacity_i = Cap_i + Candidate\ cap_i \quad (5.18)$$

โดยที่ $Total\ Capacity_i$ คือ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของเชื้อเพลิงชนิด i
Cap_i คือ กำลังผลิตติดตั้งเดิมของเชื้อเพลิงชนิด i
$Candidate\ cap_i$ คือ กำลังผลิตคิดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่ใช้เชื้อเพลิงชนิด i

2) คำนวณหาอัตราส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละชนิดเชื้อเพลิงเทียบกับกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดได้ดังสมการที่ 5.19

$$ratio\ \% = \frac{Total\ Capacity_i}{Total\ Capacity + \ Candidate\ cap_i} \times 100 \quad (5.19)$$

โดยที่ $Total\ Capacity$ คือ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดรวมเชื้อเพลิงทุกชนิด

3) นำอัตราส่วนในข้อ 2) มาเปรียบเทียบกับ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงที่ได้กำหนดไว้ตามแผน ถ้าอัตราส่วนเกินที่กำหนดไว้แสดงว่าไม่สามารถนำโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดนั้นเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ ดังนั้นจึงทราบว่าชนิดเชื้อเพลิงใดบ้างที่ผ่านเงื่อนไขนี้

4.2 ตรวจสอบเงื่อนไขความสิ้นเปลืองพลังงานไฟฟ้า ดังขั้นตอนต่อไปนี้

1) คำนวณหาพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่ที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ตามชนิดเชื้อเพลิงดังสมการที่ 5.20

$$E_{add,i} = 24 \times 30 \times (1 - \alpha \times OM) \times InstalledCapacity \quad (5.20)$$

โดยที่ $E_{add,i}$ คือ พลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่ที่ใช้เชื้อเพลิงชนิด i

OM คือ ค่าอัตราการซ่อมบำรุง (เดือน/ปี)

α คือ ค่าปรับแก้การซ่อมบำรุงรายเดือน มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1.5 โดย โดยจะเท่ากับ 0 ในเดือน มีนาคม ถึง เดือนมิถุนายน เดือนที่เหลือจะมีค่าเป็น 1.5 หมายความว่า จะไม่ทำการหยุดซ่อมบำรุงในช่วงเดือนที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

2) คำนวณอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงเทียบกับผลรวมความสิ้นเปลืองพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดดังสมการที่ 5.21

$$ratio\ \% = \frac{E_i + E_{add,i}}{Total\ Energy} \times 100 \quad (5.21)$$

โดยที่ E_i คือ พลังงานไฟฟ้าของเชื้อเพลิงชนิด i ก่อนเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่

$Total\ Energy$ คือ ผลรวมพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดก่อนที่จะเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่

3) นำอัตราส่วนในข้อ 2) มาเปรียบเทียบกับ ค่าพลังงานไฟฟ้าของเชื้อเพลิงที่ได้กำหนดไว้ตามแผน ถ้าอัตราส่วนเกินที่กำหนดไว้แสดงว่าไม่สามารถนำโรงไฟฟ้าที่ใช้

เชื้อเพลิงชนิดนั้นเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ ดังนั้นจึงทราบว่าชนิดเชื้อเพลิงใดบ้างที่ผ่านเงื่อนไขนี้

4.3 ตรวจสอบเงื่อนไขการปลดปล่อย CO_2

1) คำนวณปริมาณ CO_2 ของโรงไฟฟ้าใหม่ที่สามารถเข้าสู่ระบบได้ตามชนิดของเชื้อเพลิงดังสมการที่ 5.22

$$Add\ CO_{2\,i} = E_{add,i} \times HR_i \times EF_i \qquad (5.22)$$

โดยที่ $AddCO_{2\,i}$ คือ ปริมาณ CO_2 ที่ปลดปล่อยจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิด i หน่วย kg

$E_{add,i}$ คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าใหม่ ดังสมการที่ 5.20

HR_i คือ อัตราความร้อนของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิด i หน่วย Btu/kWh

EF_i คือ อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานปฐมภูมิ หน่วย Kg/Btu

2) คำนวณหาอัตราการปลดปล่อย CO_2 $(CO_2\ ratio)$ ในหน่วย $kgCO_2/kWh$ เมื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบตามสมการที่ 5.23

$$CO_2\ ratio = \frac{Add\ CO_{2_i} + \sum CO_{2_{i,old,j}}}{Total\ Energy + E_{add,i}} \qquad (5.23)$$

โดยที่ $CO_{2_{i,old,j}}$ คือ ปริมาณ CO_2 ที่ปลดปล่อยจากโรงไฟฟ้าโรงที่ j ที่ใช้เชื้อเพลิงชนิด i หน่วย kg ก่อนที่จะเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ

$Total\ Energy$ คือ ผลรวมพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของระบบก่อนที่จะเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่

3) จากการคำนวณในข้อ 2) ทำให้สามารถตรวจสอบเงื่อนไข ได้จากข้อกำหนดการปลดปล่อย CO_2 ตามแผนในแต่ละปีว่าเกินจากที่กำหนดไว้หรือไม่ ถ้าเกินก็จะไม่พิจารณาโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดนั้น ดังนั้นทำให้ทราบชนิดเชื้อเพลิงที่ผ่านเงื่อนไขนี้

4.4 ตรวจสอบพื้นที่ว่าง ที่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มได้ แล้วจึงเรียงลำดับพื้นที่ที่ควรสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มจากการพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) หรือ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Area-based LOLE)

4.5 เมื่อรู้ข้อมูลจากข้อ 4.1 – 4.4 แล้วนั้น ทำการเลือกโรงไฟฟ้าที่สอดคล้องกับเชื้อเพลิงและพื้นที่ ตามเงื่อนไขที่พิจารณามาแล้วข้างต้น โดยชนิดของโรงไฟฟ้าที่จะทำการสร้างเพิ่มนั้นจะต้องทำงานตอบสนองกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วย

5. คำนวณข้อมูลใหม่ที่จะต้องเปลี่ยนไปเมื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

ขั้นตอนนี้จะเหมือนกับการคำนวณในหัวข้อที่ 3.2 และ 3.4 – 3.14 ได้ผลลัพธ์ดัชนีต่างๆ แล้วจึงนำไปตรวจสอบในขั้นตอนถัดไป

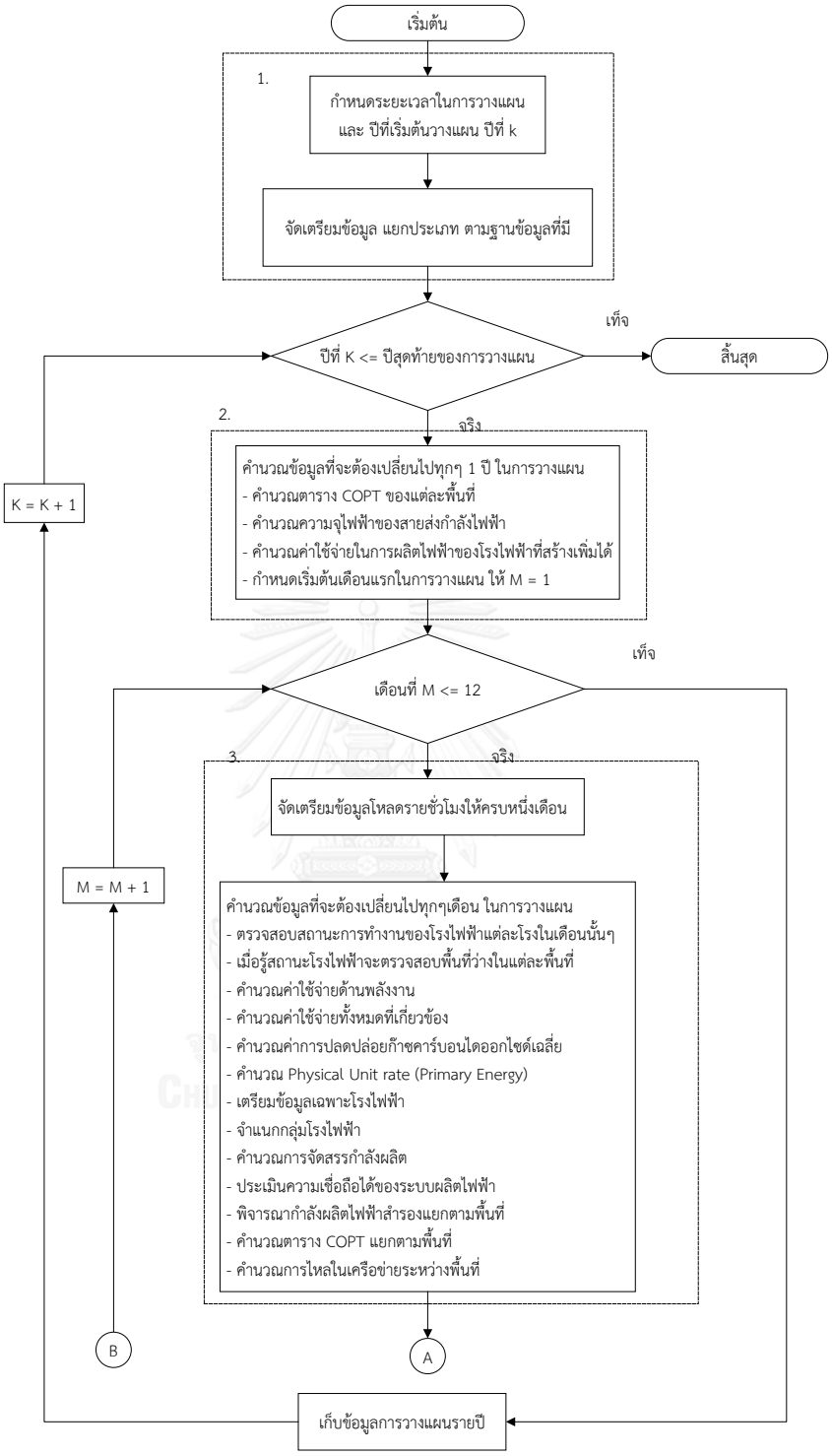
6. ตรวจสอบเงื่อนไขเมื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่ในระบบ

เงื่อนไขในการพิจารณาเมื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าในระบบได้แก่

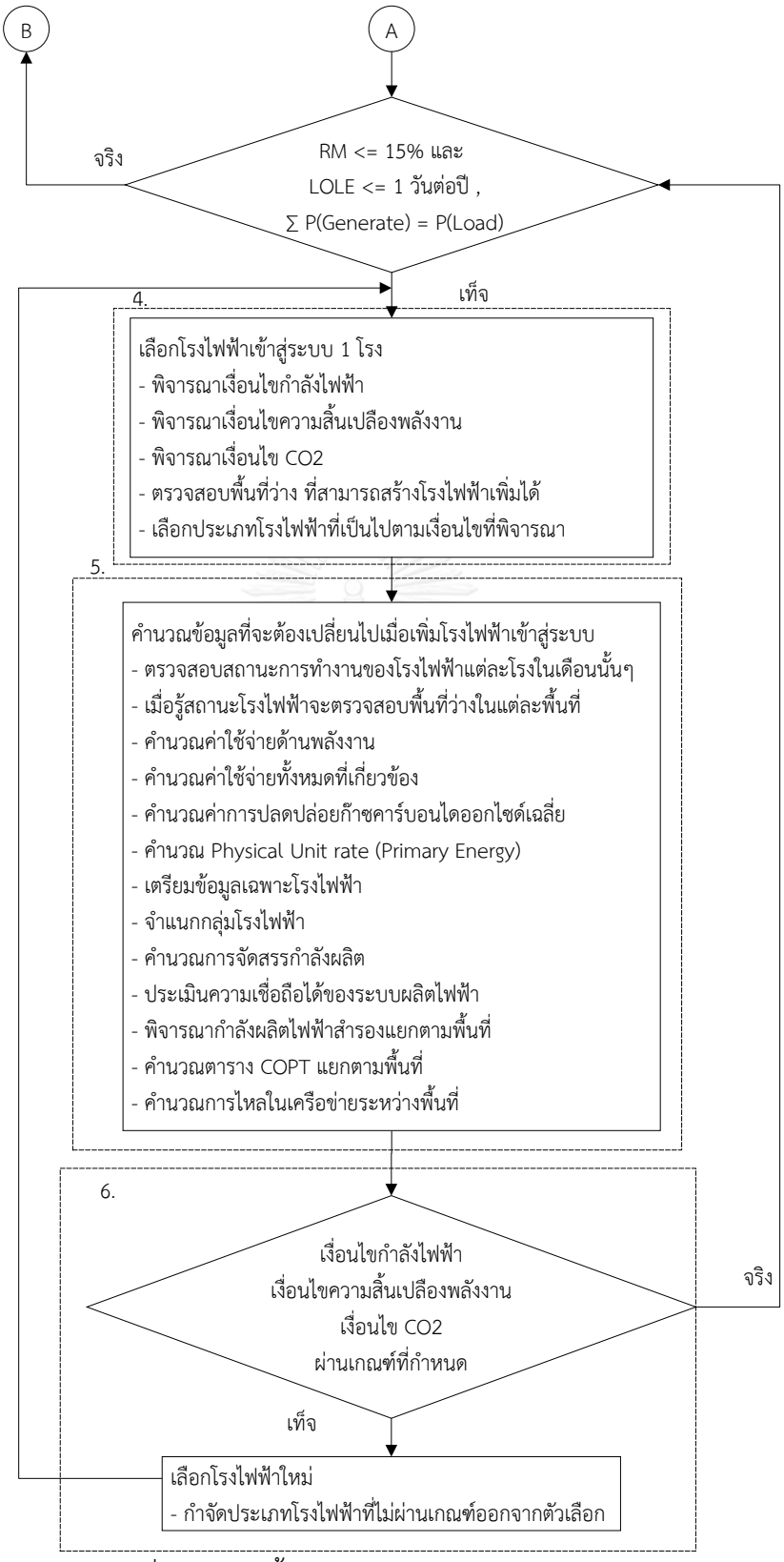
1) เงื่อนไขกำลังไฟฟ้า
2) เงื่อนไขความสิ้นเปลืองพลังงาน
3) เงื่อนไขการปลดปล่อย CO_2

ถ้าโรงไฟฟ้าที่เพิ่มในระบบไม่ผ่านเงื่อนทั้ง 3 เงื่อนไขข้างต้น แสดงว่าโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบนี้ไม่ผ่านเกณฑ์จึงต้องนำโรงไฟฟ้าและชนิดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าออกจากการพิจารณาในขั้นตอนที่ 4 ต่อไป ในทางกลับกันถ้าโรงไฟฟ้าใหม่ผ่านเกณฑ์ก็จะไปตรวจสอบเงื่อนไขการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป ตามขั้นตอนที่ 3.15

กระบวนการที่อธิบายไปข้างต้นจะดำเนินการวนซ้ำขั้นตอนจนถึงปีสุดท้ายที่จะทำการวางแผน โดยผลลัพธ์ต่างๆจะถูกรวบรวมไว้ในแต่ละปี สามารถสรุปให้เห็นภาพรวมของการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าดังแผนภาพที่ 6.1



ภาพที่ 6.1 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า



ภาพที่ 6.1 (ต่อ) ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

บทที่ 7
ผลการทดสอบการวางแผน

ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะสอดคล้องกับเป้าหมายในการจัดหาไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (Minimum Cost) หรือเป้าหมายการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด (Minimum CO_2 - Emission) โดยผลการทดสอบจะแสดงผลการวางแผน ฯ ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2579 ซึ่งจะคัดเลือกโรงไฟฟ้าใหม่ที่ดำเนินงานได้เหมาะสมกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วง Based Load และ/หรือ Intermediate Load และผ่านเงื่อนไขที่กำหนดทั้งหมด เพื่อให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความผันผวนในอนาคต

7.1 ระบบทดสอบ

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด จะต้องพิจารณาระบบทดสอบเพื่อแสดงให้เห็นถึงผลการวางแผนที่ถูกต้องและเหมาะสม ดังนั้นจึงแบ่งการพิจารณาออกเป็น 4 ส่วนได้แก่ รูปแบบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมระหว่างพื้นที่ และความต้องการใช้ไฟฟ้า

7.1.1 รูปแบบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การทดสอบนี้จะมีรูปแบบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยจะแบ่งการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนจัดหาไฟฟ้าว่าจะเป็นแบบใดจากทั้งหมด 2 รูปแบบดังนี้

1) การวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (Minimum Cost) โดยจะจัดเรียงตามลำดับโรงไฟฟ้าตามต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า (Average Full Load Cost; AFLC)
2) การวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด (Minimum CO_2 - Emission) โดยจะจัดเรียงตามลำดับโรงไฟฟ้าตามอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า(Average Full Load CO_2 – Emission)

ในแต่ละรูปแบบข้างต้นจะพิจารณาเลือกพื้นที่ในการเพิ่มกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ โดยการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้แยกตามพื้นที่ ตามหลักเกณฑ์ในการคำนวณ 2 วิธีดังนี้

1) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin)
2) การประเมินโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE)

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าไม่ผ่านเกณฑ์กำลังผลิตสำรอง (Reserved Margin ; RM) และ/หรือดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation ; LOLE) จะต้องทำการเลือกโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้าสู่ระบบตามพื้นที่ที่ได้จากการคำนวณดัชนีข้างต้น

7.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้า

ในการทดสอบทั้งหมดนี้ จะใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของปี 2556 เป็นค่าฐาน แล้วจึงพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560-2579 ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เป็นระบบทดสอบการทดสอบนี้แบ่งเป็น 2 ระบบได้แก่

ระบบทดสอบที่ 1 – ระบบทดสอบที่ใช้ข้อมูลการสร้างโรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2015 (2558 – 2579)

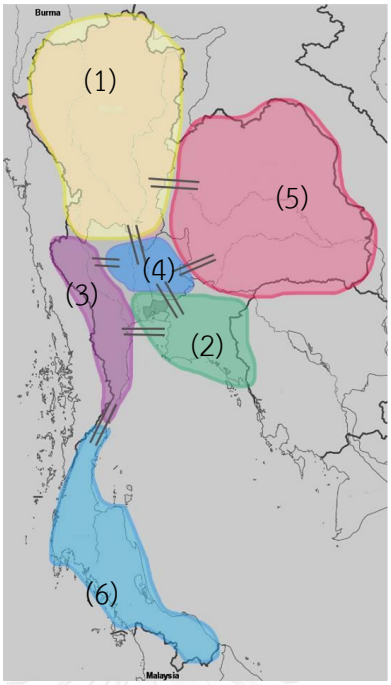
ระบบทดสอบที่ 2 – ระบบทดสอบที่จะพิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบันแล้ว และโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดการเข้าสู่ระบบอย่างแน่นอนแล้ว (SCOD) เท่านั้น

โดยรายละเอียดข้อมูลตั้งต้นของแต่ละระบบทดสอบแสดงในภาคผนวก ก.

7.1.3 ระบบสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่

สายส่งที่เชื่อมระหว่างพื้นที่จะเป็นตัวกำหนดความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ โดยในที่นี้จะแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิงได้แก่ (1) เขตภาคเหนือ (2) เขตภาคกลางฝั่งตะวันออก (3) เขตภาคกลางฝั่งตะวันตก (4) เขตภาคกลางตอนบน (5) เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และ (6) เขตภาคใต้ดังภาพที่ 7.1 โดยจะนำข้อมูลสายส่งกำลังไฟฟ้ามาวิเคราะห์ระดับความเชื่อถือได้ประจำพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 7.1 การแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง

7.1.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้า

ในการทดสอบนี้ จะใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของปี 2556 เป็นค่าฐานดังข้อมูลในภาคผนวก ค. แล้วจึงพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560-2579 ซึ่งได้อธิบายไว้ในบทที่ 4 ในหัวข้อที่ 4.1

7.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบมีดังต่อไปนี้

1) กำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง โดยมีขนาดเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า และใช้เฉพาะเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า
2) ช่วงการคำนวณดัชนีต่างๆ คำนวณครั้งละ 1 เดือนต่อเนื่องไปจนครบระยะเวลาของแผน
3) ไม่คำนึงถึงกำลังสูญเสียของระบบไฟฟ้า
4) กำหนดให้นำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และที่รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และเล็กมาก ให้รับรองความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดก่อน

5) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพิจารณาเฉพาะที่มีกำหนดเข้าระบบแน่นอนแล้ว ไม่พิจารณากำหนดเพิ่มเติมนอกเหนือจากแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP)
6) กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำทุกชนิดเข้าสู่ระบบตามแผน PDP2015
7) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะเข้าระบบตั้งแต่ปี 2578 ตามนโยบายของภาครัฐ
8) เชื้อเพลิงฟอสซิลทุกชนิดพร้อมจ่ายตลอดเวลา และสามารถใช้ได้ไม่จำกัด
9) กำหนดข้อมูลโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบในอนาคตเอาไว้ล่วงหน้าดังตารางที่ 7.1
10) พิจารณาจัดลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ตามต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย
11) พิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าเข้าระบบให้เหมาะสมกับช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้า ให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับระบบ
12) ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยไม่รวมค่าส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 7.1 โรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต ตามการแบ่งเขตพื้นที่โดยแบ่งออกเป็น 6 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	เชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	ภูมิภาคที่สามารถติดตั้งได้
ถ่านหินสะอาด	1,000	ถ่านหินนำเข้า	8,650	ภาคใต้ ภาคกลางตะวันออก
นิวเคลียร์	1,000	นิวเคลียร์	10,950	ภาคเหนือ ภาคกลาง ภาคอีสาน ภาคกลางตะวันออก ภาคกลางตะวันตก
กังหันแก๊ส	250	ดีเซล	9,000	ภาคเหนือ ภาคกลาง ภาคอีสาน ภาคกลางตะวันออก ภาคกลางตะวันตก ภาคกลางตอนบน
พลังความร้อนร่วม	1,300	ก๊าซธรรมชาติ	6,800	ภาคใต้ ภาคกลาง ภาคตะวันออก ภาคกลางตะวันตก
สมาร์ทแก๊สเอนจิน	200		8,000	

โดยมีเงื่อนไขเพิ่มเติมคือ โรงไฟฟ้าทุกประเภทสามารถเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปีแรกของการเริ่มวางแผน

7.3 เงื่อนไขในการทดสอบ

เงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบของทั้งสองระบบทดสอบนั้นมีเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. กำลังผลิตสำรองโดยรวมของทั้งประเทศต้องไม่ต่ำกว่า 15 %
2. สัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศต้องไม่เกิน 20%
   2.1 โรงไฟฟ้าถ่านหินนำเข้า ไม่เกิน 5% ตลอดแผน
   2.2 รับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำ ไม่เกิน 15% ณ ตลอดแผน
3. สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าต้องไม่เกิน 45 %
4. สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินสะอาด (Bituminous) ภายในประเทศ ต้องไม่เกิน 20% ตลอดแผน
5. กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์มีสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 % ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบหรือไม่เกิน 2 โรง ณ ปลายแผน และเริ่มเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2578 เป็นต้นไป
6. กำหนดอัตราการปลดปล่อย CO_2 ให้ปีพ.ศ. 2560 มีค่าอัตราการปลดปล่อย CO_2 ไม่เกิน 0.519 กิโลกรัมคาร์บอนต่อหน่วย และลดลง 2% ต่อปี

7.4 ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบดังต่อไปนี้ จะเลือกโรงไฟฟ้าและพื้นที่ที่เหมาะสมที่สุด ที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีระดับความเชื่อถือได้ และระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ตามนโยบายของภาครัฐ

Chulalongkorn University

7.4.1 ผลการทดสอบการวางแผนตามเป้าหมายการวางแผนต้นทุนต่ำที่สุด

7.4.1.1 ผลการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin)

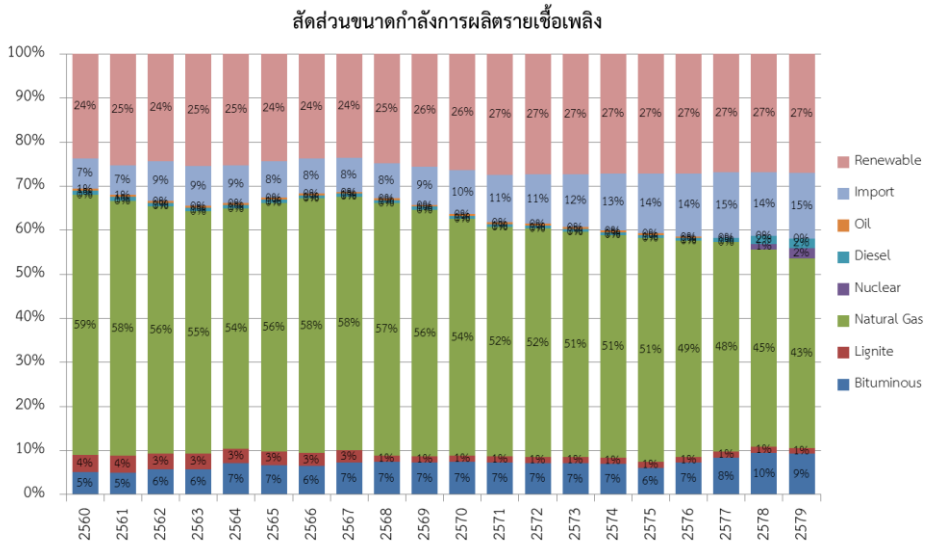
- ระบบทดสอบที่ 1 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1

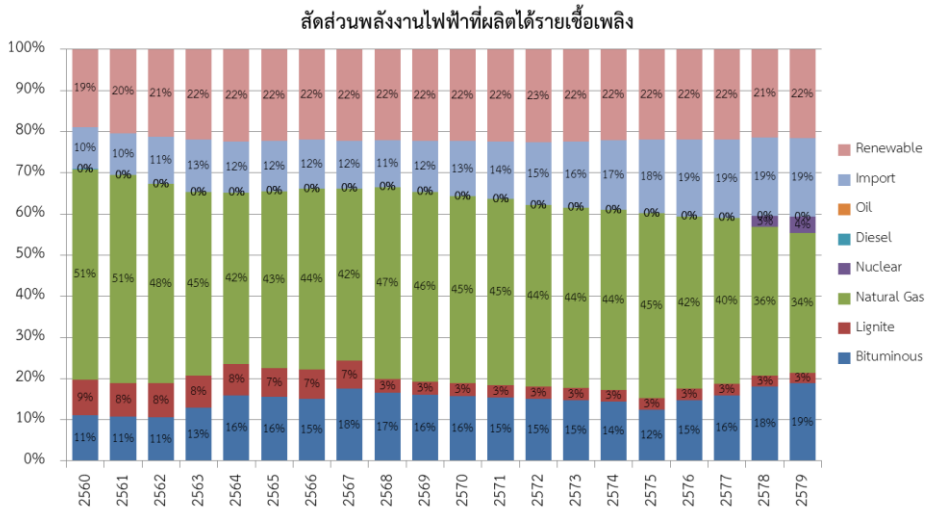
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	200	0	500	0	0	0	5000	0	0	3.859	0.391
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.966	0.380
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0	4.025	0.371
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.016	0.371
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.037	0.383
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.170	0.378
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.246	0.378
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.278	0.387
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.281	0.361
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.294	0.353
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.284	0.347
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.310	0.342
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0	4.320	0.334
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.340	0.330

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.345	0.326
2575	0	0	0	200	0	500	0	0	0	5000	0	0	3.859	0.391
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.345	0.321
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.338	0.325
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.220	0.326
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.173	0.322
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	200	0	500	0	0	0	7,200	0	0	-	-
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		200		500		0		7,200		0		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		10,533		10,437		6,405		34,794		4,117		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	12,983		8,617		6,342		5,401		31,979		2,592		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผน ฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.2 และภาพที่ 7.3



ภาพที่ 7.2 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1



ภาพที่ 7.3 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1

- ระบบทดสอบที่ 2 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.3

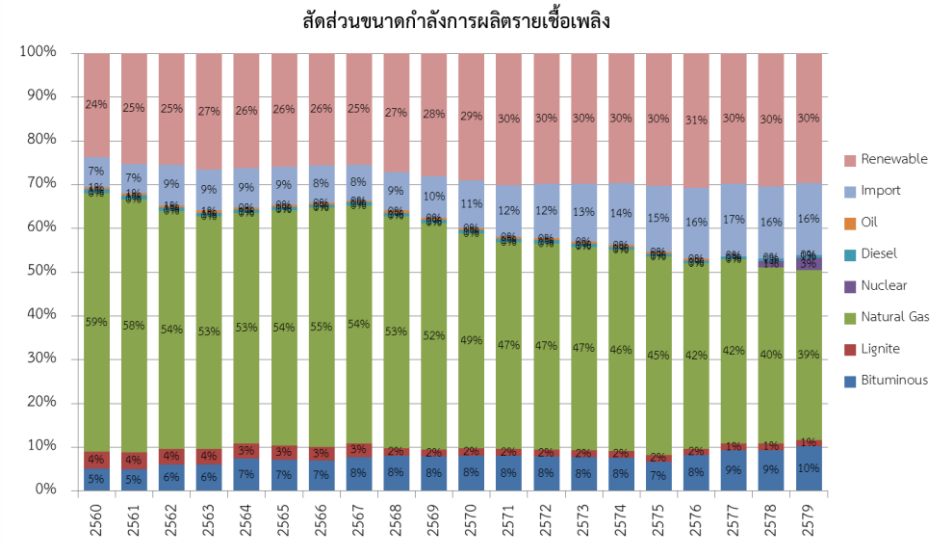
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.3 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2

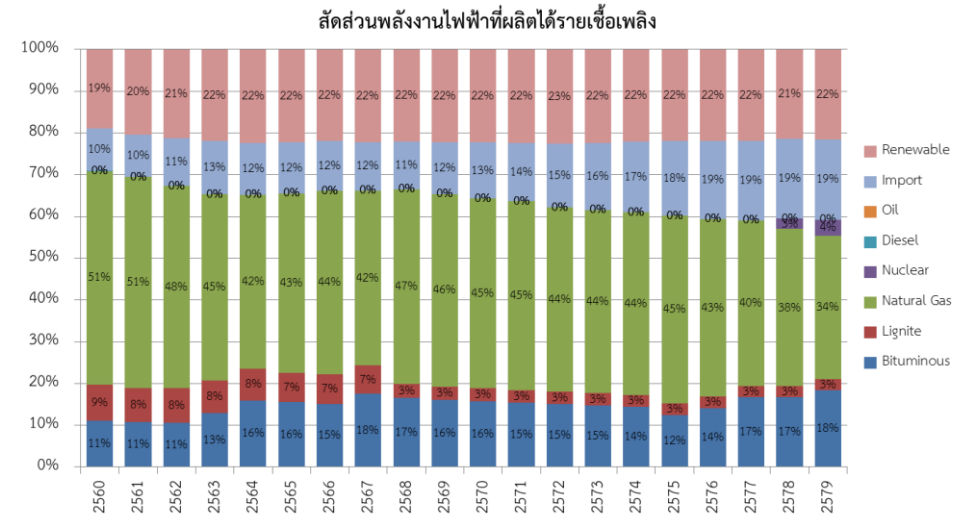
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0	3.979	0.371
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	3.972	0.371
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.993	0.383
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.107	0.378
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.163	0.378
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.198	0.387
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.191	0.361
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.199	0.353
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.190	0.347
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.219	0.342
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0	4.231	0.334
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.253	0.330
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.260	0.326
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.290	0.313

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0	3.979	0.371
2575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	3.972	0.371
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	4.250	0.317
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	200	0	0	4.230	0.326
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.142	0.317
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	0	0	0	4.095	0.318
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	200	0	500	0	0	8,200	7,400	0	0	-	-
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		200		500		0		15,600		0		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		7,533		10,437		5,655		30,994		4,117		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	12,983		5,617		6,342		4,901		28,179		2,592		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผน ฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.4 และภาพที่ 7.5



ภาพที่ 7.4 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2



ภาพที่ 7.5 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2

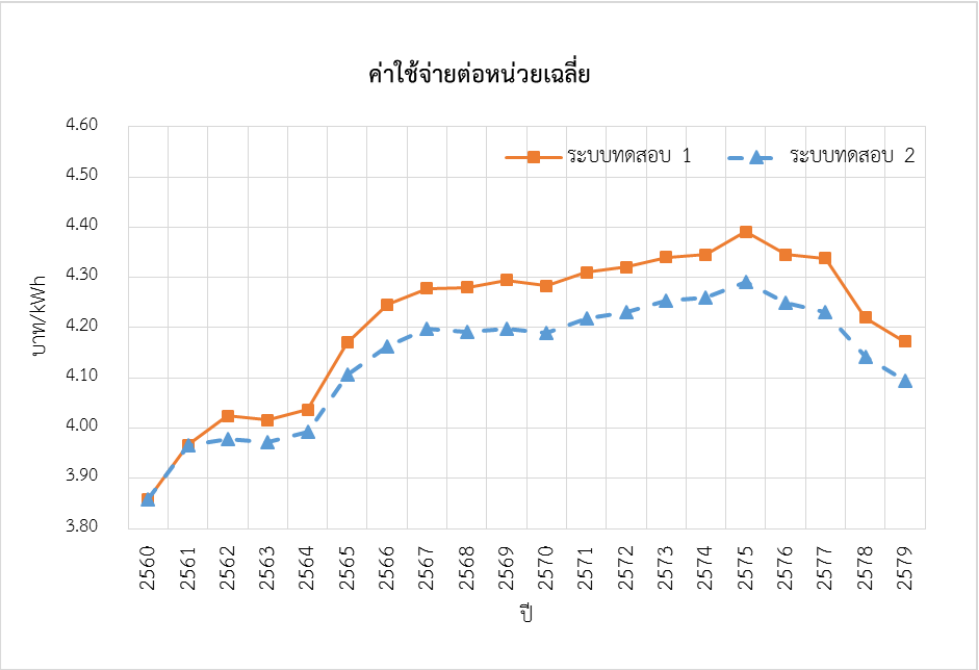
สรุปผลการวางแผน ฯ แต่ละระบบทดสอบแยกตามกำลังผลิตไฟฟ้าตามช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า Base Load และ Intermediate Load ได้ผลดังตารางที่ 7.4

ตารางที่ 7.4 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2

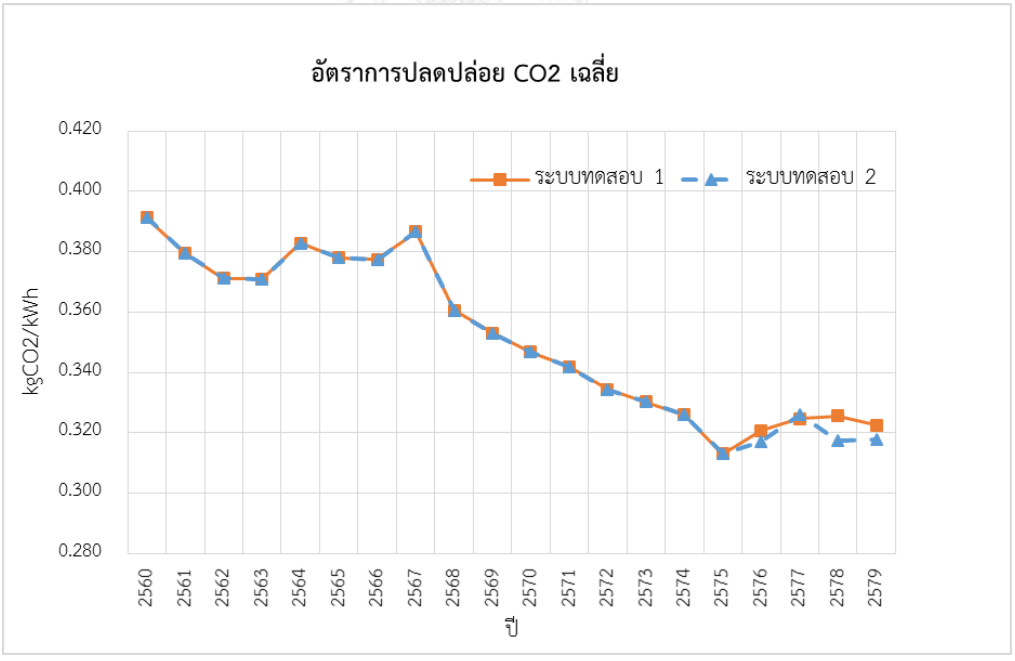
		ระบบทดสอบ 1	ระบบทดสอบ 2
กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบแน่นอนแล้ว (SCOD) (MW)	Base Load	50,094.60	50,094.60
	Intermediate Load	304.4	304.4
กำลังผลิตไฟฟ้าที่จะเพิ่มตามแผน PDP2015 (MW)	Base Load	12,100	0
	Intermediate Load	1,250	0
โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างเพิ่ม ช่วงปี 2560 – 2579 เพื่อตอบสนองโหลด (MW)	Base Load	0	8,200
	Intermediate Load	7,900	8,100
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)	Base Load	62,194.60	58,294.60
	Intermediate Load	9,454.40	8,404.40
ผลรวมกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)		71,649.00	66,699.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

นอกจากนี้ผลของค่าใช่จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เปรียบเทียบกันในแต่ละระบบทดสอบได้ดังภาพที่ 7.6 และภาพที่ 7.7



ภาพที่ 7.6 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2



ภาพที่ 7.7 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2

7.4.1.2 ผลการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE)

- ระบบทดสอบที่ 1 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.5

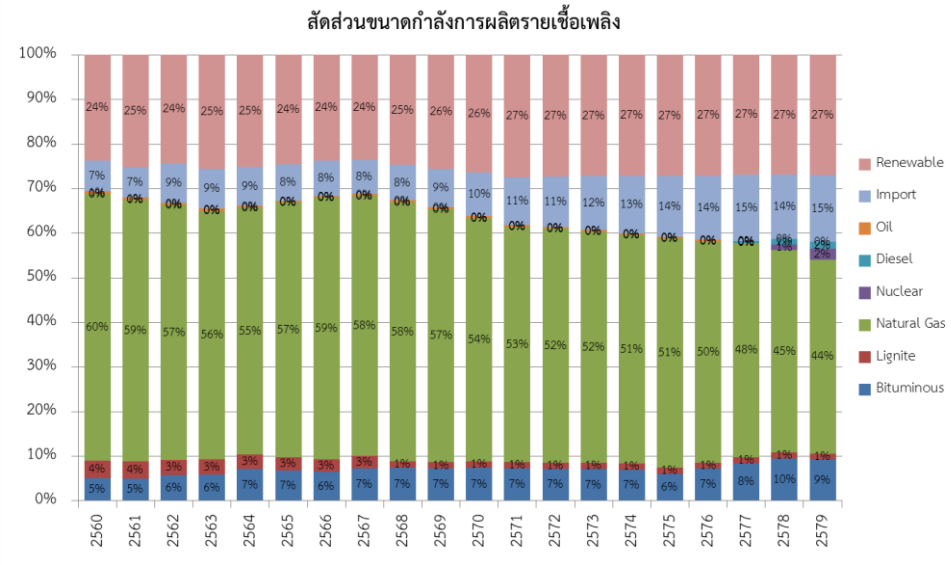
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.5 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1

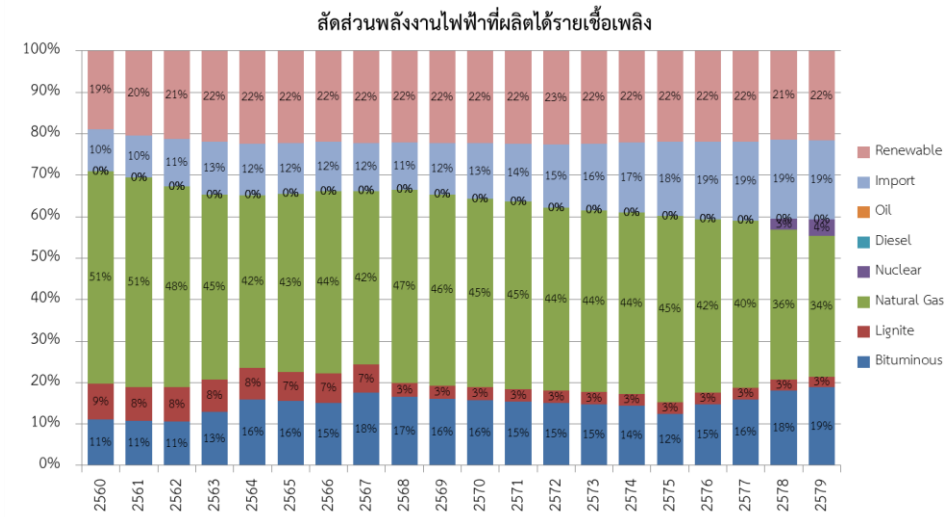
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	5600	0	0	0	0	0	0	0	0	3.861	0.391
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.969	0.380
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	0	0	4.030	0.371
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.020	0.371
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.041	0.383
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.174	0.378
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.250	0.378
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.284	0.387
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.286	0.361
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.299	0.353
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.288	0.347
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.314	0.342
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.323	0.334
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.345	0.330

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.350	0.326
2575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.394	0.313
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.347	0.321
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.340	0.325
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.222	0.326
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.174	0.322
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	5,600	0	0	0	0	0	2,200	0	0	-	-
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		5,600		0		0		2,200		0		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		15,933		9,937		6,405		29,794		4,117		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	12,983		14,017		5,842		5,401		26,979		2,592		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.8 และภาพที่ 7.9



ภาพที่ 7.8 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1



ภาพที่ 7.9 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1

- ระบบทดสอบที่ 2 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.6

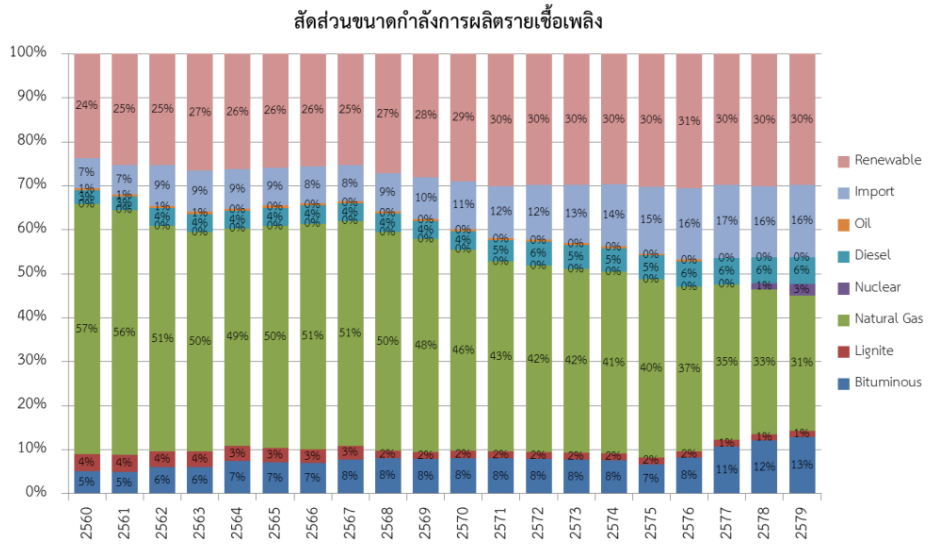
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.6 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2

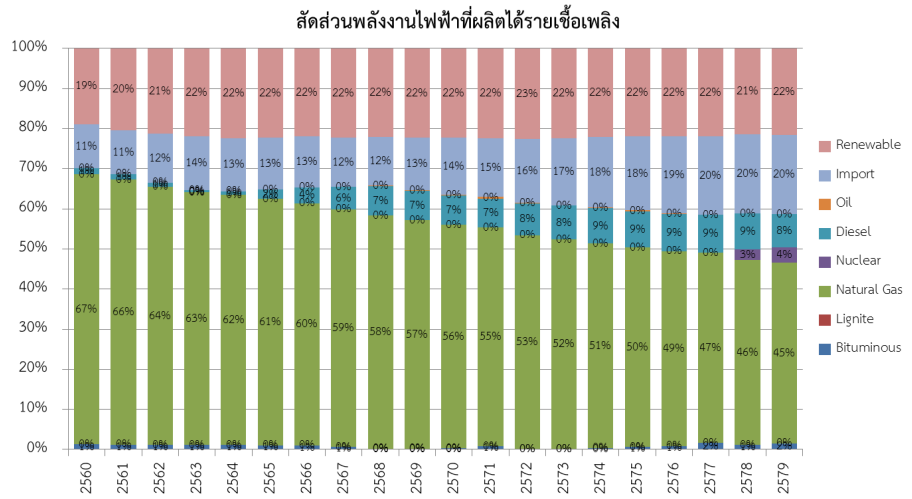
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	5600	0	0	0	0	0	0	0	0	3.861	0.391
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.969	0.380
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	0	0	3.984	0.371
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.975	0.371
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	3.998	0.383
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.110	0.378
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.168	0.378
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.203	0.387
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.196	0.361
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.204	0.353
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.195	0.347
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.223	0.342
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.233	0.334
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.257	0.330

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.264	0.326
2575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.293	0.313
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.293	0.313
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	4.252	0.317
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	200	0	0	4.204	0.332
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	0	0	0	4.108	0.327
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	200	0	0	4.091	0.319
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		5,600		0		0		8,200		0		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		12,933		9,937		5,655		26,194		4,117		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	13,148		11,034		5,955		4,901		21,879		2,629		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผน ฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.10 และภาพที่ 7.11



ภาพที่ 7.10 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2



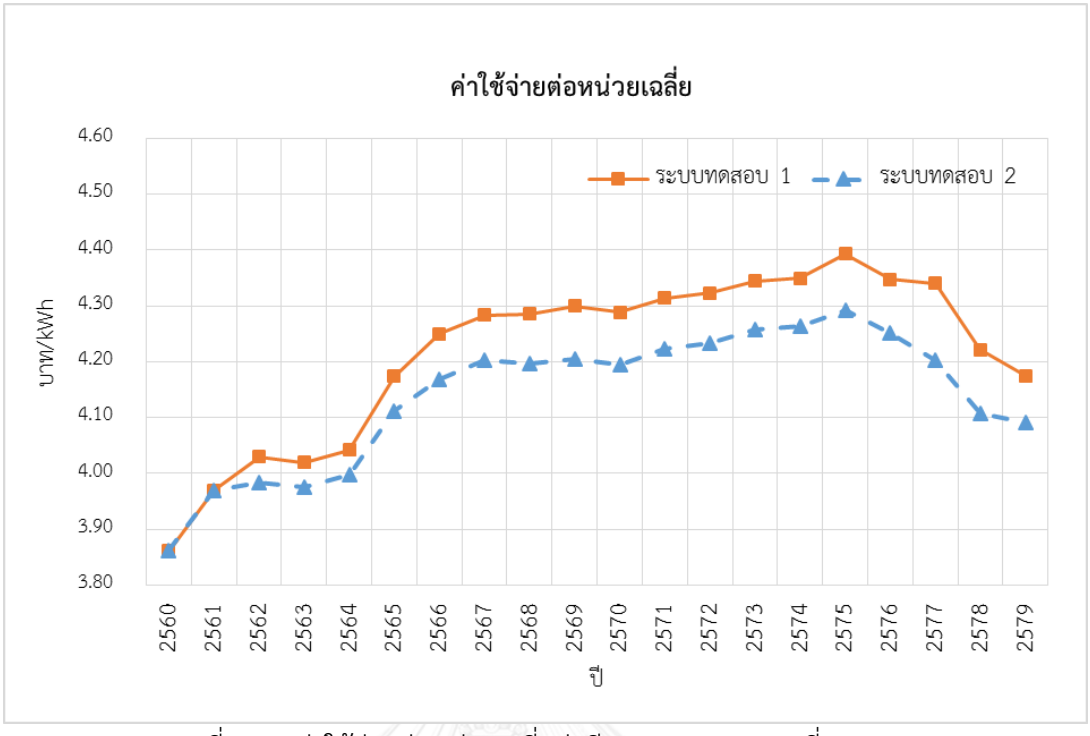
ภาพที่ 7.11 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2

สรุปผลการวางแผน ฯ แต่ละระบบทดสอบแยกตามกำลังผลิตไฟฟ้าตามช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า Base Load และ Intermediate Load ได้ผลดังตารางที่ 7.7

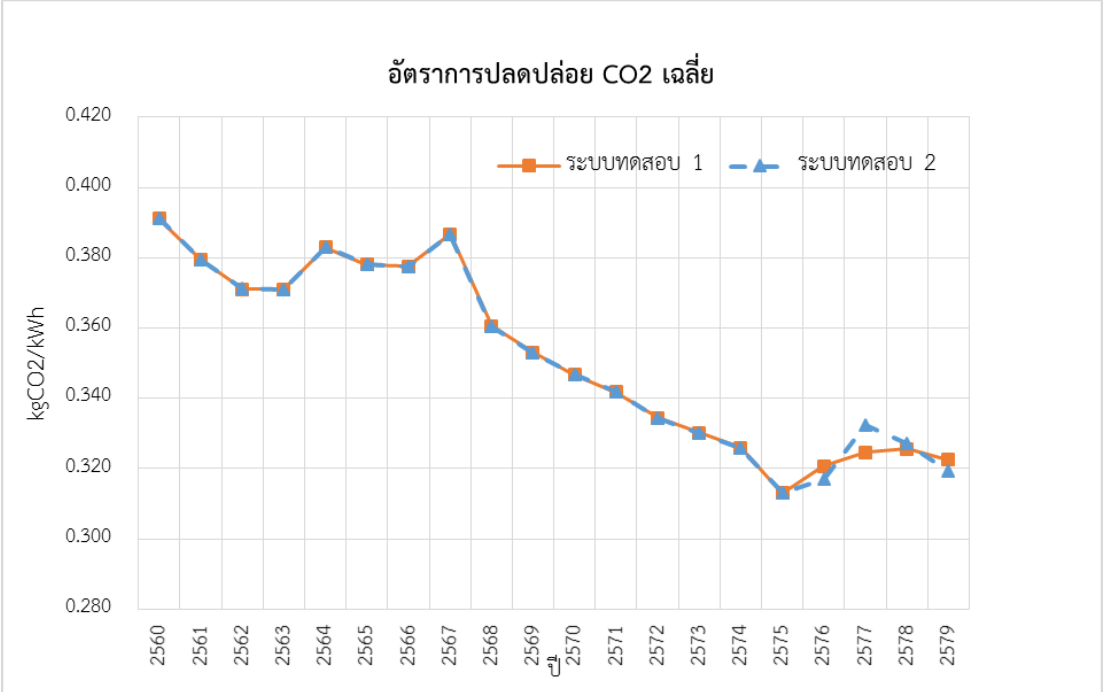
ตารางที่ 7.7 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2

		ระบบทดสอบ 1	ระบบทดสอบ 2
กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบแน่นอนแล้ว (SCOD) (MW)	Base Load	50,094.60	50,094.60
	Intermediate Load	304.4	304.4
กำลังผลิตไฟฟ้าที่จะเพิ่มตามแผน PDP2015 (MW)	Base Load	12,100	0
	Intermediate Load	1,250	0
โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างเพิ่ม ช่วงปี 2560 – 2579 เพื่อตอบสนองโหลด (MW)	Base Load	0	5,600
	Intermediate Load	7,800	8,200
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)	Base Load	62,194.60	55,694.60
	Intermediate Load	9,354.40	8,504.40
ผลรวมกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)		71,549.00	64,199.00

นอกจากนี้ผลของค่าใช่จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เปรียบเทียบกันในแต่ละระบบทดสอบได้ดังภาพที่ 7.12 และภาพที่ 7.13



ภาพที่ 7.12 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2



ภาพที่ 7.13 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2

7.4.2 ผลการทดสอบการวางแผนตามเป้าหมายการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด

7.4.2.1 ผลการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin)

- ระบบทดสอบที่ 1 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.8

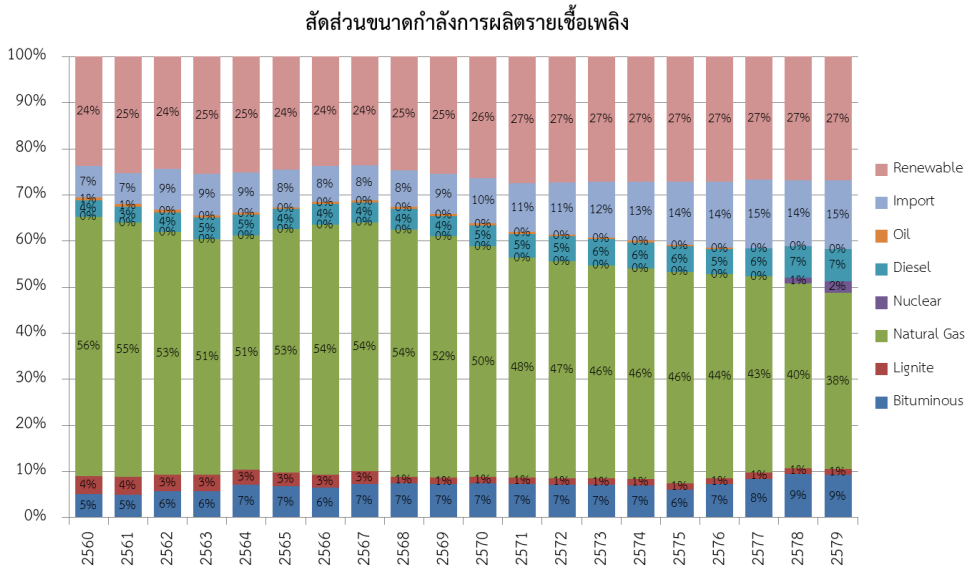
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.8 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1

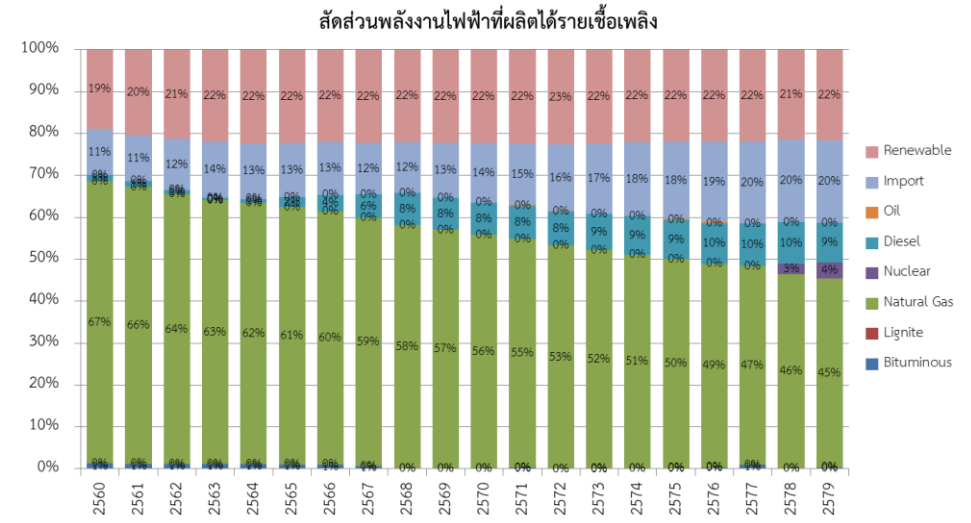
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	200	0	250	0	0	0	5150	0	0	4.902	0.290
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.976	0.284
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	750	0	0	4.999	0.273
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	4.949	0.263
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.042	0.263
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.240	0.267
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.431	0.273
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.609	0.276
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.706	0.280
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.723	0.276
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.700	0.272
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	5.736	0.272
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.752	0.264
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.815	0.264

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.857	0.264
2575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.861	0.263
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.895	0.261
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.945	0.263
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.890	0.250
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.828	0.243
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	200	0	250	0	0	0	7,650	0	0	-	-
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		200		250		0		7,650		0		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		10,533		10,187		6,405		35,244		4,117		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	12,983		8,617		6,092		5,401		32,429		2,592		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.14 และภาพที่ 7.15



ภาพที่ 7.14 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1



ภาพที่ 7.15 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1

- ระบบทดสอบที่ 2 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.9

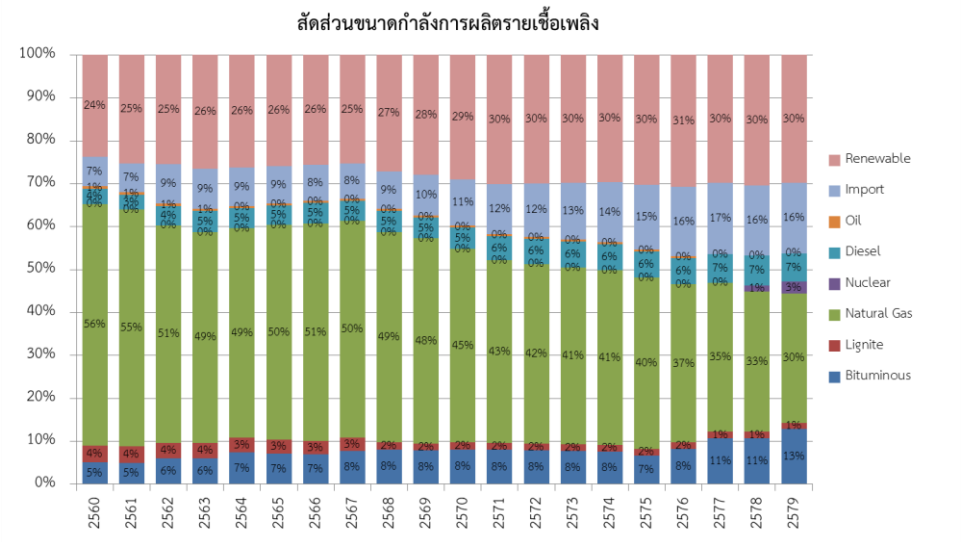
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.9 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2

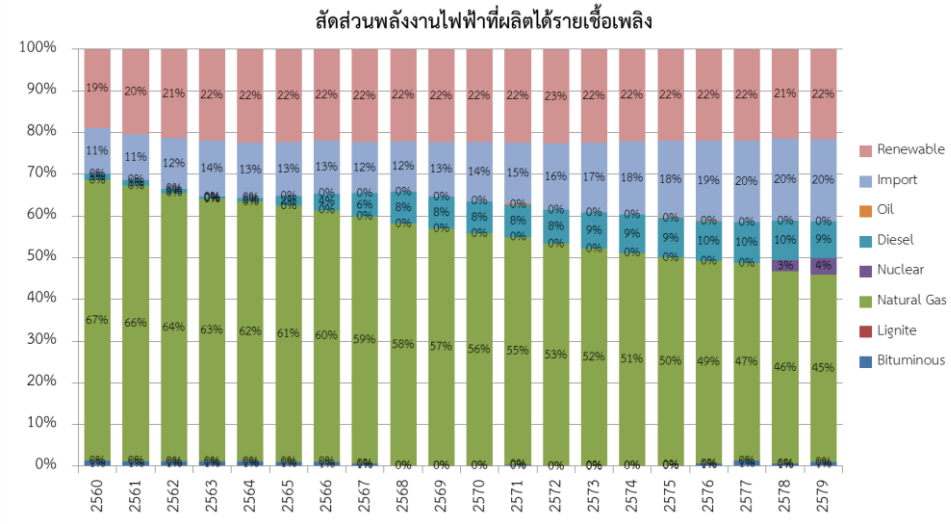
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	200	0	250	0	0	0	5150	0	0	4.902	0.290
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.976	0.284
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	750	0	0	4.958	0.274
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	4.910	0.264
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.004	0.264
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.182	0.268
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.350	0.274
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.529	0.276
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.617	0.280
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.628	0.276
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.608	0.272
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	5.645	0.272
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.664	0.264
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.730	0.264

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.774	0.264
2575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.762	0.263
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	5.777	0.262
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	500	0	0	5.846	0.264
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	5.770	0.252
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	0	0	0	5.735	0.246
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	200	0	250	0	0	5,000	7,900	0	250	-	-
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		200		250		0		12,900		250		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		7,533		10,187		5,655		30,894		4,367		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	12,983		5,617		6,092		4,901		28,079		2,842		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผน ฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.16 และภาพที่ 7.17



ภาพที่ 7.16 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2



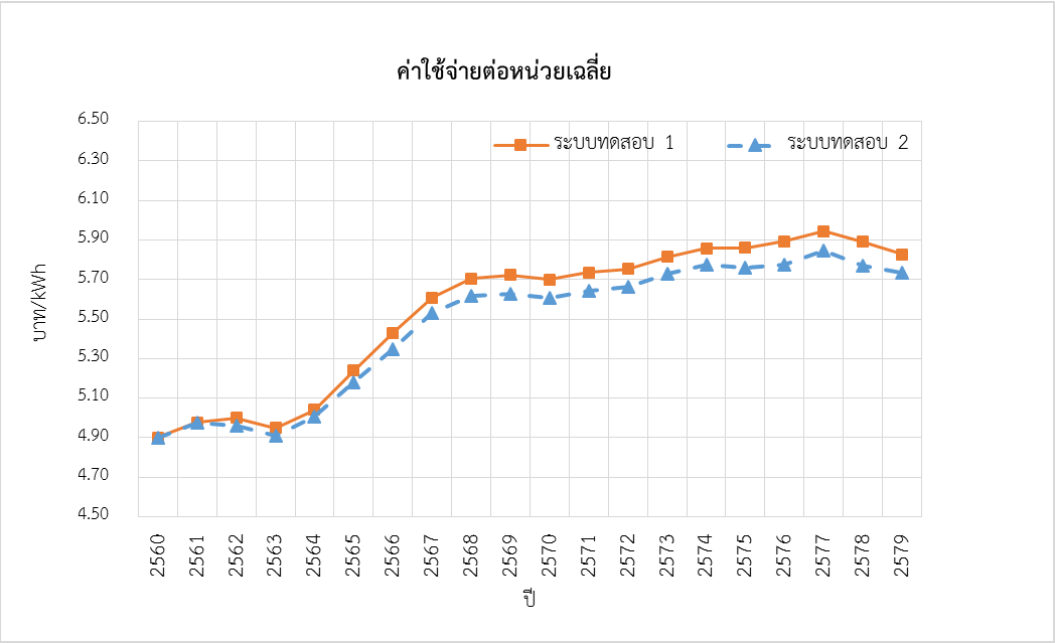
ภาพที่ 7.17 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2

สรุปผลการวางแผน ฯ แต่ละระบบทดสอบแยกตามกำลังผลิตไฟฟ้าตามช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า Base Load และ Intermediate Load ได้ผลดังตารางที่ 7.10

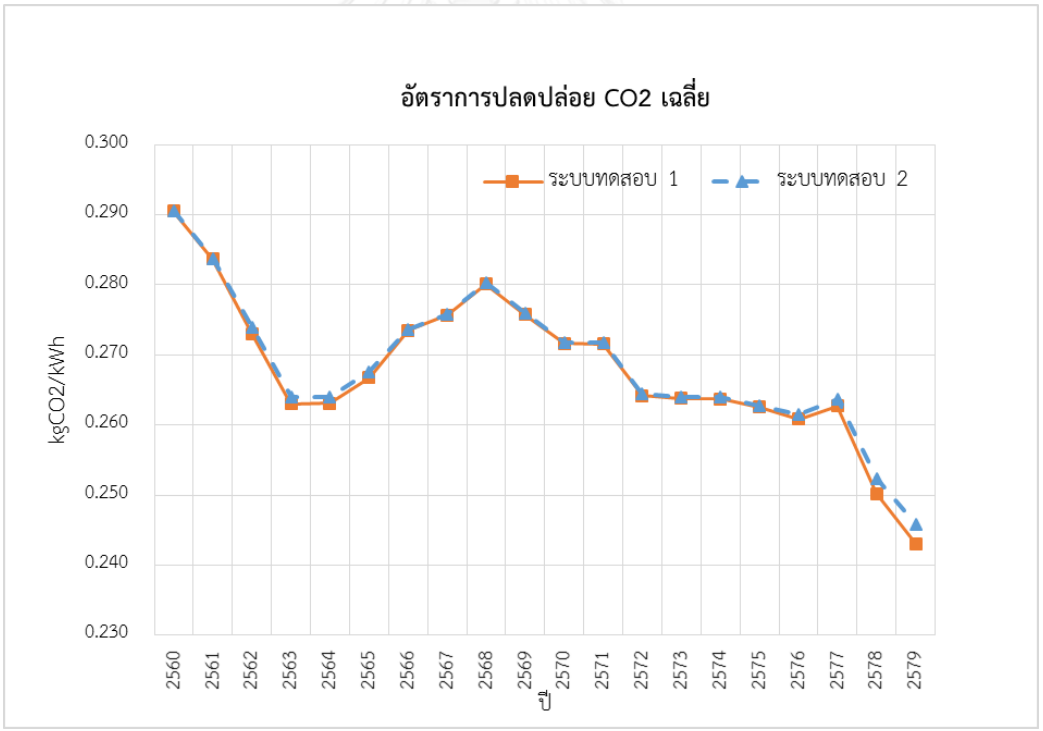
ตารางที่ 7.10 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2

		ระบบทดสอบ 1	ระบบทดสอบ 2
กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบแน่นอนแล้ว (SCOD) (MW)	Base Load	50,094.60	50,094.60
	Intermediate Load	304.4	304.4
กำลังผลิตไฟฟ้าที่จะเพิ่มตามแผน PDP2015 (MW)	Base Load	12,100	0
	Intermediate Load	1,250	0
โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างเพิ่ม ช่วงปี 2560 – 2579 เพื่อตอบสนองโหลด (MW)	Base Load	0	5,000
	Intermediate Load	8,100	8,600
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)	Base Load	62,194.60	55,094.60
	Intermediate Load	9,654.40	8,904.40
ผลรวมกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)		71,849.00	63,999.00

นอกจากนี้ผลของค่าใช่จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เปรียบเทียบกันในแต่ละระบบทดสอบได้ดังภาพที่ 7.18 และภาพที่ 7.19



ภาพที่ 7.18 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2



ภาพที่ 7.19 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2

7.4.2.2 ผลการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE)

- ระบบทดสอบที่ 1 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.11

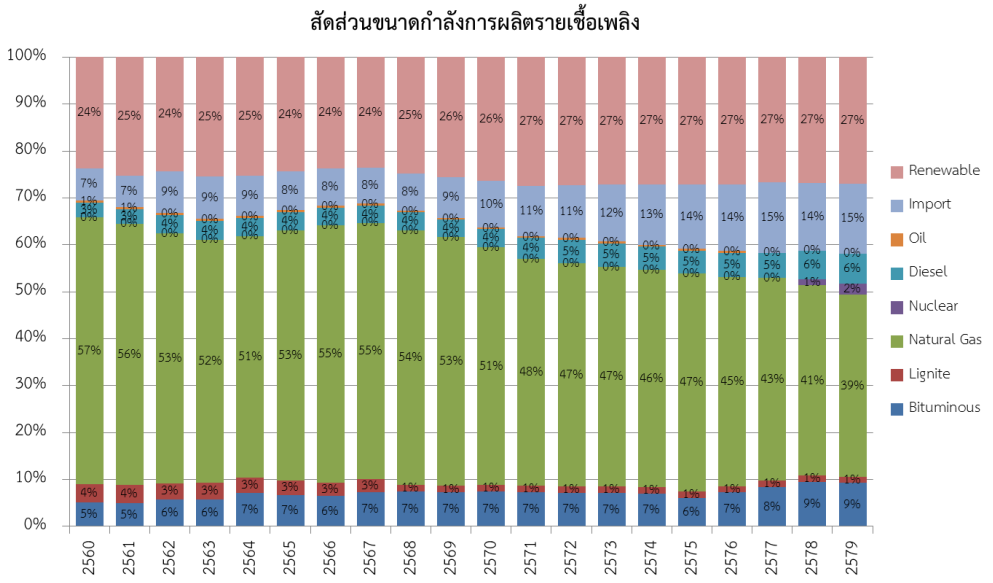
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.11 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 1

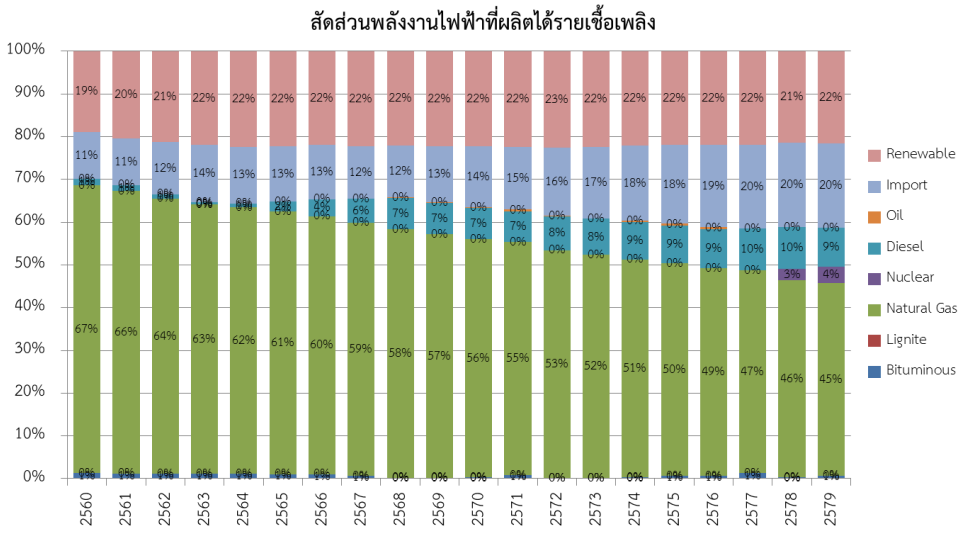
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	5750	0	0	0	0	0	0	0	0	4.907	0.291
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.981	0.284
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	750	0	0	5.004	0.273
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.951	0.263
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.044	0.263
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.243	0.267
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.434	0.274
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.612	0.276
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.695	0.280
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.707	0.276
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.681	0.272
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	5.691	0.273
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	5.751	0.264
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.806	0.264

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.835	0.264
2575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.825	0.263
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	5.871	0.261
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.919	0.263
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.880	0.250
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.796	0.244
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	5,750	0	0	0	0	0	2,250	0	0	-	-
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		5,750		0		0		2,250		0		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		16,083		9,937		6,405		29,844		4,117		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	12,983		14,167		5,842		5,401		27,029		2,592		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.20 และภาพที่ 7.21



ภาพที่ 7.20 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1



ภาพที่ 7.21 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 1

- ระบบทดสอบที่ 2 ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เป็นต้นไป ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.12

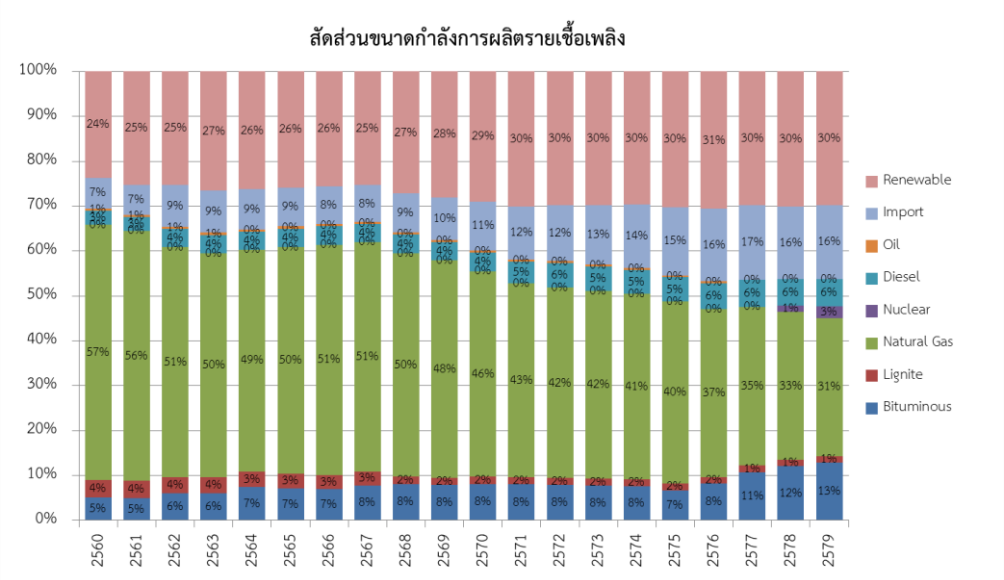
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.12 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ในระบบทดสอบที่ 2

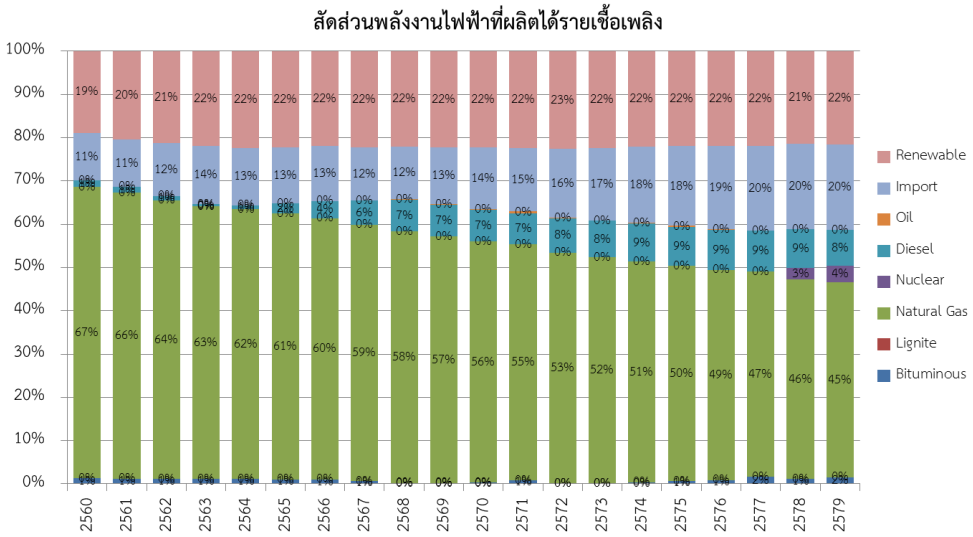
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2560	0	0	0	5600	0	0	0	0	0	0	0	0	3.861	0.391
2561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.969	0.380
2562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	0	0	3.984	0.371
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.975	0.371
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	3.998	0.383
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.110	0.378
2566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.168	0.378
2567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.203	0.387
2568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.196	0.361
2569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.204	0.353
2570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.195	0.347
2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.223	0.342
2572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	4.233	0.334
2573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	4.257	0.330

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)												ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปลดปล่อย CO2 เฉลี่ย (kCO2/kWh)
	ภาคเหนือ		ภาคใต้		ภาคอีสาน		ภาคกลางตอนบน		ภาคกลางฝั่งตะวันออก		ภาคกลางฝั่งตะวันตก			
	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate	Base Load	Inter-mediate		
2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.264	0.326
2575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.293	0.313
2576	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	4.252	0.317
2577	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	200	0	0	4.204	0.332
2578	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	0	0	0	4.108	0.327
2579	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	200	0	0	4.091	0.319
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	0	0	5,600	0	0	0	0	5,600	2,600	0	0	-	-
รวมที่เลือกเพิ่มสุทธิ	0		5,600		0		0		8,200		0		-	-
รวมทั้งระบบ	16,440		12,933		9,937		5,655		26,194		4,117		-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	13,148		11,034		5,955		4,901		21,879		2,629		-	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,081		4,653		6,255		6,342		26,733		6,101		-	-

จากการวางแผน ฯ สามารถคำนวณหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ตามกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังภาพที่ 7.22 และภาพที่ 7.23



ภาพที่ 7.22 สัดส่วนขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2



ภาพที่ 7.23 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระบบทดสอบที่ 2

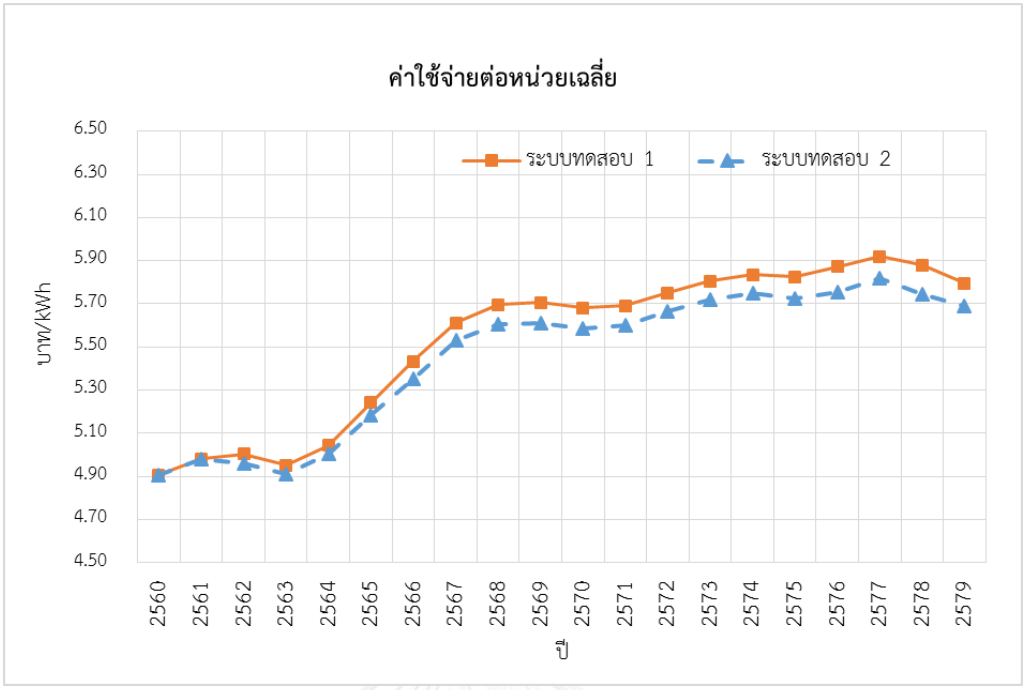
สรุปผลการวางแผน ฯ แต่ละระบบทดสอบแยกตามกำลังผลิตไฟฟ้าตามช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า Base Load และ Intermediate Load ได้ผลดังตารางที่ 7.13

ตารางที่ 7.13 เปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2

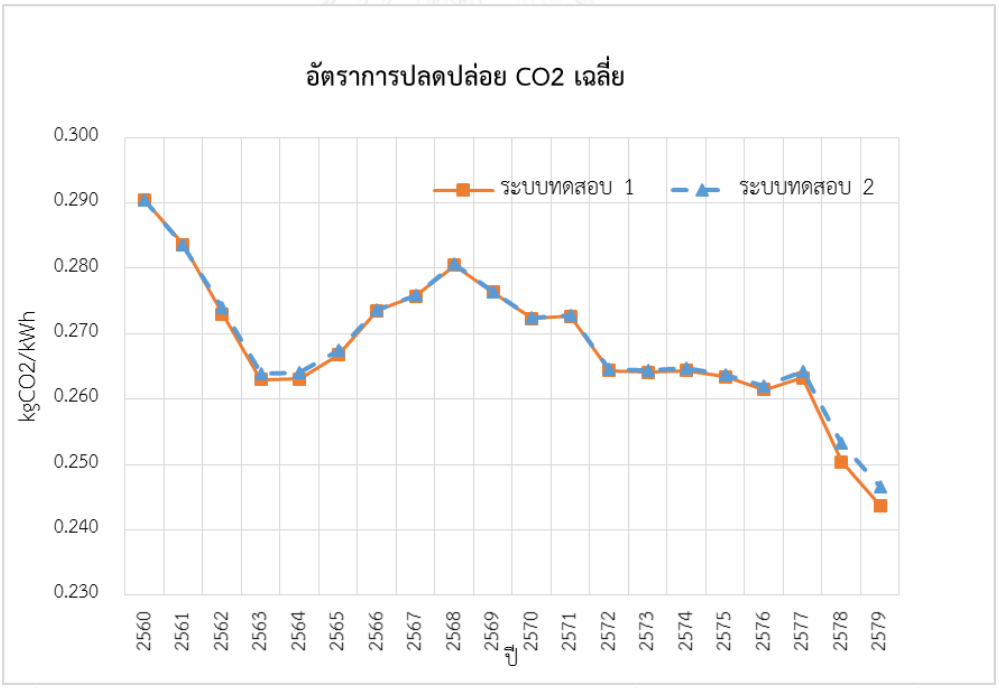
		ระบบทดสอบ 1	ระบบทดสอบ 2
กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบแน่นอนแล้ว (SCOD) (MW)	Base Load	50,094.60	50,094.60
	Intermediate Load	304.4	304.4
กำลังผลิตไฟฟ้าที่จะเพิ่มตามแผน PDP2015 (MW)	Base Load	12,100	0
	Intermediate Load	1,250	0
โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างเพิ่ม ช่วงปี 2560 – 2579 เพื่อตอบสนองโหลด (MW)	Base Load	0	5,000
	Intermediate Load	8,000	8,600
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)	Base Load	62,194.60	55,094.60
	Intermediate Load	9,554.40	8,904.40
ผลรวมกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)		71,749.00	63,999.00

CHULALONGKORN UNIVERSITY

นอกจากนี้ผลของค่าใช่จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เปรียบเทียบกันในแต่ละระบบทดสอบได้ดังภาพที่ 7.24 และภาพที่ 7.25



ภาพที่ 7.24 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2



ภาพที่ 7.25 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของระบบทดสอบที่ 1 และ 2

7.5 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากหัวข้อที่ 7.4 ได้นำเสนอผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามพื้นที่ของแต่ละเป้าหมายการวางแผนและแต่ละระบบทดสอบ ทำให้สามารถวิเคราะห์ผลการวางแผน ฯ ได้ดังต่อไปนี้

7.5.1 วิเคราะห์ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด *(Minimum Cost)*

7.5.1.1 วิเคราะห์ผลการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin)

- ระบบทดสอบที่ 1 จากผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.2 จะแสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบจะไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าช่วง Base Load เนื่องจากการวางแผนสร้างโรงไฟฟ้าจะอ้างอิงตามแผน PDP2015 ซึ่งในช่วงกลางและปลายของแผนจะมีการสร้างโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำ และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ตามนโยบายของภาครัฐ ทำให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอในช่วง Base Load นอกจากนี้ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย มีค่าลดลงเหลือ 0.318 กิโลกรัมคาร์บอนต่อหน่วย ซึ่งผลลัพธ์นี้มีความสอดคล้องตามแผน PDP2015

- ระบบทดสอบที่ 2 จากผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.3 ใช้ข้อมูลโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบันแล้ว และโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดการเข้าสู่ระบบอย่างแน่นอนแล้ว (SCOD) ซึ่งจะไม่มีโรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส เข้ามาเพิ่มในช่วงปลายของแผน ซึ่งสอดคล้องกับผลลัพธ์ ที่จะต้องเลือกโรงไฟฟ้าตามลักษณะการจ่ายโหลดเพิ่มเข้าสู่ระบบในช่วง Base Load และ Intermediate Load ดังนั้นค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยมีค่าน้อยกว่าระบบทดสอบที่ 1 และส่งผลให้ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ มีค่าต่ำกว่าของระบบทดสอบที่ 1 ในช่วงปลายแผนอีกด้วย

- ระบบทดสอบที่ 1 และระบบทดสอบที่ 2 เมื่อพิจารณาเปรียบกันระหว่างทั้งสองระบบทดสอบ สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

1) กำลังผลิตติดตั้งดังตารางที่ 7.4 ของระบบทดสอบที่ 1 มีปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่สูงกว่าระบบทดสอบที่ 2 เนื่องจากระบบทดสอบที่ 1 มีแผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2015 ส่งผลให้กำลังผลิตรวมของทั้งระบบไฟฟ้า ณ ปี 2579 มีปริมาณมากกว่าระบบทดสอบที่ 2 แสดงให้เห็นว่าทางภาครัฐจะต้องรับมือกับการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มในอนาคต ทำให้ต้องลงทุนสูงขึ้น โดยถ้าหากพิจารณาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าประกอบการวางแผนตั้งแต่ต้น จะสามารถลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าได้ดังผลการวางแผนในระบบทดสอบที่ 2
2) ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยดังภาพที่ 7.7 ของระบบทดสอบที่ 1 มีแนวโน้มสูงกว่าระบบทดสอบที่ 2 อย่างเห็นได้ชัด เนื่องจากระบบทดสอบที่ 1 มีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตามแผน PDP2015 แล้วต้องสร้างโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองต่อความผันผวนของโหลดในอนาคตได้อย่างรวดเร็วเพิ่มขึ้นด้วย ส่วนระบบทดสอบที่ 2 มีโรงไฟฟ้าที่มีแนวโน้มและกำหนดการเข้าสู่ระบบแล้วแน่นอนเท่านั้นตั้งปีแรกของการวางแผน ซึ่งสอดคล้องกับกำลังผลิตติดตั้งรวม ณ ปี 2579 ของระบบทดสอบที่ 2 ที่มีค่าน้อยกว่าระบบทดสอบที่ 1
3) อัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อปีดังภาพที่ 7.6 แสดงให้เห็นว่าในช่วงปลายของแผน ระบบทดสอบที่ 1 มีปริมาณ CO_2 ที่สูงกว่าระบบทดสอบที่ 2 เนื่องจากข้อมูลการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน และโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สตามแผน PDP2015 ของระบบทดสอบที่ 1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

7.5.1.2 วิเคราะห์ผลการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE)

- ระบบทดสอบที่ 1 และระบบทดสอบที่ 2 มีผลลัพธ์ดังตารางที่ 7.5 และตารางที่ 7.6 ตามลำดับ ผลการวิเคราะห์สอดคล้องกันกับการวางแผน ฯ โดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) ที่ได้อธิบายไว้อย่างละเอียดในหัวข้อที่ 7.5.1.1
- ระบบทดสอบที่ 1 และระบบทดสอบที่ 2 จากตารางที่ 7.7 เมื่อพิจารณาเปรียบกันระหว่างทั้งสองระบบทดสอบสามารถสรุปได้ว่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบทดสอบที่ 1 มีปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่สูงกว่าระบบทดสอบที่ 2 ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของระบบทดสอบที่ 1 มีค่ามากกว่าระบบทดสอบที่2 ดังภาพที่ 7.11 และอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อปีดังภาพที่ 7.12 แสดงให้เห็นว่า ณ ปลายแผน

ระบบทดสอบที่ 1 มีปริมาณ CO_2 ที่สูงกว่าระบบทดสอบที่ 2 โดยรายละเอียดจะสอดคล้องกับผลการวิเคราะห์ในหัวข้อ 7.5.1.1 เช่นกัน

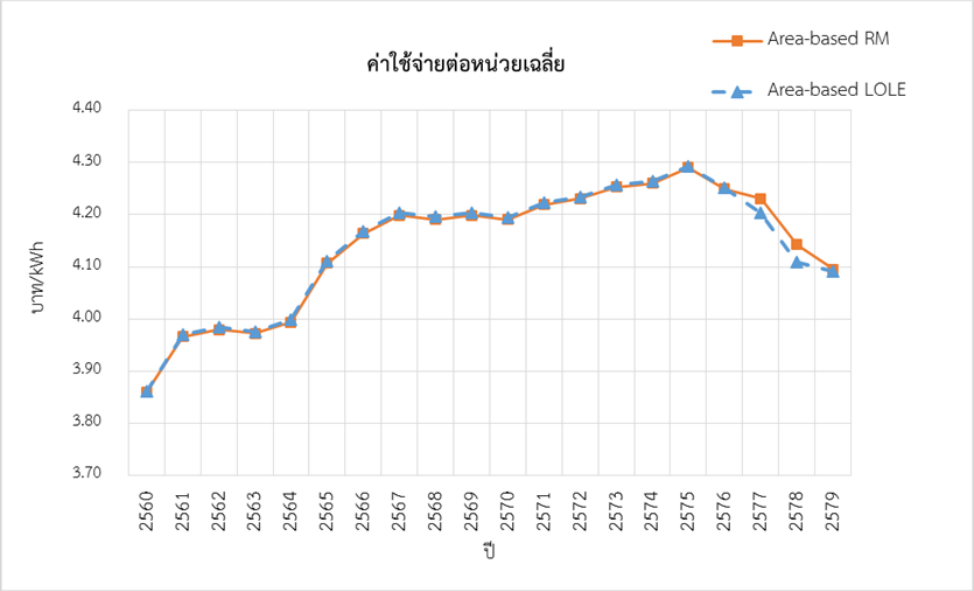
7.5.1.3 วิเคราะห์ผลการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุดระหว่างดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) ของระบบทดสอบที่ 2

เมื่อเปรียบเทียบผลการวางแผน ฯ ระหว่างใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) ของระบบทดสอบที่ 2 ได้ผลดังตารางที่ 7.14

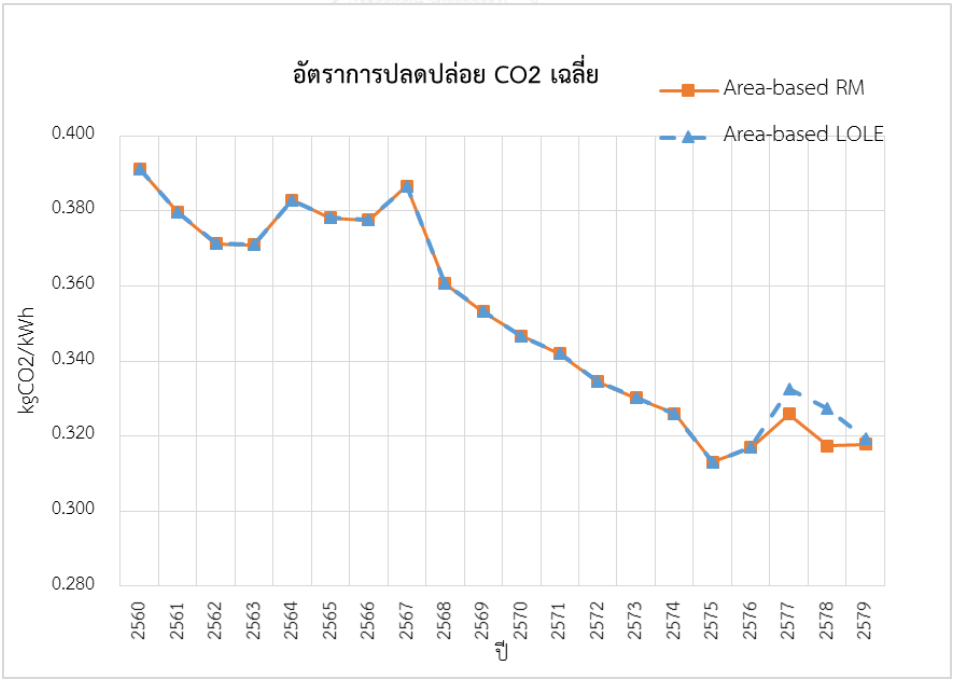
ตารางที่ 7.14 เปรียบเทียบผลการวางแผนที่ต้นทุนต่ำที่สุด ระหว่างใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ ของระบบทดสอบที่ 2

		ระบบทดสอบ 2	
		Area-based RM	Area-based LOLE
กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบแน่นอนแล้ว (SCOD) (MW)	Base Load	50,094.60	50,094.60
	Intermediate Load	304.4	304.4
กำลังผลิตไฟฟ้าที่จะเพิ่มตามแผน PDP2015 (MW)	Base Load	0	0
	Intermediate Load	0	0
โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างเพิ่ม ช่วงปี 2560 – 2579 เพื่อตอบสนองโหลด (MW)	Base Load	8,200	5,600
	Intermediate Load	8,100	8,200
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)	Base Load	58,294.60	55,694.60
	Intermediate Load	8,404.40	8,504.40
ผลรวมกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)		66,699.00	64,199.00

นอกจากนี้ผลของค่าใช่จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เปรียบเทียบกันในแต่ละวิธีการคำนวณข้างต้นได้ดังภาพที่ 7.26 และภาพที่ 7.27



ภาพที่ 7.26 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่



ภาพที่ 7.27 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่

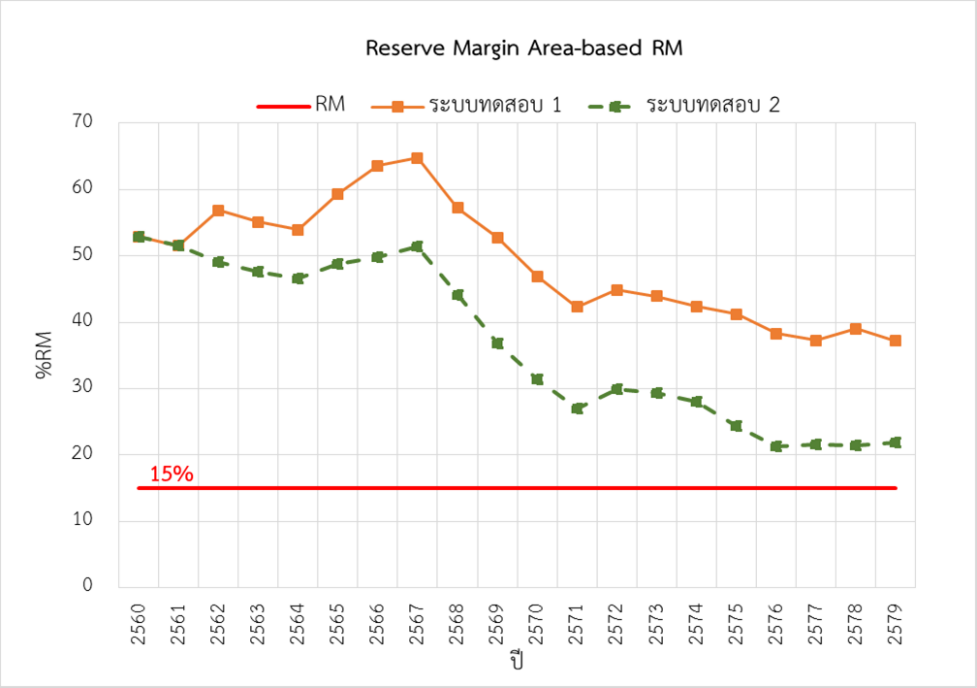
จากกราฟข้างต้น แสดงให้เห็นว่าแนวโน้มค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยและอัตราการปลดปล่อย CO_2 ของการวางแผนจากทั้งสองดัชนี ให้ผลลัพธ์ที่สอดคล้องกันและมีแนวโน้มไปในทางเดียวกัน แต่จะมีความแตกต่างกันในส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าในระบบแต่ละปีและผลรวมกำลังผลิต ณ ปลายแผนดังตารางที่ 7.14 เนื่องมาจากวิธีการเลือกพื้นที่ การใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะเป็นการมองพื้นที่ที่เสี่ยงที่จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอ ซึ่งง่ายต่อการอธิบายและทำความเข้าใจ ส่วนดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับรายพื้นที่จะใช้การประเมินในลักษณะของค่าเฉลี่ยเท่านั้น ดังนั้นกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบจึงมีความแตกต่างกัน แต่อย่างไรก็ตามผลลัพธ์ของทั้งสองกรณีมีแนวโน้มที่สอดคล้องกันทางวิชาการ โดยสรุปทั้งสองดัชนีมีความเหมาะสมในการวางแผน ฯ ซึ่งขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ที่ใช้ในการเลือกพื้นที่ ณ ขณะนั้น ๆ

7.5.2 วิเคราะห์ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด *(Minimum CO_2 - Emission)*

7.5.2.1 วิเคราะห์ผลการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin)

- ระบบทดสอบที่ 1 และระบบทดสอบที่ 2 เมื่อเปรียบเทียบระหว่างค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยดังภาพที่ 7.18 แสดงให้เห็นว่าระบบสอบที่ 1 มีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าซึ่งสอดคล้องกับกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของระบบทดสอบที่ 1 ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่าดังตารางที่ 7.10 เนื่องจากโรงไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1 ตามแผน PDP2015 และจะต้องวางแผนเพิ่มเพื่อรองรับความผันผวนของโหลดในอนาคต
- จากภาพที่ 7.19 ระบบทดสอบที่ 1 มีอัตราการปลดปล่อย CO_2 น้อยกว่าระบบทดสอบที่ 2 เล็กน้อยเนื่องจากระบบทดสอบที่ 1 มีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่เพิ่มเข้ามาตามแผน PDP2015 ซึ่งช่วยให้อัตราการปลดปล่อย CO_2 มีค่าต่ำ จากการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า แต่เมื่อพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเปรียบเทียบระหว่างทั้งสองระบบทดสอบดังภาพที่ 7.28 แสดงให้เห็นว่าระบบทดสอบที่ 1 มีเปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมากกว่าระบบทดสอบที่ 2 และมากกว่าเกณฑ์กำลังผลิตสำรองโดยรวมของทั้งประเทศที่จะต้องไม่ต่ำกว่า 15 % ซึ่ง

ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยมากกว่าระบบทดสอบที่ 2 ตลอดแผนดังภาพที่ 7.18

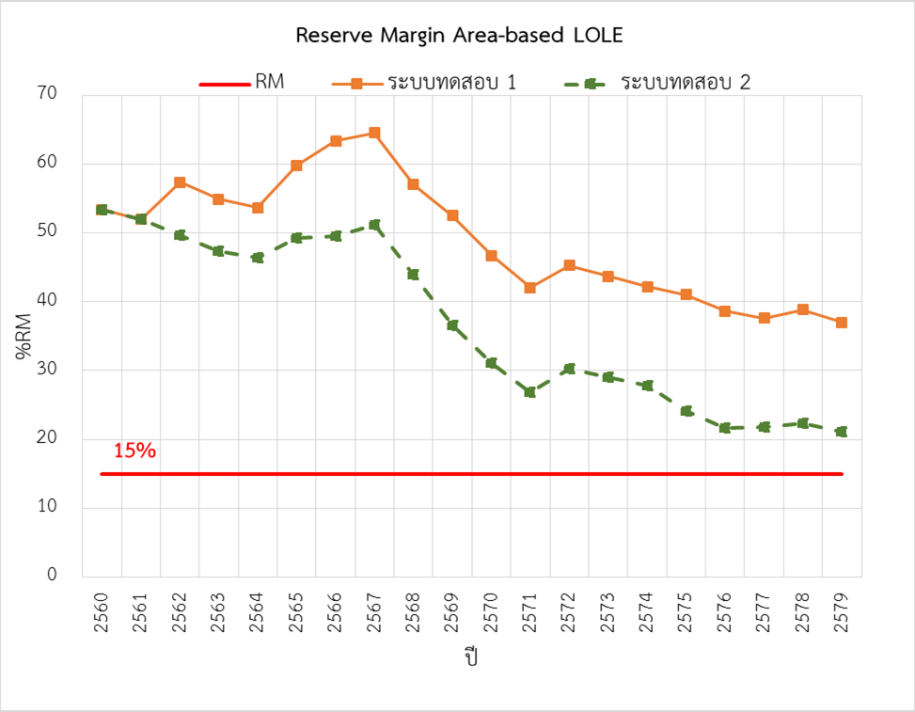


ภาพที่ 7.28 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจากการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2

7.5.2.2 วิเคราะห์ผลการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE)

- ระบบทดสอบที่ 1 และระบบทดสอบที่ 2 เมื่อเปรียบเทียบระหว่างค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อปีดังภาพที่ 7.24 แสดงให้เห็นว่าระบบสอบที่ 1 มีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าซึ่งสอดคล้องกับกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของระบบทดสอบที่ 1 ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่าดังตารางที่ 7.13 เนื่องจากโรงไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1 ตามแผน PDP2015 และจะต้องวางแผนเพิ่มเพื่อรองรับความผันผวนของโหลดในอนาคต
- ผลลัพธ์การวางแผนนี้เป็นไปในแนวทางเดียวกันกับการใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ในการวางแผนฯ โดยอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยของระบบทดสอบที่ 1 มีค่าต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 2 เล็กน้อยดังภาพที่ 7.25 แต่เมื่อพิจารณากราฟกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองดังภาพที่ 7.29 ระบบทดสอบที่ 1 มีกำลังผลิตไฟฟ้า

สำรองในสัดส่วนที่สูงมากเนื่องจากการเข้ามาของโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2015 ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของระบบทดสอบที่ 1 มีค่ามากกว่าระบบทดสอบที่ 2



ภาพที่ 7.29 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจากการวางแผนโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ระหว่างระบบทดสอบที่ 1 และ 2

7.5.2.3 วิเคราะห์ผลการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดระหว่างดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) ของระบบทดสอบที่ 2

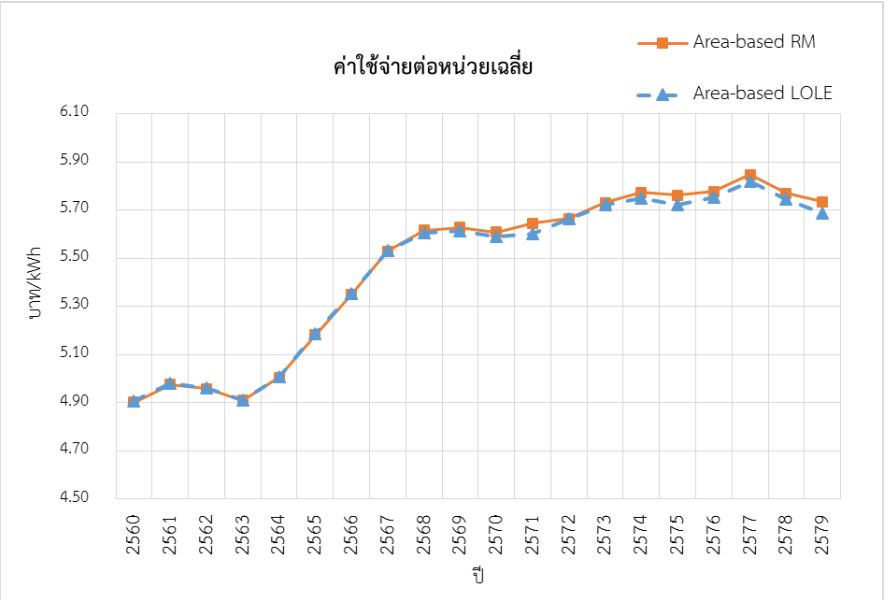
เมื่อเปรียบเทียบผลการวางแผน ฯ เมื่อใช้การพิจารณาเลือกพื้นที่ที่จะเพิ่มโรงไฟฟ้าระหว่าง การคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ของระบบทดสอบที่ 2 ได้ผลดังตารางที่ 7.15

ตารางที่ 7.15 เปรียบเทียบผลการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด ระหว่างใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ ของระบบทดสอบที่ 2

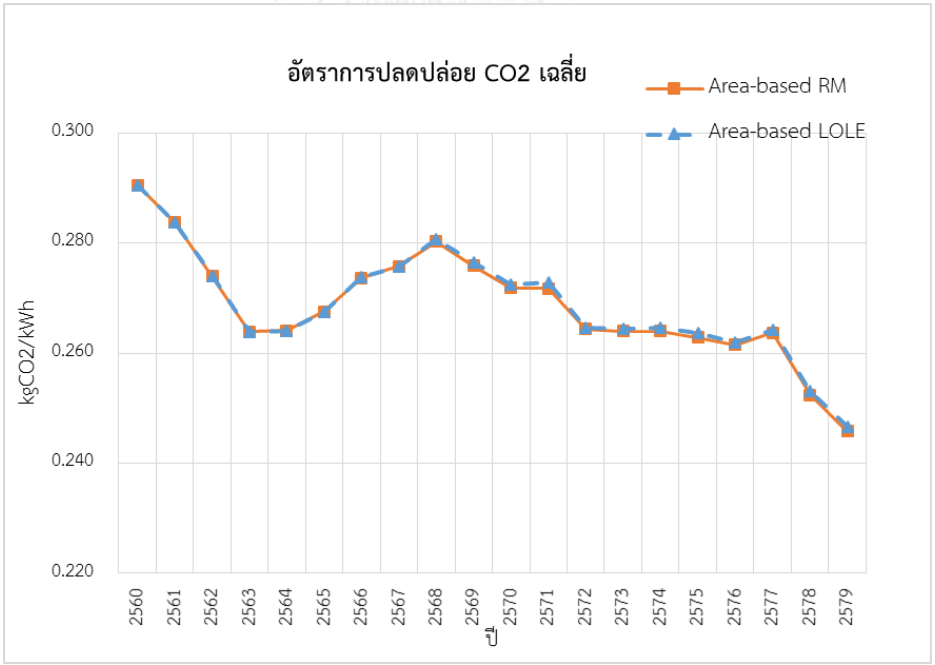
		ระบบทดสอบ 2	
		Area-based RM	Area-based LOLE
กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบแน่นอนแล้ว (SCOD) (MW)	Base Load	50,094.60	50,094.60
	Intermediate Load	304.4	304.4
กำลังผลิตไฟฟ้าที่จะเพิ่มตามแผน PDP2015 (MW)	Base Load	0	0
	Intermediate Load	0	0
โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างเพิ่ม ช่วงปี 2560 – 2579 เพื่อตอบสนองโหลด (MW)	Base Load	5,000	5,000
	Intermediate Load	8,600	8,500
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)	Base Load	55,094.60	55,094.60
	Intermediate Load	8,904.40	8,804.40
ผลรวมกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579 (MW)		63,999.00	63,899.00

นอกจากนี้ผลของค่าใช่จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วย และอัตราการปลดปล่อย CO_2เปรียบเทียบกันในแต่ละวิธีการคำนวณข้างต้นได้ดังภาพที่ 7.30 และภาพที่ 7.31

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 7.30 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่



ภาพที่ 7.31 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่อปีของการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่

จากกราฟข้างต้น แสดงให้เห็นถึงแนวโน้มค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วย และอัตราการปลดปล่อย CO_2 ที่มีแนวโน้มเดียวกัน แต่ผลของกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบแตกต่างกัน ดังตารางที่ 7.15 เนื่องมาจากการเลือกพื้นที่ที่จะสร้างโรงไฟฟ้าแตกต่างกัน การใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะเป็นการมองพื้นที่ที่เสี่ยงที่จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอ ซึ่งง่ายต่อการอธิบายและทำความเข้าใจ ส่วนดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับรายพื้นที่จะใช้การประเมินในลักษณะของค่าเฉลี่ยเท่านั้น แต่อย่างไรก็ตามผลลัพธ์ของทั้งสองกรณีมีแนวโน้มที่สอดคล้องกันทางวิชาการ โดยสรุปแล้วนั้นทั้งสองดัชนีมีความเหมาะสมในการใช้วางแผน ฯ ซึ่งขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ที่ใช้ในการเลือกพื้นที่ ณ ขณะนั้น ๆ

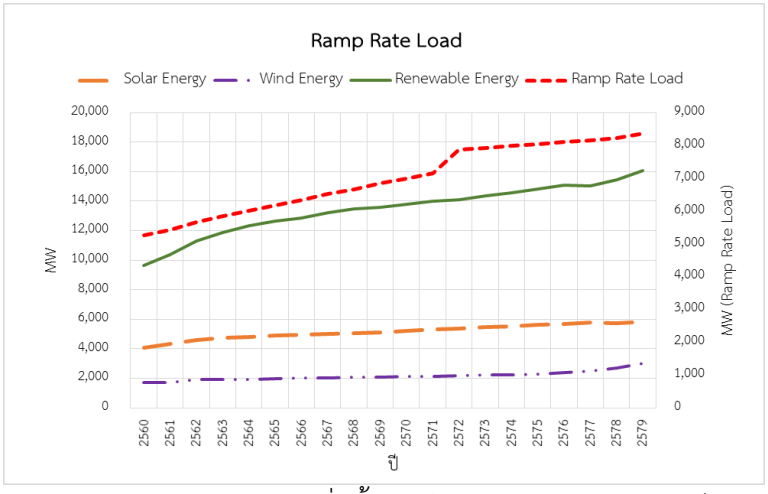
7.5.3 วิเคราะห์แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงอัตราการใช้ไฟฟ้า และอัตราการผลิตไฟฟ้าในอนาคตกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

การดำเนินการของระบบผลิตไฟฟ้านั้นไม่เพียงแต่ผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่จะต้องสามารถเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าได้ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งในอนาคตแนวโน้มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในระบบเพิ่มสูงขึ้นย่อมส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์จะต้องรับมือ ดังนั้นการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจึงต้องตระหนักถึงปัญหาที่จะเกิดขึ้นในอนาคต โดยแบ่งการพิจารณาอัตราการผลิตไฟฟ้าเป็น อัตราการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate Up) และอัตราการลดกำลังผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate Down)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

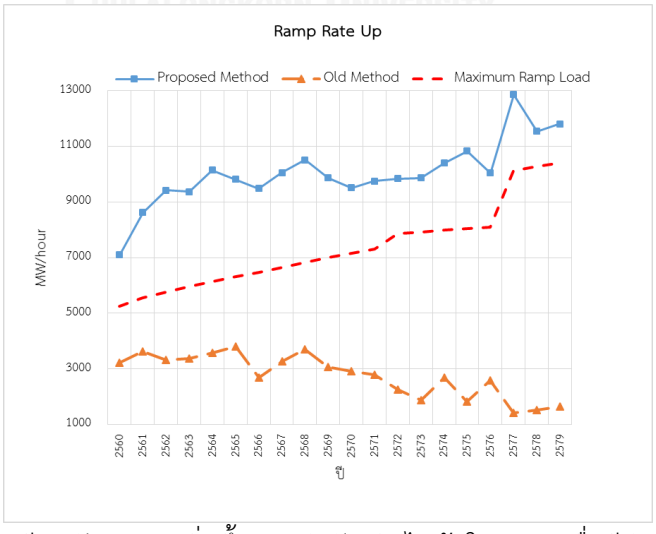
7.5.3.1 วิเคราะห์อัตราการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate Up)

จากอัตราการเพิ่มขึ้นของการใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องในทุกๆปี ซึ่งสอดคล้องกับสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มสูงขึ้น โดยผลรวมของกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เป็นต้น ดังภาพที่ 7.32 ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับโหลดและสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดในอนาคตได้เป็นเรื่องที่สำคัญที่จะต้องพิจารณา



ภาพที่ 7.32 กราฟเปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดรายปี กับกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ผลลัพธ์การวางแผน ฯ ในระบบทดสอบที่ 2 ที่ใช้วิธีการวางแผนที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ (Proposed Method) สามารถคำนวณหาอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบกับการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด (Ramp-up Generator) พิจารณาเปรียบเทียบกับอัตราการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Ramp-up Load) และวิธีการวางแผนในรูปแบบเก่า (Old Method) คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ไม่ได้พิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด โดยมีเงื่อนไขเพิ่มเติมคือ โรงไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายต่ำเสมือนมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า 95% ของกำลังผลิตติดตั้ง นั่นคือระบบมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) 5% ดังผลลัพธ์ที่แสดงในภาพที่ 7.33 และตารางที่ 7.16



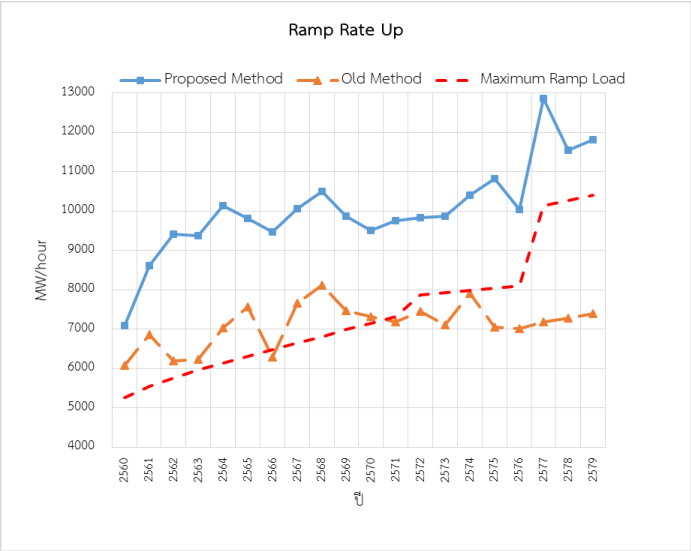
ภาพที่ 7.33 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 5% และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลด

ตารางที่ 7.16 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 5% และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดรายปี

ปี	เดือน	วัน	เวลา	Maximum Ramp-up Load (MW/hour)	Ramp-up Generator (MW/hour)	
					Proposed Method	Old Method
2560	2	10	18.00	5,258	7,101	3,216
2561	11	17	8.00	5,547	8,620	3,618
2562	11	17	8.00	5,760	9,419	3,325
2563	11	17	8.00	5,964	9,371	3,368
2564	11	17	8.00	6,134	10,146	3,565
2565	11	17	8.00	6,309	9,811	3,793
2566	5	1	18.00	6,475	9,481	2,681
2567	5	1	18.00	6,650	10,059	3,259
2568	5	1	18.00	6,812	10,507	3,707
2569	5	1	18.00	6,994	9,864	3,064
2570	5	1	18.00	7,141	9,510	2,910
2571	5	1	18.00	7,312	9,748	2,790
2572	1	5	17.00	7,869	9,842	2,245
2573	1	5	17.00	7,927	9,863	1,885
2574	1	5	17.00	7,991	10,402	2,693
2575	1	5	17.00	8,044	10,823	1,836
2576	1	5	17.00	8,099	10,044	2,592
2577	12	15	17.00	10,135	12,859	1,430
2578	12	15	17.00	10,265	11,543	1,524
2579	12	15	17.00	10,396	11,808	1,647

ผลลัพธ์ข้างต้นแสดงให้เห็นว่าวิธีการวางแผนที่ได้นำเสนอนั้น โรงไฟฟ้าในระบบสามารถตอบสนองต่ออัตราการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่มีความผันผวนในอนาคตได้ตลอดระยะเวลาการวางแผน ฯ แต่วิธีการวางแผนในรูปแบบเก่าจะไม่สามารถดำเนินการได้ครอบคลุมตลอดแผน

ดังนั้นจึงกำหนดวิธีการวางแผนในรูปแบบเก่าให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 15% คือจะมีโรงไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายเข้าในระบบเดินเครื่องรอดำเนินการ โดยผลลัพธ์จะแสดงให้เห็นถึงผลการเปลี่ยนแปลงในตลอดระยะเวลาการวางแผนเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการวางแผนที่นำเสนอ ดังภาพที่ 7.34 และตารางที่ 7.17



ภาพที่ 7.34 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 15% ในวิธีการวางแผนเก่า และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลด

ตารางที่ 7.17 เปรียบเทียบอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย 15% ในวิธีการวางแผนเก่า และอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุดรายปี

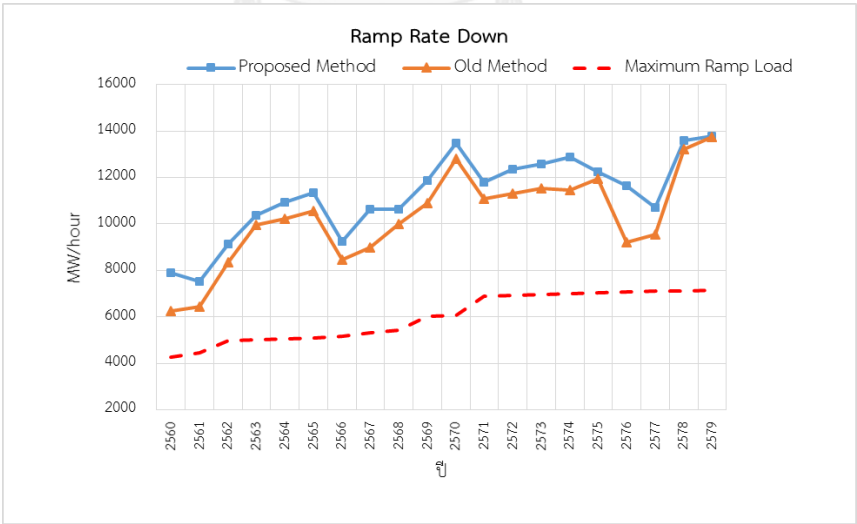
ปี	เดือน	วัน	เวลา	Maximum Ramp-up Load (MW/hour)	Ramp-up Generator (MW/hour)	
					Proposed Method	Old Method
2560	2	10	18.00	5,258	7,101	6,091
2561	11	17	8.00	5,547	8,620	6,855
2562	11	17	8.00	5,760	9,419	6,200
2563	11	17	8.00	5,964	9,371	6,242
2564	11	17	8.00	6,134	10,146	7,031
2565	11	17	8.00	6,309	9,811	7,566
2566	5	1	18.00	6,475	9,481	6,287
2567	5	1	18.00	6,650	10,059	7,665
2568	5	1	18.00	6,812	10,507	8,113
2569	5	1	18.00	6,994	9,864	7,470
2570	5	1	18.00	7,141	9,510	7,316
2571	5	1	18.00	7,312	9,748	7,196
2572	1	5	17.00	7,869	9,842	7,463
2573	1	5	17.00	7,927	9,863	7,103
2574	1	5	17.00	7,991	10,402	7,911
2575	1	5	17.00	8,044	10,823	7,054
2576	1	5	17.00	8,099	10,044	7,010
2577	12	15	17.00	10,135	12,859	7,182
2578	12	15	17.00	10,265	11,543	7,276
2579	12	15	17.00	10,396	11,808	7,399

ผลการวางแผน ฯ ข้างต้นแสดงให้เห็นว่าวิธีการวางแผนแบบเก่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามอัตราการเปลี่ยนแปลงของโหลดสูงสุดได้จนถึงช่วงกลางแผนเนื่องมาจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้การผลิตไฟฟ้าที่รวดเร็วจากกังหันแก๊ส (Open Cycle) เพื่อตอบสนองให้ทันกับการเปลี่ยนแปลงของโหลดซึ่งจะเป็นการใช้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าได้ไม่เต็มที่ และใช้ทรัพยากรไม่คุ้มค่า (Cost-ineffective) แต่อย่างไรก็ตาม ระบบไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดในอนาคตได้ตลอดแผน

จากการวิเคราะห์ผลการวางแผน ฯ ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแก้ปัญหาการเปลี่ยนแปลงของโหลดในอนาคตได้เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการวางแผนในรูปแบบเก่าที่จะต้องมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายถึง 15% เนื่องจากวิธีการวางแผนที่นำเสนอนี้พิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด โดยการแบ่งช่วงของโหลดในการวางแผนเพื่อคัดเลือกโรงไฟฟ้าใหม่ที่ดำเนินงานได้เหมาะสมและสอดคล้องกับเป้าหมายในการวางแผน ฯ

7.5.3.2 วิเคราะห์อัตราการลดกำลังผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate Down)

เมื่อโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วนั้น การปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะของโหลดเป็นสิ่งสำคัญที่จะต้องพิจารณา โดยแสดงผลของอัตราการลดลงของกำลังผลิตไฟฟ้าเปรียบเทียบระหว่างสองวิธีการวางแผน และอัตราการลดลงของโหลดสูงสุดรายปี ดังภาพที่ 7.35 และตารางที่ 7.18



ภาพที่ 7.35 เปรียบเทียบอัตราการลดลงของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ และอัตราการลดลงของโหลด

ตารางที่ 7.18 เปรียบเทียบอัตราการลดลงของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ และอัตราการลดลงของโหลดสูงสุดรายปี

ปี	เดือน	วัน	เวลา	Maximum Ramp Load	Ramp Rate Gen Down	
					Proposed Method	Old Method
2560	12	17	11.00	4,270	7,885	6,251
2561	12	17	11.00	4,440	7,511	6,430
2562	11	29	11.00	4,964	9,136	8,354
2563	11	29	11.00	5,013	10,385	9,958
2564	11	29	11.00	5,051	10,924	10,213
2565	11	29	11.00	5,089	11,348	10,565
2566	12	17	11.00	5,176	9,261	8,463
2567	12	17	11.00	5,296	10,636	8,997
2568	12	17	11.00	5,408	10,644	10,003
2569	11	29	11.00	6,027	11,870	10,900
2570	11	29	11.00	6,066	13,466	12,810
2571	11	29	11.00	6,906	11,796	11,090
2572	11	29	11.00	6,939	12,349	11,311
2573	11	29	11.00	6,976	12,567	11,529
2574	11	29	11.00	7,013	12,901	11,453
2575	11	29	11.00	7,048	12,230	11,947
2576	11	29	11.00	7,075	11,636	9,208
2577	11	29	11.00	7,109	10,698	9,552
2578	11	29	11.00	7,114	13,581	13,220
2579	11	29	11.00	7,167	13,781	13,730

ผลลัพธ์ดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าอัตราการลดลงของกำลังผลิตไฟฟ้าของทั้งสองวิธีการวางแผนสามารถครอบคลุมการลดลงของอัตราการเปลี่ยนแปลงของโหลดในอนาคตตลอดระยะเวลาการวางแผน ฯ ทั้งหมด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 8
สรุปผล

8.1 สรุปผลการวิจัย

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แสดงให้เห็นถึงหลักการในการวางแผน ฯ ที่สอดคล้องตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเมื่อมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงขึ้นในอนาคต และยังสามารถพิจารณานโยบายด้านพลังงานโดยการเลือกพื้นที่ติดตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมกับการจัดสรรเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าไม่ให้พึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป โดยการวางแผนเลือกโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้าสู่ระบบจะตัดสินใจจากการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้งระบบว่าอยู่ในระดับต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ ถ้าต่ำกว่าเกณฑ์จะทำการเลือกพื้นที่ที่เหมาะสมจากการคำนวณดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserve Margin) หรือดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) ทำให้ทราบว่าพื้นใดเสี่ยงที่จะเกิดปัญหาตามแต่ละดัชนีมากที่สุด จากนั้นจึงเลือกประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามพื้นที่นั้น แต่ถ้าพื้นที่ที่เลือกและโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมนั้นไม่ผ่านเกณฑ์หรือขัดต่อนโยบายของภาครัฐ จะต้องทำการเลือกพื้นที่ในอันดับถัดไปที่มีความเชื่อถือได้ต่ำสุดอันดับถัดมา ที่สำคัญเกณฑ์ในการเลือกพื้นที่นี้จะพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าที่ส่งผ่านพื้นที่ใกล้เคียงที่อยู่ติดกันเท่านั้น นั้นคือไม่สนับสนุนการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่มากกว่าสองต่อ

สำหรับเป้าหมายในการวางแผน ฯ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาสองเป้าหมายได้แก่ การวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (Minimum Cost) โดยจะจัดเรียงตามลำดับโรงไฟฟ้าตามต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า (Average Full Load Cost; AFLC) และการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด (Minimum CO_2 - Emission) โดยจะจัดเรียงตามลำดับโรงไฟฟ้าตามการจ่ายอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า(Average Full Load CO_2 – Emission) โดยการวางแผนที่กล่าวมานี้จะคำนวณที่ละ 1 เดือน ไปจนครบกรอบระยะเวลาที่กำหนดคือ ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2560 - 2579

จากผลการวางแผนที่เสนอในวิทยานิพนธ์นี้ที่ใช้วางแผนระบบทดสอบที่ 1 และระบบทดสอบที่ 2 ตามเป้าหมายการวางแผนต้นทุนต่ำที่สุดและ เป้าหมายการวางแผนการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด ทำให้ทราบว่า การพิจารณาการวางแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าในระบบจะขึ้นอยู่กับโรงไฟฟ้าที่ถูกวางแผนไว้แล้ว ดังผลการวางแผนระบบทดสอบที่ 1 มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งระบบมากกว่าระบบทดสอบที่ 2 ที่ใช้โรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมร่วมกับการวางแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อความผันผวนของโหลด สะท้อนให้เห็นว่าการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2015 และพิจารณาลักษณะความต้องการ

ใช้ไฟฟ้าร่วมด้วย จำเป็นต้องสร้างโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อความผันผวนของโหลดนั้นคือ โรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจินเพิ่ม ในช่วงปีพ.ศ.2560 – 2579 ดังนั้นทำให้การลงทุนสูง จากผลของค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของระบบทดสอบที่ 1 ที่มีแนวโน้มสูงกว่าระบบทดสอบที่ 2 อย่างเห็นได้ชัดซึ่งสอดคล้องกับกำลังผลิตติดตั้งรวม ณ ปี 2579 ของระบบทดสอบที่ 2 ที่มีค่าน้อยกว่าระบบทดสอบที่ 1

ผลลัพธ์ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยในทั้งสองเป้าหมายของการวางแผน ฯ ซึ่งใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่หรือใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในการวางแผน สามารถสรุปผลลัพธ์เหมือนกัน แต่ผลลัพธ์ของอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อปีเมื่อพิจารณาการวางแผนตามเป้าหมายการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด โดยใช้แต่ละดัชนีในการวางแผน ฯ แสดงให้เห็นว่า ระบบทดสอบที่ 1 มีอัตราการปลดปล่อย CO_2 ที่ต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 2 เล็กน้อย เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่มีแผนเข้าตาม PDP2015 มีโรงไฟฟ้าที่ปลดปล่อย CO_2 ต่ำ อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของระบบทดสอบที่ 1 ยังคงมีค่ามากกว่าระบบทดสอบที่ 2 และเมื่อพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศในระบบทดสอบที่ 1 มีค่ามากกว่าของระบบทดสอบที่ 2 และมากกว่าเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในประเทศที่จะต้องมีค่าไม่ต่ำกว่า 15% ซึ่งแสดงให้เห็นว่าระบบทดสอบที่ 1 มีจำนวนโรงไฟฟ้ามากเกินความจำเป็นในระบบ แต่สามารถเลือกโรงไฟฟ้าที่มีอัตราการปลดปล่อย CO_2 ต่ำในการผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าระบบทดสอบที่ 2

จากที่กล่าวมาข้างต้น การวางแผน ฯ ในระบบทดสอบที่ 2 ให้ผลลัพธ์ที่เหมาะสมทางด้านการลงทุน ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยที่มีค่าน้อยกว่าระบบทดสอบที่ 1 อย่างเห็นได้ชัดในทั้งสองเป้าหมายการวางแผน ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบที่เหมาะสมและ อัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยที่ต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 1 ในเป้าหมายการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด

การวางแผน ฯ โดยใช้ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประจำพื้นที่หรือดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ ให้ผลลัพธ์ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยและอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อปีเมื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์แยกตามเป้าหมายในการวางแผน ฯ โดยให้ผลลัพธ์ที่ไม่แตกต่างกันมากนัก และมีแนวโน้มที่คล้ายคลึงกัน แต่กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปลายแผนมีค่าแตกต่างกันเล็กน้อย เนื่องจากการเลือกพื้นที่ที่จะเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ดัชนีกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่จะมองว่าพื้นที่ใดมีความเสี่ยงจากการขาดกำลังผลิตมากกว่ากัน ทำให้เน้นเพิ่มโรงไฟฟ้าไปในพื้นที่นั้นๆ ซึ่งต่างกับการเลือกพื้นที่จากดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ใช้การคำนวณทางสถิติ แต่อย่างไรก็ดี ผู้ทำวิจัยสามารถเลือกใช้ดัชนีใดดัชนีหนึ่งในการวางแผน ฯ ได้ตามจุดประสงค์ของการวางแผนนั้นๆ เพราะให้ผลลัพธ์ที่สอดคล้องกันตามหลักวิชาการ

วิธีการวางแผน ฯ ที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งคำนึงถึงประเภทของโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีคุณสมบัติการตอบสนองที่รวดเร็วและสอดคล้องกับลักษณะความผันผวนของโหลดในกรณีที่ระบบ

ไฟฟ้ามีสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนสูงขึ้น มีจำนวนและประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามพื้นที่ โดยโรงไฟฟ้าในระบบสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด จากอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการวางแผน ฯ ในรูปแบบเก่าที่ไม่ได้คำนึงถึงเงื่อนไขข้างต้น นอกจากนี้ผลการวางแผน ฯ ครอบคลุมเงื่อนไขต่างๆตามนโยบายของภาครัฐอีกด้วย

8.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

1) การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจะต้องอาศัยการพยากรณ์โหลดในอนาคต ซึ่งข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ยังไม่ละเอียดมากนักเนื่องจากมีแต่เพียงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้งระบบ ส่งผลให้ผลการวางแผน ฯ ในรายพื้นที่มีโอกาสคลาดเคลื่อนได้ไม่เป็นไปตามสัดส่วนที่แสดงผลลัพธ์ไว้
2) ประเภทโรงไฟฟ้าที่มีคุณสมบัติตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้รวดเร็วอย่างโรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน ที่ได้นำเสนอไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ยังเป็นเพียงการคาดการณ์ว่าประเทศไทยจะมีโรงไฟฟ้าประเภทนี้ในอนาคต ซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีในระบบทำให้ผลการวางแผน ฯ อาจจะมีการเปลี่ยนแปลงเป็นโรงไฟฟ้าชนิดอื่นได้
3) การคำนวณต้นทุนค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อปี จะพิจารณาแค่ระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ถ้าหากสามารถพิจารณาค่าใช้จ่ายของระบบส่งไฟฟ้าข้ามพื้นที่ได้ อาจจะเป็นข้อกำหนดเพิ่มเติมในการเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบหรือเป็นการแสดงให้เห็นถึงต้นทุนที่สูงจากการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่มากกว่าสองต่อ เป็นการสนับสนุนนโยบายการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่ที่ติดกันเท่านั้น
4) การคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคตอาจทำให้ผลการวางแผนมีความคลาดเคลื่อนได้ นอกจากนี้หากมีการติดตั้งแบตเตอรี่เข้าในระบบมากขึ้นเพื่อช่วยลดความผันผวนของโหลด ทำให้ผลการวางแผน ฯ จะมีการเปลี่ยนแปลงไป ตามประเภทโรงไฟฟ้าที่จะถูกเลือกเข้ามาตอบสนองกับโหลดที่ถูกช่วยเหลือจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบ

รายการอ้างอิง

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2559. [cited 2559 สิงหาคม]; Available from: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=1416:article-20160316-01&catid=49&Itemid=251.
2. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ. [cited 2559 สิงหาคม]; Available from: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=1416:article-20160316-01&catid=49&Itemid=251.
3. Salimi-beni, A., et al. *Impacts of load pattern variation in iran power system on generation system planing*. in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering,* 2005. 2005.
4. Flores, J.R., J.M. Montagna, and A. Vecchietti, *An optimization approach for long term investments planning in energy.* Applied Energy, 2014. 122: p. 162-178.
5. Mondal, A., et al. *Solving of economic load dispatch problem with generator constraints using ITLBO technique*. in 2016 *IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*. 2016.
6. Jirutitijaroen, P. and C. Singh. *A Hybrid Method for Multi-Area Generation Expansion using Tabu-search and Dynamic Programming*. in 2006 *International Conference on Power System Technology*. 2006.
7. Chaiyawuttaparuk, C. and K. Audomvongseree. *Power development planning considering regional constraints*. in 2014 11*th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*. 2014.
8. Prasit, S., W. Suwannarat, and R. Dulyarittirong, *Analysis of Thailand Electricity Demand Pattern*, in *Environmental Management*. 2014. p. 1-18.
9. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. พลังงานและทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงของประเทศไทย. 2524 [cited 2559 กันยายน]; Available from: http://www2.eppo.go.th/doc/doc-AlterFuel.html

10. Drbal, L.F., et al., *Power Plant Engineering*. 1996, Chapman & Hall: New York.
11. Kosmadakis, G., S. Karellas, and E. Kakaras, *Renewable and Conventional Electricity Generation Systems: Technologies and Diversity of Energy Systems*, in *Renewable Energy Governance*. 2013, Springer: London. p. 9-30.
12. Baxter, A., et al. *Analysis of combined cycle operating patterns*. in 2004 *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. 2004.
13. Haga, N. *Combustion engine power plants*. 2011 [cited 2016 August]; Available from: http://www.wartsila.com/resources/white-papers
14. Wärtsilä, *Study of Thailand Power System: Quantifying the Benefits of Smart Power Generation*. 2016.
15. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สถานการณ์ระบบไฟฟ้าไทย น่าเป็นห่วงจริงหรือ. [cited 2559 ตุลาคม]; Available from: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=1454:article-20160420-01&catid=49&Itemid=251.
16. Veatch, B.a., *Cost and Performance Data for Power Generation Technologies*. 2012: U.S. Department of Energy.
17. Corporation, W. *Combustion Engine vs Gas Turbine: Ramp Rate*. [cited 2016 September]; Available from: http://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-ramp-rate
18. Europe, E.E.f., *Hydropower-supporting a power system in transition*. 2015: Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC.
19. Billinton, R. and R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power System*. 1984: Pitman.
20. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน [cited 2559 สิงหาคม]; Available from: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_kdglossary&view=glossary&category=2.
21. Diewvilai, R., R. Nidhiritdhikrai, and B. Eua-arporn. *Reserve margin evaluation for generation system using probabilistic based method*. in *The 8th Electrical*

Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011. 2011.

22. Billinton, R., et al., *Interconnected system reliability evaluation concepts and philosophy*. Vol. 20. 1981: CEA.

23. Maity, D., et al. *Implementation of quassi-oppositional TLBO technique on economic load dispatch problem considering various generator constraints*. in 2016 3*rd International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*. 2016.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก.
ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.1ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558-2579 ที่ติดตั้ง ณ เดือน ธันวาคม พ.ศ. 2559

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
1	Bhumibol Dam (1)	779.20	Renew	Hydro	0	3.58	1	พ.ค.-07	หลังแผน
2	Nam Pung Dam (1)	6.00	Renew	Hydro	0	6.76	5	ต.ค.-08	หลังแผน
3	Ubol Ratana Dam (1)	25.20	Renew	Hydro	0	6.76	5	มี.ค.-09	หลังแผน
4	Chulabhorn Dam (1)	40.00	Renew	Hydro	0	3.58	5	ต.ค.-15	หลังแผน
5	Sirindhorn Dam (1)	36.00	Renew	Hydro	0	3.58	5	พ.ย.-15	หลังแผน
6	Sirikit Dam (1)	500.00	Renew	Hydro	0	3.58	1	ม.ค.-17	หลังแผน
7	Ban Yang + Huai Kum Dam + Ban Khun Klang	2.78	Renew	Hydro	0	6.76	1	ก.พ.-17	หลังแผน
8	Kaeng Krachan Dam (1)	19.00	Renew	Hydro	0	6.76	3	ส.ค.-17	หลังแผน
9	Srinagarind (1)	720.00	Renew	Hydro	0	3.58	3	ก.พ.-23	หลังแผน
10	Bang Lang Dam (1)	72.00	Renew	Hydro	0	3.58	6	ก.ค.-24	หลังแผน
11	EGAT - Renew 1	1.28	Renew	Small Hydro	0	5	1	ต.ค.-25	หลังแผน
12	Tha Thung Na Dam (1)	39.00	Renew	Hydro	0	3.58	3	ธ.ค.-25	หลังแผน
13	EGAT - Renew 2	0.02	Renew	Solar	0	5	4	ก.ย.-27	หลังแผน
14	EGAT - Renew 3	0.02	Renew	Small Hydro	0	5	1	ก.ย.-27	หลังแผน
15	Vajiralongkorn Dam (1)	300.00	Renew	Hydro	0	3.58	3	ก.พ.-28	หลังแผน
16	EGAT - Renew 4	4.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	ก.ย.-28	หลังแผน
17	Mae Ngat Dam (1)	9.00	Renew	Hydro	0	6.76	1	ต.ค.-28	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
18	EGAT - Renew 5	4.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	ต.ค.-28	หลังแผน
19	Rajjaprabha Dam (1)	240.00	Renew	Hydro	0	3.58	6	พ.ค.-30	หลังแผน
20	EGAT - Renew 6	0.10	Renew	Small Hydro	0	5	1	ก.ย.-30	หลังแผน
21	EGAT - Renew 7	0.30	Renew	Geo	11500	5	4	ธ.ค.-32	หลังแผน
22	EGAT - Renew 8	0.01	Renew	Solar	0	5	4	มี.ค.-33	หลังแผน
23	EGAT - Renew 9	0.02	Renew	Wind	0	5	6	ส.ค.-33	หลังแผน
24	Bang Pakong (3.1)	314.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	7	2	ม.ค.-34	ม.ค.-60
25	Bang Pakong (4.1)	314.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,400	7	2	ม.ค.-34	ม.ค.-71
26	Nam Phong (1.1)	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	7	5	ม.ค.-34	ม.ค.-68
27	GLOW (2.1)	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5	2	ม.ค.-34	มิ.ย.-71
28	EGAT - Renew 10	0.00	Renew	Wind	0	5	6	ส.ค.-34	หลังแผน
29	Mae Moh (4)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	ก.ย.-34	ม.ค.-61
30	Mae Moh (5)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	ก.ย.-34	ม.ค.-61
31	Mae Moh (6)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	ก.ย.-34	ม.ค.-61
32	Mae Moh (7)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	ก.ย.-34	ม.ค.-61
33	Mae Moh (8)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	ก.ย.-34	ม.ค.-65
34	Mae Moh (9)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	ก.ย.-34	ส.ค.-65
35	Mae Moh (10)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	ก.ย.-34	ม.ค.-68
36	Mae Moh (11)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	ก.ย.-34	ม.ค.-68

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
37	Bang Pakong (3)	576.00	Thermal	Natural Gas	9,500	6	2	ม.ค.-35	ม.ค.-70
38	EGAT - Renew 11	0.00	Renew	Wind	0	5	6	ก.พ.-35	หลังแผน
39	Bang Pakong (4)	576.00	Thermal	Natural Gas	9,500	6	2	ธ.ค.-35	ก.พ.-71
40	Nam Phong (2.1)	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,400	7	5	มิ.ย.-36	ม.ค.-68
41	EGAT - Renew 12	0.01	Renew	Solar	0	5	4	มิ.ย.-36	หลังแผน
42	South Bangkok (1.1)	316.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,800	5	2	ส.ค.-36	ม.ค.-63
43	EGAT - Renew 13	0.02	Renew	Wind	0	5	6	ต.ค.-36	หลังแผน
44	Pak Mun Dam (1)	136.00	Renew	Hydro	0	3.58	5	ต.ค.-37	หลังแผน
45	Mae Moh (12)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	พ.ค.-38	ม.ค.-68
46	South Bangkok (2.1)	562.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,600	7	2	ก.ค.-38	ก.ค.-65
47	Mae Moh (13)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	พ.ย.-38	ม.ค.-68
48	Wang Noi (1.1)	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,800	6	4	เม.ย.-39	ม.ค.-62
49	SPP Natural Gas (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	4	เม.ย.-39	เม.ย.-60
50	EGAT - Renew 14	0.15	Renew	Wind	0	5	6	ก.ค.-39	หลังแผน
51	Wang Noi (2.1)	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,700	6	4	ก.ย.-39	ม.ค.-62
52	SPP Natural Gas (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	4	ต.ค.-39	ต.ค.-60
53	SPP Natural Gas (3)	9.50	COGEN	Bituminous	8,300	7	2	ก.พ.-40	ก.พ.-61
54	SPP Natural Gas (4)	32.00	COGEN	Natural Gas	8300	7	2	เม.ย.-40	241459

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
55	SPP-NonFirm - Biomass 1997 North-East	8.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	มิ.ย.-40	หลังแผน
56	Wang Noi (3.1)	686.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,200	6	4	ก.ค.-40	ม.ค.-66
57	SPP Natural Gas (10)	55.00	COGEN	Natural Gas	8300	7	2	ก.พ.-41	242554
58	Theun Hinboun (Laos) (1)	214.00	Renew	Hydro	0	3.58	5	เม.ย.-41	หลังแผน
59	SPP Natural Gas (15)	41.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	เม.ย.-41	เม.ย.-66
60	SPP Natural Gas (5)	4.50	COGEN	Oil	8300	7	1	มิ.ย.-41	241974
61	SPP Natural Gas (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	8300	7	4	ส.ค.-41	242066
62	SPP Natural Gas (7)	90.00	COGEN	Natural Gas	8300	7	2	ก.ย.-41	242066
63	SPP Natural Gas (11)	55.00	COGEN	Natural Gas	8300	7	2	ก.ย.-41	242644
64	SPP Natural Gas (8)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	ธ.ค.-41	232327
65	SPP Natural Gas (9)	90.00	COGEN	Natural Gas	8300	7	2	ม.ค.-42	242189
66	SPP Natural Gas (21)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5	2	มี.ค.-42	มี.ค.-67
67	SPP Natural Gas (17)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	เม.ย.-42	เม.ย.-67
68	SPP Natural Gas (24)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5	2	เม.ย.-42	เม.ย.-68
69	SPP-Firm - Biomass 1999 East-Central	41.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	เม.ย.-42	243739
70	SPP Natural Gas (18)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	พ.ค.-42	พ.ค.-67
71	SPP Natural Gas (19)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	พ.ค.-42	พ.ค.-67

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
72	SPP-Firm - Biomass 1999 East-Central	8.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	พ.ค.-42	242278
73	SPP Natural Gas (20)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	มิ.ย.-42	มิ.ย.-67
74	SPP Natural Gas (22)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5	2	ก.ค.-42	ก.ค.-67
75	Houay Ho (Laos) (1)	126.00	Renew	Hydro	0	3.58	5	ก.ย.-42	ก.ย.-72
76	SPP Natural Gas (23)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5	2	ก.ย.-42	ก.ย.-67
77	SPP-NonFirm - Biomass 2000 East-Central	7.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ก.พ.-43	หลังแผน
78	Ratchaburi (1)	720.00	Thermal	Natural Gas	9400	4	3	มิ.ย.-43	ต.ค.-68
79	IPT (1.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5	2	มิ.ย.-43	ส.ค.-68
80	TECO (1.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,200	5	3	ก.ค.-43	ม.ค.-63
81	Ratchaburi (2)	720.00	Thermal	Natural Gas	9400	4	3	ต.ค.-43	244258
82	SPP Natural Gas (12)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	4	ต.ค.-43	ต.ค.-64
83	SPP Natural Gas (25)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	ต.ค.-43	ต.ค.-68
84	SPP Natural Gas (13)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	ส.ค.-44	ส.ค.-65
85	SPP Natural Gas (14)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	ต.ค.-44	ต.ค.-65
86	Ratchaburi (1.1)	685.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5	3	พ.ย.-44	เม.ย.-70
87	Thailand-Malaysia HVDC (1)	300.00	HVDC	HVDC	0	0	6	ธ.ค.-44	หลังแผน
88	Ratchaburi (2.1)	675.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5	3	ธ.ค.-44	เม.ย.-70

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
89	GLOW (1.1)	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5	2	ม.ค.-45	มิ.ย.-71
90	SPP-NonFirm - Biomass 2002 East-Central	8.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-45	หลังแผน
91	Ratchaburi (3.1)	681.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5	3	เม.ย.-45	ม.ค.-70
92	EPEC (1.1)	350.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	4	2	ก.ค.-45	มี.ค.-66
93	SPP-NonFirm - Biomass 2003 East-Central	8.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-46	หลังแผน
94	SPP Natural Gas (16)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	ก.พ.-46	ก.พ.-67
95	SPP-Firm - Biomass 2003 North-East	8.80	Renew	Biomass	11,500	5	5	พ.ค.-46	243770
96	SPP-NonFirm - Biomass 2003 North-East	30.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ส.ค.-46	หลังแผน
97	SPP-Firm - Biomass 2003 East-Central	50.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	พ.ย.-46	พ.ย.-71
98	Krabi (1)	315.00	Thermal	Oil	10,400	10	6	ก.พ.-47	ม.ค.-77
99	EGAT - Renew 15	0.50	Renew	Solar	0	5	4	เม.ย.-47	หลังแผน
100	SPP-NonFirm - Biomass 2004 North-East	6.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	เม.ย.-47	พ.ค.-63
101	Lamtakhong Dam (1,2)	500.00	Renew	Hydro	0	2.86	5	มิ.ย.-47	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
102	SPP-Firm - Biomass 2004 East-Central	27.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ก.ค.-47	244166
103	SPP-Firm - Biomass 2004 North-East	29.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ก.ย.-47	ก.ย.-69
104	EGAT - Renew 16	0.02	Renew	Small Hydro	0	5	1	พ.ย.-47	หลังแผน
105	SPP-Firm - Biomass 2005 North	25.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ธ.ค.-48	246145
106	SPP-Firm - Biomass 2006 North-East	6.50	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-49	244715
107	SPP-NonFirm - Biogas 2006 East-Central	12.00	Renew	Biogas	11,500	5	4	ก.ค.-49	หลังแผน
108	BLCP (1)	673.25	Thermal	Bituminous	9,100	6	2	ต.ค.-49	ม.ค.-75
109	SPP-Firm - Biomass 2006 South	20.20	Renew	Biomass	11,500	5	6	พ.ย.-49	246480
110	SPP-Firm - Biomass 2006 North-East	20.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ธ.ค.-49	ม.ค.-71
111	SPP-Firm - Biomass 2007 North-East	8.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-50	ก.พ.-71
112	BLCP (2)	673.25	Thermal	Bituminous	9,100	6	2	ก.พ.-50	หลังแผน
113	Mae Hong Son (1)	4.40	Gas Turbine	Diesel	10,400	10	1	พ.ค.-50	ธ.ค.-75
114	GPG (1.1)	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5	4	พ.ค.-50	พ.ค.-75

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
115	SPP-NonFirm - Biogas 2007 North	1.72	Renew	Biogas	11,500	5	1	มิ.ย.-50	หลังแผน
116	SPP-Firm - Biomass 2007 South	8.80	Renew	Biomass	11,500	5	6	ก.ย.-50	ก.ย.-75
117	Chana (1.1)*	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	6	มี.ค.-51	ม.ค.-77
118	GPG (2.1)	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5	4	มี.ค.-51	มิ.ย.-76
119	RGCO power (1.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5	3	มี.ค.-51	ม.ค.-76
120	RGCO power (2.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5	3	มิ.ย.-51	ม.ค.-76
121	South Bangkok (3.1)	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	มี.ค.-52	ม.ค.-78
122	EGAT - Renew 17	2.50	Renew	Wind	0	5	6	พ.ค.-52	หลังแผน
123	Bang Pakong (5.1)	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ก.ค.-52	ม.ค.-78
124	EGAT - Renew 18	1.01	Renew	Solar	0	5	4	พ.ย.-52	หลังแผน
125	SPP-Firm - Biomass 2009 East-Central	10.80	Renew	Biomass	11,500	5	3	พ.ย.-52	พ.ย.-77
126	SPP-Firm - Biomass 2009 North-East	10.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	พ.ย.-52	พ.ย.-77
127	VSPP - Solar 2010 North	96.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-53	หลังแผน
128	VSPP - Biomass 2010 North	33.19	Renew	Biomass	11500	5	1	ม.ค.-53	หลังแผน
129	VSPP - Waste 2010 North	1.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-53	หลังแผน
130	VSPP - Wind 2010 South	0.33	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-53	หลังแผน
131	VSPP - Biomass 2010 South	32.50	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-53	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
132	VSPP - Biogas 2010 South	50.77	Renew	Biogas	11500	5	6	ม.ค.-53	หลังแผน
133	VSPP - Waste 2010 South	2.80	Renew	Waste	11500	5	6	ม.ค.-53	หลังแผน
134	VSPP - Solar 2010 North-East	7.63	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-53	หลังแผน
135	VSPP - Biomass 2010 North-East	165.40	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-53	หลังแผน
136	VSPP - Biogas 2010 North-East	24.00	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-53	หลังแผน
137	NamTheun2 2power plant 1 (1)	948.00	Renew	Hydro	0	4	5	มี.ค.-53	มี.ค.-78
138	North Bangkok (1)	670.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	พ.ค.-53	ม.ค.-79
139	SPP Natural Gas (26)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7	2	พ.ย.-53	มิ.ย.-78
140	SPP-NonFirm - Biomass 2010 East-Central	22.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	พ.ย.-53	หลังแผน
141	NamNgum2 2power plant 1 (1)	596.60	Renew	Hydro	0	4	5	ม.ค.-54	หลังแผน
142	VSPP - Solar 2011 North	30.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-54	หลังแผน
143	VSPP - Biomass 2011 North	23.80	Renew	Biomass	11500	5	1	ม.ค.-54	หลังแผน
144	VSPP - Biogas 2011 North	1.84	Renew	Biogas	11500	5	1	ม.ค.-54	247606
145	VSPP - Wind 2011 South	1.50	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-54	หลังแผน
146	VSPP - Biomass 2011 South	8.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-54	หลังแผน
147	VSPP - Biogas 2011 South	7.00	Renew	Biogas	11500	5	6	ม.ค.-54	247606
148	VSPP - Solar 2011 North-East	91.12	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-54	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
149	VSPP - Biomass 2011 North-East	31.80	Renew	Biomass	11500	5	5	ม.ค.-54	หลังแผน
150	VSPP - Biogas 2011 North-East	16.80	Renew	Biogas	11500	5	5	ม.ค.-54	247606
151	VSPP - Solar 2011 East - Central	108.23	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-54	247606
152	SPP-NonFirm - Small Hydro 2011 East-Central	12.20	Renew	Small Hydro	0	5	2	มี.ค.-54	247606
153	SPP COGEN 2012 (1)	74.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	มิ.ย.-54	หลังแผน
154	SPP-NonFirm - Wind 2012 East-Central	60.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-55	หลังแผน
155	VSPP - Solar 2012 North	40.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-55	247606
156	VSPP - Biomass 2012 North	29.28	Renew	Biomass	11500	5	1	ม.ค.-55	247606
157	VSPP - Biogas 2012 North	1.95	Renew	Biogas	11500	5	1	ม.ค.-55	247606
158	VSPP - Waste 2012 North	1.20	Renew	Waste	11500	5	1	ม.ค.-55	หลังแผน
159	VSPP - Biomass 2012 South	25.00	Renew	Biomass	11500	5	6	ม.ค.-55	247606
160	VSPP - Biogas 2012 South	6.59	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-55	247637
161	VSPP - Waste 2012 South	13.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-55	หลังแผน
162	VSPP - Solar 2012 North-East	163.03	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-55	หลังแผน
163	VSPP - Biomass 2012 North-East	97.34	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-55	247606
164	VSPP - Biogas 2012 North-East	22.77	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-55	247606
165	VSPP - Solar 2012 East - Central	227.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-55	หลังแผน
166	Gheco-one (1)	660.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	2	พ.ค.-55	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
167	EGAT - Renew 19	12.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	พ.ค.-55	หลังแผน
168	SPP-NonFirm - Biomass 2012 East-Central	25.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	พ.ค.-55	หลังแผน
169	Theun-Hinboun (expansion) 1 (1)	220.00	Renew	Hydro	0	4	5	ก.ค.-55	หลังแผน
170	SPP COGEN 2012 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ก.ย.-55	หลังแผน
171	SPP-Firm - Biomass 2012 North-East	15.50	Renew	Biomass	11,500	5	5	ก.ย.-55	ก.ย.-77
172	SPP-NonFirm - Wind 2012 North-East	90.00	Renew	Wind	0	5	5	พ.ย.-55	หลังแผน
173	SPP COGEN 2012 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ธ.ค.-55	หลังแผน
174	SPP COGEN 2013 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	ม.ค.-56	หลังแผน
175	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	21.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-56	หลังแผน
176	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	21.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-56	หลังแผน
177	SPP-NonFirm - Biomass 2013 North-East	28.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-56	หลังแผน
178	VSPP - Solar 2013 North	90.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-56	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
179	VSPP - Biomass 2013 North	215.61	Renew	Biomass	11500	5	1	ม.ค.-56	หลังแผน
180	VSPP - Biogas 2013 North	1.00	Renew	Biogas	11500	5	1	ม.ค.-56	หลังแผน
181	VSPP - Biomass 2013 South	29.50	Renew	Biomass	11500	5	6	ม.ค.-56	หลังแผน
182	VSPP - Biogas 2013 South	23.99	Renew	Biogas	11500	5	6	ม.ค.-56	หลังแผน
183	VSPP - Waste 2013 South	1.02	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-56	หลังแผน
184	VSPP - Solar 2013 North-East	125.14	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-56	หลังแผน
185	VSPP - Biomass 2013 North-East	203.41	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-56	หลังแผน
186	VSPP - Biogas 2013 North-East	13.19	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-56	หลังแผน
187	VSPP - Waste 2013 North-East	0.80	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-56	หลังแผน
188	VSPP - Solar 2013 East - Central	19.60	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-56	หลังแผน
189	SPP COGEN 2013 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	ก.พ.-56	หลังแผน
190	SPP-NonFirm - Wind 2013 North-East	13.90	Renew	Wind	0	5	5	ก.พ.-56	หลังแผน
191	SPP COGEN 2013 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	มี.ค.-56	หลังแผน
192	SPP-NonFirm - Wind 2013 North-East	50.00	Renew	Wind	0	5	5	มี.ค.-56	หลังแผน
193	SPP COGEN 2013 (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	เม.ย.-56	หลังแผน
194	SPP COGEN 2013 (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	เม.ย.-56	หลังแผน
195	SPP-NonFirm - Biomass 2013 East-Central	60.00	Renew	Biomass	11500	5	3	เม.ย.-56	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
196	SPP COGEN 2013 (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	พ.ค.-56	หลังแผน
197	SPP COGEN 2013 (7)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	มิ.ย.-56	หลังแผน
198	SPP COGEN 2013 (8)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	มิ.ย.-56	หลังแผน
199	SPP COGEN 2013 (9)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	มิ.ย.-56	หลังแผน
200	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	24.00	Renew	Biomass	11500	5	5	มิ.ย.-56	หลังแผน
201	SPP COGEN 2013 (10)	90.00	COGEN	Natural Gas	6800	4	2	ก.ค.-56	หลังแผน
202	SPP COGEN 2013 (11)	90.00	COGEN	Natural Gas	6800	4	4	ก.ค.-56	หลังแผน
203	SPP-NonFirm - Biomass 2013 East-Central	20.00	Renew	Biomass	11500	5	2	ก.ย.-56	หลังแผน
204	SPP COGEN 2013 (12)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	ต.ค.-56	หลังแผน
205	SPP COGEN 2013 (13)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	พ.ย.-56	หลังแผน
206	EGAT - Renew 20	8.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	ธ.ค.-56	หลังแผน
207	SPP-NonFirm - Biomass 2013 East-Central	18.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ธ.ค.-56	หลังแผน
208	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	22.00	Renew	Biomass	11500	5	5	ธ.ค.-56	หลังแผน
209	AEDP2015_PV North 2014	4.37	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
210	AEDP2015_Wind North 2014	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
211	AEDP2015_Small Hydro North 2014	0.33	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
212	AEDP2015_Waste North 2014	0.38	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
213	AEDP2015_Biogas North 2014	4.46	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
214	AEDP2015_Biomass North 2014	167.08	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
215	AEDP2015_Energy Crop North 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
216	AEDP2015_PV North-East 2014	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-57	หลังแผน
217	AEDP2015_Wind North-East 2014	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-57	หลังแผน
218	AEDP2015_Small Hydro North-East 2014	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-57	หลังแผน
219	AEDP2015_Waste North-East 2014	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-57	หลังแผน
220	AEDP2015_Biogas North-East 2014	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-57	หลังแผน
221	AEDP2015_Biomass North-East 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-57	หลังแผน
222	AEDP2015_Energy Crop North-East 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-57	หลังแผน
223	AEDP2015_PV South 2014	0.03	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
224	AEDP2015_Wind South 2014	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
225	AEDP2015_Small Hydro South 2014	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
226	AEDP2015_Waste South 2014	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
227	AEDP2015_Biogas South 2014	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
228	AEDP2015_Biomass South 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
229	AEDP2015_Energy Crop South 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-57	หลังแผน
230	AEDP2015_PV Central 2014	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-57	หลังแผน
231	AEDP2015_Wind Central 2014	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-57	หลังแผน
232	AEDP2015_Small Hydro Central 2014	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-57	หลังแผน
233	AEDP2015_Waste Central 2014	1.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-57	หลังแผน
234	AEDP2015_Biogas Central 2014	4.17	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-57	หลังแผน
235	AEDP2015_Biomass Central 2014	264.10	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-57	หลังแผน
236	AEDP2015_Energy Crop Central 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-57	หลังแผน
237	AEDP2015_PV East-Central 2014	67.18	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-57	หลังแผน
238	AEDP2015_Wind East-Central 2014	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-57	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
239	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2014	1.86	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-57	หลังแผน
240	AEDP2015_Waste East-Central 2014	6.70	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-57	หลังแผน
241	AEDP2015_Biogas East-Central 2014	19.60	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-57	หลังแผน
242	AEDP2015_Biomass East-Central 2014	132.90	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-57	หลังแผน
243	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-57	หลังแผน
244	Wang Noi (4.1)	750.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	4	เม.ย.-57	หลังแผน
245	GULF JP NS (1.1)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	4	มิ.ย.-57	หลังแผน
246	Chana (2.1)	766.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	6	ก.ค.-57	หลังแผน
247	GULF JP NS (2.1)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	4	ธ.ค.-57	หลังแผน
248	SPP COGEN (2)	270.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-58	หลังแผน
249	AEDP2015_PV West-Central 2014	139.88	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
250	AEDP2015_Wind West-Central 2014	0.05	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
251	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2014	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
252	AEDP2015_Waste West-Central 2014	19.18	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
253	AEDP2015_Biogas West-Central 2014	17.42	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
254	AEDP2015_Biomass West-Central 2014	123.60	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
255	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2014	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
256	AEDP2015_PV North 2015	307.67	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-58	หลังแผน
257	AEDP2015_Wind North 2015	60.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-58	หลังแผน
258	AEDP2015_Small Hydro North 2015	96.17	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-58	หลังแผน
259	AEDP2015_Waste North 2015	0.56	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-58	หลังแผน
260	AEDP2015_Biogas North 2015	-6.00	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-58	หลังแผน
261	AEDP2015_Biomass North 2015	65.28	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-58	หลังแผน
262	AEDP2015_Energy Crop North 2015	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-58	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
263	AEDP2015_PV North-East 2015	380.84	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-58	หลังแผน
264	AEDP2015_Wind North-East 2015	64.60	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-58	หลังแผน
265	AEDP2015_Small Hydro North-East 2015	24.43	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-58	หลังแผน
266	AEDP2015_Waste North-East 2015	0.77	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-58	หลังแผน
267	AEDP2015_Biogas North-East 2015	7.56	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-58	หลังแผน
268	AEDP2015_Biomass North-East 2015	142.34	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-58	หลังแผน
269	AEDP2015_Energy Crop North-East 2015	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-58	หลังแผน
270	AEDP2015_PV South 2015	41.30	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-58	หลังแผน
271	AEDP2015_Wind South 2015	38.74	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-58	หลังแผน
272	AEDP2015_Small Hydro South 2015	4.30	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-58	หลังแผน
273	AEDP2015_Waste South 2015	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-58	หลังแผน
274	AEDP2015_Biogas South 2015	9.51	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-58	หลังแผน
275	AEDP2015_Biomass South 2015	31.69	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-58	หลังแผน
276	AEDP2015_Energy Crop South 2015	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-58	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
277	AEDP2015_PV Central 2015	90.57	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-58	หลังแผน
278	AEDP2015_Wind Central 2015	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-58	หลังแผน
279	AEDP2015_Small Hydro Central 2015	16.70	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-58	หลังแผน
280	AEDP2015_Waste Central 2015	79.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-58	หลังแผน
281	AEDP2015_Biogas Central 2015	0.12	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-58	หลังแผน
282	AEDP2015_Biomass Central 2015	20.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-58	หลังแผน
283	AEDP2015_Energy Crop Central 2015	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-58	หลังแผน
284	AEDP2015_PV East-Central 2015	476.90	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-58	หลังแผน
285	AEDP2015_Wind East-Central 2015	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-58	หลังแผน
286	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2015	-1.04	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-58	หลังแผน
287	AEDP2015_Waste East-Central 2015	19.90	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-58	หลังแผน
288	AEDP2015_Biogas East-Central 2015	0.08	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-58	หลังแผน
289	AEDP2015_Biomass East-Central 2015	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-58	หลังแผน
290	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2015	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-58	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
291	AEDP2015_PV West-Central 2015	999.20	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
292	AEDP2015_Wind West-Central 2015	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
293	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2015	12.10	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
294	AEDP2015_Waste West-Central 2015	7.80	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
295	AEDP2015_Biogas West-Central 2015	2.85	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
296	AEDP2015_Biomass West-Central 2015	15.10	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
297	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2015	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-58	หลังแผน
298	EGAT - Renew 56	18.00	Renew	Wind	0	5	6	พ.ค.-58	หลังแผน
299	GULF JP UT (1)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	1	มิ.ย.-58	หลังแผน
300	Hong Sa (1)	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6	1	มิ.ย.-58	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
301	EGAT - Renew 24	30.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-58	หลังแผน
302	SPP COGEN (2)	180.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ก.ค.-58	หลังแผน
303	EGAT - Renew 28	5.00	Renew	Solar	0	5	4	ส.ค.-58	หลังแผน
304	Hong Sa (2)	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6	1	พ.ย.-58	หลังแผน
305	GULF JP UT (2)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ธ.ค.-58	หลังแผน
306	EGAT - Renew 21	10.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	ธ.ค.-58	หลังแผน
307	EGAT - Renew 22	12.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	ธ.ค.-58	หลังแผน
308	EGAT - Renew 23	6.70	Renew	Small Hydro	0	5	1	ธ.ค.-58	หลังแผน
309	North Bangkok (2)	848.30	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-59	หลังแผน
310	AEDP2015_PV North 2016	47.86	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-59	หลังแผน
311	AEDP2015_Wind North 2016	44.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-59	หลังแผน
312	AEDP2015_Small Hydro North 2016	0.04	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-59	หลังแผน
313	AEDP2015_Waste North 2016	2.05	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-59	หลังแผน
314	AEDP2015_Biogas North 2016	2.05	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-59	หลังแผน
315	AEDP2015_Biomass North 2016	79.50	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-59	หลังแผน
316	AEDP2015_Energy Crop North 2016	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-59	หลังแผน
317	AEDP2015_PV North-East 2016	104.22	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-59	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
318	AEDP2015_Wind North-East 2016	656.20	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-59	หลังแผน
319	AEDP2015_Small Hydro North-East 2016	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-59	หลังแผน
320	AEDP2015_Waste North-East 2016	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-59	หลังแผน
321	AEDP2015_Biogas North-East 2016	1.20	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-59	หลังแผน
322	AEDP2015_Biomass North-East 2016	117.58	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-59	หลังแผน
323	AEDP2015_Energy Crop North-East 2016	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-59	หลังแผน
324	AEDP2015_PV South 2016	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-59	หลังแผน
325	AEDP2015_Wind South 2016	92.00	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-59	หลังแผน
326	AEDP2015_Small Hydro South 2016	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-59	หลังแผน
327	AEDP2015_Waste South 2016	10.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-59	หลังแผน
328	AEDP2015_Biogas South 2016	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-59	หลังแผน
329	AEDP2015_Biomass South 2016	78.15	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-59	หลังแผน
330	AEDP2015_Energy Crop South 2016	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-59	หลังแผน
331	AEDP2015_PV Central 2016	17.95	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-59	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
332	AEDP2015_Wind Central 2016	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-59	หลังแผน
333	AEDP2015_Small Hydro Central 2016	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-59	หลังแผน
334	AEDP2015_Waste Central 2016	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-59	หลังแผน
335	AEDP2015_Biogas Central 2016	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-59	หลังแผน
336	AEDP2015_Biomass Central 2016	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-59	หลังแผน
337	AEDP2015_Energy Crop Central 2016	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-59	หลังแผน
338	AEDP2015_PV East-Central 2016	109.71	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-59	หลังแผน
339	AEDP2015_Wind East-Central 2016	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-59	หลังแผน
340	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2016	11.62	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-59	หลังแผน
341	AEDP2015_Waste East-Central 2016	1.60	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-59	หลังแผน
342	AEDP2015_Biogas East-Central 2016	2.66	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-59	หลังแผน
343	AEDP2015_Biomass East-Central 2016	20.17	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-59	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
344	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2016	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-59	หลังแผน
345	AEDP2015_PV West-Central 2016	36.54	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-59	หลังแผน
346	AEDP2015_Wind West-Central 2016	0.05	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-59	หลังแผน
347	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2016	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-59	หลังแผน
348	AEDP2015_Waste West-Central 2016	0.30	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-59	หลังแผน
349	AEDP2015_Biogas West-Central 2016	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-59	หลังแผน
350	AEDP2015_Biomass West-Central 2016	19.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-59	หลังแผน
351	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2016	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-59	หลังแผน
352	Hong Sa (3)	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6	1	มี.ค.-59	หลังแผน
353	EGAT - Renew 57	0.30	Renew	Solar	0	5	4	มิ.ย.-59	หลังแผน
354	South Natural Gas Power Plant Substitution (1)	930.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	6	ก.ค.-59	หลังแผน
355	SPP COGEN (3)	270.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ก.ค.-59	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
356	SPP COGEN (3)	630.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ก.ค.-59	หลังแผน
357	National Power Supply (1)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	2	พ.ย.-59	หลังแผน
358	National Power Supply (2)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	2	พ.ย.-59	หลังแผน
359	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-59	หลังแผน

*หลังแผน หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ไม่มีกำหนดปลดในแผนและไม่ทราบวันกำหนดปลดที่แน่ชัด

**Area 1 = ภาคเหนือ, Area 2 = ภาคกลางตะวันออก, Area 3 = ภาคกลางตะวันตก, Area 4 = ภาคกลาง, Area = 5 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และ Area 6 = ภาคใต้

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558-2579 ที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบหลังตั้งแต่ พ.ศ. 2560-2579

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
1	SPP COGEN (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-60	หลังแผน
2	AEDP2015_PV North 2017	40.46	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-60	หลังแผน
3	AEDP2015_Wind North 2017	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-60	หลังแผน
4	AEDP2015_Small Hydro North 2017	10.54	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-60	หลังแผน
5	AEDP2015_Waste North 2017	0.24	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-60	หลังแผน
6	AEDP2015_Biogas North 2017	0.85	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-60	หลังแผน
7	AEDP2015_Biomass North 2017	137.34	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-60	หลังแผน
8	AEDP2015_Energy Crop North 2017	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-60	หลังแผน
9	AEDP2015_PV North-East 2017	99.61	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-60	หลังแผน
10	AEDP2015_Wind North-East 2017	419.80	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-60	หลังแผน
11	AEDP2015_Small Hydro North-East 2017	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-60	หลังแผน
12	AEDP2015_Waste North-East 2017	4.90	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-60	หลังแผน
13	AEDP2015_Biogas North-East 2017	1.00	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-60	หลังแผน
14	AEDP2015_Biomass North-East 2017	185.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-60	หลังแผน
15	AEDP2015_Energy Crop North-East 2017	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-60	หลังแผน
16	AEDP2015_PV South 2017	2.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-60	หลังแผน
17	AEDP2015_Wind South 2017	7.05	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-60	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
18	AEDP2015_Small Hydro South 2017	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-60	หลังแผน
19	AEDP2015_Waste South 2017	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-60	หลังแผน
20	AEDP2015_Biogas South 2017	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-60	หลังแผน
21	AEDP2015_Biomass South 2017	51.68	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-60	หลังแผน
22	AEDP2015_Energy Crop South 2017	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-60	หลังแผน
23	AEDP2015_PV Central 2017	27.75	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-60	หลังแผน
24	AEDP2015_Wind Central 2017	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-60	หลังแผน
25	AEDP2015_Small Hydro Central 2017	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-60	หลังแผน
26	AEDP2015_Waste Central 2017	0.50	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-60	หลังแผน
27	AEDP2015_Biogas Central 2017	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-60	หลังแผน
28	AEDP2015_Biomass Central 2017	33.40	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-60	หลังแผน
29	AEDP2015_Energy Crop Central 2017	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-60	หลังแผน
30	AEDP2015_PV East-Central 2017	56.44	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-60	หลังแผน
31	AEDP2015_Wind East-Central 2017	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-60	หลังแผน
32	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2017	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-60	หลังแผน
33	AEDP2015_Waste East-Central 2017	9.90	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-60	หลังแผน
34	AEDP2015_Biogas East-Central 2017	0.47	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-60	หลังแผน
35	AEDP2015_Biomass East-Central 2017	20.41	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-60	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
36	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2017	8.48	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-60	หลังแผน
37	AEDP2015_PV West-Central 2017	17.47	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-60	หลังแผน
38	AEDP2015_Wind West-Central 2017	95.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-60	หลังแผน
39	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2017	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-60	หลังแผน
40	AEDP2015_Waste West-Central 2017	0.30	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-60	หลังแผน
41	AEDP2015_Biogas West-Central 2017	0.28	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-60	หลังแผน
42	AEDP2015_Biomass West-Central 2017	19.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-60	หลังแผน
43	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2017	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-60	หลังแผน
44	National Power Supply (3)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	2	มี.ค.-60	หลังแผน
45	National Power Supply (4)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	2	มี.ค.-60	หลังแผน
46	SPP COGEN (4)	990.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ก.ค.-60	หลังแผน
47	EGAT - Renew 25	5.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	พ.ย.-60	หลังแผน
48	EGAT - Renew 67	24.00	Renew	Wind	0	5	6	ธ.ค.-60	หลังแผน
49	Lamtakhong Dam (3,4)	500.00	Renew	Hydro	0	2.86	5	ก.พ.-61	หลังแผน
50	NamNgieb PP (1)	269.00	Renew	Hydro	0	4	5	ก.ค.-62	หลังแผน
51	Xe Pian PP (1)	354.00	Renew	Hydro	0	4	5	ก.พ.-62	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
52	SPP COGEN (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	ม.ค.-61	หลังแผน
53	SPP COGEN (5)	450.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	ก.ค.-61	หลังแผน
54	SPP COGEN (6)	180.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	ม.ค.-62	หลังแผน
55	SPP COGEN (6)	450.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4	4	ก.ค.-62	หลังแผน
56	VSPP COGEN 2019	4.80	COGEN	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-62	หลังแผน
57	Xayaburi PP (1)	1220.00	Renew	Hydro	0	4	1	ต.ค.-62	หลังแผน
58	Gulf IPP NG PP (1)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ต.ค.-64	หลังแผน
59	Gulf IPP NG PP (2)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ต.ค.-64	หลังแผน
60	Gulf IPP NG PP (3)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ต.ค.-65	หลังแผน
61	Gulf IPP NG PP (4)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ต.ค.-65	หลังแผน
62	Gulf IPP NG PP (5)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	มี.ค.-66	หลังแผน
63	Gulf IPP NG PP (6)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ต.ค.-66	หลังแผน
64	Gulf IPP NG PP (7)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	มี.ค.-67	หลังแผน
65	Gulf IPP NG PP (8)	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ต.ค.-67	หลังแผน
66	EGAT - Renew 26	2.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-61	หลังแผน
67	EGAT - Renew 27	1.30	Renew	Small Hydro	0	5	1	ก.พ.-61	หลังแผน
68	EGAT - Renew 29	14.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	พ.ย.-63	หลังแผน
69	EGAT - Renew 30	18.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	พ.ย.-62	หลังแผน
70	EGAT - Renew 31	2.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-67	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
71	EGAT - Renew 32	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-65	หลังแผน
72	EGAT - Renew 33	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-64	หลังแผน
73	EGAT - Renew 34	2.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-67	หลังแผน
74	EGAT - Renew 35	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-70	หลังแผน
75	EGAT - Renew 36	4.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
76	EGAT - Renew 37	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-68	หลังแผน
77	EGAT - Renew 38	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-69	หลังแผน
78	EGAT - Renew 39	1.20	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-67	หลังแผน
79	EGAT - Renew 40	12.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-75	หลังแผน
80	EGAT - Renew 41	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-66	หลังแผน
81	EGAT - Renew 42	2.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	พ.ค.-68	หลังแผน
82	EGAT - Renew 43	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-69	หลังแผน
83	EGAT - Renew 44	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-66	หลังแผน
84	EGAT - Renew 45	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-70	หลังแผน
85	EGAT - Renew 46	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-71	หลังแผน
86	EGAT - Renew 47	2.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-71	หลังแผน
87	EGAT - Renew 48	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-72	หลังแผน
88	EGAT - Renew 49	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-72	หลังแผน
89	EGAT - Renew 50	2.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-73	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
90	EGAT - Renew 51	2.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-73	หลังแผน
91	EGAT - Renew 52	16.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-73	หลังแผน
92	EGAT - Renew 53	1.20	Renew	Small Hydro	0	5	1	มิ.ย.-74	หลังแผน
93	EGAT - Renew 54	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	เม.ย.-74	หลังแผน
94	EGAT - Renew 55	2.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-64	หลังแผน
95	EGAT - Renew 58	2.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-62	หลังแผน
96	EGAT - Renew 59	4.00	Renew	Wind	0	5	6	ก.ค.-62	หลังแผน
97	EGAT - Renew 60	50.00	Renew	Wind	0	5	6	ธ.ค.-66	หลังแผน
98	EGAT - Renew 61	2.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-67	หลังแผน
99	EGAT - Renew 62	2.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-63	หลังแผน
100	EGAT - Renew 63	1.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-65	หลังแผน
101	EGAT - Renew 64	5.00	Renew	Wind	0	5	6	ธ.ค.-65	หลังแผน
102	EGAT - Renew 65	2.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-68	หลังแผน
103	EGAT - Renew 66	2.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-63	หลังแผน
104	EGAT - Renew 66	2.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-68	หลังแผน
105	EGAT - Renew 68	1.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-61	หลังแผน
106	EGAT - Renew 69	3.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-72	หลังแผน
107	EGAT - Renew 70	10.00	Renew	Wind	0	5	6	ธ.ค.-69	หลังแผน
108	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-61	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
109	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-63	หลังแผน
110	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-65	หลังแผน
111	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-68	หลังแผน
112	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-69	หลังแผน
113	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-71	หลังแผน
114	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-73	หลังแผน
115	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-75	หลังแผน
116	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-77	หลังแผน
117	EGAT - Renew 71	10.00	Renew	Solar	0	5	4	ธ.ค.-79	หลังแผน
118	EGAT - Renew 72	30.00	Renew	Wind	0	5	6	ธ.ค.-71	หลังแผน
119	Bang Pakong Substitution (1)	1300.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-62	หลังแผน
120	Bang Pakong Substitution (2) train 1	650.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-75	หลังแผน
121	Bang Pakong Substitution (2) train 2	650.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-75	หลังแผน
122	Bang Pakong Substitution (3)	1300.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	มิ.ย.-76	หลังแผน
123	South Bangkok Substitution (1)	1300.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-62	หลังแผน
124	South Bangkok Substitution (2)	1300.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-65	หลังแผน
125	Wang Noi Substitution (1)	1300.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	ม.ค.-66	หลังแผน
126	Wang Noi Substitution (2)	1300.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	มิ.ย.-68	หลังแผน
127	Clean Coal PP EGAT (1)	800.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	6	ธ.ค.-62	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
128	Clean Coal PP EGAT (2)	1000.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	6	ม.ค.-64	หลังแผน
129	Clean Coal PP EGAT (3)	1000.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	6	ม.ค.-67	หลังแผน
130	Clean Coal PP EGAT (4)	1000.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	6	ม.ค.-76	หลังแผน
131	Clean Coal PP EGAT (5)	1000.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	6	มิ.ย.-77	หลังแผน
132	Clean Coal PP EGAT (6)	1000.00	Thermal	Bituminous	9,100	6	6	มิ.ย.-78	หลังแผน
133	Mae Moh (4) S	150.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	มิ.ย.-61	หลังแผน
134	Mae Moh (5) S	150.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	มิ.ย.-61	หลังแผน
135	Mae Moh (6) S	150.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
136	Mae Moh (7) S	150.00	Thermal	Lignite	11,500	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
137	Mae Moh (8) S	225.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	มิ.ย.-65	หลังแผน
138	Mae Moh (9) S	225.00	Thermal	Lignite	10,600	5	1	มิ.ย.-65	หลังแผน
139	Chulabhorn Pump Storage	800.00	Renew	Hydro	0	2.86	5	มิ.ย.-69	หลังแผน
140	Kiritharn Pump Storage	801.00	Renew	Hydro	0	2.86	3	มิ.ย.-71	หลังแผน
141	Nuclear Power Plant	1000.00	Thermal	Nuclear	10,950	6	5	ม.ค.-78	หลังแผน
142	Nuclear Power Plant	1000.00	Thermal	Nuclear	10,950	6	2	มิ.ย.-79	หลังแผน
143	Import hydro Maitong 1	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-69	หลังแผน
144	Import hydro Maitong 2	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-70	หลังแผน
145	Import hydro Maitong 3	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	มิ.ย.-71	หลังแผน
146	Import hydro Maitong 4	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-72	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
147	Import hydro Maitong 5	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-73	หลังแผน
148	Import hydro Maitong 6	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-74	หลังแผน
149	Import hydro Maitong 7	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-75	หลังแผน
150	Import hydro Maitong 8	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-76	หลังแผน
151	Import hydro Maitong 9	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	มิ.ย.-77	หลังแผน
152	Import hydro Maitong 10	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	ม.ค.-78	หลังแผน
153	Import hydro Maitong 11	700.00	Renew	Hydro	0	4	1	มิ.ย.-79	หลังแผน
154	Gas turbine (3)	250.00	Gas Turbine	Diesel	9,000	4	2	ม.ค.-77	หลังแผน
155	Gas turbine (4)	250.00	Gas Turbine	Diesel	9,000	4	2	ม.ค.-78	หลังแผน
156	Gas turbine (5)	250.00	Gas Turbine	Diesel	9,000	4	4	ม.ค.-78	หลังแผน
157	Gas turbine (6)	250.00	Gas Turbine	Diesel	9,000	4	4	ม.ค.-78	หลังแผน
158	Gas turbine (7)	250.00	Gas Turbine	Diesel	9,000	4	4	มิ.ย.-79	หลังแผน
159	Gulf SRC (1-2)	1250.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	มี.ค.-65	หลังแผน
160	Gulf PD	1250.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4	2	มี.ค.-66	หลังแผน
161	AEDP2015_PV North 2018	57.75	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
162	AEDP2015_Wind North 2018	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
163	AEDP2015_Small Hydro North 2018	3.35	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
164	AEDP2015_Waste North 2018	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
165	AEDP2015_Biogas North 2018	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
166	AEDP2015_Biomass North 2018	232.10	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
167	AEDP2015_Energy Crop North 2018	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-61	หลังแผน
168	AEDP2015_PV North-East 2018	113.71	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-61	หลังแผน
169	AEDP2015_Wind North-East 2018	18.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-61	หลังแผน
170	AEDP2015_Small Hydro North-East 2018	1.25	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-61	หลังแผน
171	AEDP2015_Waste North-East 2018	3.50	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-61	หลังแผน
172	AEDP2015_Biogas North-East 2018	3.83	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-61	หลังแผน
173	AEDP2015_Biomass North-East 2018	78.40	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-61	หลังแผน
174	AEDP2015_Energy Crop North-East 2018	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-61	หลังแผน
175	AEDP2015_PV South 2018	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-61	หลังแผน
176	AEDP2015_Wind South 2018	10.97	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-61	หลังแผน
177	AEDP2015_Small Hydro South 2018	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-61	หลังแผน
178	AEDP2015_Waste South 2018	7.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-61	หลังแผน
179	AEDP2015_Biogas South 2018	16.48	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-61	หลังแผน
180	AEDP2015_Biomass South 2018	14.56	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-61	หลังแผน
181	AEDP2015_Energy Crop South 2018	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-61	หลังแผน
182	AEDP2015_PV Central 2018	1.25	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-61	หลังแผน
183	AEDP2015_Wind Central 2018	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-61	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
184	AEDP2015_Small Hydro Central 2018	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-61	หลังแผน
185	AEDP2015_Waste Central 2018	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-61	หลังแผน
186	AEDP2015_Biogas Central 2018	0.20	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-61	หลังแผน
187	AEDP2015_Biomass Central 2018	0.10	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-61	หลังแผน
188	AEDP2015_Energy Crop Central 2018	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-61	หลังแผน
189	AEDP2015_PV East-Central 2018	49.91	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-61	หลังแผน
190	AEDP2015_Wind East-Central 2018	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-61	หลังแผน
191	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2018	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-61	หลังแผน
192	AEDP2015_Waste East-Central 2018	21.10	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-61	หลังแผน
193	AEDP2015_Biogas East-Central 2018	4.37	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-61	หลังแผน
194	AEDP2015_Biomass East-Central 2018	59.43	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-61	หลังแผน
195	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2018	0.58	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-61	หลังแผน
196	AEDP2015_PV West-Central 2018	25.30	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-61	หลังแผน
197	AEDP2015_Wind West-Central 2018	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-61	หลังแผน
198	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2018	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-61	หลังแผน
199	AEDP2015_Waste West-Central 2018	0.50	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-61	หลังแผน
200	AEDP2015_Biogas West-Central 2018	0.83	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-61	หลังแผน
201	AEDP2015_Biomass West-Central 2018	23.80	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-61	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
202	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2018	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-61	หลังแผน
203	AEDP2015_PV North 2019	40.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-62	หลังแผน
204	AEDP2015_Wind North 2019	104.50	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-62	หลังแผน
205	AEDP2015_Small Hydro North 2019	0.05	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-62	หลังแผน
206	AEDP2015_Waste North 2019	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-62	หลังแผน
207	AEDP2015_Biogas North 2019	1.69	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-62	หลังแผน
208	AEDP2015_Biomass North 2019	137.64	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-62	หลังแผน
209	AEDP2015_Energy Crop North 2019	3.84	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-62	หลังแผน
210	AEDP2015_PV North-East 2019	109.24	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-62	หลังแผน
211	AEDP2015_Wind North-East 2019	52.50	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-62	หลังแผน
212	AEDP2015_Small Hydro North-East 2019	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-62	หลังแผน
213	AEDP2015_Waste North-East 2019	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-62	หลังแผน
214	AEDP2015_Biogas North-East 2019	4.78	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-62	หลังแผน
215	AEDP2015_Biomass North-East 2019	79.20	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-62	หลังแผน
216	AEDP2015_Energy Crop North-East 2019	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-62	หลังแผน
217	AEDP2015_PV South 2019	0.01	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-62	หลังแผน
218	AEDP2015_Wind South 2019	19.05	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-62	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
219	AEDP2015_Small Hydro South 2019	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-62	หลังแผน
220	AEDP2015_Waste South 2019	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-62	หลังแผน
221	AEDP2015_Biogas South 2019	5.02	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-62	หลังแผน
222	AEDP2015_Biomass South 2019	3.83	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-62	หลังแผน
223	AEDP2015_Energy Crop South 2019	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-62	หลังแผน
224	AEDP2015_PV Central 2019	20.18	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-62	หลังแผน
225	AEDP2015_Wind Central 2019	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-62	หลังแผน
226	AEDP2015_Small Hydro Central 2019	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-62	หลังแผน
227	AEDP2015_Waste Central 2019	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-62	หลังแผน
228	AEDP2015_Biogas Central 2019	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-62	หลังแผน
229	AEDP2015_Biomass Central 2019	19.85	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-62	หลังแผน
230	AEDP2015_Energy Crop Central 2019	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-62	หลังแผน
231	AEDP2015_PV East-Central 2019	104.75	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-62	หลังแผน
232	AEDP2015_Wind East-Central 2019	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-62	หลังแผน
233	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2019	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-62	หลังแผน
234	AEDP2015_Waste East-Central 2019	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-62	หลังแผน
235	AEDP2015_Biogas East-Central 2019	1.08	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-62	หลังแผน
236	AEDP2015_Biomass East-Central 2019	99.04	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-62	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
237	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2019	0.91	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-62	หลังแผน
238	AEDP2015_PV West-Central 2019	15.50	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-62	หลังแผน
239	AEDP2015_Wind West-Central 2019	6.88	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-62	หลังแผน
240	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2019	18.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-62	หลังแผน
241	AEDP2015_Waste West-Central 2019	1.48	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-62	หลังแผน
242	AEDP2015_Biogas West-Central 2019	4.14	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-62	หลังแผน
243	AEDP2015_Biomass West-Central 2019	59.40	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-62	หลังแผน
244	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2019	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-62	หลังแผน
245	AEDP2015_PV North 2020	2.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-63	หลังแผน
246	AEDP2015_Wind North 2020	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-63	หลังแผน
247	AEDP2015_Small Hydro North 2020	16.08	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-63	หลังแผน
248	AEDP2015_Waste North 2020	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-63	หลังแผน
249	AEDP2015_Biogas North 2020	2.03	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-63	หลังแผน
250	AEDP2015_Biomass North 2020	90.74	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-63	หลังแผน
251	AEDP2015_Energy Crop North 2020	0.88	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-63	หลังแผน
252	AEDP2015_PV North-East 2020	7.94	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-63	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
253	AEDP2015_Wind North-East 2020	18.05	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-63	หลังแผน
254	AEDP2015_Small Hydro North-East 2020	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-63	หลังแผน
255	AEDP2015_Waste North-East 2020	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-63	หลังแผน
256	AEDP2015_Biogas North-East 2020	6.39	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-63	หลังแผน
257	AEDP2015_Biomass North-East 2020	182.40	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-63	หลังแผน
258	AEDP2015_Energy Crop North-East 2020	5.77	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-63	หลังแผน
259	AEDP2015_PV South 2020	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-63	หลังแผน
260	AEDP2015_Wind South 2020	2.72	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-63	หลังแผน
261	AEDP2015_Small Hydro South 2020	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-63	หลังแผน
262	AEDP2015_Waste South 2020	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-63	หลังแผน
263	AEDP2015_Biogas South 2020	2.36	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-63	หลังแผน
264	AEDP2015_Biomass South 2020	19.63	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-63	หลังแผน
265	AEDP2015_Energy Crop South 2020	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-63	หลังแผน
266	AEDP2015_PV Central 2020	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-63	หลังแผน
267	AEDP2015_Wind Central 2020	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-63	หลังแผน
268	AEDP2015_Small Hydro Central 2020	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-63	หลังแผน
269	AEDP2015_Waste Central 2020	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-63	หลังแผน
270	AEDP2015_Biogas Central 2020	5.49	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-63	หลังแผน
271	AEDP2015_Biomass Central 2020	19.82	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-63	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
272	AEDP2015_Energy Crop Central 2020	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-63	หลังแผน
273	AEDP2015_PV East-Central 2020	100.07	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-63	หลังแผน
274	AEDP2015_Wind East-Central 2020	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-63	หลังแผน
275	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2020	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-63	หลังแผน
276	AEDP2015_Waste East-Central 2020	1.03	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-63	หลังแผน
277	AEDP2015_Biogas East-Central 2020	17.69	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-63	หลังแผน
278	AEDP2015_Biomass East-Central 2020	59.40	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-63	หลังแผน
279	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2020	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-63	หลังแผน
280	AEDP2015_PV West-Central 2020	10.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-63	หลังแผน
281	AEDP2015_Wind West-Central 2020	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-63	หลังแผน
282	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2020	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-63	หลังแผน
283	AEDP2015_Waste West-Central 2020	1.47	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-63	หลังแผน
284	AEDP2015_Biogas West-Central 2020	4.84	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-63	หลังแผน
285	AEDP2015_Biomass West-Central 2020	16.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-63	หลังแผน
286	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2020	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-63	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
287	AEDP2015_PV North 2021	2.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-64	หลังแผน
288	AEDP2015_Wind North 2021	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-64	หลังแผน
289	AEDP2015_Small Hydro North 2021	0.65	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-64	หลังแผน
290	AEDP2015_Waste North 2021	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-64	หลังแผน
291	AEDP2015_Biogas North 2021	0.61	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-64	หลังแผน
292	AEDP2015_Biomass North 2021	98.78	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-64	หลังแผน
293	AEDP2015_Energy Crop North 2021	1.12	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-64	หลังแผน
294	AEDP2015_PV North-East 2021	2.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-64	หลังแผน
295	AEDP2015_Wind North-East 2021	2.50	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-64	หลังแผน
296	AEDP2015_Small Hydro North-East 2021	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-64	หลังแผน
297	AEDP2015_Waste North-East 2021	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-64	หลังแผน
298	AEDP2015_Biogas North-East 2021	11.90	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-64	หลังแผน
299	AEDP2015_Biomass North-East 2021	154.79	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-64	หลังแผน
300	AEDP2015_Energy Crop North-East 2021	0.97	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-64	หลังแผน
301	AEDP2015_PV South 2021	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-64	หลังแผน
302	AEDP2015_Wind South 2021	12.80	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-64	หลังแผน
303	AEDP2015_Small Hydro South 2021	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-64	หลังแผน
304	AEDP2015_Waste South 2021	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-64	หลังแผน
305	AEDP2015_Biogas South 2021	14.96	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-64	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
306	AEDP2015_Biomass South 2021	2.38	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-64	หลังแผน
307	AEDP2015_Energy Crop South 2021	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-64	หลังแผน
308	AEDP2015_PV Central 2021	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-64	หลังแผน
309	AEDP2015_Wind Central 2021	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-64	หลังแผน
310	AEDP2015_Small Hydro Central 2021	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-64	หลังแผน
311	AEDP2015_Waste Central 2021	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-64	หลังแผน
312	AEDP2015_Biogas Central 2021	11.58	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-64	หลังแผน
313	AEDP2015_Biomass Central 2021	0.27	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-64	หลังแผน
314	AEDP2015_Energy Crop Central 2021	0.06	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-64	หลังแผน
315	AEDP2015_PV East-Central 2021	71.64	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-64	หลังแผน
316	AEDP2015_Wind East-Central 2021	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-64	หลังแผน
317	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2021	2.19	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-64	หลังแผน
318	AEDP2015_Waste East-Central 2021	1.04	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-64	หลังแผน
319	AEDP2015_Biogas East-Central 2021	4.25	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-64	หลังแผน
320	AEDP2015_Biomass East-Central 2021	69.20	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-64	หลังแผน
321	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2021	2.31	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-64	หลังแผน
322	AEDP2015_PV West-Central 2021	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-64	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
323	AEDP2015_Wind West-Central 2021	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-64	หลังแผน
324	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2021	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-64	หลังแผน
325	AEDP2015_Waste West-Central 2021	1.37	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-64	หลังแผน
326	AEDP2015_Biogas West-Central 2021	5.00	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-64	หลังแผน
327	AEDP2015_Biomass West-Central 2021	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-64	หลังแผน
328	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2021	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-64	หลังแผน
329	AEDP2015_PV North 2022	0.54	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
330	AEDP2015_Wind North 2022	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
331	AEDP2015_Small Hydro North 2022	9.34	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
332	AEDP2015_Waste North 2022	1.06	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
333	AEDP2015_Biogas North 2022	0.03	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
334	AEDP2015_Biomass North 2022	10.66	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
335	AEDP2015_Energy Crop North 2022	8.08	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-65	หลังแผน
336	AEDP2015_PV North-East 2022	2.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-65	หลังแผน
337	AEDP2015_Wind North-East 2022	10.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-65	หลังแผน
338	AEDP2015_Small Hydro North-East 2022	5.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-65	หลังแผน
339	AEDP2015_Waste North-East 2022	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-65	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
340	AEDP2015_Biogas North-East 2022	2.42	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-65	หลังแผน
341	AEDP2015_Biomass North-East 2022	44.62	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-65	หลังแผน
342	AEDP2015_Energy Crop North-East 2022	0.65	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-65	หลังแผน
343	AEDP2015_PV South 2022	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-65	หลังแผน
344	AEDP2015_Wind South 2022	0.64	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-65	หลังแผน
345	AEDP2015_Small Hydro South 2022	0.07	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-65	หลังแผน
346	AEDP2015_Waste South 2022	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-65	หลังแผน
347	AEDP2015_Biogas South 2022	23.09	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-65	หลังแผน
348	AEDP2015_Biomass South 2022	34.87	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-65	หลังแผน
349	AEDP2015_Energy Crop South 2022	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-65	หลังแผน
350	AEDP2015_PV Central 2022	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-65	หลังแผน
351	AEDP2015_Wind Central 2022	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-65	หลังแผน
352	AEDP2015_Small Hydro Central 2022	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-65	หลังแผน
353	AEDP2015_Waste Central 2022	2.42	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-65	หลังแผน
354	AEDP2015_Biogas Central 2022	5.59	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-65	หลังแผน
355	AEDP2015_Biomass Central 2022	19.85	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-65	หลังแผน
356	AEDP2015_Energy Crop Central 2022	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-65	หลังแผน
357	AEDP2015_PV East-Central 2022	73.89	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-65	หลังแผน
358	AEDP2015_Wind East-Central 2022	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-65	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
359	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2022	2.20	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-65	หลังแผน
360	AEDP2015_Waste East-Central 2022	1.04	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-65	หลังแผน
361	AEDP2015_Biogas East-Central 2022	2.56	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-65	หลังแผน
362	AEDP2015_Biomass East-Central 2022	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-65	หลังแผน
363	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2022	0.82	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-65	หลังแผน
364	AEDP2015_PV West-Central 2022	10.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-65	หลังแผน
365	AEDP2015_Wind West-Central 2022	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-65	หลังแผน
366	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2022	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-65	หลังแผน
367	AEDP2015_Waste West-Central 2022	0.83	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-65	หลังแผน
368	AEDP2015_Biogas West-Central 2022	4.00	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-65	หลังแผน
369	AEDP2015_Biomass West-Central 2022	28.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-65	หลังแผน
370	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2022	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-65	หลังแผน
371	AEDP2015_PV North 2023	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-66	หลังแผน
372	AEDP2015_Wind North 2023	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-66	หลังแผน
373	AEDP2015_Small Hydro North 2023	0.29	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-66	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
374	AEDP2015_Waste North 2023	1.07	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-66	หลังแผน
375	AEDP2015_Biogas North 2023	0.03	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-66	หลังแผน
376	AEDP2015_Biomass North 2023	5.84	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-66	หลังแผน
377	AEDP2015_Energy Crop North 2023	0.38	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-66	หลังแผน
378	AEDP2015_PV North-East 2023	5.26	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-66	หลังแผน
379	AEDP2015_Wind North-East 2023	50.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-66	หลังแผน
380	AEDP2015_Small Hydro North-East 2023	3.29	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-66	หลังแผน
381	AEDP2015_Waste North-East 2023	8.96	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-66	หลังแผน
382	AEDP2015_Biogas North-East 2023	1.19	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-66	หลังแผน
383	AEDP2015_Biomass North-East 2023	20.03	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-66	หลังแผน
384	AEDP2015_Energy Crop North-East 2023	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-66	หลังแผน
385	AEDP2015_PV South 2023	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-66	หลังแผน
386	AEDP2015_Wind South 2023	7.90	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-66	หลังแผน
387	AEDP2015_Small Hydro South 2023	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-66	หลังแผน
388	AEDP2015_Waste South 2023	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-66	หลังแผน
389	AEDP2015_Biogas South 2023	0.01	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-66	หลังแผน
390	AEDP2015_Biomass South 2023	6.51	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-66	หลังแผน
391	AEDP2015_Energy Crop South 2023	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-66	หลังแผน
392	AEDP2015_PV Central 2023	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-66	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
393	AEDP2015_Wind Central 2023	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-66	หลังแผน
394	AEDP2015_Small Hydro Central 2023	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-66	หลังแผน
395	AEDP2015_Waste Central 2023	1.38	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-66	หลังแผน
396	AEDP2015_Biogas Central 2023	0.03	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-66	หลังแผน
397	AEDP2015_Biomass Central 2023	0.89	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-66	หลังแผน
398	AEDP2015_Energy Crop Central 2023	0.95	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-66	หลังแผน
399	AEDP2015_PV East-Central 2023	74.55	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-66	หลังแผน
400	AEDP2015_Wind East-Central 2023	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-66	หลังแผน
401	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2023	2.19	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-66	หลังแผน
402	AEDP2015_Waste East-Central 2023	1.03	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-66	หลังแผน
403	AEDP2015_Biogas East-Central 2023	0.17	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-66	หลังแผน
404	AEDP2015_Biomass East-Central 2023	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-66	หลังแผน
405	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2023	0.81	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-66	หลังแผน
406	AEDP2015_PV West-Central 2023	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-66	หลังแผน
407	AEDP2015_Wind West-Central 2023	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-66	หลังแผน
408	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2023	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-66	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
409	AEDP2015_Waste West-Central 2023	1.51	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-66	หลังแผน
410	AEDP2015_Biogas West-Central 2023	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-66	หลังแผน
411	AEDP2015_Biomass West-Central 2023	1.02	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-66	หลังแผน
412	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2023	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-66	หลังแผน
413	AEDP2015_PV North 2024	2.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-67	หลังแผน
414	AEDP2015_Wind North 2024	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-67	หลังแผน
415	AEDP2015_Small Hydro North 2024	1.95	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-67	หลังแผน
416	AEDP2015_Waste North 2024	5.14	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-67	หลังแผน
417	AEDP2015_Biogas North 2024	0.31	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-67	หลังแผน
418	AEDP2015_Biomass North 2024	22.54	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-67	หลังแผน
419	AEDP2015_Energy Crop North 2024	5.25	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-67	หลังแผน
420	AEDP2015_PV North-East 2024	26.05	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-67	หลังแผน
421	AEDP2015_Wind North-East 2024	22.19	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-67	หลังแผน
422	AEDP2015_Small Hydro North-East 2024	5.25	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-67	หลังแผน
423	AEDP2015_Waste North-East 2024	25.41	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-67	หลังแผน
424	AEDP2015_Biogas North-East 2024	34.58	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-67	หลังแผน
425	AEDP2015_Biomass North-East 2024	8.74	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-67	หลังแผน
426	AEDP2015_Energy Crop North-East 2024	180.44	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-67	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
427	AEDP2015_PV South 2024	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-67	หลังแผน
428	AEDP2015_Wind South 2024	3.04	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-67	หลังแผน
429	AEDP2015_Small Hydro South 2024	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-67	หลังแผน
430	AEDP2015_Waste South 2024	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-67	หลังแผน
431	AEDP2015_Biogas South 2024	0.01	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-67	หลังแผน
432	AEDP2015_Biomass South 2024	7.52	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-67	หลังแผน
433	AEDP2015_Energy Crop South 2024	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-67	หลังแผน
434	AEDP2015_PV Central 2024	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-67	หลังแผน
435	AEDP2015_Wind Central 2024	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-67	หลังแผน
436	AEDP2015_Small Hydro Central 2024	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-67	หลังแผน
437	AEDP2015_Waste Central 2024	5.37	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-67	หลังแผน
438	AEDP2015_Biogas Central 2024	0.34	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-67	หลังแผน
439	AEDP2015_Biomass Central 2024	0.86	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-67	หลังแผน
440	AEDP2015_Energy Crop Central 2024	0.90	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-67	หลังแผน
441	AEDP2015_PV East-Central 2024	0.00	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-67	หลังแผน
442	AEDP2015_Wind East-Central 2024	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-67	หลังแผน
443	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2024	2.29	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-67	หลังแผน
444	AEDP2015_Waste East-Central 2024	19.05	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-67	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
445	AEDP2015_Biogas East-Central 2024	0.07	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-67	หลังแผน
446	AEDP2015_Biomass East-Central 2024	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-67	หลังแผน
447	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2024	0.86	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-67	หลังแผน
448	AEDP2015_PV West-Central 2024	10.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-67	หลังแผน
449	AEDP2015_Wind West-Central 2024	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-67	หลังแผน
450	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2024	1.20	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-67	หลังแผน
451	AEDP2015_Waste West-Central 2024	1.60	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-67	หลังแผน
452	AEDP2015_Biogas West-Central 2024	0.00	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-67	หลังแผน
453	AEDP2015_Biomass West-Central 2024	2.37	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-67	หลังแผน
454	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2024	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-67	หลังแผน
455	AEDP2015_PV North 2025	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-68	หลังแผน
456	AEDP2015_Wind North 2025	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-68	หลังแผน
457	AEDP2015_Small Hydro North 2025	5.75	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-68	หลังแผน
458	AEDP2015_Waste North 2025	7.16	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-68	หลังแผน
459	AEDP2015_Biogas North 2025	0.96	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-68	หลังแผน
460	AEDP2015_Biomass North 2025	2.58	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-68	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
461	AEDP2015_Energy Crop North 2025	1.28	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-68	หลังแผน
462	AEDP2015_PV North-East 2025	14.31	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-68	หลังแผน
463	AEDP2015_Wind North-East 2025	16.88	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-68	หลังแผน
464	AEDP2015_Small Hydro North-East 2025	2.09	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-68	หลังแผน
465	AEDP2015_Waste North-East 2025	15.63	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-68	หลังแผน
466	AEDP2015_Biogas North-East 2025	5.73	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-68	หลังแผน
467	AEDP2015_Biomass North-East 2025	4.50	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-68	หลังแผน
468	AEDP2015_Energy Crop North-East 2025	26.94	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-68	หลังแผน
469	AEDP2015_PV South 2025	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-68	หลังแผน
470	AEDP2015_Wind South 2025	11.08	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-68	หลังแผน
471	AEDP2015_Small Hydro South 2025	0.43	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-68	หลังแผน
472	AEDP2015_Waste South 2025	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-68	หลังแผน
473	AEDP2015_Biogas South 2025	0.20	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-68	หลังแผน
474	AEDP2015_Biomass South 2025	8.36	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-68	หลังแผน
475	AEDP2015_Energy Crop South 2025	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-68	หลังแผน
476	AEDP2015_PV Central 2025	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-68	หลังแผน
477	AEDP2015_Wind Central 2025	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-68	หลังแผน
478	AEDP2015_Small Hydro Central 2025	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-68	หลังแผน
479	AEDP2015_Waste Central 2025	13.89	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-68	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
480	AEDP2015_Biogas Central 2025	3.02	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-68	หลังแผน
481	AEDP2015_Biomass Central 2025	9.24	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-68	หลังแผน
482	AEDP2015_Energy Crop Central 2025	0.43	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-68	หลังแผน
483	AEDP2015_PV East-Central 2025	14.52	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-68	หลังแผน
484	AEDP2015_Wind East-Central 2025	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-68	หลังแผน
485	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2025	5.53	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-68	หลังแผน
486	AEDP2015_Waste East-Central 2025	46.11	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-68	หลังแผน
487	AEDP2015_Biogas East-Central 2025	5.71	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-68	หลังแผน
488	AEDP2015_Biomass East-Central 2025	8.02	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-68	หลังแผน
489	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2025	2.23	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-68	หลังแผน
490	AEDP2015_PV West-Central 2025	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-68	หลังแผน
491	AEDP2015_Wind West-Central 2025	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-68	หลังแผน
492	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2025	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-68	หลังแผน
493	AEDP2015_Waste West-Central 2025	1.64	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-68	หลังแผน
494	AEDP2015_Biogas West-Central 2025	10.56	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-68	หลังแผน
495	AEDP2015_Biomass West-Central 2025	38.34	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-68	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
496	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2025	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-68	หลังแผน
497	AEDP2015_PV North 2026	10.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-69	หลังแผน
498	AEDP2015_Wind North 2026	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-69	หลังแผน
499	AEDP2015_Small Hydro North 2026	5.54	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-69	หลังแผน
500	AEDP2015_Waste North 2026	0.52	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-69	หลังแผน
501	AEDP2015_Biogas North 2026	0.54	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-69	หลังแผน
502	AEDP2015_Biomass North 2026	0.71	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-69	หลังแผน
503	AEDP2015_Energy Crop North 2026	4.94	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-69	หลังแผน
504	AEDP2015_PV North-East 2026	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-69	หลังแผน
505	AEDP2015_Wind North-East 2026	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-69	หลังแผน
506	AEDP2015_Small Hydro North-East 2026	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-69	หลังแผน
507	AEDP2015_Waste North-East 2026	3.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-69	หลังแผน
508	AEDP2015_Biogas North-East 2026	1.79	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-69	หลังแผน
509	AEDP2015_Biomass North-East 2026	1.48	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-69	หลังแผน
510	AEDP2015_Energy Crop North-East 2026	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-69	หลังแผน
511	AEDP2015_PV South 2026	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-69	หลังแผน
512	AEDP2015_Wind South 2026	9.65	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-69	หลังแผน
513	AEDP2015_Small Hydro South 2026	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-69	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
514	AEDP2015_Waste South 2026	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-69	หลังแผน
515	AEDP2015_Biogas South 2026	0.11	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-69	หลังแผน
516	AEDP2015_Biomass South 2026	10.69	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-69	หลังแผน
517	AEDP2015_Energy Crop South 2026	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-69	หลังแผน
518	AEDP2015_PV Central 2026	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-69	หลังแผน
519	AEDP2015_Wind Central 2026	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-69	หลังแผน
520	AEDP2015_Small Hydro Central 2026	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-69	หลังแผน
521	AEDP2015_Waste Central 2026	14.45	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-69	หลังแผน
522	AEDP2015_Biogas Central 2026	1.30	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-69	หลังแผน
523	AEDP2015_Biomass Central 2026	1.82	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-69	หลังแผน
524	AEDP2015_Energy Crop Central 2026	0.35	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-69	หลังแผน
525	AEDP2015_PV East-Central 2026	81.69	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-69	หลังแผน
526	AEDP2015_Wind East-Central 2026	10.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-69	หลังแผน
527	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2026	1.50	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-69	หลังแผน
528	AEDP2015_Waste East-Central 2026	1.11	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-69	หลังแผน
529	AEDP2015_Biogas East-Central 2026	2.73	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-69	หลังแผน
530	AEDP2015_Biomass East-Central 2026	0.78	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-69	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
531	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2026	3.87	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-69	หลังแผน
532	AEDP2015_PV West-Central 2026	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-69	หลังแผน
533	AEDP2015_Wind West-Central 2026	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-69	หลังแผน
534	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2026	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-69	หลังแผน
535	AEDP2015_Waste West-Central 2026	1.69	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-69	หลังแผน
536	AEDP2015_Biogas West-Central 2026	6.08	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-69	หลังแผน
537	AEDP2015_Biomass West-Central 2026	5.44	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-69	หลังแผน
538	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2026	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-69	หลังแผน
539	AEDP2015_PV North 2027	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-70	หลังแผน
540	AEDP2015_Wind North 2027	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-70	หลังแผน
541	AEDP2015_Small Hydro North 2027	4.23	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-70	หลังแผน
542	AEDP2015_Waste North 2027	1.05	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-70	หลังแผน
543	AEDP2015_Biogas North 2027	0.19	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-70	หลังแผน
544	AEDP2015_Biomass North 2027	0.74	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-70	หลังแผน
545	AEDP2015_Energy Crop North 2027	5.57	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-70	หลังแผน
546	AEDP2015_PV North-East 2027	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-70	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering		Retirement
547	AEDP2015_Wind North-East 2027	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-70		หลังแผน
548	AEDP2015_Small Hydro North-East 2027	1.67	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-70		หลังแผน
549	AEDP2015_Waste North-East 2027	3.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-70		หลังแผน
550	AEDP2015_Biogas North-East 2027	1.85	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-70		หลังแผน
551	AEDP2015_Biomass North-East 2027	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-70		หลังแผน
552	AEDP2015_Energy Crop North-East 2027	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-70		หลังแผน
553	AEDP2015_PV South 2027	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-70		หลังแผน
554	AEDP2015_Wind South 2027	17.58	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-70		หลังแผน
555	AEDP2015_Small Hydro South 2027	0.22	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-70		หลังแผน
556	AEDP2015_Waste South 2027	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-70		หลังแผน
557	AEDP2015_Biogas South 2027	0.18	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-70		หลังแผน
558	AEDP2015_Biomass South 2027	13.45	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-70		หลังแผน
559	AEDP2015_Energy Crop South 2027	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-70		หลังแผน
560	AEDP2015_PV Central 2027	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-70		หลังแผน
561	AEDP2015_Wind Central 2027	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-70		หลังแผน
562	AEDP2015_Small Hydro Central 2027	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-70		หลังแผน
563	AEDP2015_Waste Central 2027	13.93	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-70		หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
564	AEDP2015_Biogas Central 2027	1.67	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-70	
565	AEDP2015_Biomass Central 2027	1.35	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-70	หลังแผน
566	AEDP2015_Energy Crop Central 2027	0.34	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-70	หลังแผน
567	AEDP2015_PV East-Central 2027	82.84	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-70	หลังแผน
568	AEDP2015_Wind East-Central 2027	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-70	หลังแผน
569	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2027	0.50	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-70	หลังแผน
570	AEDP2015_Waste East-Central 2027	1.08	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-70	หลังแผน
571	AEDP2015_Biogas East-Central 2027	3.08	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-70	หลังแผน
572	AEDP2015_Biomass East-Central 2027	0.40	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-70	หลังแผน
573	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2027	3.56	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-70	หลังแผน
574	AEDP2015_PV West-Central 2027	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-70	หลังแผน
575	AEDP2015_Wind West-Central 2027	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-70	หลังแผน
576	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2027	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-70	หลังแผน
577	AEDP2015_Waste West-Central 2027	1.36	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-70	หลังแผน
578	AEDP2015_Biogas West-Central 2027	6.94	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-70	หลังแผน
579	AEDP2015_Biomass West-Central 2027	3.69	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-70	หลังแผน
580	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2027	1.09	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-70	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
581	AEDP2015_PV North 2028	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-71	หลังแผน
582	AEDP2015_Wind North 2028	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-71	หลังแผน
583	AEDP2015_Small Hydro North 2028	3.56	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-71	หลังแผน
584	AEDP2015_Waste North 2028	2.73	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-71	หลังแผน
585	AEDP2015_Biogas North 2028	0.35	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-71	หลังแผน
586	AEDP2015_Biomass North 2028	0.38	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-71	หลังแผน
587	AEDP2015_Energy Crop North 2028	6.88	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-71	หลังแผน
588	AEDP2015_PV North-East 2028	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-71	หลังแผน
589	AEDP2015_Wind North-East 2028	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-71	หลังแผน
590	AEDP2015_Small Hydro North-East 2028	3.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-71	หลังแผน
591	AEDP2015_Waste North-East 2028	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-71	หลังแผน
592	AEDP2015_Biogas North-East 2028	1.84	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-71	หลังแผน
593	AEDP2015_Biomass North-East 2028	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-71	หลังแผน
594	AEDP2015_Energy Crop North-East 2028	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-71	หลังแผน
595	AEDP2015_PV South 2028	10.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-71	หลังแผน
596	AEDP2015_Wind South 2028	17.88	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-71	หลังแผน
597	AEDP2015_Small Hydro South 2028	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-71	หลังแผน
598	AEDP2015_Waste South 2028	5.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-71	หลังแผน
599	AEDP2015_Biogas South 2028	0.17	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-71	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
600	AEDP2015_Biomass South 2028	11.97	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-71	หลังแผน
601	AEDP2015_Energy Crop South 2028	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-71	หลังแผน
602	AEDP2015_PV Central 2028	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-71	หลังแผน
603	AEDP2015_Wind Central 2028	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-71	หลังแผน
604	AEDP2015_Small Hydro Central 2028	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-71	หลังแผน
605	AEDP2015_Waste Central 2028	15.04	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-71	หลังแผน
606	AEDP2015_Biogas Central 2028	2.49	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-71	หลังแผน
607	AEDP2015_Biomass Central 2028	0.74	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-71	หลังแผน
608	AEDP2015_Energy Crop Central 2028	0.37	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-71	หลังแผน
609	AEDP2015_PV East-Central 2028	79.57	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-71	หลังแผน
610	AEDP2015_Wind East-Central 2028	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-71	หลังแผน
611	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2028	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-71	หลังแผน
612	AEDP2015_Waste East-Central 2028	1.15	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-71	หลังแผน
613	AEDP2015_Biogas East-Central 2028	3.28	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-71	หลังแผน
614	AEDP2015_Biomass East-Central 2028	0.39	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-71	หลังแผน
615	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2028	4.10	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-71	หลังแผน
616	AEDP2015_PV West-Central 2028	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-71	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
617	AEDP2015_Wind West-Central 2028	30.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-71	หลังแผน
618	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2028	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-71	หลังแผน
619	AEDP2015_Waste West-Central 2028	0.56	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-71	หลังแผน
620	AEDP2015_Biogas West-Central 2028	5.56	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-71	หลังแผน
621	AEDP2015_Biomass West-Central 2028	10.62	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-71	หลังแผน
622	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2028	3.71	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-71	หลังแผน
623	AEDP2015_PV North 2029	3.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-72	หลังแผน
624	AEDP2015_Wind North 2029	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-72	หลังแผน
625	AEDP2015_Small Hydro North 2029	3.65	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-72	หลังแผน
626	AEDP2015_Waste North 2029	3.22	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-72	หลังแผน
627	AEDP2015_Biogas North 2029	1.29	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-72	หลังแผน
628	AEDP2015_Biomass North 2029	0.63	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-72	หลังแผน
629	AEDP2015_Energy Crop North 2029	7.49	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-72	หลังแผน
630	AEDP2015_PV North-East 2029	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-72	หลังแผน
631	AEDP2015_Wind North-East 2029	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-72	หลังแผน
632	AEDP2015_Small Hydro North-East 2029	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-72	หลังแผน
633	AEDP2015_Waste North-East 2029	2.93	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-72	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
634	AEDP2015_Biogas North-East 2029	1.79	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-72	หลังแผน
635	AEDP2015_Biomass North-East 2029	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-72	หลังแผน
636	AEDP2015_Energy Crop North-East 2029	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-72	หลังแผน
637	AEDP2015_PV South 2029	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-72	หลังแผน
638	AEDP2015_Wind South 2029	28.17	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-72	หลังแผน
639	AEDP2015_Small Hydro South 2029	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-72	หลังแผน
640	AEDP2015_Waste South 2029	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-72	หลังแผน
641	AEDP2015_Biogas South 2029	0.35	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-72	หลังแผน
642	AEDP2015_Biomass South 2029	21.50	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-72	หลังแผน
643	AEDP2015_Energy Crop South 2029	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-72	หลังแผน
644	AEDP2015_PV Central 2029	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-72	หลังแผน
645	AEDP2015_Wind Central 2029	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-72	หลังแผน
646	AEDP2015_Small Hydro Central 2029	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-72	หลังแผน
647	AEDP2015_Waste Central 2029	15.24	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-72	หลังแผน
648	AEDP2015_Biogas Central 2029	2.09	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-72	หลังแผน
649	AEDP2015_Biomass Central 2029	0.75	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-72	หลังแผน
650	AEDP2015_Energy Crop Central 2029	0.77	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-72	หลังแผน
651	AEDP2015_PV East-Central 2029	79.40	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-72	หลังแผน
652	AEDP2015_Wind East-Central 2029	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-72	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
653	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2029	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-72	หลังแผน
654	AEDP2015_Waste East-Central 2029	0.36	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-72	หลังแผน
655	AEDP2015_Biogas East-Central 2029	1.29	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-72	หลังแผน
656	AEDP2015_Biomass East-Central 2029	0.81	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-72	หลังแผน
657	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2029	6.32	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-72	หลังแผน
658	AEDP2015_PV West-Central 2029	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-72	หลังแผน
659	AEDP2015_Wind West-Central 2029	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-72	หลังแผน
660	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2029	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-72	หลังแผน
661	AEDP2015_Waste West-Central 2029	0.67	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-72	หลังแผน
662	AEDP2015_Biogas West-Central 2029	2.00	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-72	หลังแผน
663	AEDP2015_Biomass West-Central 2029	10.80	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-72	หลังแผน
664	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2029	7.02	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-72	หลังแผน
665	AEDP2015_PV North 2030	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-73	หลังแผน
666	AEDP2015_Wind North 2030	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-73	หลังแผน
667	AEDP2015_Small Hydro North 2030	21.50	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-73	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
668	AEDP2015_Waste North 2030	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-73	หลังแผน
669	AEDP2015_Biogas North 2030	0.16	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-73	หลังแผน
670	AEDP2015_Biomass North 2030	3.67	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-73	หลังแผน
671	AEDP2015_Energy Crop North 2030	7.54	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-73	หลังแผน
672	AEDP2015_PV North-East 2030	10.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-73	หลังแผน
673	AEDP2015_Wind North-East 2030	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-73	หลังแผน
674	AEDP2015_Small Hydro North-East 2030	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-73	หลังแผน
675	AEDP2015_Waste North-East 2030	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-73	หลังแผน
676	AEDP2015_Biogas North-East 2030	1.38	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-73	หลังแผน
677	AEDP2015_Biomass North-East 2030	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-73	หลังแผน
678	AEDP2015_Energy Crop North-East 2030	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-73	หลังแผน
679	AEDP2015_PV South 2030	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-73	หลังแผน
680	AEDP2015_Wind South 2030	31.22	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-73	หลังแผน
681	AEDP2015_Small Hydro South 2030	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-73	หลังแผน
682	AEDP2015_Waste South 2030	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-73	หลังแผน
683	AEDP2015_Biogas South 2030	0.20	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-73	หลังแผน
684	AEDP2015_Biomass South 2030	27.35	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-73	หลังแผน
685	AEDP2015_Energy Crop South 2030	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-73	หลังแผน
686	AEDP2015_PV Central 2030	0.30	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-73	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
687	AEDP2015_Wind Central 2030	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-73	หลังแผน
688	AEDP2015_Small Hydro Central 2030	0.48	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-73	หลังแผน
689	AEDP2015_Waste Central 2030	15.67	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-73	หลังแผน
690	AEDP2015_Biogas Central 2030	0.93	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-73	หลังแผน
691	AEDP2015_Biomass Central 2030	0.77	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-73	หลังแผน
692	AEDP2015_Energy Crop Central 2030	1.56	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-73	หลังแผน
693	AEDP2015_PV East-Central 2030	71.69	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-73	หลังแผน
694	AEDP2015_Wind East-Central 2030	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-73	หลังแผน
695	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2030	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-73	หลังแผน
696	AEDP2015_Waste East-Central 2030	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-73	หลังแผน
697	AEDP2015_Biogas East-Central 2030	0.74	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-73	หลังแผน
698	AEDP2015_Biomass East-Central 2030	0.49	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-73	หลังแผน
699	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2030	7.65	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-73	หลังแผน
700	AEDP2015_PV West-Central 2030	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-73	หลังแผน
701	AEDP2015_Wind West-Central 2030	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-73	หลังแผน
702	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2030	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-73	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
703	AEDP2015_Waste West-Central 2030	3.69	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-73	หลังแผน
704	AEDP2015_Biogas West-Central 2030	5.55	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-73	หลังแผน
705	AEDP2015_Biomass West-Central 2030	4.57	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-73	หลังแผน
706	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2030	7.23	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-73	หลังแผน
707	AEDP2015_PV North 2031	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-74	หลังแผน
708	AEDP2015_Wind North 2031	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-74	หลังแผน
709	AEDP2015_Small Hydro North 2031	3.85	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-74	หลังแผน
710	AEDP2015_Waste North 2031	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-74	หลังแผน
711	AEDP2015_Biogas North 2031	0.18	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-74	หลังแผน
712	AEDP2015_Biomass North 2031	3.94	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-74	หลังแผน
713	AEDP2015_Energy Crop North 2031	9.79	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-74	หลังแผน
714	AEDP2015_PV North-East 2031	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-74	หลังแผน
715	AEDP2015_Wind North-East 2031	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-74	หลังแผน
716	AEDP2015_Small Hydro North-East 2031	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-74	หลังแผน
717	AEDP2015_Waste North-East 2031	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-74	หลังแผน
718	AEDP2015_Biogas North-East 2031	1.62	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-74	หลังแผน
719	AEDP2015_Biomass North-East 2031	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-74	หลังแผน
720	AEDP2015_Energy Crop North-East 2031	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-74	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
721	AEDP2015_PV South 2031	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-74	หลังแผน
722	AEDP2015_Wind South 2031	34.51	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-74	หลังแผน
723	AEDP2015_Small Hydro South 2031	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-74	หลังแผน
724	AEDP2015_Waste South 2031	3.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-74	หลังแผน
725	AEDP2015_Biogas South 2031	0.07	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-74	หลังแผน
726	AEDP2015_Biomass South 2031	34.87	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-74	หลังแผน
727	AEDP2015_Energy Crop South 2031	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-74	หลังแผน
728	AEDP2015_PV Central 2031	0.34	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-74	หลังแผน
729	AEDP2015_Wind Central 2031	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-74	หลังแผน
730	AEDP2015_Small Hydro Central 2031	1.34	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-74	หลังแผน
731	AEDP2015_Waste Central 2031	4.41	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-74	หลังแผน
732	AEDP2015_Biogas Central 2031	5.29	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-74	หลังแผน
733	AEDP2015_Biomass Central 2031	6.81	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-74	หลังแผน
734	AEDP2015_Energy Crop Central 2031	3.12	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-74	หลังแผน
735	AEDP2015_PV East-Central 2031	72.58	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน
736	AEDP2015_Wind East-Central 2031	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน
737	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2031	1.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน
738	AEDP2015_Waste East-Central 2031	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
739	AEDP2015_Biogas East-Central 2031	0.85	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน
740	AEDP2015_Biomass East-Central 2031	0.54	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน
741	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2031	7.78	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน
742	AEDP2015_PV West-Central 2031	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-74	หลังแผน
743	AEDP2015_Wind West-Central 2031	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-74	หลังแผน
744	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2031	0.07	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-74	หลังแผน
745	AEDP2015_Waste West-Central 2031	0.74	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-74	หลังแผน
746	AEDP2015_Biogas West-Central 2031	5.62	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-74	หลังแผน
747	AEDP2015_Biomass West-Central 2031	4.01	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-74	หลังแผน
748	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2031	11.74	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-74	หลังแผน
749	AEDP2015_PV North 2032	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-75	หลังแผน
750	AEDP2015_Wind North 2032	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-75	หลังแผน
751	AEDP2015_Small Hydro North 2032	16.00	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-75	หลังแผน
752	AEDP2015_Waste North 2032	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-75	หลังแผน
753	AEDP2015_Biogas North 2032	0.43	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-75	หลังแผน
740	AEDP2015_Biomass East-Central 2031	0.54	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-74	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
755	AEDP2015_Energy Crop North 2032	9.99	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-75	หลังแผน
756	AEDP2015_PV North-East 2032	10.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-75	หลังแผน
757	AEDP2015_Wind North-East 2032	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-75	หลังแผน
758	AEDP2015_Small Hydro North-East 2032	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-75	หลังแผน
759	AEDP2015_Waste North-East 2032	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-75	หลังแผน
760	AEDP2015_Biogas North-East 2032	1.64	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-75	หลังแผน
761	AEDP2015_Biomass North-East 2032	0.02	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-75	หลังแผน
762	AEDP2015_Energy Crop North-East 2032	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-75	หลังแผน
763	AEDP2015_PV South 2032	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-75	หลังแผน
764	AEDP2015_Wind South 2032	50.02	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-75	หลังแผน
765	AEDP2015_Small Hydro South 2032	1.51	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-75	หลังแผน
766	AEDP2015_Waste South 2032	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-75	หลังแผน
767	AEDP2015_Biogas South 2032	0.10	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-75	หลังแผน
768	AEDP2015_Biomass South 2032	44.41	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-75	หลังแผน
769	AEDP2015_Energy Crop South 2032	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-75	หลังแผน
770	AEDP2015_PV Central 2032	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-75	หลังแผน
771	AEDP2015_Wind Central 2032	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-75	หลังแผน
772	AEDP2015_Small Hydro Central 2032	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-75	หลังแผน
773	AEDP2015_Waste Central 2032	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-75	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
774	AEDP2015_Biogas Central 2032	0.67	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-75	หลังแผน
775	AEDP2015_Biomass Central 2032	0.78	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-75	หลังแผน
776	AEDP2015_Energy Crop Central 2032	17.75	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-75	หลังแผน
777	AEDP2015_PV East-Central 2032	72.59	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-75	หลังแผน
778	AEDP2015_Wind East-Central 2032	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-75	หลังแผน
779	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2032	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-75	หลังแผน
780	AEDP2015_Waste East-Central 2032	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-75	หลังแผน
781	AEDP2015_Biogas East-Central 2032	0.87	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-75	หลังแผน
782	AEDP2015_Biomass East-Central 2032	0.55	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-75	หลังแผน
783	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2032	8.21	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-75	หลังแผน
784	AEDP2015_PV West-Central 2032	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-75	หลังแผน
785	AEDP2015_Wind West-Central 2032	0.00	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-75	หลังแผน
786	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2032	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-75	หลังแผน
787	AEDP2015_Waste West-Central 2032	0.76	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-75	หลังแผน
788	AEDP2015_Biogas West-Central 2032	1.31	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-75	หลังแผน
789	AEDP2015_Biomass West-Central 2032	4.10	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-75	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
790	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2032	15.97	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-75	หลังแผน
791	AEDP2015_PV North 2033	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-76	หลังแผน
792	AEDP2015_Wind North 2033	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-76	หลังแผน
793	AEDP2015_Small Hydro North 2033	4.63	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-76	หลังแผน
794	AEDP2015_Waste North 2033	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-76	หลังแผน
795	AEDP2015_Biogas North 2033	3.50	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-76	หลังแผน
796	AEDP2015_Biomass North 2033	3.79	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-76	หลังแผน
797	AEDP2015_Energy Crop North 2033	9.67	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-76	หลังแผน
798	AEDP2015_PV North-East 2033	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-76	หลังแผน
799	AEDP2015_Wind North-East 2033	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-76	หลังแผน
800	AEDP2015_Small Hydro North-East 2033	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-76	หลังแผน
801	AEDP2015_Waste North-East 2033	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-76	หลังแผน
802	AEDP2015_Biogas North-East 2033	1.68	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-76	หลังแผน
803	AEDP2015_Biomass North-East 2033	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-76	หลังแผน
804	AEDP2015_Energy Crop North-East 2033	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-76	หลังแผน
805	AEDP2015_PV South 2033	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-76	หลังแผน
806	AEDP2015_Wind South 2033	71.83	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-76	หลังแผน
807	AEDP2015_Small Hydro South 2033	1.16	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-76	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
808	AEDP2015_Waste South 2033	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-76	หลังแผน
809	AEDP2015_Biogas South 2033	0.61	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-76	หลังแผน
810	AEDP2015_Biomass South 2033	56.06	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-76	หลังแผน
811	AEDP2015_Energy Crop South 2033	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-76	หลังแผน
812	AEDP2015_PV Central 2033	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-76	หลังแผน
813	AEDP2015_Wind Central 2033	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-76	หลังแผน
814	AEDP2015_Small Hydro Central 2033	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-76	หลังแผน
815	AEDP2015_Waste Central 2033	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-76	หลังแผน
816	AEDP2015_Biogas Central 2033	1.45	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-76	หลังแผน
817	AEDP2015_Biomass Central 2033	0.03	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-76	หลังแผน
818	AEDP2015_Energy Crop Central 2033	18.06	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-76	หลังแผน
819	AEDP2015_PV East-Central 2033	73.34	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-76	หลังแผน
820	AEDP2015_Wind East-Central 2033	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-76	หลังแผน
821	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2033	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-76	หลังแผน
822	AEDP2015_Waste East-Central 2033	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-76	หลังแผน
823	AEDP2015_Biogas East-Central 2033	0.89	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-76	หลังแผน
824	AEDP2015_Biomass East-Central 2033	0.51	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-76	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
825	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2033	8.29	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-76	หลังแผน
826	AEDP2015_PV West-Central 2033	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-76	หลังแผน
827	AEDP2015_Wind West-Central 2033	9.32	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-76	หลังแผน
828	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2033	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-76	หลังแผน
829	AEDP2015_Waste West-Central 2033	0.77	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-76	หลังแผน
830	AEDP2015_Biogas West-Central 2033	1.45	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-76	หลังแผน
831	AEDP2015_Biomass West-Central 2033	4.02	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-76	หลังแผน
832	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2033	14.15	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-76	หลังแผน
833	AEDP2015_PV North 2034	0.00	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-77	หลังแผน
834	AEDP2015_Wind North 2034	0.00	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-77	หลังแผน
835	AEDP2015_Small Hydro North 2034	9.13	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-77	หลังแผน
836	AEDP2015_Waste North 2034	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-77	หลังแผน
837	AEDP2015_Biogas North 2034	2.12	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-77	หลังแผน
838	AEDP2015_Biomass North 2034	3.34	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-77	หลังแผน
839	AEDP2015_Energy Crop North 2034	10.74	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-77	หลังแผน
840	AEDP2015_PV North-East 2034	10.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-77	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
841	AEDP2015_Wind North-East 2034	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-77	หลังแผน
842	AEDP2015_Small Hydro North-East 2034	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-77	หลังแผน
843	AEDP2015_Waste North-East 2034	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-77	หลังแผน
844	AEDP2015_Biogas North-East 2034	1.72	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-77	หลังแผน
845	AEDP2015_Biomass North-East 2034	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-77	หลังแผน
846	AEDP2015_Energy Crop North-East 2034	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-77	หลังแผน
847	AEDP2015_PV South 2034	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-77	หลังแผน
848	AEDP2015_Wind South 2034	120.46	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-77	หลังแผน
849	AEDP2015_Small Hydro South 2034	2.01	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-77	หลังแผน
850	AEDP2015_Waste South 2034	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-77	หลังแผน
851	AEDP2015_Biogas South 2034	2.90	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-77	หลังแผน
852	AEDP2015_Biomass South 2034	60.31	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-77	หลังแผน
853	AEDP2015_Energy Crop South 2034	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-77	หลังแผน
854	AEDP2015_PV Central 2034	0.00	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-77	หลังแผน
855	AEDP2015_Wind Central 2034	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-77	หลังแผน
856	AEDP2015_Small Hydro Central 2034	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-77	หลังแผน
857	AEDP2015_Waste Central 2034	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-77	หลังแผน
858	AEDP2015_Biogas Central 2034	1.29	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-77	หลังแผน
859	AEDP2015_Biomass Central 2034	0.02	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-77	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
860	AEDP2015_Energy Crop Central 2034	19.22	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-77	หลังแผน
861	AEDP2015_PV East-Central 2034	74.01	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-77	หลังแผน
862	AEDP2015_Wind East-Central 2034	0.00	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-77	หลังแผน
863	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2034	0.87	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-77	หลังแผน
864	AEDP2015_Waste East-Central 2034	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-77	หลังแผน
865	AEDP2015_Biogas East-Central 2034	0.92	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-77	หลังแผน
866	AEDP2015_Biomass East-Central 2034	0.44	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-77	หลังแผน
867	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2034	8.31	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-77	หลังแผน
868	AEDP2015_PV West-Central 2034	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-77	หลังแผน
869	AEDP2015_Wind West-Central 2034	10.76	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-77	หลังแผน
870	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2034	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-77	หลังแผน
871	AEDP2015_Waste West-Central 2034	0.09	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-77	หลังแผน
872	AEDP2015_Biogas West-Central 2034	2.90	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-77	หลังแผน
873	AEDP2015_Biomass West-Central 2034	0.36	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-77	หลังแผน
874	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2034	17.54	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-77	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
875	AEDP2015_PV North 2035	0.18	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-78	หลังแผน
876	AEDP2015_Wind North 2035	2.23	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-78	หลังแผน
877	AEDP2015_Small Hydro North 2035	3.11	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-78	หลังแผน
878	AEDP2015_Waste North 2035	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-78	หลังแผน
879	AEDP2015_Biogas North 2035	4.41	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-78	หลังแผน
880	AEDP2015_Biomass North 2035	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-78	หลังแผน
881	AEDP2015_Energy Crop North 2035	14.59	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-78	หลังแผน
882	AEDP2015_PV North-East 2035	0.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-78	หลังแผน
883	AEDP2015_Wind North-East 2035	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-78	หลังแผน
884	AEDP2015_Small Hydro North-East 2035	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-78	หลังแผน
885	AEDP2015_Waste North-East 2035	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-78	หลังแผน
886	AEDP2015_Biogas North-East 2035	1.71	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-78	หลังแผน
887	AEDP2015_Biomass North-East 2035	0.01	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-78	หลังแผน
888	AEDP2015_Energy Crop North-East 2035	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-78	หลังแผน
889	AEDP2015_PV South 2035	0.00	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-78	หลังแผน
890	AEDP2015_Wind South 2035	185.78	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-78	หลังแผน
891	AEDP2015_Small Hydro South 2035	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-78	หลังแผน
892	AEDP2015_Waste South 2035	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-78	หลังแผน
893	AEDP2015_Biogas South 2035	0.22	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-78	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
894	AEDP2015_Biomass South 2035	75.31	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-78	หลังแผน
895	AEDP2015_Energy Crop South 2035	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-78	หลังแผน
896	AEDP2015_PV Central 2035	0.18	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-78	หลังแผน
897	AEDP2015_Wind Central 2035	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-78	หลังแผน
898	AEDP2015_Small Hydro Central 2035	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-78	หลังแผน
899	AEDP2015_Waste Central 2035	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-78	หลังแผน
900	AEDP2015_Biogas Central 2035	0.67	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-78	หลังแผน
901	AEDP2015_Biomass Central 2035	0.02	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-78	หลังแผน
902	AEDP2015_Energy Crop Central 2035	20.23	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-78	หลังแผน
903	AEDP2015_PV East-Central 2035	75.99	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-78	หลังแผน
904	AEDP2015_Wind East-Central 2035	4.17	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-78	หลังแผน
905	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2035	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-78	หลังแผน
906	AEDP2015_Waste East-Central 2035	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-78	หลังแผน
907	AEDP2015_Biogas East-Central 2035	0.66	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-78	หลังแผน
908	AEDP2015_Biomass East-Central 2035	0.47	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-78	หลังแผน
909	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2035	8.00	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-78	หลังแผน
910	AEDP2015_PV West-Central 2035	0.00	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-78	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
911	AEDP2015_Wind West-Central 2035	10.97	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-78	หลังแผน
912	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2035	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-78	หลังแผน
913	AEDP2015_Waste West-Central 2035	0.00	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-78	หลังแผน
914	AEDP2015_Biogas West-Central 2035	2.19	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-78	หลังแผน
915	AEDP2015_Biomass West-Central 2035	0.38	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-78	หลังแผน
916	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2035	18.75	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-78	หลังแผน
917	AEDP2015_PV North 2036	20.13	Renew	Solar	0	5	1	ม.ค.-79	หลังแผน
918	AEDP2015_Wind North 2036	11.05	Renew	Wind	0	5	1	ม.ค.-79	หลังแผน
919	AEDP2015_Small Hydro North 2036	2.36	Renew	Small Hydro	0	5	1	ม.ค.-79	หลังแผน
920	AEDP2015_Waste North 2036	0.00	Renew	Waste	11,500	5	1	ม.ค.-79	หลังแผน
921	AEDP2015_Biogas North 2036	1.18	Renew	Biogas	11,500	5	1	ม.ค.-79	หลังแผน
922	AEDP2015_Biomass North 2036	2.41	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-79	หลังแผน
923	AEDP2015_Energy Crop North 2036	12.55	Renew	Biomass	11,500	5	1	ม.ค.-79	หลังแผน
924	AEDP2015_PV North-East 2036	10.00	Renew	Solar	0	5	5	ม.ค.-79	หลังแผน
925	AEDP2015_Wind North-East 2036	0.00	Renew	Wind	0	5	5	ม.ค.-79	หลังแผน
926	AEDP2015_Small Hydro North-East 2036	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	5	ม.ค.-79	หลังแผน
927	AEDP2015_Waste North-East 2036	0.00	Renew	Waste	11,500	5	5	ม.ค.-79	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
928	AEDP2015_Biogas North-East 2036	1.79	Renew	Biogas	11,500	5	5	ม.ค.-79	หลังแผน
929	AEDP2015_Biomass North-East 2036	0.02	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-79	หลังแผน
930	AEDP2015_Energy Crop North-East 2036	5.00	Renew	Biomass	11,500	5	5	ม.ค.-79	หลังแผน
931	AEDP2015_PV South 2036	15.74	Renew	Solar	0	5	6	ม.ค.-79	หลังแผน
932	AEDP2015_Wind South 2036	251.75	Renew	Wind	0	5	6	ม.ค.-79	หลังแผน
933	AEDP2015_Small Hydro South 2036	0.26	Renew	Small Hydro	0	5	6	ม.ค.-79	หลังแผน
934	AEDP2015_Waste South 2036	0.00	Renew	Waste	11,500	5	6	ม.ค.-79	หลังแผน
935	AEDP2015_Biogas South 2036	4.23	Renew	Biogas	11,500	5	6	ม.ค.-79	หลังแผน
936	AEDP2015_Biomass South 2036	83.39	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-79	หลังแผน
937	AEDP2015_Energy Crop South 2036	0.00	Renew	Biomass	11,500	5	6	ม.ค.-79	หลังแผน
938	AEDP2015_PV Central 2036	7.30	Renew	Solar	0	5	4	ม.ค.-79	หลังแผน
939	AEDP2015_Wind Central 2036	0.00	Renew	Wind	0	5	4	ม.ค.-79	หลังแผน
940	AEDP2015_Small Hydro Central 2036	1.20	Renew	Small Hydro	0	5	4	ม.ค.-79	หลังแผน
941	AEDP2015_Waste Central 2036	0.00	Renew	Waste	11,500	5	4	ม.ค.-79	หลังแผน
942	AEDP2015_Biogas Central 2036	0.70	Renew	Biogas	11,500	5	4	ม.ค.-79	หลังแผน
943	AEDP2015_Biomass Central 2036	0.03	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-79	หลังแผน
944	AEDP2015_Energy Crop Central 2036	19.53	Renew	Biomass	11,500	5	4	ม.ค.-79	หลังแผน
945	AEDP2015_PV East-Central 2036	88.00	Renew	Solar	0	5	2	ม.ค.-79	หลังแผน
946	AEDP2015_Wind East-Central 2036	5.39	Renew	Wind	0	5	2	ม.ค.-79	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
947	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2036	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	2	ม.ค.-79	หลังแผน
948	AEDP2015_Waste East-Central 2036	0.00	Renew	Waste	11,500	5	2	ม.ค.-79	หลังแผน
949	AEDP2015_Biogas East-Central 2036	0.69	Renew	Biogas	11,500	5	2	ม.ค.-79	หลังแผน
950	AEDP2015_Biomass East-Central 2036	0.55	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-79	หลังแผน
951	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2036	5.95	Renew	Biomass	11,500	5	2	ม.ค.-79	หลังแผน
952	AEDP2015_PV West-Central 2036	9.09	Renew	Solar	0	5	3	ม.ค.-79	หลังแผน
953	AEDP2015_Wind West-Central 2036	26.33	Renew	Wind	0	5	3	ม.ค.-79	หลังแผน
954	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2036	0.00	Renew	Small Hydro	0	5	3	ม.ค.-79	หลังแผน
955	AEDP2015_Waste West-Central 2036	0.00	Renew	Waste	11,500	5	3	ม.ค.-79	หลังแผน
956	AEDP2015_Biogas West-Central 2036	1.52	Renew	Biogas	11,500	5	3	ม.ค.-79	หลังแผน
957	AEDP2015_Biomass West-Central 2036	0.44	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-79	หลังแผน
958	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2036	14.77	Renew	Biomass	11,500	5	3	ม.ค.-79	หลังแผน

ภาคผนวก ข.
ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ข.1ข้อมูลระบบสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2560

Area	Area	Size (MVA)	Number of Line
5	6	3734	3
5	4	2834	2
5	4	3734	1
5	4	2834	2
4	1	2834	1
5	6	3734	1
5	6	859	2
5	6	3734	1
5	4	859	4
4	6	2834	1
5	4	2834	2
4	1	2834	2
4	1	429	2
4	1	429	2
4	1	859	1
4	1	859	1
4	3	761	2
6	2	859	2
6	2	429	2
1	3	429	2
1	3	429	2
5	4	0	1
5	4	0	1
5	6	0	2
5	4	0	2
4	1	0	3
5	4	0	2
4	3	0	2
6	2	0	2
6	2	0	2
1	3	0	2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Area	Area	Size (MVA)	Number of Line
6	2	0	4
4	6	0	1

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2561 - 2563

Area	Area	Size (MVA)	Number of Line
5	6	3734	3
5	4	2834	2
5	4	0	1
5	4	2834	2
4	1	0	1
5	6	0	1
5	6	859	2
5	6	0	1
5	4	859	4
4	6	0	1
5	4	0	2
4	1	0	2
4	1	429	2
4	1	429	2
4	1	859	1
4	1	859	1
4	3	761	2
6	2	0	2
6	2	0	2
1	3	429	2
1	3	0	2
5	4	2834	1
5	4	2834	1
5	6	3734	2
5	4	3734	2
4	1	2834	3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Area	Area	Size (MVA)	Number of Line
5	4	2834	2
4	3	859	2
6	2	3734	2
6	2	859	2
1	3	429	2
6	2	0	4
4	6	2834	1

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2564 - 2579

Area	Area	Size (MVA)	Number of Line
5	6	3734	3
5	4	2834	2
5	4	0	1
5	4	2834	2
4	1	0	1
5	6	0	1
5	6	859	2
5	6	0	1
5	4	859	4
4	6	0	1
5	4	0	2
4	1	0	2
4	1	429	2
4	1	429	2
4	1	859	1
4	1	859	1
4	3	761	2
6	2	0	2
6	2	0	2
1	3	429	2
1	3	0	2

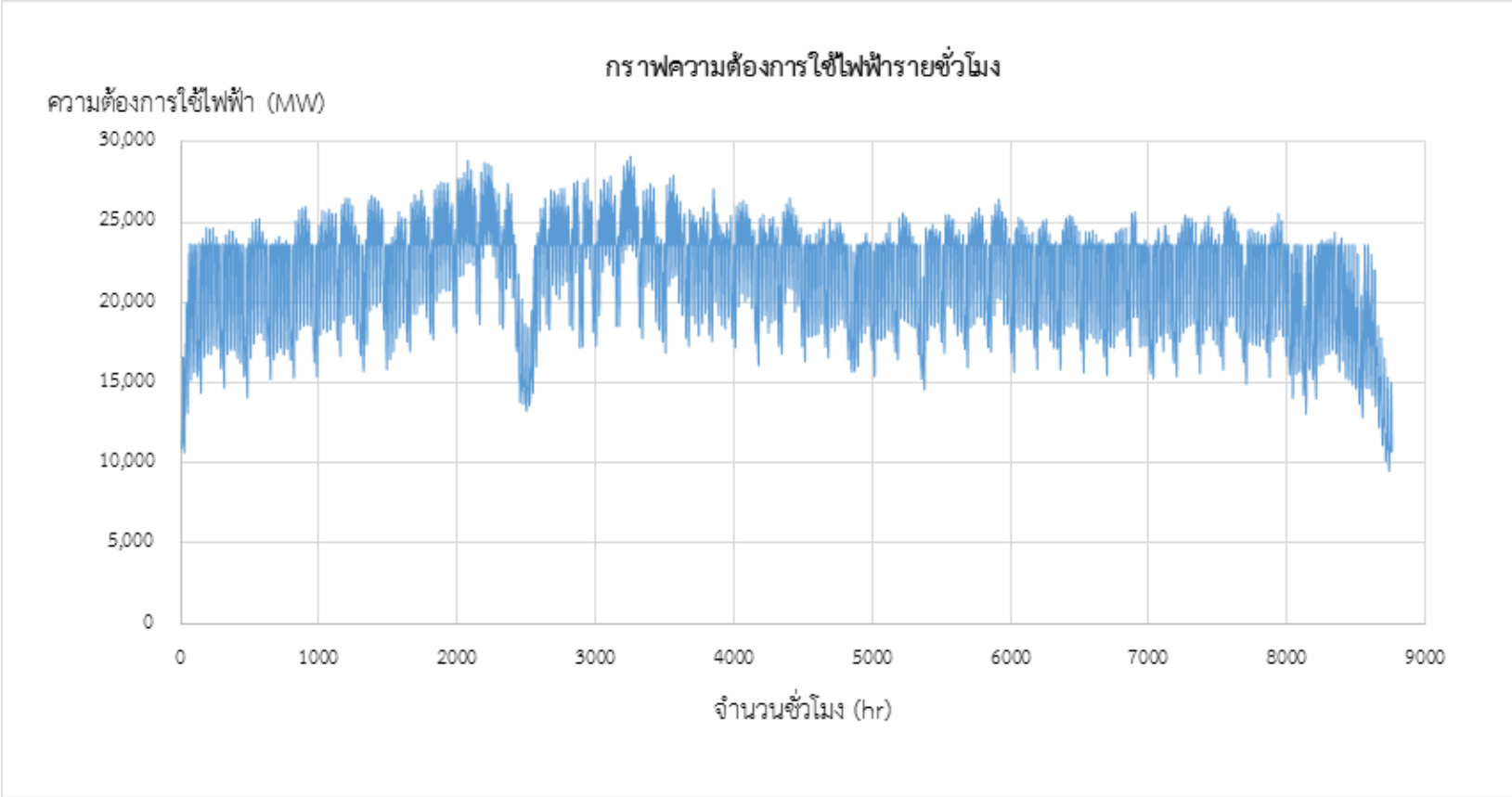
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Area	Area	Size (MVA)	Number of Line
5	4	2834	1
5	4	2834	1
5	6	3734	2
5	4	3734	2
4	1	2834	3
5	4	2834	2
4	3	859	2
6	2	0	2
6	2	859	2
1	3	429	2
6	2	3734	4
4	6	2834	1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ค.
ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ ค.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีฐาน (พ.ศ. 2556)

ตารางที่ ค.1ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ใช้

ปี	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ง.
ข้อมูลอื่นๆที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ง.1ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor)

Dependable Type	Monthly Dependable (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Bhumibol Dam	91.65	90.37	85.64	80.01	67.01	68.41	69.31	71.40	88.90	91.39	91.61	95.18
Sirikit Dam	94.82	91.83	87.95	84.33	82.93	84.27	86.55	94.07	100.00	100.00	100.00	100.00
Ubol Ratana Dam	87.42	83.29	78.61	74.01	71.63	70.56	67.90	64.44	66.87	70.32	69.21	67.62
Sirindhorn Dam	100.00	100.00	100.00	100.00	98.08	96.72	96.67	98.31	100.00	100.00	100.00	100.00
Chulabhorn Dam	99.18	98.45	97.68	97.28	97.60	98.15	98.43	98.50	99.60	100.00	100.00	100.00
Nam Pung Dam	95.00	95.00	93.33	93.33	91.67	91.67	93.33	93.33	95.00	96.67	96.67	96.67
Srinagarind	98.39	97.74	96.67	96.07	95.25	97.04	96.33	99.39	100.00	100.00	100.00	100.00
Vajiralongkorn Dam	86.54	95.83	92.21	78.83	83.60	80.58	80.00	85.08	90.52	92.21	92.48	91.87
Tha Thung Na Dam	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44
Kaeng Krachan Dam	75.26	72.63	69.47	68.42	66.32	63.16	57.89	59.47	61.05	73.16	77.37	76.32
Bang Lang Dam	100.00	100.00	99.61	99.11	98.76	98.46	98.03	96.44	95.04	94.78	98.08	99.43
Mae Ngat Dam	84.44	94.44	43.33	11.11	11.11	11.11	11.11	11.11	30.00	17.78	12.22	30.00
Ban Yang + Huai Kum Dam + Ban Khun Klang	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Rajjaprabha Dam	75.75	72.45	69.07	65.78	62.50	59.30	57.15	57.70	63.93	70.26	72.25	72.78

Dependable Type	Monthly Dependable (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Pak Mun Dam	43.82	41.76	44.12	49.41	0.00	0.00	0.00	0.00	48.82	73.53	79.41	68.53
Lamtakhong Dam (1,2)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Theun Hinboun (Laos)	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27
Houay Ho (Laos)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
NamTheun2 2power plant 1	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05
NamNgum2 2power plant 1	88.54	85.90	82.62	79.06	78.49	78.49	83.84	85.32	83.99	80.77	78.49	78.49
Theun-Hinboun (expansion) 1	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Lamtakhong Dam (3.4)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
NamNgieb PP	95.16	89.10	83.31	82.13	86.43	84.97	92.43	94.45	90.54	89.96	87.90	95.01
Xe Pian PP	83.39	90.96	95.31	92.91	85.54	83.05	93.11	98.53	98.42	87.88	88.14	86.55
Xayaburi PP	65.01	58.49	54.65	54.13	55.34	71.93	91.84	91.48	92.51	99.94	88.07	73.52
Import Hydro	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
SPP-Firm	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
VSPP-COGEN	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Solar	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Wind	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

Dependable Type	Monthly Dependable (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Geo	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
Biomass	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
Biogas	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Waste	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Small Hydro	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
Conventional	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Conventional-Chana	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energy Crop	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

ตารางที่ ง.2 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor)

Plant Factor Type	Monthly Plant Factor (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Bhumibol Dam	17.99	28.76	29.95	25.40	10.07	5.19	5.17	5.14	6.25	6.29	6.29	7.10
Sirikit Dam	17.12	21.78	24.81	18.54	8.00	8.00	8.00	8.00	31.15	8.41	15.11	8.00
Ubol Ratana Dam	19.15	18.36	14.72	12.51	2.88	5.24	15.84	8.91	4.02	8.69	0.22	1.33
Sirindhorn Dam	16.28	16.25	17.59	23.57	30.24	16.20	16.20	16.24	16.24	16.24	16.24	16.24
Chulabhorn Dam	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	30.45	29.67	14.38	12.50
Nam Pung Dam	16.58	16.62	16.58	16.67	16.58	16.67	16.58	26.66	16.67	26.66	26.62	16.58
Srinagarind	21.17	26.65	32.42	19.03	28.80	7.91	13.37	7.01	14.56	7.33	13.55	8.16
Vajiralongkorn Dam	25.62	34.45	31.67	15.48	16.55	35.94	25.14	13.11	17.48	3.98	19.36	1.27
Tha Thung Na Dam	36.77	43.04	50.97	60.54	16.20	16.03	22.75	16.54	16.03	16.20	16.13	22.13
Kaeng Krachan Dam	21.22	29.37	18.75	18.42	21.58	63.16	58.43	59.00	46.27	18.39	35.75	18.39
Bang Lang Dam	25.00	20.83	20.83	20.83	22.10	22.65	21.45	21.17	20.83	20.83	20.83	20.83
Mae Ngat Dam	82.59	91.44	37.19	8.33	0.00	0.00	0.00	0.00	27.93	16.43	8.33	27.03
Ban Yang + Huai Kum Dam	51.44	47.69	40.08	35.87	37.66	46.36	59.23	57.44	72.34	62.80	51.31	47.24
Rajjaprabha Dam	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54
Pak Mun Dam	7.51	7.00	7.51	8.58	0.00	0.00	0.00	0.00	35.13	48.62	32.68	13.84
Lamtakhong Dam (1,2)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Theun Hinboun (Laos)	57.26	52.93	51.68	44.42	47.72	61.38	76.66	77.27	77.27	77.27	70.95	63.95
Houay Ho (Laos)	53.77	59.54	53.77	55.57	53.77	55.57	53.77	55.17	59.92	58.04	55.57	53.77

Plant Factor Type	Monthly Plant Factor (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
NamTheun2 2power plant 1	51.82	51.11	50.38	50.49	51.82	52.58	55.61	56.59	56.78	55.37	52.84	51.11
NamNgum2 2power plant 1	43.26	43.65	41.68	39.81	37.85	37.48	39.88	43.93	46.56	47.31	44.70	43.26
Theun-Hinboun (expansion)	79.00	86.92	93.05	91.04	69.65	39.96	64.70	73.37	69.44	57.73	48.86	60.97
Lamtakhong Dam (3,4)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
NamNgieb PP	53.96	51.45	47.47	46.47	49.47	48.53	52.46	53.96	51.63	50.97	50.08	53.96
Xe Pian PP	47.63	52.43	54.45	53.10	48.87	47.44	53.21	56.31	56.23	50.21	50.36	49.46
Xayaburi PP	34.15	30.86	28.97	28.69	29.31	38.37	53.98	48.59	48.84	53.21	47.93	39.00
Import Hydro	53.98	53.99	52.14	50.97	51.03	54.62	66.08	70.88	75.21	66.07	54.83	52.91
SPP-Firm	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
VSPP-COGEN	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Solar	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
Wind	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00
Geo	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00
Biomass	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
Biogas	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
Waste	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
Small Hydro	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00
Energy Crop	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00

ตารางที่ ง.3 ราคาต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

Fuel Type	Fuel Cost (USD/MMBtu)																			
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
Natural Gas	8.81	9.50	10.00	10.31	10.91	12.06	12.91	13.50	14.31	14.94	15.44	16.03	16.50	17.03	17.41	17.78	18.16	18.50	18.81	19.16
Lignite	2.58	3.12	3.04	3.69	3.51	4.62	4.66	4.67	4.79	4.97	5.03	5.48	4.89	4.98	5.04	5.11	5.17	5.23	5.30	5.35
Bituminous	3.64	3.72	3.80	3.88	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.37	4.45	4.53	4.61	4.70	4.79	4.87	4.96	5.05	5.14	5.23
Nuclear	0.60	0.61	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.78	0.80	0.82	0.85	0.87	0.90	0.93	0.95	0.98	1.00	1.03
Oil	13.26	14.09	14.09	14.92	15.75	15.75	16.58	17.41	17.41	18.24	18.24	19.06	19.06	19.89	19.89	20.72	20.72	21.55	21.55	22.38
Diesel	26.25	27.16	28.06	28.97	29.87	30.78	31.68	31.68	32.59	33.50	33.50	34.40	34.40	35.31	36.21	36.21	37.12	38.02	38.02	38.93

หมายเหตุ : พิจารณาที่อัตราแลกเปลี่ยน 32 บาท/ดอลล่าร์สหรัฐ

ตารางที่ ง.4 ราคารับซื้อพลังงาน (Energy Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

Energy Type	Energy Cost (Bath/kWh)																			
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
Hydro	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Biomass	4.54	4.58	4.61	4.65	4.69	4.73	4.77	4.82	4.56	4.60	4.65	4.69	4.74	4.78	4.83	4.88	4.93	4.98	5.03	5.09
Wind	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06
Solar	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66
Import Hydro	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71
Import Coal	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71

Energy Type	Energy Cost (Bath/kWh)																			
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
COGEN	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
HVDC	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00
Biogas	5.84	5.89	5.94	6.00	6.05	6.11	6.16	6.22	5.78	5.84	5.90	5.96	6.02	6.09	6.15	6.22	6.29	6.36	6.43	6.50
Waste	5.78	5.83	5.89	5.94	6.00	6.06	6.12	6.18	5.54	5.60	5.67	5.73	5.80	5.87	5.94	6.01	6.08	6.16	6.23	6.31
New	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Small Hydro	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90
Energy Crop	5.84	5.89	5.94	6.00	6.05	6.11	6.16	6.22	5.78	5.84	5.90	5.96	6.02	6.09	6.15	6.22	6.29	6.36	6.43	6.50

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวศศิภา วงษ์สุรไพฑูรย์ เกิดวันที่ 12 มีนาคม พ.ศ. 2536 สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2557 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2558

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University