การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

นายชาคริต ไชยวุฒิเทพารักษ์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2556
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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.

POWER DEVELOPMENT PLANNING WITH CONSIDERATION
OF REGIONAL CONDITIONS

Mr. Chakrit Chaiyawuttaparuk

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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 2013
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่
โดย	นายชาคริต ไชยวุฒิเทพารักษ์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

....ประธานกรรมการ

(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.สมภพ อัษฎมงคล)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ชาคริต ไชยวุฒิเทพารักษ์ : การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่. (POWER DEVELOPMENT PLANNING WITH CONSIDERATION OF REGIONAL CONDITIONS) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, 130 หน้า.

ภาครัฐมีนโยบายแผนการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศเพื่อสร้างเสถียรภาพทางด้านการผลิตและใช้พลังงานไฟฟ้า โดยมีการกำหนดนโยบายเพื่อจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้มีการกระจายชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดความเสี่ยงไม่ให้พึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยจะต้องมีต้นทุนที่เหมาะสมเพื่อให้ประเทศมีความมั่นคงทางด้านพลังงานอย่างยั่งยืนและคำนึงถึงสิ่งแวดล้อม ในแผนจัดหาพลังงานไฟฟ้าที่ผ่านๆ มาได้มีการกำหนดชนิด ขนาด และประเภทเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้ามาในประเทศในอีก 20 ปีข้างหน้า แต่ไม่ได้กำหนดพื้นที่หรือบริเวณที่โรงไฟฟ้าติดตั้งที่แน่นอน ทำให้เกิดปัญหาในทางปฏิบัติตามมา เช่น โรงไฟฟ้าที่เข้ามาในพื้นที่ไม่ได้ตอบสนองต่อความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่นั้นทำให้ต้องมีการขยายระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อส่งกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าเหลือไปยังพื้นที่ที่ขาดกำลังผลิตไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจึงควรมีการพิจารณาถึงแหล่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าด้วย

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ซึ่งเป็นกระบวนการวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงข้อจำกัดพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าด้วย เช่น ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ ระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมระหว่างพื้นที่ และแหล่งเชื้อเพลิงที่มีในพื้นที่ เป็นต้น เกณฑ์การกำหนดพื้นที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ประจำพื้นที่ซึ่งแบ่งเป็น 2 ทางเลือกได้แก่ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่และระดับกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่ เป็นตัวกำหนดว่าพื้นที่ได้สมควรได้รับการติดตั้งโรงไฟฟ้าก่อน เมื่อทราบพื้นที่ที่ต้องการโรงไฟฟ้าแล้วจึงค่อยทำการเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเข้าไปในพื้นที่นั้นโดยพิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าที่สามารถใช้เชื้อเพลิงที่มีในพื้นที่นั้นได้ กระบวนการวางแผนที่นำเสนอได้นำมาทดสอบกับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และนำผลที่ได้รับมาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์จากการวางแผนด้วยวิธีเดิมเพื่อแสดงให้เห็นถึงข้อดีของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ร่วมด้วย

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อนิสิต ....
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ....
ปีการศึกษา 2556	

5570163021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS: POWER DEVELOPMENT PLAN / RENGIONAL CONSTRAINT / AREA-BASED RELIABILITY INDICES

CHAKRIT CHAIYAWUTTAPARUK: POWER DEVELOPMENT PLANNING WITH CONSIDERATION OF REGIONAL CONDITIONS. ADVISOR: ASST. PROF. KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., 130 pp.

Government imposes power development plan (PDP) to control the national energy security with energy distribution policy and to promote the renewable energy and energy conservation programs. Typically, in Thailand, when implementing a PDP, the entire generation system is considered as a single area. Information stated in the PDP comprises only types, sizes, and technologies of the power plants needed to be constructed for the next 20 years. However, without specifying locations where these power plants should be constructed, it may cause generation-demand unbalanced in some areas in the future that leads to system instability and unnecessary transmission (tie-line) expansion. Therefore, the power development planning with consideration of regional constraints becomes important.

This thesis proposes power development planning with considering regional constraints, determines the generation expansion planning by takes regional constraints such as local demand, tie-line capacity, available resources in each area, and etc., into account as well as specifying proper locations for the future power plants. For location selection, area-based reliability indices, which comprise 2 options i.e. area-based loss of load expectation and area-based reserved margin, are used to determine suitability location. In this thesis, the appropriate power plant that matches with the available local fuels is chosen after the suitable location that needs a new power plant is specified. The proposed method has been tested with Thailand generation system. Comparisons between the results obtained from the proposed method and from the conventional method have been conducted to illustrate its advantages.

Department: Electrical Engineering Student's Signature ....
Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature ....
Academic Year: 2013

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ และ ดร. สมภพ อัษฎมงคล ที่ได้สละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย สำนักนโยบายแผนและพลังงาน กระทรวงพลังงาน และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ได้อนุเคราะห์ข้อมูลในการทำวิจัย

ขอบขอบคุณอาจารย์เผ่า สุวรรณศักดิ์ศรี อนุสาสกหอพักนิสิตชาย ที่กรุณารับผู้วิจัยไว้ช่วยงานที่หอพักนิสิตจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และให้ที่พักตลอดระยะเวลาที่ศึกษาอยู่จนสำเร็จการศึกษา

ท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ... จ

กิตติกรรมประกาศ ... ฉ

สารบัญ ... ช

สารบัญตาราง ... ฎ

สารบัญภาพ ... ฐ

บทที่ 1 บทนำ ... 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา ... 1

1.2 วัตถุประสงค์ ... 2

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ... 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ... 2

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์ ... 3

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ ... 3

บทที่ 2 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ... 4

2.1 กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan:PDP) ... 4

2.2 แนวปฏิบัติที่ดี (Best Practice) ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ... 16

2.3 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง ... 18

2.4 แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ... 19

2.5 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ... 19

2.5.1 การกำหนดเป้าหมายในการวางแผน ... 20

2.5.2 การกำหนดสมมติฐานและเงื่อนไขในการวางแผน ... 21

2.5.3 การจัดเตรียมข้อมูล ... 21

2.5.4 คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ และดัชนีอื่นๆ ... 22

2.5.5 การพิจารณาเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ... 22

2.5.6 การตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้า ... 23

บทที่ 3 การประเมินความเชื่อได้ของระบบผลิตไฟฟ้า ... 25

3.1 แบบจำลองความต้องการไฟฟ้า ... 26

หน้า

3.1.1 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด 26
3.1.2 เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง....26
3.1.3 การสร้างแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต....27
3.1.4 ลักษณะโหลดแยกรายพื้นที่ (Regional Load Pattern)....32
3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า 34
3.2.1 กำลังการผลิตสำรอง (Reserved Margin)....34
3.2.2 ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE)....35
3.3 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกัน 39
3.3.1 กำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่....39
3.3.2 ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่....40
บทที่ 4 ดัชนีที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า....42
4.1 ผลการจัดสรรกำลังผลิต (Energy Dispatch)....42
4.1.1 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาแบบ Non-Firm....42
4.1.2 โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์....43
4.1.3 โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนภายในประเทศ....44
4.1.4 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ 44
4.2 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า....47
4.3 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า....48
4.4 ค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย 48
4.5 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย....48
4.6 การลำดับโรงไฟฟ้าตัวแทน 51
4.7 จำนวนโรงไฟฟ้าในพื้นที่....52
4.8 การคำนวณการไหลในเครือข่าย (Network Flows)....52
บทที่ 5 การทดสอบ....55
5.1 ระบบทดสอบ....55
5.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า....55
5.1.2 สายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่....57

หน้า

5.1.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้า 58

5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ..58

5.3 เงื่อนไขของการทดสอบ 59

5.4 การทดสอบ...59

5.4.1 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม....................................59

5.4.2 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ 61

5.4.3 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ.......................66

5.4.4 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง 71

5.5 วิเคราะห์ผลการทดสอบ 77

5.5.1 วิเคราะห์ผลระหว่างการทดสอบการวางแผนที่พิจารณาพื้นที่กับไม่พิจารณาพื้นที่ 78

5.5.2 วิเคราะห์ผลการแบ่งพื้นที่สำหรับการวางแผนพัฒนาพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า...............78

5.5.3 วิเคราะห์ผลของดัชนีที่ใช้เลือกพื้นที่ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่..79

บทที่ 6 สรุป...80

6.1 สรุปผลการวิจัย..80

6.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม 81

รายการอ้างอิง..83

ภาคผนวก 86

ภาคผนวก ก. ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ 87

ภาคผนวก ข. ข้อมูลระบบส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ 115

ภาคผนวก ค. ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบ.. 117

ภาคผนวก ง. ข้อมูลอื่นๆ ที่ใช้ประกอบการคำนวณการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ 121

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 130

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ผ่านมา 4

ตารางที่ 2.2 สรุปข้อมูลที่ต้องการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 21

ตารางที่ 3.1 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE 37

ตารางที่ 3.2 COPT ทั้งสองระบบจากตัวอย่างการคำนวณโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ 40

ตารางที่ 3.3 ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่ระบบ B สามารถส่งไปช่วยระบบ A.......................... 40

ตารางที่ 3.4 โรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถเพิ่มเข้าไปช่วยที่ระบบ A 41

ตารางที่ 3.5 COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาถึงผลการเชื่อมต่อกับระบบ B.......................... 41

ตารางที่ 4.1 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทสัญญา 49

ตารางที่ 5.1 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบ ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2556 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า.. 56

ตารางที่ 5.2 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่มีแผนนำเข้าสู่ระบบเพิ่มเติมแน่นอนแล้วระหว่างปี พ.ศ.2557-2573 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า.. 56

ตารางที่ 5.3 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่มีแผนปลดออกจากระบบแน่นอนแล้วแล้วระหว่างปี พ.ศ.2557-2573 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า 57

ตารางที่ 5.4 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าแยกรายพื้นที่ 4 พื้นที่.. 57

ตารางที่ 5.5 โรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบในอนาคต 59

ตารางที่ 5.6 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม 60

ตารางที่ 5.7 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ.............. 62

ตารางที่ 5.8 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ 64

ตารางที่ 5.9 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้า

ดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ 67
ตารางที่ 5.10 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ 69
ตารางที่ 5.11 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง 72
ตารางที่ 5.12 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง 74
ตารางที่ 5.13 ขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ส่งระหว่างพื้นที่ตลอดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละการทดสอบ 77
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553-2573 ที่ติดตั้ง ณ เดือน ธันวาคม พ.ศ. 2556 88
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553-2573 ที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบหลังตั้งแต่ พ.ศ. 2556-2573 100
ตารางที่ ข.1 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2556 116
ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2562 116
ตารางที่ ค.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ 120
ตารางที่ ง.1 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) 122
ตารางที่ ง.2 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) 125
ตารางที่ ง.3 ราคาต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 127
ตารางที่ ง.4 ราคารับซื้อพลังงาน (Energy Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 128
ตารางที่ ง.5 ตัวประกอบการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Emission Factor) 129

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 2.1 กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ 20

ภาพที่ 2.2 ขั้นตอนการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ.. 24

ภาพที่ 3.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.. 25

ภาพที่ 3.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดในช่วงระยะเวลา 1 ปี.. 26

ภาพที่ 3.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปี พ.ศ. 2550 27

ภาพที่ 3.4 สถิติและค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า.. 28

ภาพที่ 3.5 ตัวอย่าง Load Duration Curve ใหม่ที่ได้จากการพยากรณ์.. 31

ภาพที่ 3.6 ขั้นตอนการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าพยากรณ์ 32

ภาพที่ 3.7 ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่.. 33

ภาพที่ 3.8 แบบจำลองสถานะการทำงาน.. 35

ภาพที่ 3.9 ข้อมูลระยะเวลาของสถานการณ์ทำงานของโรงไฟฟ้า.. 35

ภาพที่ 3.10 ตัวอย่าง Load Duration Curve ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE 38

ภาพที่ 3.11 หลักการประเมินค่า LOLE.. 38

ภาพที่ 4.1 ตัวอย่างกำหนดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ตลอดทั้งปี.. 43

ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างกำหนดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ใน 1 สัปดาห์ 43

ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างการจ่ายพลังงานของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศในหนึ่งสัปดาห์.. 44

ภาพที่ 4.4 สรุปลำดับขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิต 47

ภาพที่ 4.5 ระบบตัวอย่างการคำนวณการไหลของเครือข่าย.. 54

ภาพที่ 4.6 ผลลัพธ์จากการคำนวณการไหลของเครือข่าย.. 54

ภาพที่ 5.1 การแบ่งพื้นที่ตามลักษณะทางกายภาพและสายส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่ใช้จัดทำแผน 58

ภาพที่ 5.2 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบเดิม 61

ภาพที่ 5.3 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบเดิม 61

ภาพที่ 5.4 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ.. 63

ภาพที่ 5.5 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ............... 63
ภาพที่ 5.6 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ............................... 65
ภาพที่ 5.7 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ.......... 65
ภาพที่ 5.8 การแบ่งพื้นที่ตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า... 66
ภาพที่ 5.9 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ... 68
ภาพที่ 5.10 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ... 68
ภาพที่ 5.11 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ... 70
ภาพที่ 5.12 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ 70
ภาพที่ 5.13 การแบ่งพื้นที่ตามแหล่งเชื้อเพลิง 71
ภาพที่ 5.14 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง.................................. 73

ภาพที่ 5.15 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง.......... 73

ภาพที่ 5.16 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง.................................. 75

ภาพที่ 5.17 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง.. 75

ภาพที่ 5.18 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของแต่ละการทดสอบ....................................... 76

ภาพที่ ค.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปีฐาน (พ.ศ. 2550).. 118

ภาพที่ ค.2 สัดความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่ต่อ 1 MW ฐาน 4 พื้นที่ 119

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษา วิธีการดำเนินงาน และประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

การสร้างแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมในระบบ และการจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์ในปัจจุบัน ทั้งนี้เนื่องจากแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ ใช้เวลาในการก่อสร้างนาน มีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสูง และจำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิงจำนวนมากในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งการสร้างแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่และการจัดหาเชื้อเพลิงจำนวนมากนั้นไม่สามารถจัดหาได้ในระยะเวลาอันสั้น ภาครัฐจึงต้องมีนโยบายพัฒนาการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศอย่างรอบคอบเพื่อสร้างเสถียรภาพทางด้านการผลิตและใช้พลังงานไฟฟ้า โดยจะต้องมีการกำหนดนโยบายเพื่อจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า อย่างเหมาะสม เพื่อลดความเสี่ยงไม่ให้พึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และสนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยจะต้องมีต้นทุนที่เหมาะสมไม่เป็นภาระต่อภาคประชาชนมากเกินไป เพื่อให้ประเทศมีความมั่นคงทางด้านพลังงานอย่างยั่งยืนและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ทั้งนี้ ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan; PDP) หลายๆ ฉบับที่ผ่านมา ภาครัฐได้จัดทำแผนโดยมีการกำหนดชนิด ขนาด และประเภทเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าที่จะต้องถูกนำเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศตามช่วงเวลาต่างๆ อย่างไรก็ดี เมื่อมีการนำไปปฏิบัติจริง ก็มีโอกาสเกิดปัญหาและอุปสรรคหลายประการ เช่น มีการต่อต้านจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในพื้นที่ หรือในบางกรณีหากจะทำการสร้างโรงไฟฟ้า ก็ต้องมีการขยายระบบส่งเพิ่มเติมเป็นจำนวนมาก เนื่องจากมีความไม่สมดุลกันระหว่างปริมาณกำลังการผลิตและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ อีกทั้ง โรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้ามาบางประเภทถูกจำกัดด้วยพื้นที่ก่อสร้าง จึงอาจทำให้ต้องมีการวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าในการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่หรือภูมิภาคอีกด้วย

จากปัญหาที่กล่าวข้างต้น ทางเลือกหนึ่งที่อาจมีความเป็นไปได้ในการแก้ไขปัญหาก็คือ ทำการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าไปพร้อมกับการคำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่ โดยจะต้องพิจารณาวางแผนก่อสร้างแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าไปพร้อมๆ กับการกำหนดพื้นที่หรือภูมิภาคจะทำการก่อสร้าง พร้อมทั้งพิจารณาความเหมาะสมในการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้แผนที่ได้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น และทำให้หน่วยงานที่รับผิดชอบสามารถวางแผนการปฏิบัติการในพื้นที่ที่กำหนดล่วงหน้าได้ ดังนั้น การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่จึงมีความสำคัญ มีความน่าสนใจในเชิงวิชาการ และมีผลกระทบต่อการปรับปรุงการดำเนินนโยบายของภาครัฐในทางปฏิบัติอีกด้วย

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อนำเสนอแนวคิดในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่มีความถูกต้องตามหลักวิชาการ
2. เพื่อพัฒนาเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. ใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3
2. พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าโดยละเอียด
3. พิจารณาเฉพาะความสามารถของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-line) แบบสมมูล โดยไม่คำนึงถึงรายละเอียดในระดับสายส่งและสายจำหน่าย
4. กำหนดให้แต่ละพื้นที่สามารถรับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ที่ติดกันเท่านั้น นั่นคือ จะถือว่าภาครัฐมีนโยบายไม่สนับสนุนการส่งกำลังไฟฟ้าที่ข้ามพื้นที่โดยไม่จำเป็น
5. ประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้าผ่านทางดัชนีความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาให้แต่ละอุปกรณ์มีสภาวะการทำงานเป็นแบบสองสถานะ
6. ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัติของระบบไฟฟ้า
7. ไม่พิจารณาการวางแผนขยายระบบส่งกำลังไฟฟ้านอกเหนือจากแผนที่มีโครงการขยายแน่นอนแล้ว

1.4 ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าในระยะยาว
3. ศึกษาและรวบรวมข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
4. ศึกษาวิธีการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน
5. ศึกษาและรวบรวมข้อมูลแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของสายส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่
6. พัฒนาแนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่
7. สร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้า และกำหนดเกณฑ์ในการเลือกพื้นที่ติดตั้งของโรงไฟฟ้า
8. พัฒนาโปรแกรมวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถกำหนดพื้นที่ตั้งได้
9. ทดสอบโปรแกรมดังกล่าวกับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศ
10. สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่มีความถูกต้องตามหลักวิชาการ
2. โปรแกรมที่ใช้วิธีการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอได้ถูกจัดเรียงลำดับตามความเหมาะสมดังต่อไปนี้

บทที่ 1 จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 จะกล่าวถึงแนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และขั้นตอนวิธีการการวางแผน

บทที่ 3 จะกล่าวถึงการสร้างแบบจำลองความต้องการไฟฟ้า แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าและการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นดัชนีช่วยตัดสินใจในการเลือกโรงไฟฟ้าและพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า

บทที่ 4 จะกล่าวถึงการคำนวณดัชนีอื่นๆ ประกอบการตัดสินใจเลือกชนิดโรงไฟฟ้าเพื่อให้มั่นว่าโรงไฟฟ้าที่เลือกมานั้น มีความสอดคล้องกับเงื่อนไขหรือกฎเกณฑ์ของการวางแผนที่กำหนด

บทที่ 5 จะกล่าวถึงผลการวิเคราะห์การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่โดยจะเปรียบเทียบกันระหว่างการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมกับการวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ และจะเปรียบเทียบวิธีการเลือกพื้นที่โดยใช้เกณฑ์การประเมินระหว่างแบบเกณฑ์การตัดสินใจ (Deterministic) และแบบเกณฑ์ความน่าจะเป็น (Probabilistic)

บทที่ 6 จะกล่าวถึงบทสรุปที่ได้จากงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 2
การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

ในบทนี้จะกล่าวถึง แนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ และกระบวนการจัดทำแผนที่พัฒนาขึ้น

2.1 กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan:PDP)

ในอดีตที่ผ่านมา ประเทศไทยได้มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมาแล้วหลายครั้ง โดยมีการปรับปรุงทั้งแผนหลักและแผนย่อยตามสถานการณ์ทางเศรษฐกิจ การพัฒนาเทคโนโลยี และ/หรือ มาตรการทางนโยบายต่างๆ ของภาครัฐที่เปลี่ยนแปลงไป จนถึงปัจจุบันแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศที่ใช้อยู่ คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555 -2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Revision 3) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) แล้วในการประชุมครั้งที่ 3/2555 (ครั้งที่ 142) เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2555 [1, 2]

ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของไทย การกำหนดกรอบการจัดทำแผนฯ ส่วนใหญ่จะเน้นให้ความสำคัญกับการกำหนดทิศทางของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในด้านต่างๆ เช่น เน้นด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าผ่านการกำลังระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม เน้นด้านการใช้ทรัพยากรที่สมดุลโดยกำหนดสัดส่วนการกระจายเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และเน้นด้านการรักษาสิ่งแวดล้อมโดยการกำหนดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น นอกจากนี้ ในการปรับแผนแต่ละครั้งอาจจะถูกขับเคลื่อนโดยการปรับเปลี่ยนนโยบายของภาครัฐหรือเหตุการณ์สำคัญต่างๆ ที่เกิดขึ้นในโลก เช่น การปรับแผนฯ ตามแผนการกระตุ้นเศรษฐกิจตามนโยบายรัฐบาล ปี 2555-2558 หรือ การปรับแผนตามเหตุการณ์วิกฤตโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา เป็นต้น

จากการศึกษาทบทวนแผนกำลังผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 ถึงปี พ.ศ. 2556 ที่ผ่านมานั้น จะสามารถสรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผนแต่ละแผน [3] ได้ดังที่ปรากฏในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ผ่านมา

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
PDP 1992 (พ.ศ.2535 - 2549)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกันยายน 2534 โดยค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 8,045 MW ในปี พ.ศ. 2534 และเพิ่มขึ้นเป็น 25,515 MW ในปี พ.ศ. 2549
	➢ ใช้ก๊าซธรรมชาติจากในประเทศและจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โดยมีปริมาณก๊าซที่ส่งให้ กฟผ. ระหว่าง 700-900 ล้าน

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
	➢ ระหว่างปี พ.ศ. 2535 ถึง 2549 จะมีกำลังผลิตติดตั้งสุทธิ 21,441 MW และจะมีกำลังผลิตติดตั้งในปลายปี พ.ศ. 2549 มีจำนวน 31,051 MW
	➢ มีโครงการที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้างทั้งสิ้น 50 โครงการ รวมกำลังการผลิต 13,365 MW และมีกำลังการผลิตแล้วเสร็จที่สามารถจ่ายเพิ่มขึ้นได้ในช่วงของแผน 5,525 MW
PDP 1995 (พ.ศ.2538 - 2554)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนมิถุนายน 2537 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,009 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 33,532 MW ในปี พ.ศ. 2554
	➢ มีแผนในการจัดซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเป็นจำนวน 1,611 MW ได้แก่ โครงการใน สปป. ลาว จำนวน 4 โครงการ คือ เทิน-หินบูน (210 MW) น้ำเทิน 2 (675 MW) ห้วยโห้ (126 MW) และโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์หงสา (600 MW)
	➢ เริ่มดำเนินการโครงการ DSM จำนวน 3 โครงการ ได้แก่ DSM1 (พ.ศ.2541-2545) DSM2 (พ.ศ.2546-2550) และ DSM3 (พ.ศ. 2551-2554) โดยคาดว่าจะสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ 1,712 MW 2,002 MW และ 2,681 MW ตามลำดับ
	➢ เน้นโครงการในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 7 และ 8 ให้โดดเด่น
	➢ เพิ่มความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า เพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว โดยศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในระยะยาว
PDP 1996 (พ.ศ.2539 - 2554)	➢ เป็นแผนการระยะสั้นเพื่อแก้ปัญหากำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอ เนื่องจากค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าค่าที่พยากรณ์เอาไว้
	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนเมษายน 2539 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,789 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 42,649 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ การแก้ปัญหาระยะสั้น - เร่งรัดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และพิจารณาเพิ่มปริมาณการรับซื้อให้มากขึ้น - ดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี เครื่องที่ 3 และ 4 พร้อมกับการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศลาวจำนวน

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	1,518 MW - เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP อีก 700 MW จากเดิม 4,200 MW - เร่งรัดการนำ Interruptible Rate มาใช้ให้เป็นรูปธรรมโดยเร็ว
	➢ การปรับแผนระยะยาว - กำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี 2545 - ปรับปรุงตัวเลขปริมาณก๊าซธรรมชาติ จากอ่าวไทยและประเทศเพื่อนบ้าน - เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) เป็นประมาณร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่ต้องการเพิ่มขึ้นสูงสุด - รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพัฒนาไฟฟ้าในประเทศลาวเพิ่มเติม - ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยโครงการ DSM ที่ดำเนินการไปแล้วและที่กำลังจะดำเนินการ
PDP 1997 (พ.ศ.2540 - 2554)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนตุลาคม 2539 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,311 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 41,683 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน (IPP) รวมทั้งสิ้น 5,780 MW
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว รวมทั้งสิ้น 3,000 MW
	➢ เพิ่มปริมาณก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะสามารถจัดหาได้เป็น 4,100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี พ.ศ. 2548
	➢ ดำเนินโครงการ DSM ต่อไป
	➢ มีการจัดทำ Sensitivity Study เป็นแผนศึกษาในกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่เพิ่มขึ้นตามที่ประมาณการไว้ โดยใช้ผลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีต่ำ
PDP 1998 (พ.ศ.2541 - 2554)	➢ เป็นแผนระยะสั้นเพื่อแก้ไขปัญหาเนื่องจากความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นน้อยกว่าประมาณการ
	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกันยายน 2540 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,311 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 37,047 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ การปรับแผนระยะสั้น - ชะลอโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี เครื่องที่ 3

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	และ 4, โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 2 โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว และชะลอการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน
	➢ การปรับแผนระยะยาว - ปรับปรุงปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก - กำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี 2544 - นอกจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากระบี่ สุราษฎร์ฐานี ทับสะแก และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับแล้ว กำลังผลิตส่วนที่เหลือกำหนดให้รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและรับซื้อจากประเทศเพื่อนบ้าน
PDP 1999 - 1 (พ.ศ.2542 - 2554)	➢ เห็นว่าควรมีการจัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยยึดหลักการคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคตมากกว่าย้อนดูสถิติที่ผ่านมา และควรทำทุกๆ 3 เดือน
	➢ ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อ กันยายน 2541 โดยจัดทำเป็น 3 กรณี ได้แก่ กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง และกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า (กรณีแผนเดิม) พบว่ากรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลางมีผลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าน้อยกว่าผลพยากรณ์กรณีเดิม (กรณีต่ำมาก) ประมาณร้อยละ 14.9 18.1และ 17.4 เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฉบับ 8 9 และ 10 ตามลำดับทำให้ กฟผ. มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสูงเกินหากยังคงแผนเดิม โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 16,214 MW ในปี พ.ศ. 2544 และเพิ่มขึ้นเป็น 30,587 MW ในปี พ.ศ. 2554
	➢ กำลังผลิตติดตั้ง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2554 จะมีค่า 39,672.9 MW
	➢ เลื่อนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับลำตะคองเครื่องที่ 3 และ 4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรีเครื่องที่ 3 และ 4 (และให้เป็น IPP)
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด 5,943.5 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2000-2007
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งหมด 1,958.4 MW ระหว่างปี ค.ศ. 1996-2003
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ทั้งหมด 3,300 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2006-2008

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
PDP 1999 - 2 (พ.ศ.2542-2554 ฉบับที่ 2)	➢ เป็นร่างแก้ไขของ PDP ฉบับก่อนหน้าโดยคำนึงถึงปัจจัยต่างๆที่ส่งผลต่อการพยากรณ์การเพิ่มขึ้นของความต้องการไฟฟ้า เช่น การพยากรณ์เปลี่ยนแปลงอุปสงค์-อุปทานของก๊าซ การเลื่อนโครงการต่างๆ การแปรรูปโรงไฟฟ้าราชบุรี และการขยายตัวทางเศรษฐกิจ
	➢ เลื่อนโครงการต่างๆ ให้เริ่มดำเนินการช้าลงเพื่อแก้ไขปัญหาระยะสั้นเนื่องจากความต้องการไฟฟ้าน้อยกว่าประมาณการ
	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกันยายน 2540 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,311 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 37,047 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ กำลังผลิตติดตั้ง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2554 จะมีค่า 39,296.9 MW
	➢ เลื่อนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับลำตะคองเครื่องที่ 3 - 4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี เครื่องที่ 3 - 4 (และกำหนดให้เป็น IPP)
	➢ ย้ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากไทรน้อยไปยังสุราษฎร์ธานี (แทน)
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด 5,943.5 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2000-2007
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งหมด 1,958.4 MW ระหว่างปี ค.ศ. 1996-2003
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ทั้งหมด 3,300 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2006-2008
PDP 2001 (พ.ศ.2544 - 2559)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2544 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 16,184 MW ในปี พ.ศ. 2544 และเพิ่มขึ้นเป็น 40,699 MW ในปี พ.ศ. 2554
	➢ กำลังผลิตติดตั้ง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2559 จะมีค่า 48,271.5 MW
	➢ ชะลอโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับเครื่องที่ 3 และ 4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่เครื่องที่ 2 และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี (ส่วนกังหันไอน้ำ)
	➢ เพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยการ Repowering
	➢ ปรับปรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด 5,943.5 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2000-2007
	➢ คาดว่าจะซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งหมด 2,057 MW ระหว่างปี ค.ศ. 1996-2007

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	➢ เลื่อนการซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ทั้งหมด 3,300 MW ออกไป 9 เดือน
PDP 2004 (พ.ศ. 2547 - 2558)	➢ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (MEG : เดือนมกราคม 2547)
	➢ นโยบายกระทรวงพลังงานเรื่อง Peak Cut ปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 เป็นต้นไป
	➢ กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability : LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมงต่อปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประมาณร้อยละ 15
	➢ โรงไฟฟ้าใหม่สมมุติฐานว่าเป็นโรงไฟฟ้าในประเทศ และประเทศเพื่อนบ้าน
	➢ นโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard : RPS) โดยกำหนดโรงไฟฟ้าใหม่จะต้องมีโรงไฟฟ้า RPS ร้อยละ 5 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 เป็นต้นไป
	➢ พิจารณาความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านเพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ความร่วมมือพลังงานระหว่างประเทศ
PDP 2007 (พ.ศ.2550 - 2564)	➢ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนมีนาคม 2550 เป็นกรณีฐาน
	➢ ราคาเชื้อเพลิง ในส่วนของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) น้ำมัน ประมาณการโดยบริษัท ป.ต.ท. จำกัด (มหาชน) และในส่วนของนิวเคลียร์ ถ่านหินนำเข้า และ ลิกไนต์ ประมาณการโดย กฟผ.
	➢ โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบในช่วง พ.ศ. 2550-2564 ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าของ กฟผ. รวมกำลังการผลิต 4,933 MW และ โรงไฟฟ้าของเอกชนรวมกำลังการผลิต 2,756 MW
	➢ โรงไฟฟ้าที่นำมาคัดเลือกเข้าแผนฯ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน) 700 MW โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ/LNG) 700 MW โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (ดีเซล) 230 MW และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (นิวเคลียร์) 1,000 MW
	➢ โรงไฟฟ้าถ่านหินที่นำมาคัดเลือกเข้าแผน เข้าระบบเร็วที่สุดปี พ.ศ. 2557 และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เข้าระบบเร็วที่สุดปี พ.ศ. 2563
	➢ พิจารณาความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน
	➢ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 เป็นต้นไป ไม่ต้องนำนโยบายการส่งเสริม

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	การใช้พลังงานทดแทน (Renewable Portfolio Standard : RPS) มาใช้ เนื่องจากนโยบายรัฐให้นำการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP) และรายเล็กมาก (VSPP) ไว้ในความต้องการใช้ไฟฟ้า
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายเล็ก (SPP) ประเภท Firm เพิ่มให้ครบ 4,000 MW ในปัจจุบันรับซื้อแล้ว 2,300 MW
	➢ กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability: LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมง ต่อปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประมาณร้อยละ 15
	➢ พิจารณาการจัดการด้านแหล่งผลิต โดยดำเนินการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ด้วยการติดตั้งระบบ Combined Heat and Power (CHP) ที่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ทำให้ได้กำลังผลิตเพิ่มขึ้น
	➢ ยกเลิกโครงการ Peak Cut เนื่องจากราคาน้ำมันดีเซลมีราคาสูงขึ้น และความต้องการไฟฟ้าลดลงทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศยังคงมีเพียงพอ
PDP 2007Rev1 (พ.ศ. 2550 - 2564 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1)	➢ ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคต (Energy Demand) ตามแนวโน้มของสถิติในปี พ.ศ. 2550 โดยค่าพลังงานไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2550-2564 จะลดลงประมาณ 2,592-5,321 ล้านหน่วย หรือประมาณร้อยละ 1.6-1.9 สำหรับค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ยังคงใช้เท่ากับค่าพยากรณ์ฉบับเดือนมีนาคม ปี พ.ศ. 2550
	➢ ใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติ สำหรับการผลิตไฟฟ้าตามประมาณการของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2550
	➢ ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคาน้ำมันดีเซล อ้างอิงตามประมาณการของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ส่วนราคาถ่านลิกไนต์อ้างอิงตามประมาณการโดย กฟผ.
	➢ ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ได้รับการคัดเลือกจากกระทรวงพลังงาน และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 จำนวน 4,400 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จระหว่างปี พ.ศ. 2555-2558 โดยแยกเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3,200 เมกะวัตต์ และเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 1,200 เมกะวัตต์
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) สัญญา

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	ประเภท Firm เพิ่มขึ้น 1,700 เมกะวัตต์ (ให้ครบ 4,000 เมกะวัตต์ตามมติ กพช.) สำหรับในปี พ.ศ. 2550 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าชนิด Co-generation จำนวน 500 เมกะวัตต์ แต่มีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กเสนอขายจำนวนมาก เมื่อพิจารณาข้อจำกัดของระบบส่งไฟฟ้าแล้วสามารถรับได้จำนวน 760 เมกะวัตต์ ในระหว่างปี พ.ศ. 2555-2559 ส่วนการรับซื้อไฟฟ้าชนิดพลังงานหมุนเวียน สนพ. ประกาศรับซื้อจำนวน 530 เมกะวัตต์ มีผู้เสนอขายจำนวน 335 เมกะวัตต์ ในระหว่างปี พ.ศ. 2552-2555 อย่างไรก็ตาม ตามแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 นี้ ยังคงรับซื้อไฟฟ้าได้อีกจนกว่าจะครบตามมติ กพช.
	➢ รวมพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) สัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 303 เมกะวัตต์ คิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้า 691 ล้านหน่วยต่อปี
	➢ รวมการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศที่มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) หรือลงนามในบันทึกความเข้าใจเรื่องอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว ซึ่งประกอบด้วย โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 3 (440 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 1 (523 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเงี้ยบ (261 เมกะวัตต์) โครงการน้ำอู (1,043 เมกะวัตต์) และโครงการลิกไนต์หงสา (1,470 เมกะวัตต์) ส่วนโครงการอื่นๆที่อยู่ระหว่างเจรจา เช่น โครงการเขื่อนฮัทจี โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินเกาะกง โครงการเขื่อนท่าซาง และโครงการใน สปป.ลาว อื่นๆ จะพิจารณาบรรจุไว้ในแผนเมื่อสามารถบรรลุข้อตกลงกับบริษัทผู้ได้รับสัมปทานแล้ว
PDP 2007Rev2 (พ.ศ. 2550 - 2564 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2)	➢ ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มลดลง โดยค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) เมื่อสิ้นปี 2564 ประมาณ 44,281 เมกะวัตต์ ซึ่งลดลงจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ประมาณ 4,333 เมกะวัตต์
	➢ ปรับปรุงกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) เฉพาะโครงการ SPP ประเภทสัญญา Firm ให้เร็วขึ้นเพื่อสนองนโยบายรัฐบาลในเรื่องการขับเคลื่อนเศรษฐกิจโดยเร่งรัดการลงทุนเพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจของประเทศและไม่ก่อให้เกิดหนี้สาธารณะ
	➢ ปรับปรุงกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	(IPP) (บริษัทสยามเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด ชุดที่ 1-2 และบริษัทเนชั่นแนล เพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด เครื่องที่ 1-4) โดยเลื่อนกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบออกไปอีก 1 ปี เพื่อให้ประเทศมีระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองอยู่ในระดับที่เหมาะสม และเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง
	➢ ทบทวนการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดยเฉพาะโครงการในสปป.ลาว เนื่องจากบันทึกความเข้าใจเรื่องอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff MOU) หมดอายุ ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 1 และน้ำงึม 3 รวมถึงโครงการที่ได้มีการยกเลิก Tariff MOU เนื่องจากราคาค่าก่อสร้างได้เพิ่มสูงขึ้นมากจนโครงการไม่สามารถดำเนินการต่อไปได้ และคงโครงการที่จะต้องมีการเจรจาใหม่ ซึ่งได้แก่ โครงการหงสา น้ำเงี้ยบ และน้ำอู
	➢ ปรับเลื่อนโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในอนาคต และปรับลดกำลังการผลิตโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ในปี พ.ศ. 2563 และ ปี พ.ศ. 2564 จากปีละ 2,000 เมกะวัตต์ เหลือปีละ 1,000 เมกกะวัตต์ เพื่อให้ประเทศมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองอยู่ในระดับที่เหมาะสม และสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มลดลง
	➢ ประมาณการพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจาก SPP สัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 365.3 ล้านหน่วยต่อปี
	➢ พิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ซึ่งป็นข้อมูล VSPP ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.)
PDP 2010 (พ.ศ.2553 - 2573)	➢ ขยายแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจาก 15 ปี เป็น 20 ปี (พ.ศ. 2553-2573)
	➢ ปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามผลการศึกษาเบื้องต้นของโครงการประมาณการแนวโน้มเศรษฐกิจไทยระยะยาว
	➢ วิเคราะห์ผลประหยัดพลังงานไฟฟ้าจากโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management: DSM) ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า และการจัดทำแผน
	➢ ปรับประมาณการการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565) ของกระทรวงพลังงาน เข้ามาบรรจุในแผน
	➢ ปรับสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ให้สอดคล้องกับการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในช่วงปี พ.ศ. 2552-2558 และสอดคล้องกับมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 เรื่องแนวทาง

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration
	➢ ทบทวนสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และบรรจุโครงการที่มีความชัดเจนในอนาคต
	➢ พิจารณาปรับลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
	➢ การพิจารณาสัดส่วนการใช้ทรัพยากรพลังงานและเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าพิจารณาดังนี้ - พลังงานหมุนเวียน ตามกรอบแผนฯพลังงานทดแทน 15 ปี และ SPP Cogeneration ถูกกำหนดเข้าแผนฯก่อนเป็นลำดับแรกหลังจากนั้นจึงจัดสัดส่วนที่เหลือด้วยโรงไฟฟ้าทางเลือกประเภทอื่น - โรงไฟฟ้านิวเคลียร์พิจารณาให้มีการพัฒนาไม่เกินปีละ 1 หน่วย ติดต่อกัน 2 ปี และเว้นช่วง 2 ปี เพื่อลดภาระการลงทุน - กำหนดให้การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านมีสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 25 ของกำลังการผลิต - โรงไฟฟ้าส่วนที่เหลือเป็นการพิจารณาระหว่างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งกำหนดให้ก่อสร้างบนพื้นที่โรงไฟฟ้าเดิมของกฟผ. ที่ปลดออกจากระบบไปและโรงไฟฟ้าถ่านหินซึ่งใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด
	➢ ใช้ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) กรณีฐาน เป็นเกณฑ์ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
PDP 2010Rev1 (พ.ศ.2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1)	➢ แก้ไขปัญหาระยะสั้น (ปี 2554-2562) เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่สูงขึ้นกว่า ที่พยากรณ์ไว้ตามแผน PDP2010 และมีแนวโน้มสูงเพิ่มขึ้น
	➢ ปรับแผนให้สะท้อนปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP)
	➢ ปรับแผนย่อยโดนมีสมมติฐานดังนี้ - เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. - ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration) - ปรับแผนให้มีการเร่งโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อยหน่วยที่ 4 (800 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	(800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นกว่าเดิมอีก 3 เดือน
PDP 2010Rev2 (พ.ศ.2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2)	➢ ทบทวนมาตรการด้านความปลอดภัยภายหลังเกิดอุบัติเหตุในโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา โดย - ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบโรงไฟฟ้านิวเคียร์ออกไปอีก 3 ปี ทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวมทั้งสิ้น 4 โรง แล้วเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเข้ามาทดแทนให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เป็นปี 2563
	➢ ปรับแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากการเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นให้เหมาะสม
PDP 2010Rev3 (พ.ศ.2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)	➢ ปรับผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากการบริหารราชการแผ่นดินฉบับใหม่ของรัฐบาล - ใช้ค่า GDP และ GRP ของ สศช. เมื่อวันที่ 29 พ.ย. 2554 ซึ่งได้ประมาณการความต้องการไฟฟ้าใหม่ตามแผนการกระตุ้นเศรษฐกิจตามนโยบายรัฐบาล และผลกระทบจากอุทกภัยที่เกิดขึ้น โดยในระยะสั้นปี 2555-2558 ใช้ผลการประเมินตาม สศช. และในระยะยาวปี 2559-2573 ใช้ตามแบบจำลองของสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ โดยรวมผลกระทบโครงการรถไฟฟ้า 12 สายของรัฐบาลในการประมาณการเศรษฐกิจแล้ว - ใช้แบบจำลอง End Use Model - พยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุดโดยใช้ Load Profile ของปี 2550 - คำนึงถึงรถยนต์ไฟฟ้าในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
	➢ ปรับแผนให้สอดคล้องกับนโยบายทางด้านพลังงานของรัฐบาล โดย - ปรับแผนให้สอดคล้องตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและทางเลือก 25% ใน 10 ปี โดยเพิ่มส่วนทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากเดิม 6% เป็น 10% ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด โดยปี 2555-2564 จะพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าจาก

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	พลังงานหมุนเวียนตามกรอบแผน AEDP ส่วนปี 2565-2573 จะขยายปริมาณพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น - ปรับแผนให้สอดคล้องตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี โดยใช้กรณีค่าพยากรณ์ EE20% โดยตั้งเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 96,653 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2573
	➢ กำหนดให้มีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และการกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้ไม่ต่ำกว่า 15%
	➢ กำหนดนโยบายให้คงสัดส่วนปริมาณ CO2 Emission ไม่เกิน 0.386 kgCO2/kWh เทียบเท่าผลจากแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2

จากการศึกษาแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากปี พ.ศ. 2535 ถึงปี พ.ศ. 2556 สามารถสรุปกรอบ แนวคิดของการจัดทำแผนหลักๆ ที่ผ่านมา ได้ดังนี้

1) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 เป็นการพยากรณ์จากค่าสถิติความต้องการใช้ไฟฟ้าจากปีที่ผ่านมา แต่แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2542 ได้พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยยึดหลักการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งควรจะต้องทำทุก 3 เดือน และต้องคำนึงถึงผลเศรษฐกิจของประเทศที่จะส่งผลต่อการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

2) เนื่องจากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในทุกปี จึงมีโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้างเป็นจำนวนมาก พร้อมทั้งต้องขยายมีการรับซื้อไฟฟ้าจากจากเอกชนทั้งผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP) และมีการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ เช่น จากประเทศลาว เพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างประเทศ

3) มีการใช้มาตรการอนุรักษ์พลังงาน (DSM) เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

4) มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับโครงการในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และนโยบายต่างๆ เช่น แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2538 มีการจัดทำแผนโดยเน้นให้โครงการในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 7 และ 8 มีความโดดเด่นยิ่งขึ้น และแผนพัฒนากำลังการผลิตในปี พ.ศ. 2547 ได้ใช้นโยบายกระทรวงพลังงานเรื่อง Peak Cut

5) มีการเพิ่มความหลากหลายของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แทนที่จะเป็นการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว เช่น มีการใช้พลังงานทดแทน การใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และการศึกษาเรื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

6) มีการแก้ไขแผนในระยะสั้นเพื่อแก้ปัญหาเฉพาะหน้า เช่น การแก้ไขปัญหากำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอ โดยการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2539 การชะลอโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว และการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2541

7) มีการกำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability: LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมง ต่อปี และมีการกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม เช่น ในการแก้ไขแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2539 ได้กำหนดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2545 แต่มีการแก้ไขเป็นร้อยละ 15 ในแผนฉบับถัดมา

8) ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคาน้ำมันดีเซลใช้ตามประมาณการของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เพื่อใช้ประเมินข้อเสนอของผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ ส่วนราคาถ่านลิกไนต์ใช้การประมาณการโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

9) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2550 ฉบับปรับปรุง 1 กำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้า Tariff MOU แต่แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2550 ฉบับปรับปรุง 2 มีการยกเลิก Tariff MOU เนื่องจากราคาค่าก่อสร้างได้เพิ่มสูงขึ้นจนทำให้โครงการไม่สามารถดำเนินการต่อไปได้

10) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2553 เป็นแผนฯ ที่เน้นให้ความสำคัญกับสิ่งแวดล้อมโดยถูกกำหนดให้เป็นแผนฉบับ Green PDP ที่ให้ความสำคัญกับความมั่นคงระบบไฟฟ้า การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้า ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) กำหนดให้มีมาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี และกำหนดให้มีการพิจารณาปริมาณพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี และมีการขยายระยะเวลาของแผนจากเดิม 15 ปี เป็นครอบคลุม 20 ปี

2.2 แนวปฏิบัติที่ดี (Best Practice) ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

จากการทบทวนแนวคิดและหลักการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและจากเอกสารวิชาการต่างประเทศ [1, 4-9] ทำให้พอจะสรุปแนวปฏิบัติที่ดีในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าได้ โดยการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ดีนั้น ควรจะมุ่งเน้นปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อภาพรวมการใช้ไฟฟ้าและการวางแผนการจัดหาไฟฟ้า เช่น ปัจจัยด้านสังคม ด้านเศรษฐกิจ ด้านเทคนิค และด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งกรอบการวิเคราะห์หลักที่ควรนำมาพิจารณาในการกำหนดกรอบการจัดทำแผนที่เหมาะสมนั้น มีดังต่อไปนี้

(1) **ด้านการผลิตไฟฟ้าเชิงเทคนิค** ประกอบไปด้วยข้อมูลด้านประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงานปฐมภูมิไปเป็นพลังงานไฟฟ้า ความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ของกระบวนการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท และอื่นๆ โดยจะต้องพิจารณาข้อมูลเปรียบเทียบกับสมมติฐานที่ใช้ในต่างประเทศ และแหล่งข้อมูลอื่นๆ

(2) **ด้านความเป็นธรรมในการเลือกก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่** โดยจะต้องพิจารณากำหนดสมมติฐานต่างๆ ในการวางแผนให้เกิดความเป็นธรรมในการเลือกเทคโนโลยี และชนิดเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างใหม่ โดยจะต้องเทียบเคียงได้กับมาตรฐานสากล

(3) **ด้านความชัดเจนของระบบส่งที่มารองรับ** โดยจะต้องพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงข้อจำกัดของระบบส่งที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต หรือมีแผนงานขยายระบบสายส่งที่ชัดเจนเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเกิดขึ้นในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

(4) **ด้านประสิทธิภาพและการพัฒนาเทคโนโลยี** ผลสัมฤทธิ์ของการพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงาน การพัฒนาเทคโนโลยี รวมถึงโครงการอนุรักษ์พลังงานในรูปแบบต่างๆเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่จะส่งผลกระทบต่อการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาว การวิเคราะห์ในแนวโน้มการพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงานจำเป็นต้องอาศัยข้อมูลหรือแบบจำลองเชิงลึกด้านเทคโนโลยีที่ลงรายละเอียดในระดับกลุ่มผู้ใช้ และควรพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานและเป้าหมายการพัฒนาของประเทศเป็นหลัก เช่น ความเป็นไปได้ของสัมฤทธิผลของแผนอนุรักษ์พลังงาน แผนพัฒนาพลังงานทดแทน แผนพัฒนาระบบโครงข่ายรถไฟฟ้า และอื่นๆ เป็นต้น

(5) **ด้านเศรษฐกิจ** โดยเฉพาะการกำหนดสมมติฐานอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจในภาพรวมของประเทศซึ่งจะเป็นปัจจัยสำคัญในการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาวจะต้องเป็นไปอย่างโปร่งใส และไม่บิดเบือน อย่างไรก็ตาม เนื่องจากสภาวะทางเศรษฐกิจในอนาคตถือเป็นปัจจัยที่มีความไม่แน่นอนสูง

(6) **ด้านต้นทุนและการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิง** การกำหนดสมมติฐานของต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า แต่ละประเภท ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้า ถือเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับการวางแผนการจัดหาไฟฟ้าอย่างเหมาะสม โดยการจัดทำแผนจะต้องพิจารณาครอบคลุมต้นทุนต่างๆ ซึ่งประกอบไปด้วยต้นทุนการก่อสร้าง (Capital cost) ต้นทุนด้านการบำรุงรักษา (Fixed and variable O&M) และแนวโน้มต้นทุนค่าเชื้อเพลิง (Fuel cost) ที่นำมาผลิตไฟฟ้า นอกจากการพิจารณาต้นทุนแล้ว จะต้องคำนึงถึงความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง ความเพียงพอของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว และการวางแผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าประกอบการพิจารณาด้วย

(7) **ด้านผลกระทบสิ่งแวดล้อม** การวิเคราะห์ด้านผลกระทบสิ่งแวดล้อมจะเน้นไปที่การกำหนดสมมติฐานการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการหรือเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยควรพิจารณาเปรียบเทียบกับมาตรฐานสากลสำหรับการปล่อยมลพิษจากโรงไฟฟ้าตามประเภทของเชื้อเพลิงหรือเทคโนโลยีที่ใช้

เมื่อพิจารณาแนวปฏิบัติที่ดีในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศแล้ว จะพบว่า กระบวนการจัดทำแผนในปัจจุบันของประเทศไทยได้คำนึงถึงเกือบทุกปัจจัยที่จำเป็นแล้ว อย่างไรก็ดี ประเด็น (3) ความชัดเจนของระบบส่งที่มารองรับ และประเด็น (6) ด้านต้นทุนและการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงในส่วนของการวางแผนที่ตั้งโรงไฟฟ้า ยังไม่ได้ถูกผนวกเข้าไปพร้อมกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยตรง แต่จะถูกแยกวางแผนในภายหลัง หลังจากเสร็จสิ้นการ

วางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแล้ว ทำให้บางครั้งแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้รับยังอาจไม่ใช่แผนที่เหมาะสมที่สุดเนื่องจากต้องลงทุนเพื่อขยายระบบส่งมากเกินความจำเป็น และอาจจะไม่สามารถจัดหาที่ตั้งเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้าตามประเภทที่ถูกกำหนดในแผนได้ ดังนั้น จะเห็นว่า การกำหนดนโยบายในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านกระจายระบบผลิตไฟฟ้าหรือการบริหารแหล่งเชื้อเพลิงตามภูมิภาค เป็นสิ่งที่มีความจำเป็นต้องได้รับการพิจารณาอย่างมาก

2.3 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

จากการศึกษางานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับแนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ จะพบว่าบทความเรื่อง “Rule-based System for Determining Unit Locations of a Developed Generation Expansion Plan for Transmission Planning”[10] ได้กล่าวถึง แนวคิดของการเลือกพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าเพื่อสร้างแนวทางการขยายระบบส่งไฟฟ้าโดยจะมีการกำหนดพื้นที่หลังจากที่ได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบแล้ว นอกจากนี้ ยังมีการแบ่งเขตพื้นที่ตามลักษณะทางกายภาพซึ่งแต่ละพื้นที่จะเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งไฟฟ้ากำลังที่มีความจุขนาดหนึ่ง และมีการพิจารณาข้อจำกัดด้านที่ตั้งของโรงไฟฟ้าตามชนิดของแหล่งเชื้อเพลิงด้วย นอกจากนี้ บทความเรื่อง “A Novel Genetic-based Optimization for Transmission Constrained Generation Expansion Planning”[11] ได้กล่าวถึง วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยมีการกำหนดพื้นที่ติดตั้งโรงไฟฟ้า โดยในบทความนี้ได้แบ่งปัญหาออกเป็น 2 ปัญหาย่อย คือ ปัญหาการตัดสินใจว่าระบบเดี่ยวทั้งระบบต้องการโรงไฟฟ้าหรือไม่ และปัญหาการเลือกพื้นที่ติดตั้งเพื่อทำให้ลดค่าใช้จ่ายทางด้านระบบส่ง ทั้งนี้ ทั้ง 2 ปัญหาย่อยจะถูกแก้ด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm) สำหรับในบทความ “Adequacy and Responsibility of Locational Generation and Transmission-Optimization Procedures”[12] ได้แสดงให้เห็นผลของการเลือกพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการขยายระบบส่งผลที่มีต่อค่าดัชนีความเสี่ยงผ่านการคำนวณดัชนีความเสี่ยงของแต่ละพื้นที่ที่มีชื่อว่า Multi-Area Reliability Simulations Program (MARS) แนวคิดคล้ายกันนี้ ได้ถูกประยุกต์ใช้ในบทความเรื่อง “A Hybrid Method for Multi-Area Generation Expansion using Tabu-search and Dynamic Programming”[13] ซึ่งกล่าวถึง แนวคิดการวิเคราะห์การขยายระบบผลิตไฟฟ้าและการกำหนดตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าโดยการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้แบบหลายพื้นที่ (Multi-area Reliability) นอกจากนี้ บทความเรื่อง “Coordination of Short-Term Operation Constraints in Multi-Area Expansion Planning”[14] ยังได้กล่าวถึง วิธีการคำนวณการขยายระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าโดยมีการกำหนดพื้นที่ตั้งด้วย ทั้งนี้ ได้มีการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ระหว่างการวางแผนขยายระบบผลิตก่อนแล้วค่อยวางแผนระบบส่ง กับการวางแผนขยายระบบผลิตพร้อมๆ กับการวางแผนระบบส่งด้วย

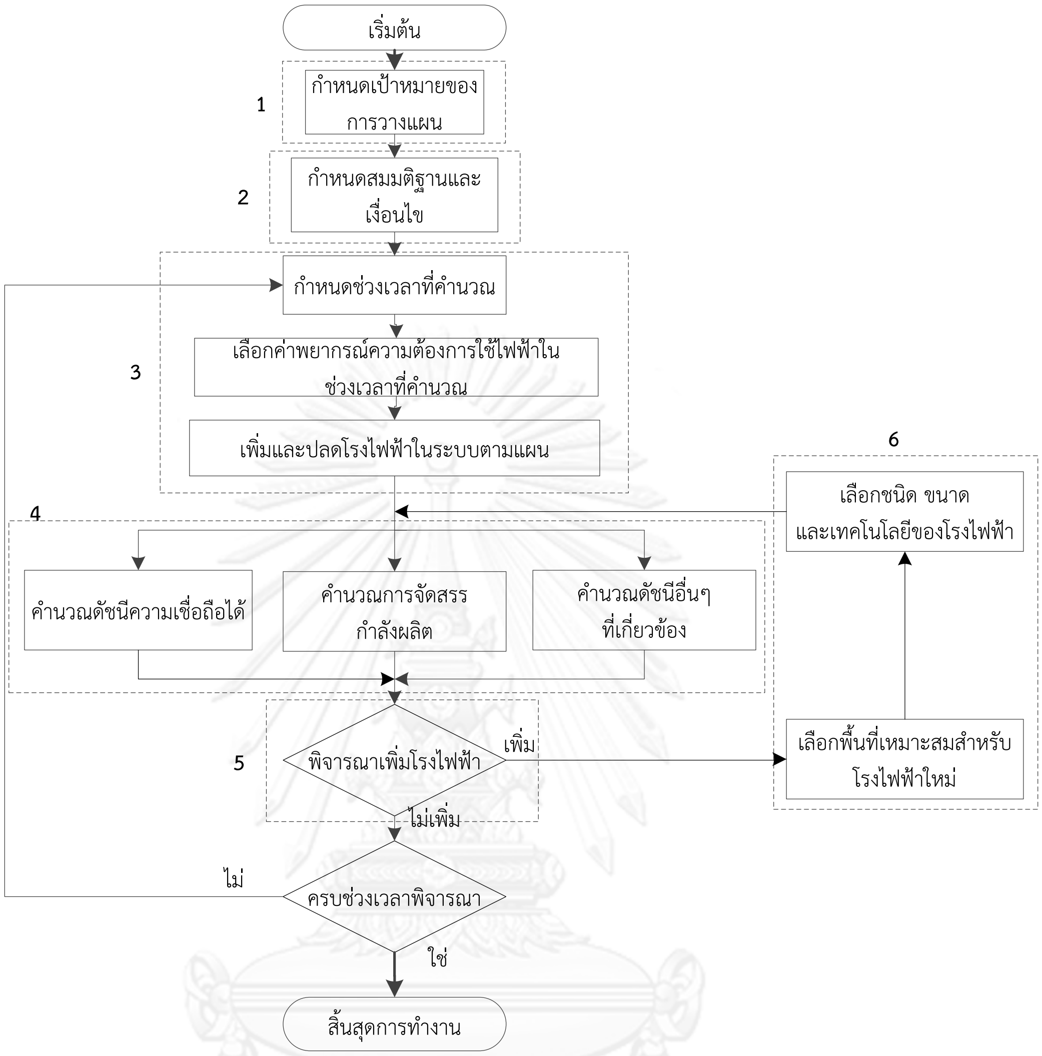
2.4 แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า คือ การสร้างแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมในระบบผลิตไฟฟ้า และวางแผนจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้ เนื่องจากแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือโรงไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ ใช้เวลาในการก่อสร้างนาน มีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสูง และจำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิงจำนวนมากในขั้นตอนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่และเชื้อเพลิงปริมาณมากนั้นไม่สามารถจัดหาได้ในระยะเวลาอันสั้น ด้วยเหตุนี้กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจึงจำเป็นที่จะต้องมีการวางแผนล่วงหน้าในระยะยาว เพื่อให้สามารถดำเนินการก่อสร้างหรือจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงได้ล่วงหน้าซึ่งจะเป็นหลักประกันว่าระบบผลิตไฟฟ้าจะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตของประเทศได้

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่นั้น เป็นกระบวนการวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าด้วย เมื่อทราบพื้นที่ที่ต้องการโรงไฟฟ้าที่แล้วจึงค่อยทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมให้เข้าไปในพื้นที่นั้น ทั้งนี้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคัดเลือกพื้นที่ที่ต้องการโรงไฟฟ้าจากดัชนีความเชื่อถือได้ของประจำพื้นที่ โดยกระบวนการคัดเลือกพื้นที่จะเกิดขึ้นเมื่อระบบไฟฟ้าทั้งระบบต้องการการเพิ่มโรงไฟฟ้าก่อน ซึ่งการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบผลิตนั้นจำเป็นจะต้องเพิ่มในระดับที่ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้ารองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยมีส่วนเผื่อหรือกำลังผลิตสำรองไม่มากหรือน้อยจนเกินไป เนื่องจากหากในระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ในระบบไฟฟ้ามากเกินไปจะทำให้มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างหรือบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าสูงเกินความจำเป็น เป็นผลให้เกิดภาระค่าไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า แต่หากระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็น ระบบไฟฟ้าก็จะมีระดับความเชื่อถือได้ต่ำกว่าเกณฑ์ โดยที่หากเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าขึ้นก็อาจจะส่งผลให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้

2.5 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่นั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ในอนาคตตลอดช่วงเวลาที่วางแผนได้ โดยจะทำการพิจารณาเงื่อนไขพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าเป็นสำคัญ อีกทั้งต้องพิจารณาปัจจัยแวดล้อมต่างๆ เช่น ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้า ปริมาณการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่ และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมควบคู่กันไปด้วย นั่นคือ ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องมีความมั่นคง มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ทราบแนวโน้มการก่อสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้าที่จำเป็นในอนาคต ลดการพึ่งพาแหล่งเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากจนเกินไป และก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในระดับที่ยอมรับได้ ทั้งนี้ กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังนี้



ภาพที่ 2.1 กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.5.1 การกำหนดเป้าหมายในการวางแผน

กระบวนการวางพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่นั้น จะเริ่มจากการกำหนดเป้าหมายในการวางแผน โดยจะต้องกำหนดว่าระบบไฟฟ้าในอนาคตนั้นจะต้องมีคุณลักษณะเป็นอย่างไร ซึ่งโดยทั่วไปนั้นเป้าหมายในการวางแผนก็คือ ต้องการให้ได้ระบบไฟฟ้าที่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ ระบบไฟฟ้าแต่ละพื้นที่มีความมั่นคง ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ และจะต้องมีค่าใช้จ่ายในการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานไฟฟ้า**<u>ต่ำที่สุด</u>**อีกด้วย

2.5.2 การกำหนดสมมติฐานและเงื่อนไขในการวางแผน

ในขั้นต่อมา จะเป็นการกำหนดสมมติฐานหรือเงื่อนที่ใช้ในการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต โดยสมมติฐานที่กำหนดขึ้นนี้อาจเป็นแนวทางที่ใช้ในการจัดทำแผน หรือเป็นหลักการที่กำหนดขึ้นเพื่อใช้ในการพยากรณ์หรือคำนวณหาดัชนีต่างๆ สำหรับระบบไฟฟ้าในอนาคต หรือกำหนดขึ้นเพื่อไม่ให้กระบวนการจัดทำแผนซับซ้อนจนเกินไป ส่วนเงื่อนไขในการวางแผนนั้นจะขึ้นอยู่กับข้อจำกัดของระบบที่พิจารณา เช่น สัดส่วนทรัพยากรธรรมชาติที่มีอยู่ ข้อจำกัดของโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ซึ่งจะแตกต่างกันไปในแต่ละระบบไฟฟ้า เช่น ประเทศไทยมีแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและมีโครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ทำให้ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนที่สูงมากได้ นอกจากนี้ ในปัจจุบันประเทศไทยไม่มีพื้นที่ที่มีภูมิประเทศที่เหมาะสมกับการก่อสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ ทำให้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำภายในประเทศเป็นไปได้ยาก หรือภาครัฐมีการกำหนดนโยบายให้สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านได้ไม่เกิน 15% ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพื่อประโยชน์ด้านความมั่นคงเป็นต้น เป็นต้น

2.5.3 การจัดเตรียมข้อมูล

เมื่อกำหนดสมมติฐาน และเงื่อนไขต่างๆ ที่ใช้ในการวางแผนแล้ว ขั้นต่อมาจะเป็นกระบวนการจัดเตรียมข้อมูล โดยจะต้องทำการรวบรวมข้อมูลระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน ได้แก่ข้อมูลของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบทั้งหมด จากนั้น กำหนดช่วงเวลาที่แผนจะครอบคลุมถึง เช่น 15 หรือ 20 ปีข้างหน้า แล้วจึงพยากรณ์ข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตลอดช่วงเวลาที่แผนครอบคลุมถึง เช่น การเติบโตของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า และแนวโน้มราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในอนาคต รวมถึงกำหนดข้อมูลของโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคตด้วย ข้อมูลที่จะต้องจัดเตรียม สามารถสรุปเป็นตารางได้ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 สรุปข้อมูลที่ต้องการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

	ข้อมูล	ประเภท	รายละเอียด
1)	ข้อมูลเฉพาะโรงไฟฟ้า	ข้อมูลทางสถิติ	ข้อมูลเฉพาะต่างๆ ของโรงไฟฟ้า
2)	รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน	ข้อมูลทางสถิติ	ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี ของปีฐาน
3)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต	ข้อมูลคาดการณ์	ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต
4)	ราคาเชื้อเพลิงในอนาคต	ข้อมูลคาดการณ์	ค่าพยากรณ์ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
5)	โรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างในอนาคต	กำหนดขึ้น	ข้อมูลเฉพาะต่างๆ ของตัวอย่างโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคต
6)	ขนาดสายส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่	ข้อมูลสถิติ	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งระหว่างพื้นที่ที่ติดกันได้

2.5.4 คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ และดัชนีอื่นๆ

สำหรับกระบวนการในขั้นต่อมา ก็คือ การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและการคำนวณดัชนีอื่นๆ ที่ต้องการทราบค่าเพื่อใช้ในการวางแผน โดยจะใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้า ณ เวลาที่กำลังทำการพิจารณาแล้วทำการประเมินว่าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่ได้จากการพยากรณ์ในช่วงเวลาต่อไป (อาจเป็น 1 เดือน หรือ 1 ปี) ได้หรือไม่ โดยจะมีการเพิ่มหรือปลดโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดตามแผนก่อน จากนั้น จึงใช้สมมติฐานและข้อมูลที่ได้จากขั้นตอนก่อนหน้านี้สร้างแบบจำลองของระบบไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาขึ้น นอกจากนี้ ยังต้องสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าจากข้อมูลรูปแบบการใช้ไฟฟ้าฐาน (Load Pattern) และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาด้วย

เมื่อได้แบบจำลองของระบบไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาทั้งในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้ว จะพิจารณาแบบจำลองทั้ง 2 ชนิดร่วมกันเพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า โดยวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สามารถกำหนดเกณฑ์ได้ 2 แนวทาง คือ กำหนดตามเกณฑ์การตัดสินใจของผู้วางแผน (Deterministic) และกำหนดตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น (Probabilistic) ซึ่งจะกล่าวถึงโดยละเอียดในบทถัดไป

นอกจากดัชนีความเชื่อถือได้แล้ว ดัชนีอื่นๆ ของระบบไฟฟ้าจะถูกคำนวณออกมาเพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าในกรณีที่จำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า หรือเพื่อใช้เปรียบเทียบแผนการจัดหาไฟฟ้าตามเป้าหมายและเงื่อนไขที่กำหนดขึ้นนี้กับแผนอื่นๆ ที่จัดทำขึ้นโดยกำหนดเป้าหมายหรือเงื่อนไขการวางแผนให้แตกต่างกัน ดัชนีต่างๆ ที่จะต้องถูกคำนวณออกมา ได้แก่

1) ดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ เช่น ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย
2) ดัชนีด้านความเชื่อถือได้ เช่น โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (*L*oss *O*f *L*oad *E*xpectation; LOLE) รายพื้นที่ หรือปริมาณกำลังผลิตสำรอง (*R*eserved *M*argin; RM) รายพื้นที่
3) ดัชนีด้านสิ่งแวดล้อม เช่น ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย
4) ดัชนีด้านนโยบาย เช่น สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หรือสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน
5) ดัชนีอื่นๆ เช่น การไหลของกำลังไฟฟ้าในเครือข่าย (Network Flow) หรือการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-line Flow)

2.5.5 การพิจารณาเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนที่สำคัญที่สุดในกระบวนการวางแผน ก็คือ การพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่จำเป็นต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตหรือไม่ ซึ่งความจำเป็นของการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้านั้น อาจมีสาเหตุมาจาก (ก) ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนด หรือ (ข) ระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงไม่เป็นไปตามเกณฑ์นโยบาย หรือ (ค) โรงไฟฟ้าทั้งระบบมีการปลดปล่อย CO2 สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด เป็นต้น เมื่อทราบว่าจะต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเข้ามาในระบบแล้ว ในขั้นต่อมาจะต้องพิจารณาหาตำแหน่งที่ตั้งที่เหมาะสมของโรงไฟฟ้าที่จะถูกเพิ่มเข้ามานั้น จากนั้น เมื่อทราบว่า

พื้นที่ใดต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าแล้ว โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนโดยรวมถูกที่สุดและไม่ก่อให้เกิดการละเมิดเงื่อนไขต่างๆ จะถูกพิจารณาเป็นตัวเลือกลำดับแรกที่จะเพิ่มเข้าไปในระบบ

สำหรับการพิจารณาด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าว่าผ่านเกณฑ์หรือไม่นั้น จะพิจารณาว่าค่าที่ได้จากขั้นตอนก่อนหน้านี้ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่กำหนดไว้หรือไม่ ทั้งนี้ อาจใช้เพียงเกณฑ์ของวิธีการ Deterministic เช่น พิจารณาจากปริมาณกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่ หรือวิธีการ Probabilistic เช่น การพิจารณาจากโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ หรือใช้ทั้ง 2 เกณฑ์ร่วมกันในการตัดสินใจก็ได้ หากผ่านเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนถัดไปโดยไม่ต้องทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้า แต่หากไม่ผ่านเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า เพื่อทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่กำหนดไว้ โดยจะทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดทีละ 1 เครื่องเข้าสูระบบเพื่อให้ระบบไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้พอดี

สำหรับการพิจารณาด้านสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้านั้น จะพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ ขณะนั้น มีค่าสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้หรือไม่ หากมีค่าตามเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนถัดไปโดยไม่ต้องทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้า หากมีค่าไม่เป็นไปตามเกณฑ์ก็จะเลือกเพิ่มโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดที่ยังมีสัดส่วนต่ำกว่าเกณฑ์นโยบายเข้าไปในระบบแทนแม้จะไม่ได้มีราคาต่ำสุดก็ตาม

ในทำนองเดียวกัน สำหรับการพิจารณาด้านการปลดปล่อย CO_2 นั้น จะพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ ขณะนั้น มีค่าการปลดปล่อย CO_2 เป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้หรือไม่ หากมีค่าตามเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนถัดไปโดยไม่ต้องทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้า หากมีค่าไม่เป็นไปตามเกณฑ์ก็จะเลือกเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีสัดส่วนการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดเข้าไปในระบบแทนแม้จะไม่ได้มีราคาต่ำสุดก็ตาม

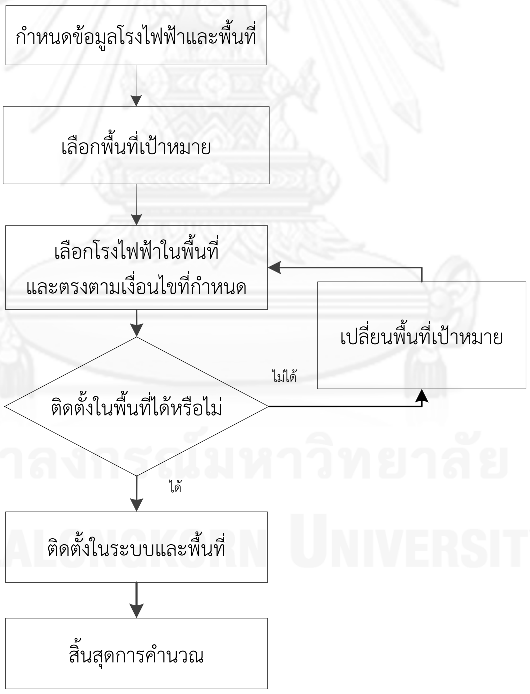
2.5.6 การตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้า

หากระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ เวลาใดเวลาหนึ่งในอนาคตนั้นไม่ผ่านเกณฑ์ความความเชื่อถือได้หรือเกณฑ์สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่กำหนดไว้ การคำนวณจะเพิ่มโรงไฟฟ้าให้เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ณ เวลานั้นๆ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าสามารถจำแนกได้หลายแบบ ทั้งจำแนกจากเทคโนโลยี เช่น โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ฯลฯ นอกจากนี้ ยังอาจจำแนกโรงไฟฟ้าตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ เช่น ถ่านหิน น้ำ ก๊าซธรรมชาติ และเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ เป็นต้น ซึ่งโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิดนั้นมีข้อจำกัดในการติดตั้งในแต่ละพื้นที่ ทั้งนี้ เพื่อให้ได้ระบบไฟฟ้าที่ตรงตามเป้าหมายและเป็นไปตามข้อจำกัดตามที่ได้กำหนดไว้ จึงจำเป็นต้องตัดสินใจเลือกประเภทของโรงไฟฟ้าและพื้นที่ก่อนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาจากดัชนีอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับเป้าหมายหรือข้อจำกัด นั่นคือ ค่า LOLE ประจำพื้นที่ ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ระดับผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

เพื่อให้การพิจารณาไม่ซับซ้อนจนเกินไป วิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดข้อมูลเฉพาะโรงไฟฟ้าทุกชนิดที่มีโอกาสจะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคตขึ้นมาก่อน โดยกำหนดทั้งขนาดของโรงไฟฟ้า และข้อมูลจำเพาะอื่นๆ ไว้เป็นฐานข้อมูล หากพิจารณาแล้วจำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติม จะทำการ

คัดเลือกพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า และทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้าโดยจะพิจารณาจากฐานข้อมูลนี้เท่านั้น โดยจะพิจารณาดัชนีอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องตามเป้าหมายหรือข้อจำกัดประกอบการวางแผนตามที่ได้กล่าวไว้แล้ว โดยจะเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทีละ 1 โรง แล้วกลับไปยังขั้นตอนการคำนวณดัชนีต่างๆ และตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าอีกครั้ง ทำซ้ำในลักษณะนี้เรื่อยๆ จนกระทั่งระบบไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ทั้งหมด การตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังภาพที่ 2.2 และสามารถสรุปลำดับขั้นตอนดังนี้

ขั้นที่ 1 กำหนดข้อมูลโรงไฟฟ้าและพื้นที่
ขั้นที่ 2 เลือกพื้นที่เป้าหมาย
- โดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ประจำพื้นที่
ขั้นที่ 3 เลือกโรงไฟฟ้าในพื้นที่และตรงตามเงื่อนไขที่กำหนด
- หากโรงไฟฟ้าไม่สามารถติดตั้งในพื้นที่เป้าหมายได้ ให้เลือกพื้นที่เป้าหมายใหม่
- หากติดตั้งได้ให้ไปยังขั้นตอนที่ 4
ขั้นที่ 4 ติดตั้งโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบและพิกัดพื้นที่



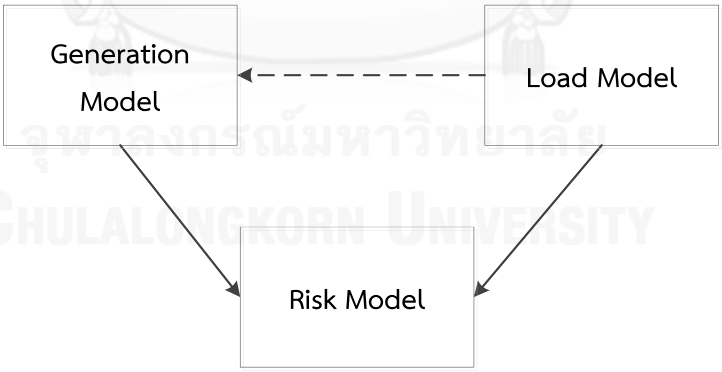
ภาพที่ 2.2 ขั้นตอนการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

หลังจากนั้น จึงทำการวิเคราะห์วางแผนการเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาถัดไปจนกระทั่งครบทุกช่วงเวลาที่ต้องการพิจารณา ซึ่งกระบวนการดังกล่าวนี้จะเป็นการหาระบบไฟฟ้าที่เป็นจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา [15] แล้วนำสถานะของระบบไฟฟ้าดังกล่าวเป็นข้อมูลเริ่มต้นเพื่อหาระบบไฟฟ้าที่เป็นจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดสำหรับช่วงเวลาถัดไป

บทที่ 3
การประเมินความเชื่อได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยทั่วไปจะใช้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ระยะยาวเป็นเครื่องมือที่ช่วยในการตัดสินใจวางแผนการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบ โดยดัชนีความเชื่อถือได้จะบ่งชี้ถึงความมั่นคงของระบบผลิตว่าจะสามารถรองรับกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีในระบบได้อย่างเพียงพอ แม้ว่าจะได้รับผลกระทบจากการหยุดเดินโรงไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือเกิดเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้ล่วงหน้าก็ตาม การประเมินความเชื่อถือได้ในระยะยาวที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะระบบผลิตโดยไม่พิจารณารายละเอียดของระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ดี จะทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตที่คำนึงถึงการเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ด้วย โดยจะใช้ข้อมูลของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างสายส่งที่เชื่อมระหว่างพื้นที่ (Tie-line Capacity) เพื่อประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้าจำเพาะพื้นที่ที่สนใจด้วย

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเริ่มจากการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากข้อมูลโรงไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าจากรูปแบบการใช้ไฟฟ้าฐาน (Load Profile) ร่วมกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) จากนั้น นำแบบจำลองทั้งสองมาพิจารณาร่วมกันเพื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยงขึ้น (Risk Model) [16] ดังภาพที่ 3.1 โดยวิธีการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองความเสี่ยง จะอธิบายในหัวข้อถัดไป



ภาพที่ 3.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

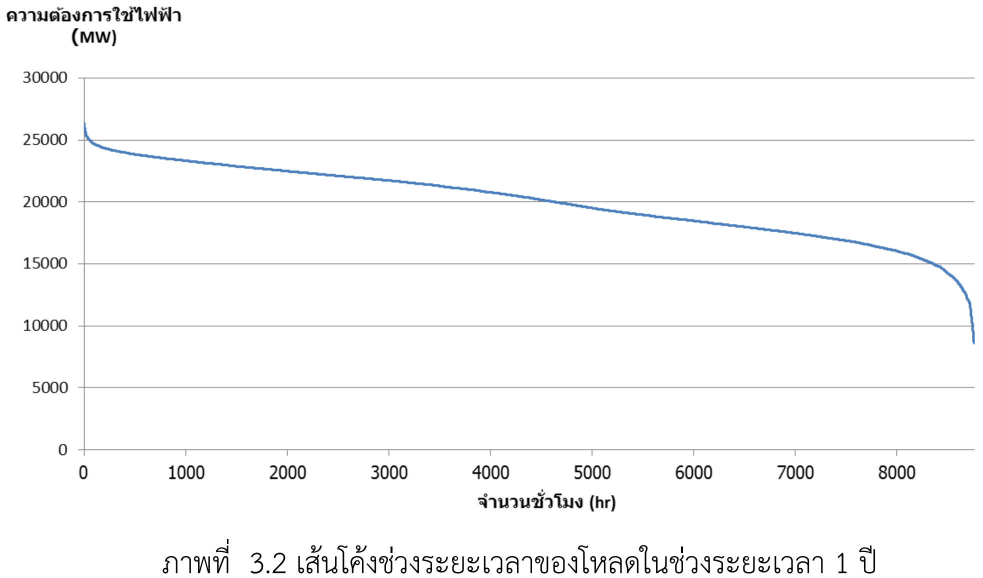
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1 แบบจำลองความต้องการไฟฟ้า

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นข้อมูลที่แสดงถึงลักษณะของความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือโหลดในแต่ละช่วงเวลา โดยทั่วไปอาจจะแสดงได้ในสองลักษณะคือ เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง (Hourly Load Curve) และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve) ซึ่งเส้นโค้งทั้งสองประเภทนี้มีความสัมพันธ์กัน และหากมีการกำหนดความสัมพันธ์อย่างเป็นระบบ (แบบ 1 ต่อ 1) จะสามารถทำการแปลงกลับระหว่างกันได้

3.1.1 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าประเภทเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด จะแสดงข้อมูลที่เป็นความสัมพันธ์ระหว่าง ความต้องการใช้ไฟฟ้าและระยะเวลาที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่ต่ำกว่าค่านั้นๆ ทั้งนี้ พื้นที่ใต้กราฟของเส้นโค้งดังกล่าวจะแสดงถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าแรก (ด้านซ้ายสุดของเส้นโค้ง) จะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ตัวอย่างของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดในช่วงระยะเวลา 1 ปี แสดงในภาพที่ 3.2

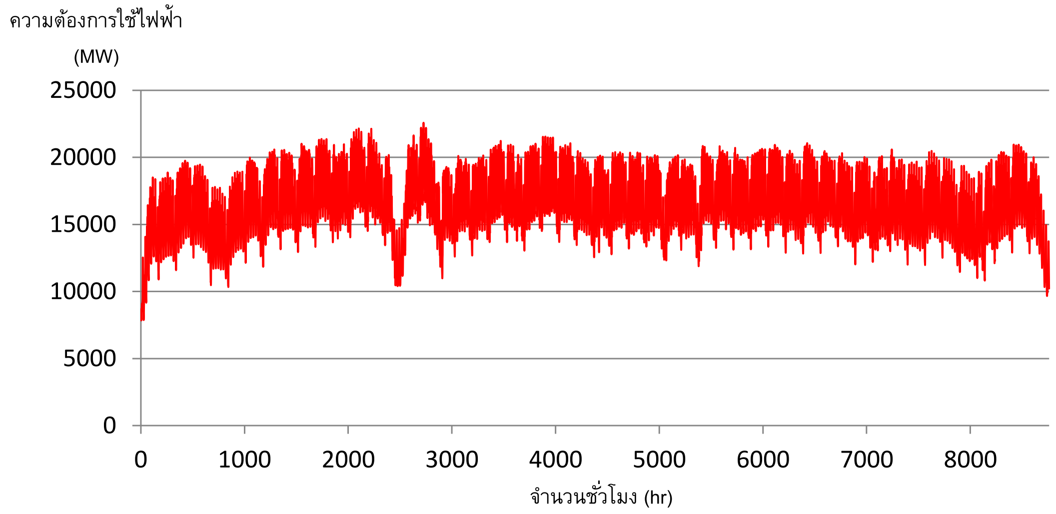


ภาพที่ 3.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดในช่วงระยะเวลา 1 ปี

3.1.2 เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง

เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงจะแสดงถึงลักษณะหรือรูปแบบของการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) ที่เปลี่ยนแปลงไปตามเวลา โดยทั่วไปจะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี ตัวอย่างของ เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงของปี พ.ศ. 2550 แสดงในภาพที่ 3.3 ทั้งนี้ สมมติฐานที่สำคัญที่ใช้ในการวางแผนการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าก็คือ รูปแบบของการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีจะมีลักษณะ

คล้ายกัน ดังนั้น เราจึงสามารถสร้างแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้ โดยอาศัยรูปแบบลักษณะการใช้ไฟฟ้าของปีฐานที่พิจารณาประกอบกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคตได้

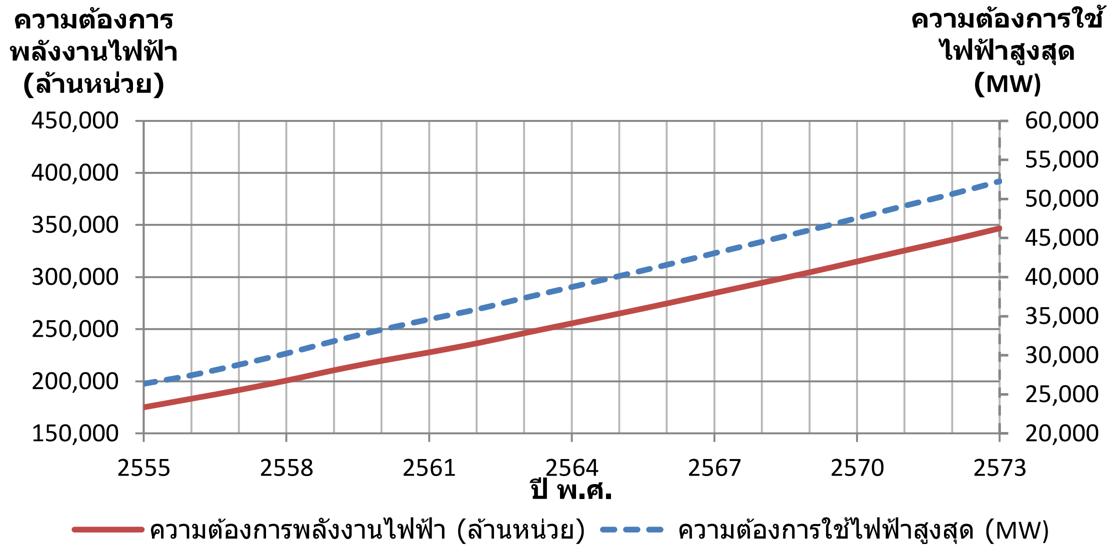


ภาพที่ 3.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปี พ.ศ. 2550

3.1.3 การสร้างแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

ในการสร้างแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้นจะเริ่มต้นจากการพยากรณ์ข้อมูลในอนาคต อันได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และความต้องการพลังงานไฟฟ้าตลอดปี (Annual Energy Demand) ตัวอย่างข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) [17] แสดงดังในภาพที่ 3.4

CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 3.4 สถิติและค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า

เมื่อทราบความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าของแต่ละปีแล้ว จะนำข้อมูลดังกล่าวมาประกอบกับลักษณะหรือรูปแบบการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) ของปีฐาน (ในที่นี้คือปี 2550) โดยจะอาศัยเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของปีฐานแล้วทำการปรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าให้เท่ากับค่าพยากรณ์ จากนั้น จึงแปลงเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดกลับมาเป็นเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงอีกครั้งหนึ่ง โดยที่กระบวนการในการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตตามแนวคิดดังกล่าว สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังต่อไปนี้

1) นำเข้าลักษณะหรือรูปแบบการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) ของปีฐานเข้ามาทำการพิจารณา
2) แปลงเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงของปีฐานให้เป็นเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด
3) คำนวณสัดส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีฐาน (Energy ratio) ดังสมการที่ (3.1)

$$\text{Energy ratio} = \frac{E_{fc}}{E_{base}} \tag{3.1}$$

โดยที่ E_{base} คือ ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าปีฐาน

E_{fc} คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีที่พิจารณา

Energy ratio คือ สัดส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าปีฐาน

4) นำข้อมูลจากเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของปีฐานทุกจุดมาคูณด้วยค่า Energy ratio ที่ได้ซึ่งจะทำให้ได้เส้นโค้งใหม่ ดังสมการที่ (3.2)

$$LDC_{temp} = \text{Energy ratio} \times LDC_{base} \tag{3.2}$$

โดยที่ LDC_{base} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของปีฐาน

LDC_{temp} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใหม่ที่ได้

5) กำหนดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปีที่พิจารณามีค่า ดังสมการที่ (3.3)

$$P_{min,fc} = k \times P_{max,fc} \tag{3.3}$$

โดยที่ $P_{max,fc}$ คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา

k คือ สัดส่วนระหว่างค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยค่าตั้งต้น (default) ของสัดส่วนระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดนั้น จะกำหนดให้มีค่า 0.3625 เพื่อปรับให้เทียบเท่ากับสัดส่วนของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าปีฐาน (ปี 2550)

$P_{min,fc}$ คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปีที่พิจารณา

6) แบ่งเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดเป็น 3 ช่วง โดยช่วงแรกคือช่วงของชั่วโมงที่ 1 ถึง 2000 ช่วงที่สองคือช่วงของชั่วโมงที่ 2001 ถึง 6760 และช่วงที่สามคือช่วงของชั่วโมงที่ 6761 ถึง 8760

7) ทำการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดช่วงแรกด้วยสมการที่ (3.4)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{max,fc} - LDC_a}{\max(LDC_{temp}) - LDC_a} * \left(LDC_{temp}(t) - LDC_a\right) + LDC_a \tag{3.4}$$

โดยที่ LDC_a คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 2000

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

8) ทำการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดช่วงที่สามด้วยสมการที่ (3.5)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{min,fc} - LDC_b}{\min(LDC_{temp}) - LDC_b} * \left(LDC_{temp}(t) - \min(LDC_{temp})\right) + P_{min,fc} \quad (3.5)$$

โดยที่ LDC_b คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 6761

9) คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของ LDC_{new} จากการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดในข้อ 7) และ 8)

10) ตรวจสอบว่าค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่

11) หากความคลาดเคลื่อนยังไม่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ให้ทำการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดช่วงที่สองดังนี้

- ช่วงชั่วโมงที่ 2001 ถึง 4380 ปรับด้วยสมการที่ (3.6)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{new} - LDC_c}{LDC_{temp}(4380) - LDC_c} * \left(LDC_{temp}(t) - LDC_{temp}(4830)\right) + P_{new} \quad (3.6)$$

โดยที่ LDC_c คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 2001

P_{new} คือ ผลรวมระหว่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 4830 กับ $\frac{2*error*1000}{4760}$

- ช่วงชั่วโมงที่ 4381 ถึง 6760 ปรับรูปแบบด้วยสัดส่วนดังสมการ (3.7)

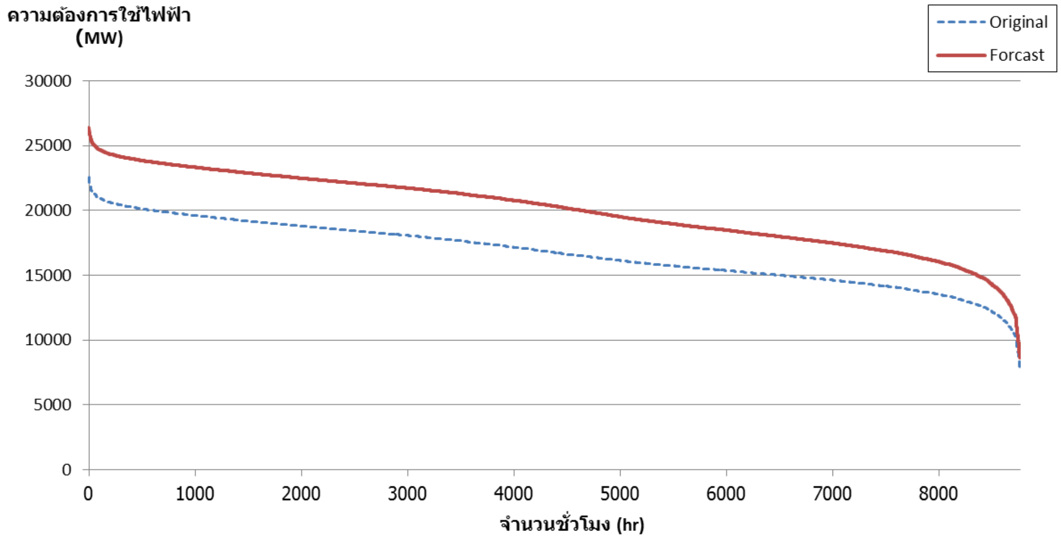
$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{new}' - LDC_d}{LDC_{temp}(4380) - LDC_d} * \left(LDC_{temp}(t) - LDC_d\right) + LDC_d \quad (3.7)$$

โดยที่ LDC_d คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 6760

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

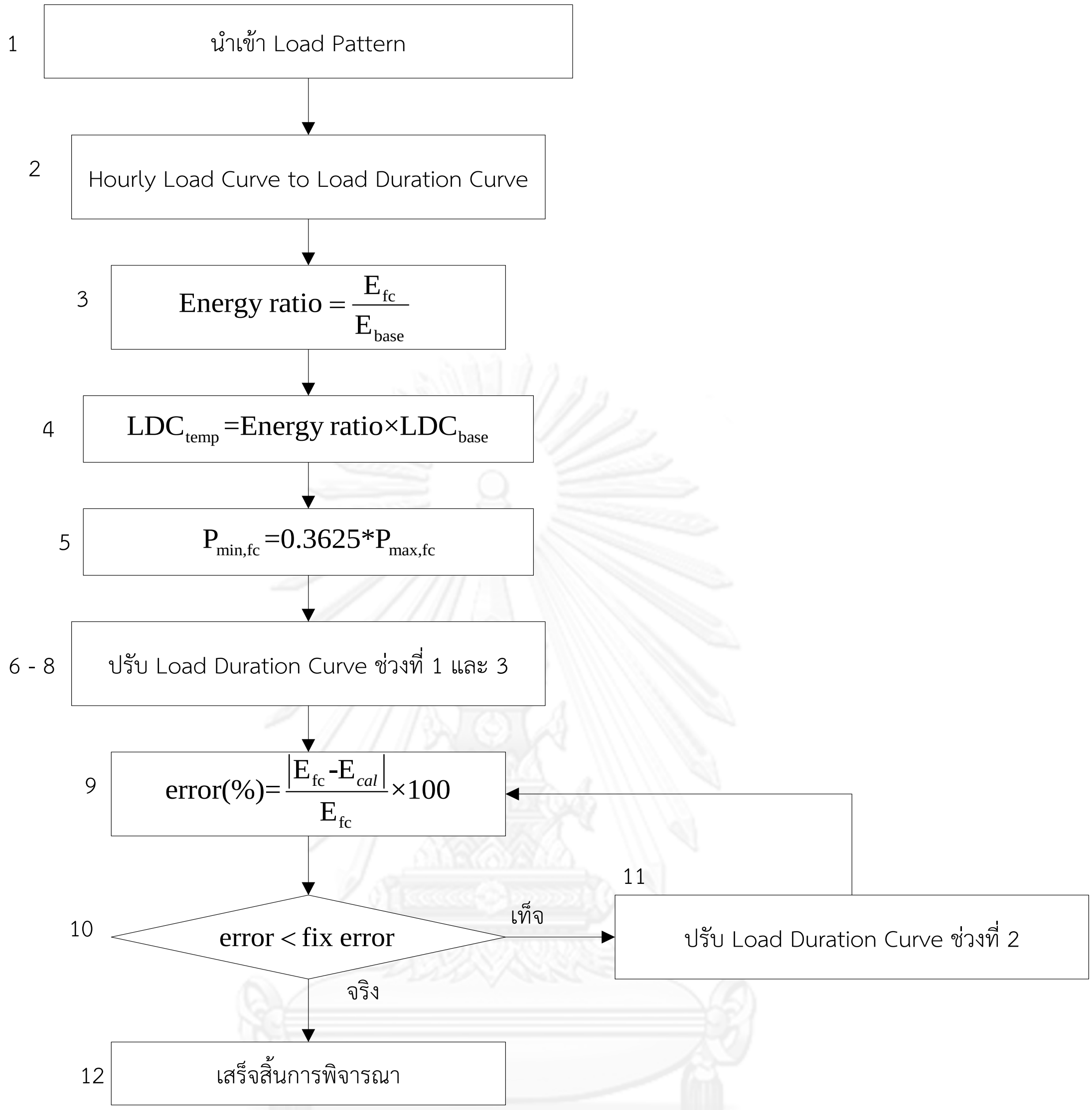
12) หากค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด สิ้นสุดการคำนวณ

เมื่อคำนวณตามขั้นตอนที่กล่าวมาจะได้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีที่ต้องการพิจารณา โดยตัวอย่างของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดที่คำนวณตามค่าพยากรณ์แสดงได้ดังภาพที่ 3.5 และขั้นตอนการคำนวณสรุปได้ดังภาพที่ 3.6



ภาพที่ 3.5 ตัวอย่าง Load Duration Curve ใหม่ที่ได้จากการพยากรณ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

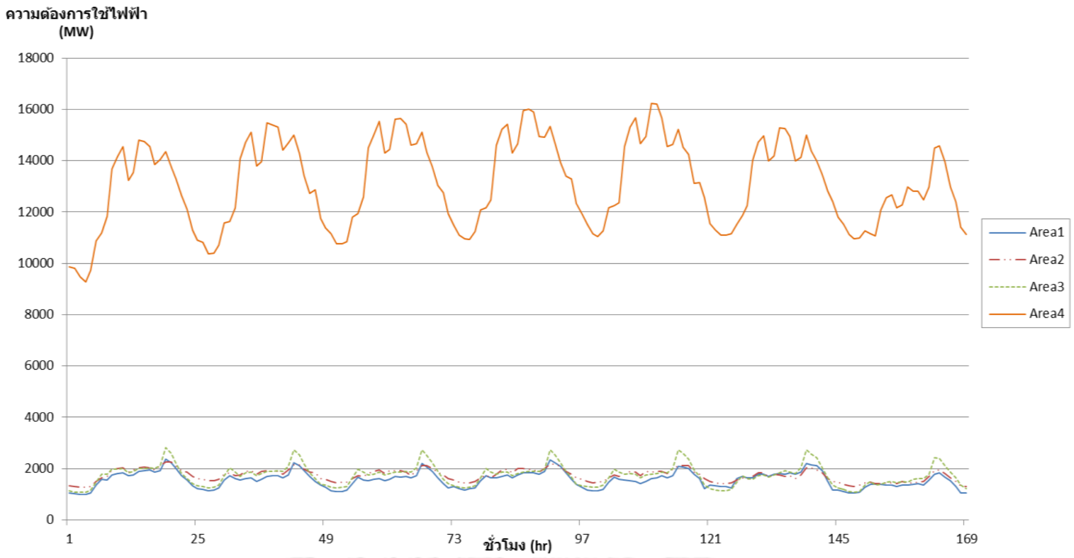


ภาพที่ 3.6 ขั้นตอนการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าพยากรณ์

3.1.4 ลักษณะโหลดแยกรายพื้นที่ (Regional Load Pattern)

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาการเลือกพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่นั้นๆ จึงจำเป็นต้องพิจารณาถึงลักษณะโหลดแยกตามแต่ละพื้นที่เพื่อให้สามารถสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่นั้นๆ และนำไปใช้วางแผนเลือกพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าได้

ในการสร้างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่จะเริ่มจากการรวบรวมข้อมูลลักษณะหรือรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานในแต่ละพื้นที่ (Regional Load Pattern) ซึ่งในปัจจุบัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีข้อมูลเหล่านี้เก็บรวบรวมเอาไว้ ตัวอย่างของลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่แบ่งตามศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ทั้ง 4 พื้นที่ แสดงได้ดังภาพที่ 3.7



ภาพที่ 3.7 ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ (Regional PDP) นั้น จำเป็นจะต้องสร้างแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่จำเพาะสำหรับแต่ละพื้นที่โดยอาศัยวิธีการที่กล่าวถึงในหัวข้อที่ 3.1.3 ซึ่งจะทำซ้ำกับทุกพื้นที่โดยอาศัยรูปแบบการใช้ไฟฟ้าฐานของแต่ละพื้นที่ร่วมกับข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และความต้องการพลังงานไฟฟ้าตลอดปีของแต่ละพื้นที่

อย่างไรก็ดี ในปัจจุบัน คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะไม่ได้ทำการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแยกตามพื้นที่ของศูนย์ควบคุมฯ ตามที่กำหนดในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ดังนั้น ในเบื้องต้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยการประมาณ โดยจะทำการสร้างลักษณะความต้องการไฟฟ้ารายพื้นที่ในอนาคตร่วมกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงของทั้งประเทศ โดยกำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่แต่ละปีมีลักษณะสัดส่วนการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงเหมือนกัน ดังนั้น ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงสำหรับแต่ละพื้นที่อาจถูกประมาณได้ดังสมการที่ (3.8)

$$L'(k,hr) = R(k,hr) \times L(hr) \tag{3.8}$$

โดยที่ $L'(k,hr)$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าพื้นที่ k ชั่วโมงที่ hr ที่ได้

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

$L(hr)$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศที่พยากรณ์ได้ ชั่วโมงที่ hr

3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

การกำหนดเกณฑ์ระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธี คือ การกำหนดตามเกณฑ์การตัดสินใจ (Deterministic) และการกำหนดตามหลักเกณฑ์ทางความน่าจะเป็น (Probabilistic) ซึ่งทั้งสองวิธีการนี้มีข้อดีที่แตกต่างกัน คือ วิธีการแบบ Deterministic สามารถสื่อสารให้ผู้อื่นเข้าใจได้ง่ายแต่อาจจะไม่สะท้อนถึงลักษณะสมบัติของระบบผลิตไฟฟ้าโดยตรง ส่วนวิธีการแบบ Probabilistic นั้น สามารถนำสมรรถนะการทำงานของโรงไฟฟ้าจริงมาประกอบการพิจารณาตัดสินใจได้ ซึ่งจะทำให้ผลการประเมินสะท้อนคุณสมบัติของระบบไฟฟ้าโดยตรงแต่อาจจะอธิบายให้บุคคลภายนอกเข้าใจได้ยาก ซึ่งการกำหนดระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของทั้ง 2 วิธีการก็มีความแตกต่างกัน โดยวิธีการแบบ Deterministic มักจะใช้เกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง (Reserved Margin; RM) เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในขณะที่วิธีการแบบ Probabilistic นั้นมักจะใช้ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ (Loss Of Load Expectation; LOLE) เป็นเกณฑ์สำหรับการวัดระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สำหรับการกำหนดระดับความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น ได้มีการกำหนดไว้ทั้ง 2 รูปแบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นจะต้องมีกำลังผลิตสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และจะต้องมีค่า LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี

3.2.1 กำลังการผลิตสำรอง (Reserved Margin)

กำลังการผลิตสำรองหมายถึง ส่วนต่างของกำลังผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งกำลังผลิตส่วนนี้จะสำรองไว้สำหรับทดแทนโรงไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้องอย่างไม่คาดคิดหรือต้องหยุดซ่อมบำรุง รวมถึงกำลังผลิตที่สำรองไว้เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่อาจสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ไว้ ทั้งนี้ เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่อาจเปลี่ยนแปลงได้รวมถึงสามารถรับมือกับเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมาย ระบบไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมีกำลังการผลิตสำรองที่เพียงพอ [18, 19]

เกณฑ์กำลังการผลิตสำรองที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้และวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจะใช้ค่าร้อยละของส่วนต่างระหว่างกำลังพึ่งได้ (Dependable Capacity) [20] กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.9)

$$\mathrm{RM} = \frac{\mathrm{DC} - \mathrm{PL}}{\mathrm{PL}} \times 100 \qquad \textbf{(3.9)}$$

โดยที่	DC	คือ ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ทั้งหมดของระบบไฟฟ้า
	PL	คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด
	RM	คือ ค่ากำลังการผลิตสำรอง

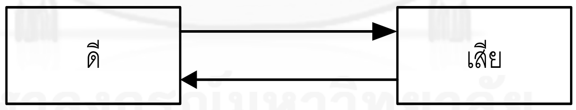
ค่ากำลังผลิตพึ่งได้นี้เป็นค่าที่แสดงถึงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงๆ ของโรงไฟฟ้า เนื่องจากในทางปฏิบัติแล้วโรงไฟฟ้าบางชนิดโดยเฉพาะอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ไม่

สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเท่ากับค่าพิกัดกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ได้ตลอดเวลาเนื่องจากความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงาน นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าบางโรงที่มีการใช้งานมาแล้วอย่างยาวนาน อาจไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามพิกัดกำลังผลิตติดตั้งที่ระบุไว้อีกต่อไป ในการพิจารณาจึงจำเป็นต้องกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Factor) ของโรงไฟฟ้าแต่ละเครื่องขึ้นมา แล้วนำไปคูณกับกำลังผลิตติดตั้งเพื่อให้ได้ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ และนำไปใช้ในการคำนวณหาค่ากำลังการผลิตสำรองต่อไป

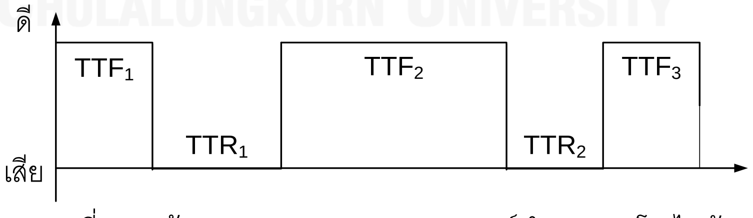
ทั้งนี้ จะเห็นว่าดัชนีกำลังการผลิตสำรองนี้ไม่ได้คำนึงถึงข้อมูลสถิติการทำงานจริงของโรงไฟฟ้า และไม่ได้คำนึงถึงรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละเวลา เนื่องจากจะพิจารณาเพียงกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น ดังนั้น หากระบบผลิตไฟฟ้า 2 ระบบมีกำลังผลิตติดตั้งและมีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากัน ก็จะถูกประเมินให้มีกำลังการผลิตสำรองเท่ากันด้วย แม้ว่าระบบไฟฟ้าทั้งสองจะมีลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าและรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกันก็ตาม

3.2.2 ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE)

การประเมินระดับความเชื่อถือได้โดยวิธีการ Probabilistic นั้น จะเริ่มจากการสร้างแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ซึ่งโดยทั่วไปจะอาศัยแบบจำลอง 2 สถานะแบบมาร์คอฟฟ์ (Two-State Markov Model) ซึ่งประกอบด้วย สถานะ “ดี” และ “เสีย” ดังภาพที่ 3.8 โดยในที่นี้อุปกรณ์ที่เราทำการพิจารณาก็คือโรงไฟฟ้านั่นเอง โรงไฟฟ้าจะอยู่ในสถานะดีต่อเนื่องเป็นช่วงระยะเวลาหนึ่งซึ่งเรียกว่า Time to Failure (TTF) จากนั้นจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นทำให้เปลี่ยนไปอยู่ในสถานะเสีย และจะต้องใช้เวลาซ่อมเป็นช่วงระยะเวลาหนึ่งซึ่งเรียกว่า Time to Repair (TTR) โรงไฟฟ้าจะอยู่ในสถานะดีและเสียสลับกันไปเป็นวัฏจักร [16] ดังภาพที่ 3.9



ภาพที่ 3.8 แบบจำลองสถานะการทำงาน



ภาพที่ 3.9 ข้อมูลระยะเวลาของสถานการณ์ทำงานของโรงไฟฟ้า

โดยที่ TTF_i คือ ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” ในครั้งที่ i

TTR_i คือ ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” หรือระยะเวลาในการซ่อมแซมโรงไฟฟ้า ในครั้งที่ i

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากภาพที่ 3.9 จะเห็นว่าช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” และสถานะ “เสีย” ในแต่ละช่วงมีระยะเวลาไม่เท่ากัน โดยเราสามารถหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในแต่ละสถานะได้โดยใช้สมการที่ (3.10)

$$MTTF = \frac{TTF_1 + TTF_2 + TTF_3 + \cdots + TTF_n}{n}$$
$$MTTR = \frac{TTR_1 + TTR_2 + TTR_3 + \cdots + TTR_n}{n} \quad (3.10)$$

โดยที่ $MTTF$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี
$MTTR$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสภาพเสีย
n คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” และสถานะ “เสีย”

ส่วนกลับของระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี จะเรียกว่าอัตราเหตุขัดข้อง (Failure Rate; λ) และส่วนกลับของระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสภาพเสีย จะเรียกว่าอัตราซ่อมแซม (Repair Rate; μ)

$$\lambda = \frac{1}{MTTF}$$
$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (3.11)$$

จากแบบจำลอง 2 สถานะแบบมาร์คอฟฟ์ เราสามารถพิสูจน์ได้ว่า ความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าโรงหนึ่งจะอยู่ในสถานะเสีย (Forced Outage Rate; FOR) จะสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.12)

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.12)$$

ความน่าจะเป็นที่โรงไฟฟ้าโรงหนึ่งจะอยู่ในสถานะเสีย หรือ FOR เป็นค่าจำเพาะประจำโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ในการประเมินโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับของทั้งระบบผลิต จำเป็นจะต้องนำ FOR ของโรงไฟฟ้าทุกโรงที่มีอยู่ในระบบมาใช้ประกอบในการสร้างแบบจำลองที่เรียกว่า ตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table, COPT) โดย COPT จะแสดงถึงกำลังผลิตที่มีโอกาสสูญเสียไปจากระบบและความน่าจะเป็นที่สอดคล้องกันรวมถึงความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative Probability) ในกรณีที่มีการสูญเสียกำลังผลิตสูงกว่าระดับนั้นๆ ซึ่งค่าความน่าจะเป็นที่ได้จะถูกนำไปวิเคราะห์เป็นความเสี่ยงต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ในการสร้าง COPT นั้น หากระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณามีโรงไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก มักจะต้องใช้กระบวนการเรียกซ้ำ (Recursive Method) ในการประเมิน โดยจะทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าทีละ 1 เครื่องลงไปใน COPT รอบก่อนหน้าแล้วทำการปรับค่าทุกรอบจนครบทุกโรงไฟฟ้า ซึ่งกระบวนการเรียกซ้ำเพื่อสร้าง COPT สามารถแสดงได้ดังสมการ (3.13)

$$P(X) = (1 - FOR)P'(X) + (FOR)P'(X - C) \tag{3.13}$$

โดยที่ $P(X)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตไฟฟ้าขนาด X MW หลังเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาด C MW

$P'(X)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตไฟฟ้าขนาด X MW ก่อนเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาด C MW กำหนดค่าเริ่มต้นของ $P'(X) = 1.0$ เมื่อ $X \leq 0$ และ $P'(X) = 0$ เมื่อ X เป็นค่าอื่นๆ

FOR คือ ค่า FOR ของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามา

C คือ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามา

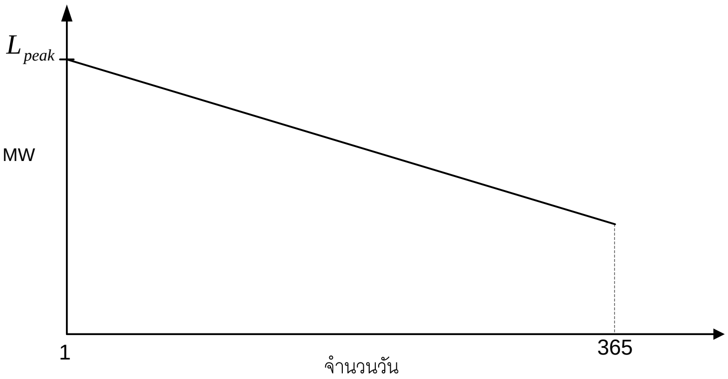
ในการคำนวณค่า LOLE นั้น เราจะอาศัย COPT เป็นแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งระบบและจะใช้ Load Duration Curve ที่หักลบผลของโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ได้รวมอยู่ใน COPT เป็นแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ

สมมติให้ COPT ประกอบไปด้วยสถานะของการสูญเสียกำลังผลิตจำนวน n สถานะ แต่ละสถานะมีค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น p_i ดังที่แสดงในตารางที่ 3.1 และสมมติให้ Load Duration Curve ของปีที่พิจารณามีลักษณะดังภาพที่ 3.10 โดย L_{peak} แสดงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา

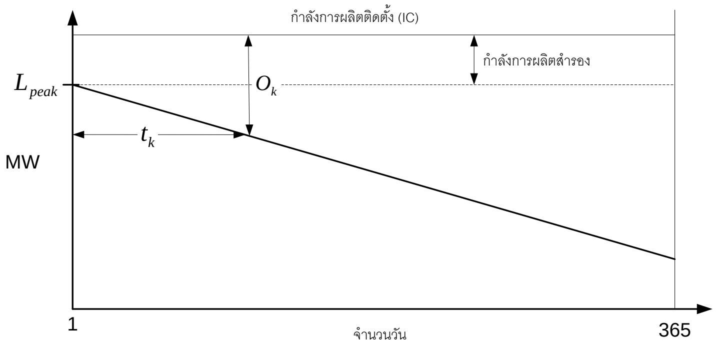
ตารางที่ 3.1 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น
O_1	p_1
O_2	p_2
O_3	p_3
⋮	⋮
O_{RM}	P_{RM}
⋮	⋮
O_k	p_k
⋮	⋮
O_n	p_n

เมื่อนำข้อมูลของตารางที่ 3.1 และภาพที่ 3.10 มาร่วมกันในการพิจารณา โดยกำหนดให้ O_{RM} MW คือส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตติดตั้งและ L_{peak} แล้ว หากโรงไฟฟ้าบางส่วนเกิดการขัดข้องทำให้สูญเสียกำลังผลิตด้วยขนาดต่ำกว่า O_{RM} MW แล้ว กำลังผลิตที่เหลืออยู่ในระบบจะยังคงมีค่าสูงกว่าค่า L_{peak} นั่นคือระบบไฟฟ้ายังมีกำลังผลิตเพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าในทุกสภาวะ และระยะเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่ากำลังผลิต t_k จะมีค่าเป็นศูนย์ แต่หากกำลังผลิตที่สูญเสียมีค่า O_K MW ซึ่งสูงกว่า O_{RM} แล้ว จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นช่วงเวลา t_k ดังที่แสดงในภาพที่ 3.11



ภาพที่ 3.10 ตัวอย่าง Load Duration Curve ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE



ภาพที่ 3.11 หลักการประเมินค่า LOLE

จากหลักการดังกล่าว เราจะสามารถคำนวณค่า LOLE [20] ได้ดังสมการที่ (3.14)

$$LOLE = \sum_{k=1}^{n} p_k t_k \tag{3.14}$$

โดยที่	p_k	คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW
	t_k	คือ ระยะเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้า
	n	คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า (COPT)

3.3 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกัน

ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยทั่วไปจะมีการแบ่งเขตพื้นที่การควบคุมเพื่อให้ง่ายต่อการบริหารจัดการการผลิตกำลังไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยแต่ละพื้นที่จะถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันด้วยสายส่งกำลังไฟฟ้าหลัก ทำให้สามารถเพิ่มระดับความเชื่อถือได้ของแต่ละระบบให้สูงขึ้นได้ เมื่อระบบหนึ่งมีกำลังผลิตมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าก็จะสามารถทำตัวเสมือนเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองช่วยอีกระบบหนึ่งผ่านทางสายส่งที่เชื่อมระหว่างสองพื้นที่ (Tie-line) ได้ [21] โดยหลักการประเมินความเชื่อถือได้ จะพิจารณาว่าสายส่งเชื่อมต่อที่เพิ่มขึ้นมาเสมือนเป็นโรงไฟฟ้าโรงใหม่ที่อยู่ในระบบโดยมีขนาดกำลังผลิตขึ้นอยู่กับความจุของสายส่งหรือกำลังผลิตที่เหลือจากการจ่ายโหลดในพื้นที่ที่เชื่อมต่อนั้นแล้วแต่ว่าค่าใดน้อยกว่ากัน ผลลัพธ์จากการคำนวณพื้นที่ที่มีค่าความเชื่อถือได้ต่ำที่สุดจะได้รับการพิจารณานำโรงไฟฟ้าเข้าพื้นที่นั้นเป็นอันดับแรก ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้หลักเกณฑ์การคำนวณ 2 วิธีเปรียบเทียบกัน คือ หลักเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองและเกณฑ์ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ

3.3.1 กำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่

ในการคำนวณกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) สำหรับแต่ละพื้นที่จะคำนวณจากแนวคิดว่าพื้นที่ข้างเคียงสามารถส่งกำลังไฟฟ้าที่เหลือมาช่วยพื้นที่ที่กำลังพิจารณาได้ โดยจะกำลังไฟฟ้าที่ส่งมาช่วยจะสามารถคำนวณได้จากกำลังผลิตพึ่งได้ของพื้นที่ข้างเคียงหักกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่นั้น โดยกำลังผลิตพึ่งได้ที่เพิ่มมานั้นจะต้องไม่เกินขนาดความจุของสายส่งที่เชื่อมระหว่างพื้นที่เมื่อพิจารณาเงื่อนไข N-1 และไม่ต่ำกว่าศูนย์ด้วย กำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นมาและความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่พิจารณาก็จะนำมาคำนวณตามสมการที่ 3.15

$$\mathrm{RM}_i = \frac{\mathrm{DC_i} - \mathrm{PL_i} + \sum_{j\neq i} \min\left(0, \mathrm{DC_j} - \mathrm{PL_j}, \mathrm{S}_{ij}\right)}{\mathrm{PL_i}} \times 100 \qquad (3.15)$$

โดยที่	$\mathrm{DC_i}$	คือ ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของพื้นที่ i
	$\mathrm{PL_i}$	คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่ i
	$\mathrm{DC_j}$	คือ ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของพื้นที่ที่ติดกับพื้นที่ i
	$\mathrm{PL_j}$	คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่ที่ติดกับพื้นที่ i
	$\mathrm{RM_i}$	คือ ค่ากำลังผลิตสำรองใหม่ของพื้นที่ i
	$\mathrm{S_{ij}}$	คือ ความจุของสายส่งที่เชื่อมระหว่างพื้นที่ i และ j เมื่อพิจารณาเงื่อนไข N-1

3.3.2 ดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่

สำหรับการประเมินโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) นั้น การคำนวณจะเริ่มจากการสร้าง COPT ของแต่ละพื้นที่ก่อน จากนั้นคำนวณ COPT ใหม่ของพื้นที่ที่พิจารณาจากโรงไฟฟ้าเสมือนที่ได้จากสายส่งกำลังไฟฟ้าและ COPT ที่หักออกจากการจ่ายโหลดของพื้นที่ที่มาช่วยเหลือแล้ว [16] สำหรับวิทยานิพนธ์นี้จะไม่ส่งเสริมการส่งไฟฟ้ากำลังผ่านสองพื้นที่เพราะฉะนั้นการคำนวณดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับเมื่อต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกันจะพิจารณาการช่วยเหลือจากพื้นที่ที่ติดกันเท่านั้น

ตัวอย่างการคำนวณดัชนีนี้เช่น กำหนดให้ระบบไฟฟ้าสองระบบเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งขนาด 20 MW โดยที่ระบบ A ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าขนาด 20 MW 3 เครื่อง แต่ละเครื่องมี FOR = 0.1 ส่วนระบบ B ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าขนาด 30 MW 2 เครื่อง แต่ละเครื่องมี FOR = 0.2 และทั้งสองพื้นที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในหนึ่งวันเท่ากับ 30 MW จากตัวอย่างดังกล่าว จะสามารถสร้าง COPT สำหรับทั้งสองระบบได้ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 COPT ทั้งสองระบบจากตัวอย่างการคำนวณโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่

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		

เนื่องจากระบบ B มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 30 MW จะทำให้ได้ว่ากำลังผลิตที่ระบบ B สามารถจะส่งไปช่วยระบบ A เป็นดังตารางที่ 3.3 แต่เนื่องจากสายส่งเชื่อมไปยังระบบ A มีขนาดเพียง 20 MW จึงทำให้ได้ว่าขนาดโรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถเพิ่มเข้าไปช่วยที่ระบบ A ได้ เป็นดังตารางที่ 3.4 ดังนั้น COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาถึงผลการเชื่อมต่อกับระบบ B สามารถแสดงดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.3 ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่ระบบ B สามารถส่งไปช่วยระบบ A

กำลังผลิตที่ช่วย (MW)	ความน่าจะเป็น
30	0.640
0	0.360

ตารางที่ 3.4 โรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถเพิ่มเข้าไปช่วยที่ระบบ A

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น
0	0.64
20	0.36

ตารางที่ 3.5 COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาถึงผลการเชื่อมต่อกับระบบ B

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น	ความน่าจะเป็นสะสม
0	0.46656	1.00000
20	0.41796	0.53344
40	0.10476	0.11548
60	0.01036	0.01072
80	0.00036	0.00036

จะเห็นว่าโอกาสที่ระบบ A จะไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับตอนที่ไม่ได้มีการเชื่อมต่อกับระบบ B โดยลดลงจากเดิมที่ 0.027 วันต่อปี เป็น 0.011 วันต่อปี

ในวิทยานิพนธ์นี้ เพื่อให้แต่ละพื้นที่มีมีการใช้สายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่เท่าที่จำเป็นเท่านั้น จะกำหนดให้แต่ละพื้นที่ได้รับการช่วยเหลือกำลังผลิตจากพื้นที่ข้างเคียงเท่านั้น และจะไม่พิจารณาการส่งพลังงานไฟฟ้าข้ามผ่านสองพื้นที่ ดัชนีที่เกิดจากการคำนวณความเชื่อถือได้ที่มีการเชื่อมต่อสายส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่นี้ จะถูกใช้เป็นเกณฑ์หนึ่งในการเลือกพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าทั้งระบบมีค่าไม่ผ่านเกณฑ์ชี้วัดต่างๆ ซึ่งเกณฑ์ชี้วัดที่ใช้ประกอบการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าที่จะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
ดัชนีที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า นอกจากจะต้องทำการประเมินความเชื่อถือได้ไม่ว่าจะเป็นระดับกำลังผลิตสำรอง (RM) หรือโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) เพื่อพิจารณาว่าจะต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบหรือไม่แล้ว ยังมีเกณฑ์การตัดสินใจอื่นๆ ที่ใช้ในการพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าให้ตรงตามข้อกำหนดและสมมติฐานที่ได้วางแผนไว้อีก โดยดัชนีที่ใช้ประกอบการคำนวณการพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้ามีดังต่อไปนี้

4.1 ผลการจัดสรรกำลังผลิต (Energy Dispatch)

การจัดสรรกำลังการผลิตเป็นกระบวนการคำนวณหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา โดยกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทั้งระบบผลิตสามารถจ่ายได้จะต้องเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงทุกๆ ชั่วโมงในช่วงเวลาที่พิจารณา นอกจากนี้พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจากโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทก็จะต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับต่างๆ ที่ถูกกำหนดไว้ ไม่ว่าจะเป็นข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิงที่มี หรือข้อจำกัดทางด้านการปลดปล่อย CO_2 ของประเทศ เป็นต้น เนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละชนิดมีเงื่อนไขการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ดังนั้น ในการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจึงจำเป็นจะต้องสร้างแบบจำลองแยกตามชนิดของโรงไฟฟ้าแยกตามคุณสมบัติ และผลกระทบที่มีต่อระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 กลุ่ม ดังนี้

4.1.1 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาแบบ Non-Firm

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ได้แก่ SPP Cogen และ VSPP กลุ่มพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท ยกเว้นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากกลุ่มโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้ไม่ได้ถูกควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แต่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าตามความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าเอง นั่นคือไม่ว่าโรงไฟฟ้าประเภทนี้ผลิตไฟฟ้าได้เท่าใด กฟผ. ก็จะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด และนำไปรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มี ณ ขณะนั้น โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (Plant Factor) [22] เป็นตัวบ่งบอกพลังงานที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ใน 1 ปี ดังสมการที่ (4.1)

$$\text{Plant Factor} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้}}{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times 8760} \times 100 \qquad (4.1)$$

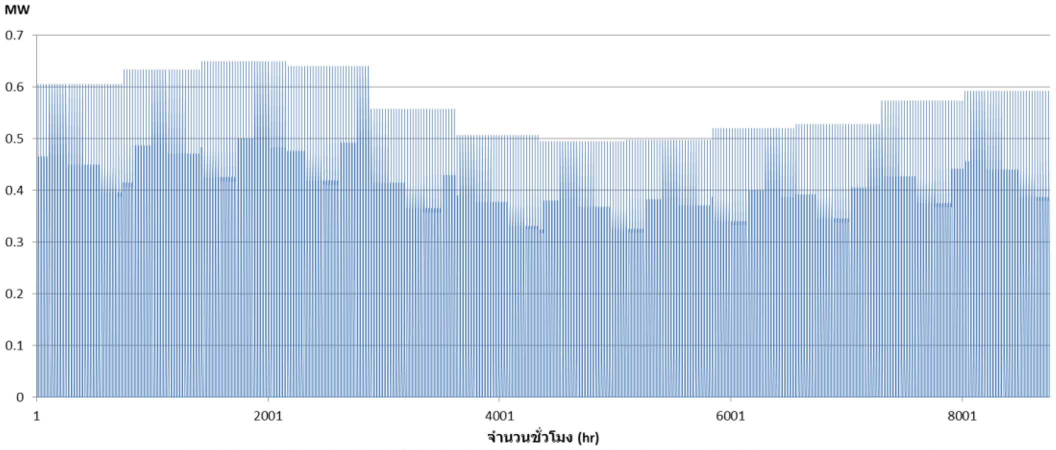
แบบจำลองการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะถูกพิจารณาเป็นโรงไฟฟ้าเทียบเท่า (Equivalent Plant) ซึ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดคงที่ตลอดปี โดยกำลังผลิตเทียบเท่านี้สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.2)

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

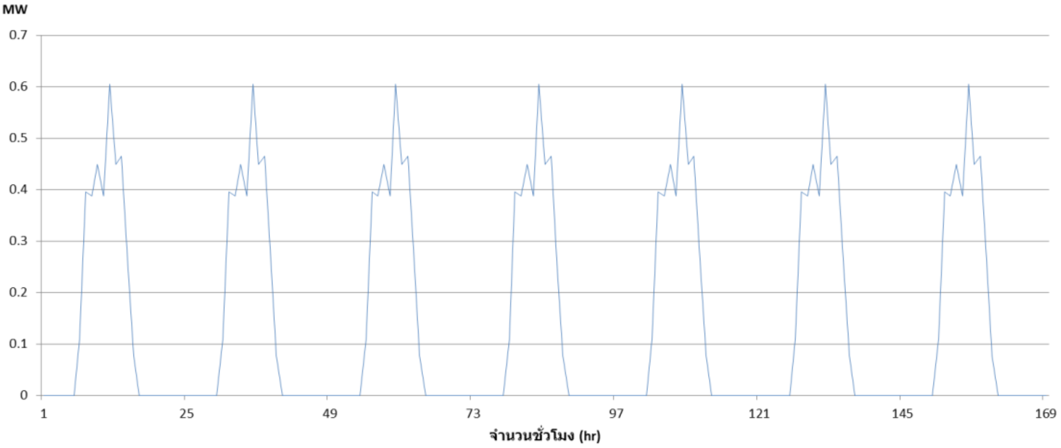
เมื่อทราบกำลังผลิตเทียบเท่าของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้แล้ว ในการสั่งเดินเครื่องจะพิจารณาเสมือนกับว่านำกำลังผลิตเทียบเท่าของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้ไปหักลบกับความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมง ก่อนนำความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่เหลือไปทำการวิเคราะห์ต่อไป

4.1.2 **โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์**

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์นั้น จะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เฉพาะช่วงเวลากลางวันที่มีแสงอาทิตย์ดังนั้น ในการพิจารณา จึงสร้างแบบจำลองให้มีลักษณะเป็นรูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปี โดยค่ากำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงนี้จะสัมพันธ์กับค่าความเข้มแสงเฉลี่ยรายเดือนและค่าความเข้มแสงในแต่ละฤดูกาล ตัวอย่างรูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าแสดงในภาพที่ 4.1 และ 4.2



ภาพที่ 4.1 ตัวอย่างกำหนดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ตลอดทั้งปี

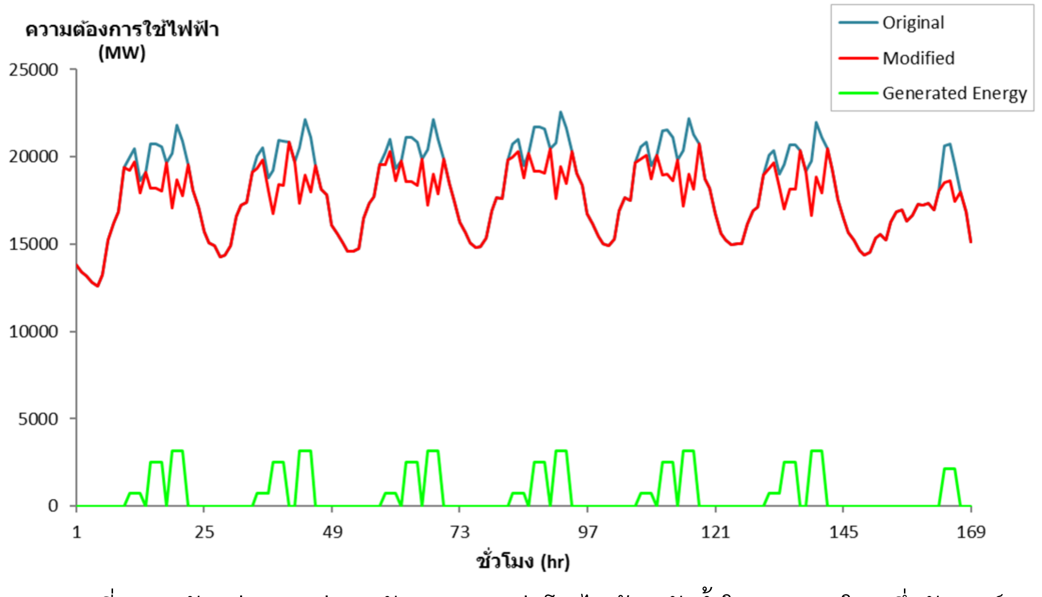


ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างกำหนดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ใน 1 สัปดาห์

4.1.3 โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนภายในประเทศ

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ ถูกเรียกอีกชื่อว่าเป็นโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด (Energy-limited) เนื่องจากจะจ่ายพลังงานได้ไม่เกินปริมาณน้ำที่มีในอ่างเก็บน้ำ โดยปกติ โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะถูกใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงเท่านั้น ทั้งนี้ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายได้ในแต่ละปีของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเหล่านี้จะถูกจำกัดด้วยปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ และจากเงื่อนไขชลประทาน

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะสร้างแบบจำลองของการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้ โดยพิจารณาจากความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงในหนึ่งวัน และกำหนดให้ วันจันทร์ถึงวันเสาร์มีกลุ่มชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 3 ช่วงเวลา และในวันอาทิตย์มี 1 ช่วงเวลาตามรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานของไทย โดยแต่ละกลุ่มช่วงเวลาครอบคลุมระยะเวลา 3 ชั่วโมง ทั้งนี้ กำหนดให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละชั่วโมงที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำแต่ละโรงสามารถจ่ายได้เท่ากับค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำนั้นๆ และจะทำการจ่ายพลังงานให้ชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดก่อน และจ่ายกำลังไฟฟ้าในกลุ่มชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามากเป็นลำดับถัดมาจนครบทั้งสามกลุ่มโหลด หรือจนกว่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายได้ต่อวันจะหมดลง [23] ตัวอย่างรูปแบบการจ่ายพลังงานของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนภายในประเทศ สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างการจ่ายพลังงานของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศในหนึ่งสัปดาห์

4.1.4 กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะถูกพิจารณาว่ามีเชื้อเพลิงใช้ได้ไม่จำกัดและมีความพร้อม (Availability) ตลอดเวลา โรงไฟฟ้าจะหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าก็ต่อเมื่อมีการหยุดซ่อมบำรุงหรือเกิดเหตุขัดข้องกับโรงไฟฟ้าเท่านั้น โรงไฟฟ้าที่อยู่ในกลุ่มนี้ ได้แก่ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภท ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล เป็นต้น ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ มักจะมีการเก็บข้อมูลทางสถิติอัตราการ

เกิดเหตุขัดข้อง (Failure Rate) เอาไว้เพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ (Reliability Evaluation) ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

สำหรับการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ผลิตได้นั้น จะพิจารณาจากต้นทุนการเดินเครื่องเป็นหลัก โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะอาศัยแนวคิดของการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบ Merit Order ซึ่งจะทำการเรียงลำดับการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าตามเป้าหมายการวางแผนจัดหาไฟฟ้าว่าจะเป็นแบบใด ระหว่างการวางแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (Minimum Cost) หรือการวางแผนที่มีการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด (Minimum CO_2-Emission) โดยหากเป็นการวางแผนแบบต้นทุนที่ต่ำสุด จะทำการจัดเรียงลำดับโรงไฟฟ้าตามต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า (Average Full Load Cost; AFLC) แต่หากเป็นการวางแผนแบบ ปลดปล่อย CO_2 ต่ำสุด จะทำการจัดเรียงลำดับโรงไฟฟ้าการจ่ายตามอัตราการปลดปล่อย CO_2 เฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า (Average Full Load CO_2-Emission)

นอกจากนี้ ในโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะไม่พิจารณาการวางแผนซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า (Scheduled Maintenance) ดังนั้น เพื่อให้ได้พลังงานของโรงไฟฟ้าที่จ่ายตลอดทั้งปีใกล้เคียงกับการจ่ายพลังงานที่มีกำหนดการซ่อมบำรุง ในแต่ละชั่วโมงจะกำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงมีขนาดกำลังผลิตเทียบเท่ากับค่าขนาดกำลังผลิตที่คาด (Expected Capacity) ดังนี้

$$\text{Expected Capacity} = (1 - \alpha \times \text{OM}) \times \text{Installed Capacity} \qquad (4.4)$$

โดยที่ OM คือ ค่าอัตราการซ่อมบำรุง (เดือน/ปี)

α คือ ค่าปรับแก้การซ่อมบำรุงรายเดือน มีค่าระหว่าง 0 กับ 1.5 โดย จะมีค่าเท่ากับ 0 ในเดือน มีนาคม – มิถุนายน นอกนั้นจะมีค่าเป็น 1.5 นั่นคือ จะพิจารณาเสมือนว่าจะไม่ทำการหยุดซ่อมบำรุงในช่วงที่ระบบมีความต้องการไฟฟ้าสูง

หลังจากได้แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละชนิดแล้ว ในกระบวนการวิเคราะห์จัดสรรกำลังการผลิตที่เหมาะ ความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละชั่วโมงจะถูกนำไปหักออกด้วยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน โรงไฟฟ้า SPP ประเภท Non-firm ในชั่วโมงนั้นๆ ตามลักษณะการจ่ายพลังงานตามชนิดของโรงไฟฟ้า เนื่องจากโรงไฟฟ้าเหล่านี้จะได้สิทธิในการรับซื้อก่อนเสมอไม่ขึ้นกับราคาต้นทุน จากนั้น จะค่อยถูกหักออกด้วย กำลังผลิตที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในชั่วโมงที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดดังที่กล่าวในหัวข้อที่แล้ว ความต้องการไฟฟ้าที่เหลือจึงค่อยถูกนำมาพิจารณาเพื่อจัดสรรกำลังการผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ โดยการคำนวณพลังงานไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะจัดในอยู่ในรูปปัญหาแบบโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) [24, 25] เพื่อทำการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าที่สัมพันธ์กับโหลดรายชั่วโมงที่เหมาะสมที่สุดและยังสอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับครอบคลุมระยะเวลา 1 เดือน ดังนี้

$$\text{Minimize} \quad \sum_{j} \sum_{t \in 1\,\text{month}} C_j \times P_{j,t} \tag{4.5}$$

$$s.t. \quad \sum_{j} P_{j,t} = L_t - R_t - NF_t - H_t$$

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

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

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

โดยที่ C_j คือ ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยไฟฟ้า หรือ อัตราการปลดปล่อย CO_2 ต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

L_t คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ ณ เวลา t

R_t คือ กำลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ณ เวลา t

NF_t คือ กำลังไฟฟ้าจาก SPP ประเภทNon-Firm ณ เวลา t

H_t คือ กำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ณ เวลา t

$E_{K,limit}$ คือ เงื่อนไขพลังงานจำกัดของเชื้อเพลิงชนิดที่ K

$CO_{2,limit}$ คือ เงื่อนไขจำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย

$rCO_{2,j}$ คือ อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

$P_{min,j}$ คือ กำลังผลิตต่ำสุดของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

$P_{max,j}$ คือ กำลังผลิตสูงสุดของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

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

สำหรับกระบวนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังภาพที่ 4.4 และสามารถสรุปลำดับขั้นตอนดังนี้

ขั้นที่ 1 กำหนดข้อมูลในช่วงเวลาที่พิจารณา

- ความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ต้องการพิจารณา
- โรงไฟฟ้าที่อยู่ในช่วงเวลาที่พิจารณา
- ราคาเชื้อเพลิงและรับซื้อพลังงานในช่วงเวลาที่พิจารณา
- อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในช่วงเวลาที่พิจารณา
- เงื่อนไขพลังงานจำกัดของเชื้อเพลิงหรือการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ขั้นที่ 2 กำหนดการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือรับซื้อพลังงานทั้งหมด

- นำการจ่ายพลังงานของแต่ละโรงไปหักออกจากความต้องการไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง
- คำนวณการจ่ายเชื้อเพลิงและการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากพลังงานที่

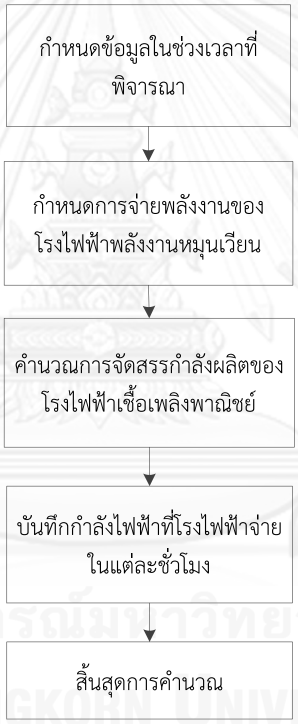
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จ่าย

ขั้นที่ 3 คำนวณการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์

- กำหนดค่าใช้จ่ายต่อหน่วยหรืออัตราการปลดปล่อย CO_2 ของแต่ละโรงไฟฟ้า
- กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดและกำลังไฟฟ้าต่ำสุดของแต่ละโรงไฟฟ้า
- กำหนดเงื่อนไขการจ่ายเชื้อเพลิงหรือการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่โรงไฟฟ้ายังสามารถจ่ายได้อีก
- กำหนดความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ยังเหลือ
- นำไปแก้ปัญหาด้วยโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming)
- ถ้าไม่สามารถแก้ไขปัญหาเชิงเส้นตามเงื่อนไขที่กำหนดหรือไม่สามารถจ่ายพลังงานได้เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้า จะต้องพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้า

ขั้นที่ 4 บันทึกกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายในแต่ละชั่วโมง



ภาพที่ 4.4 สรุปลำดับขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิต

4.2 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

คือ ร้อยละของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ซึ่งได้มาจากการคำนวณในข้อ 4.1 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.6)

$$FR_y = \frac{E_y}{TGE} \times 100 \tag{4.6}$$

โดยที่	FR_y	คือ สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงชนิด y หน่วยเป็นร้อยละ
	E_y	คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าผลิตได้จากของเชื้อเพลิงชนิด y หน่วย kWh
	TGE	คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าผลิตได้ทั้งหมด หน่วย kWh

4.3 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า

คือค่าร้อยละของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งคำนวณได้จากสมการที่ (4.7)

$$CR_y = \frac{C_y}{TC} \times 100 \tag{4.7}$$

โดยที่	CR_y	คือ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของโรงไฟฟ้าชนิด y หน่วยเป็นร้อยละ
	C_y	คือ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของโรงไฟฟ้าชนิด y หน่วย MW
	TC	คือ กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้งระบบ หน่วย MW

4.4 ค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย

คือปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยที่ปลดปล่อยจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิจากเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละเครื่องตามสมการที่ (4.8)

$$CO_{2\,i} = E_i \times HR_i \times EF_k \tag{4.8}$$

โดยที่	$CO_{2\,i}$	คือ ปริมาณ CO_2 ที่ปลดปล่อยจากโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i หน่วย kg
	E_i	คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าผลิตได้จากโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i
	HR_i	คือ ค่าอัตราความร้อนของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i หน่วย Btu/kWh
	EF_k	คือ อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานปฐมภูมิ หน่วย kg/Btu

4.5 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย

คือค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย ได้มาจากการคำนวณค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทจำแนกตามประเภทสัญญาแสดงดังตารางที่ 4.1 ซึ่งค่าใช้จ่ายส่วนหนึ่ง อัน

ได้แก่ Variable O&M Cost, Fuel Cost และ Energy Cost นั้นเป็นค่าใช้จ่ายที่ขึ้นกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ ส่วนค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นค่าคงที่ต่อปีไม่ขึ้นกับพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้

ตารางที่ 4.1 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทสัญญา

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

ในการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจะเริ่มจากการคำนวณค่าใช้จ่ายแต่ละรายการของโรงไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระยะเวลา 1 ปี โดยรายละเอียดในการคำนวณค่าใช้จ่ายแต่ละรายการ มีดังนี้

1) ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment Cost) จะใช้สมการที่ (4.9) ดังนี้

$$Inv.Cost_{i,k} = \frac{K_k \times C_i}{L_i} \tag{4.9}$$

โดยที่

$$L_i = \frac{1-(1+d)^{LS_i}}{1-(1+d)} \tag{4.10}$$

$Inv.Cost_{i,k}$ 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 (4.11) ดังนี้

$$F\ Cost_{i,k} = F_k \times C_i \tag{4.11}$$

โดยที่ $F\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k
F_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k
C_i คือ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i

3) ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร (Variable O&M Cost) จะใช้สมการที่ (4.12) ดังนี้

$$V\ Cost_{i,k} = V_k \times PE_i \tag{4.12}$$

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 (4.13) ดังนี้

$$Fu\ Cost_{i,m} = Fuel_m \times HR_i \times PE_i \tag{4.13}$$

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 (4.14) ดังนี้

$$En\ Cost_{i,k} = En_k \times PE_i \tag{4.14}$$

โดยที่ $En\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าพลังงานของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k
En_k คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท/kWh
PE_i คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของโรงไฟฟ้าสามารถหาได้จากการรวมค่าใช้จ่ายทุกรายการของโรงไฟฟ้าเครื่องนั้นๆ เข้าด้วยกัน ดังที่แสดงในสมการที่ (4.15)

$$Cost_i = Inv.Cost_{i,k} + F\ Cost_{i,k} + V\ Cost_{i,k} + Fu\ Cost_{i,m} + En\ Cost_{i,k} \quad (4.15)$$

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าคำนวณได้จากการรวมค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าทุกเครื่องกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า โดยใช้สมการที่ (4.16)

$$Total\ Cost = \sum_{i=1}^{n} Cost_i \quad (4.16)$$

เมื่อได้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแล้ว จะสามารถคำนวณหาต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (Average Cost) ของระบบไฟฟ้าได้โดยใช้สมการที่ (4.17) ดังนี้

$$Average\ Cost = \frac{Total\ Cost}{Total\ Produced\ Energy} \quad (4.17)$$

โดยที่ $Total\ Produced\ Energy$ คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าทั้งหมดผลิต

ค่า Average Cost ที่ได้จากสมการที่ (4.17) คือค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วยที่คำนึงถึงค่าใช้จ่ายทั้งหมดแล้ว และใช้เป็นดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อการวางแผนการจัดหาไฟฟ้า

4.6 การลำดับโรงไฟฟ้าตัวแทน

คือ การจัดลำดับโรงที่ดีที่สุดในการเลือกโรงไฟฟ้าเข้าระบบเมื่อระบบต้องการตามฟังก์ชั่นเป้าหมายของแผน เมื่อจัดลำดับโรงเรียบร้อยแล้ว โรงที่เข้าระบบไฟฟ้า ณ เดือนนั้นที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขต่างๆ ที่ดีที่สุดจะได้รับคัดเลือกให้เข้าสู่ระบบก่อน สำหรับวิทยานิพนธ์นี้ ฟังก์ชั่นเป้าหมายคือ ต้นทุนต่อหน่วยต่ำสุด โดยโรงไฟฟ้าประเภทที่รับซื้อพลังงาน เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ค่าต้นทุนต่อหน่วย (Unit Cost) จะเท่ากับค่ารับซื้อพลังงานในหน่วย บาท/kWh ส่วนสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์จะคำนวณเป็นค่าต้นทุนต่อหน่วย (Unit Cost) ในหน่วย บาท/kWh จากสมการ (4.18)

$$Unit\ Cost_k = \frac{K_k/L_k + F_k}{8760 \times 1000} + V_k + (Fuel_m \times HR_k) \quad (4.18)$$

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

4.7 จำนวนโรงไฟฟ้าในพื้นที่

คือ จำนวนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่สามารถก่อสร้างได้ในพื้นที่นั้นๆ เนื่องจากการสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละโรงนั้นมีข้อจำกัดหลายด้านเช่น ด้านสิ่งแวดล้อม ด้านลักษณะทางกายภาพ เช่น มีเส้นทางขนส่งเชื้อเพลิงได้ การต่อต้านจากชุมชน เป็นต้น ซึ่งเงื่อนไขเหล่านี้ มีผลต่อจำนวนโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถมีได้ในพื้นที่ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำกัดจำนวนโรงไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ให้ไม่เกินจำนวนที่เหมาะสมของพื้นที่นั้นๆ โดยหากพื้นที่ก่อสร้างหมดแล้ว จะสามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้เพิ่มเติมก็ต่อเมื่อมีโรงไฟฟ้าเก่าในพื้นที่ถูกปลดออกจากระบบเท่านั้น โดยสามารถเขียนเป็นสมการเงื่อนไขได้ดังสมการ (4.19)

$$nGen_{k,t} \leq nGen_{k,limit} \tag{4.19}$$

โดยที่ $nGen_{k,t}$ คือ จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ ณ เวลา t ในพื้นที่ k นั้นๆ

$nGen_{k,limit}$ คือ จำนวนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์สูงสุด ณ พื้นที่ k นั้น

4.8 การคำนวณการไหลในเครือข่าย (Network Flows)

การคำนวณการไหลในเครือข่ายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าของวงจรสมมูลแบบ ดี.ซี. (DC Power Flow) [26] เพื่อประมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ต้องส่งจากพื้นที่ที่มีกำลังผลิตเหลือไปยังพื้นที่ที่ต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มและแสดงถึงประมาณการขยายสายส่งกำลังไฟฟ้าที่ต้องมารองรับกำลังไฟฟ้าที่ส่งข้ามพื้นที่ด้วย การคำนวณนี้จะคำนวณเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงเท่านั้นไม่คำนวณผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน กำหนดให้แต่ละพื้นที่เสมือนเป็นบัสและเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งที่มีความต้านทานต่ำมากสามารถเขียนเป็นสมการดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{4.20}$$

โดยที่ ΔP_k คือ ผลต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับความต้องการไฟฟ้าพื้นที่ k

θ_k คือ มุมของพื้นที่หรือบัสที่ k

B' คือ เมตริกซ์ Susceptance ของระบบ

จากสมการที่ 4.20 การคำนวณเราจะทราบค่า ΔP_k ของแต่ละพื้นที่และสร้างเมตริกซ์ Susceptance ของระบบก่อน จากนั้นกำหนดให้บัสใดบัสหนึ่งเป็นบัสอ้างอิงโดยบัสนั้นกำหนดให้ค่า $\theta_{ref} = 0$ ตัดแถวและหลักตำแหน่งของบัสอ้างอิงในแต่ละเมตริกซ์ แล้วคำนวณหาค่า θ_k ของบัสที่เหลือและจะได้กำลังไฟฟ้าที่ไหลข้ามแต่ละพื้นที่แสดงดังสมการ 4.21

$$P_{kl} = -B_{kl}(\theta_k - \theta_l) \quad (4.21)$$

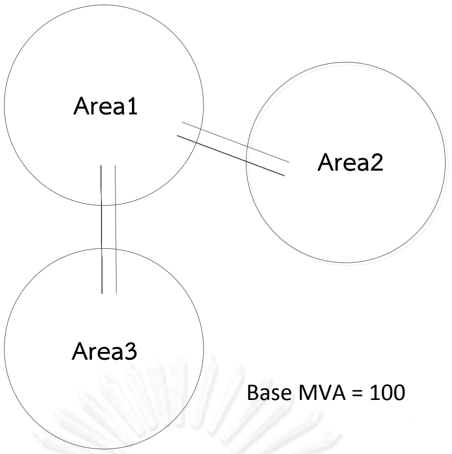
โดยที่ P_{kl} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งข้ามระหว่างพื้นที่ k กับ l

θ_l คือ มุมของพื้นที่หรือบัสที่ l

B_{kl} คือ ค่า Susceptance ระหว่างพื้นที่ k กับ l

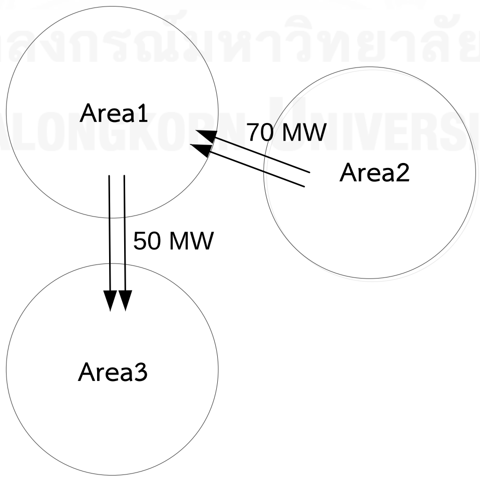
ในเบื้องต้นจะกำหนดให้ค่า Susceptance ระหว่างพื้นที่มีค่าเท่ากันทุกเส้นทาง สำหรับการคำนวณการไหลในเครือข่ายในวิทยานิพนธ์นี้ไม่ได้ใช้เป็นดัชนีประกอบการเลือกโรงไฟฟ้า แต่เป็นตัวแสดงผลลัพธ์ที่ได้จากการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเท่านั้น

ตัวอย่างการคำนวณการไหลในเครือข่าย ณ ชั่วโมงหนึ่ง กำหนดให้ระบบมีพื้นที่แยกย่อยเชื่อมต่อกันดังภาพที่ 4.5 พื้นที่ 1 มีกำลังผลิตรวมที่จ่ายในพื้นที่ 200 MW มีความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ 220 MW พื้นที่ 2 มีกำลังผลิตรวมที่จ่ายในพื้นที่ 250 MW มีความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ 180 MW และพื้นที่ 3 มีกำลังผลิตรวมที่จ่ายในพื้นที่ 150 MW มีความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ 200 MW การคำนวณเป็นดังนี้



ภาพที่ 4.5 ระบบตัวอย่างการคำนวณการไหลของเครือข่าย

- จากระบบในภาพที่ 4.2 จะได้เมตริกซ์ Susceptance ซึ่งกำหนดให้แต่ละพื้นที่เชื่อมกันมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{0.01}$ per unit ดังนี้ $B = \begin{bmatrix} 200 & -100 & -100 \\ -100 & 100 & 0 \\ -100 & 0 & 100 \end{bmatrix}$
- กำหนดให้พื้นที่ 3 เป็นพื้นที่อ้างอิงเพราะฉะนั้นจะได้ $\theta_3 = 0$, $\Delta P_1 = -0.2$ และ $\Delta P_2 = 0.7$
- กำหนดค่าตามสมการที่ 4.20 ดังนี้ $\begin{bmatrix} -0.2 \\ 0.7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 200 & -100 \\ -100 & 100 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix}$
- แก้สมการเสร็จจะได้ $\theta_1 = 0.005$ และ $\theta_2 = 0.012$
- หากำลังไฟฟ้าที่ไหลระหว่างพื้นที่ตามสมการที่ 4.21 จะได้ $P_{12} = -70$ MW และ $P_{13} = 50$ MW นั่นหมายความว่า ณ ชั่วโมงนั้นมีกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ 2 ไปยังพื้นที่ 1 เท่ากับ 70 MW และมีกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ 1 ไปยังพื้นที่ 3 เท่ากับ 50 MW นั่นเอง



ภาพที่ 4.6 ผลลัพธ์จากการคำนวณการไหลของเครือข่าย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 5
การทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ โดยจะทดสอบกับข้อมูลระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงปี พ.ศ. 2557-2573 ทั้งนี้ จะทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบพร้อมกับให้โปรแกรมตัดสินใจเลือกพื้นที่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยพิจารณาจากผลของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ด้วย

5.1 ระบบทดสอบ

ในการทดสอบแนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่พัฒนาขึ้น จะใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2556 เป็นระบบทดสอบ และใช้รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าของปี 2550 เป็นค่าฐาน พร้อมทั้งปรับค่าแบบจำลองโดยใช้ค่าการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ.2557-2573 ระบบทดสอบในส่วนนี้ สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ส่วนได้แก่ ส่วนระบบผลิตไฟฟ้า ส่วนของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ และส่วนของความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนี้

5.1.1 **ระบบผลิตไฟฟ้า**

ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เป็นระบบทดสอบมีรายละเอียดของข้อมูลดังแสดงในภาคผนวก ก. ทั้งนี้ สรุปข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2556 แสดงดังตารางที่ 5.1 ส่วนรายละเอียดของระบบผลิตไฟฟ้าที่ทราบแผนการนำเข้าระบบและปลดออกจากระบบแล้ว แสดงดังตารางที่ 5.2 – 5.3 ตามลำดับ และสรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าแยกเป็นรายพื้นที่ 4 พื้นที่ คือ เหนือ ใต้ อีสาน และกลาง แสดงดังตารางที่ 5.4

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.1 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบ ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2556 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวนโรงไฟฟ้า (โรง)	กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW)
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	17	3,423.73
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	21	8,215.70
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	30	16,091.10
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	1	4.40
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศ	-	5,238.04
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	-	2,404.60
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและเล็กมากที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน	-	3,551.50
รวม		38,929.52

ตารางที่ 5.2 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่มีแผนนำเข้าสู่ระบบเพิ่มเติมแน่นอนแล้วระหว่างปี พ.ศ. 2557-2573 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวนโรงไฟฟ้า (โรง)	กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW)
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	1	500.00
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	5	1,340.00
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	8	6,550.90
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศ	-	6,295.41
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	-	3,352.00
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและเล็กมากที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน	-	3,930.30
รวม		21,968.61

ตารางที่ 5.3 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่มีแผนปลดออกจากระบบแน่นอนแล้วแล้วระหว่างปี พ.ศ. 2557-2573 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวนโรงไฟฟ้า (โรง)	กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW)
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	7	4,254.00
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	15	10,432.00
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	-	126.00
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและเล็กมากที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน	-	2,037.00
รวม		16,849.00

ตารางที่ 5.4 สรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าแยกรายพื้นที่ 4 พื้นที่

พื้นที่	กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)		
	กำลังผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2556	โรงไฟฟ้าที่มีแผนจะเข้าสู่ระบบเพิ่มเติมแน่นอนแล้ว	โรงไฟฟ้าที่มีแผนจะปลดออกจากระบบแน่นอนแล้ว
ภาคเหนือ	4,069	1,856	565
ภาคใต้	2,706	3,185	758
ภาคอีสาน	5,680	4,694	848
ภาคกลาง	26,475	12,234	14,678
รวม	38,929	21,969	16,849

5.1.2 สายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่

ในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาเฉพาะสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่โดยกำหนดให้เป็นตัวแทนความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ทั้ง 4 พื้นที่ [27] และกำหนดให้เสมือนมีการเชื่อมต่อตามลักษณะทางกายภาพของประเทศไทย ดังแสดงในภาพที่ 5.1 โดยจะนำสายส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่ดังกล่าว มาสร้างเป็นแบบจำลองในการคำนวณระดับความเชื่อถือได้เพื่อประเมินการเลือกพื้นที่ติดตั้งของโรงไฟฟ้า โดยรายละเอียดขนาดของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ แสดงดังภาคผนวก ข.

ภาพที่ 5.1 การแบ่งพื้นที่ตามลักษณะทางกายภาพและสายส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่ใช้จัดทำแผน

5.1.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้า

ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตั้งแต่ปี 2557-2573 โดยใช้รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2550 เป็นปีฐาน และนำมาปรับค่าร่วมกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปีตามขั้นตอนที่นำเสนอในบทที่ 3 รายละเอียดข้อมูลดังกล่าวแสดงในภาคผนวก ค.

5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบมีดังนี้

1) กำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง โดยมีขนาดเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า และใช้เฉพาะเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า
2) ช่วงการคำนวณดัชนีต่างๆ คำนวณทีละ 1 เดือนไปเรื่อยๆ จนครบช่วงเวลาแผน
3) ไม่คำนึงถึงกำลังสูญเสียของระบบส่งไฟฟ้า
4) กำหนดให้นำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟรายเล็กและเล็กมากไปใช้รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดก่อน
5) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพิจารณาเฉพาะที่มีกำหนดเข้าระบบแน่นอนแล้ว ไม่พิจารณากำหนดเพิ่มเติมนอกเหนือจากแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 20 ปี (AEDP) [28]
6) เชื้อเพลิงฟอสซิลทุกชนิดพร้อมจ่ายตลอดเวลา และสามารถใช้ได้ไม่จำกัด
7) กำหนดข้อมูลของโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบในอนาคตเอาไว้ล่วงหน้าดังตารางที่ 5.5
8) พิจารณาจัดลำดับการจ่ายพลังงานโรงไฟฟ้าตามต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย
9) พิจารณาจัดลำดับพื้นที่ที่มีโอกาสติดตั้งโรงไฟฟ้าตามค่าระดับความเชื่อถือได้
10) ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยไม่รวมค่าส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 5.5 โรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบในอนาคต

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	เชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kwh)	พื้นที่ตั้งติดได้
ถ่านหินสะอาด	800	ถ่านหินนำเข้า	8,650	ภาคใต้, ภาคกลาง
ความร้อนร่วม	900	ก๊าซธรรมชาติ	6,800	ภาคกลาง
พลังนิวเคลียร์	1,000	นิวเคลียร์	10,950	ภาคใต้, ภาคอีสาน, ภาคกลาง
ซื้อจากต่างประเทศ	600	พลังน้ำ	0	ภาคเหนือ, ภาคอีสาน

5.3 เงื่อนไขของการทดสอบ

เงื่อนไขบังคับที่กำหนดในกรณีศึกษานี้ เป็นตัวอย่างนโยบายหนึ่งที่ภาครัฐอาจจะกำหนดขึ้นเพื่อเป็นแนวทางการเลือกโรงไฟฟ้าที่จะเข้าสู่ระบบตามที่ผู้กำหนดนโยบายต้องการ เช่น กำหนดข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง หรือการทำสัญญาซื้อไฟฟ้าระหว่างประเทศ เป็นต้น สำหรับเงื่อนไขที่ใช้ทุกการทดสอบสำหรับกรณีศึกษานี้ มีดังนี้

- กำลังผลิตสำรองโดยรวมของทั้งประเทศต้องไม่ต่ำกว่า 15 %
- ระดับความเชื่อถือได้โดยรวมของประเทศที่วัดจาก โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ต้องมีค่าไม่เกิน 1 วันต่อปี
- สัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศต้องไม่เกิน 15% ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ
- สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าต้องไม่เกิน 60 %
- สัดส่วนการใช้พลังงานจากถ่านหินนำเข้าต้องไม่เกิน 15 %
- พื้นที่ภาคใต้ (พื้นที่ 2) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมได้อีกไม่เกิน 3 โรง
- กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์มีสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 % ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ และเริ่มเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2569 เป็นต้นไป

5.4 การทดสอบ

5.4.1 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม

การทดสอบนี้เป็นการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ด้วยหลักการตามปกติที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน คือ จะทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับนโยบายให้เข้าสู่ระบบเมื่อระดับความเชื่อถือได้ที่วัดจากระดับกำลังผลิตสำรองหรือโอกาสเกิดไฟฟ้าดับต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดโดยไม่สนใจว่าโรงไฟฟ้านั้นจะต้องเข้ามาในพื้นที่ใด เนื่องจากการวางแผนในรูปแบบนี้ไม่ได้กำหนดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ดังนั้น ผู้วางแผนจะกำหนดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าได้ก็ต่อเมื่อทราบแล้วว่าโรงไฟฟ้าที่จะเข้าสู่ระบบนั้น เป็นโรงไฟฟ้าประเภทใด ซึ่งโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทก็มีพื้นที่ที่เหมาะสมในการ

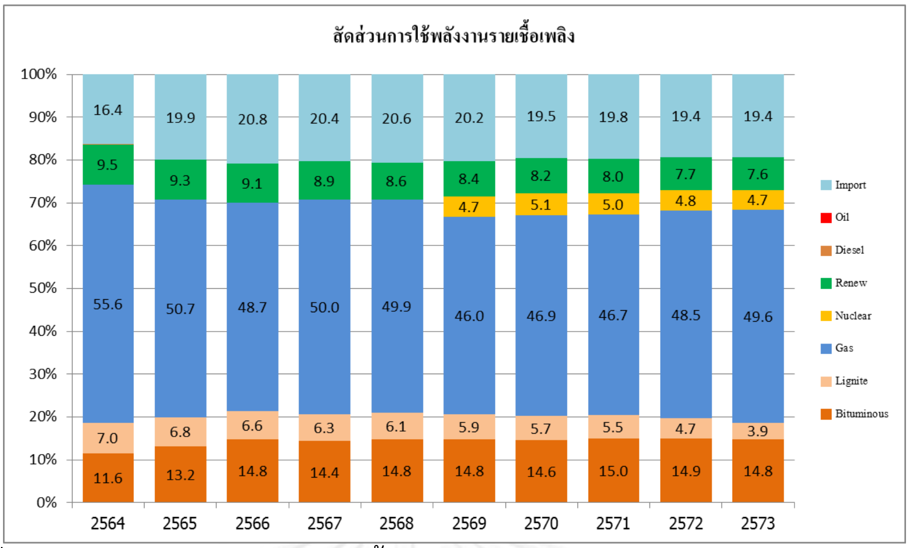
ก่อสร้างแตกต่างกันดังที่แสดงในตารางที่ 5.5 ทั้งนี้ การแบ่งพื้นที่และการกำหนดสายส่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ที่ใช้ในกรณีศึกษานี้แสดงดังภาพที่ 5.1

เนื่องจากในช่วงแรกของการวางแผนฯ คือ ในช่วงปี 2557 – 2563 มีแผนกำหนดโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบแน่นอน และระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าก็สูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำอยู่แล้ว ดังนั้นกระบวนการคัดเลือกโรงไฟฟ้าใหม่จะเริ่มขึ้นตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564 เป็นต้นไปผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบในช่วง 10 ปีสุดท้าย คือ ปี 2564 - 2573 เป็นดังนี้

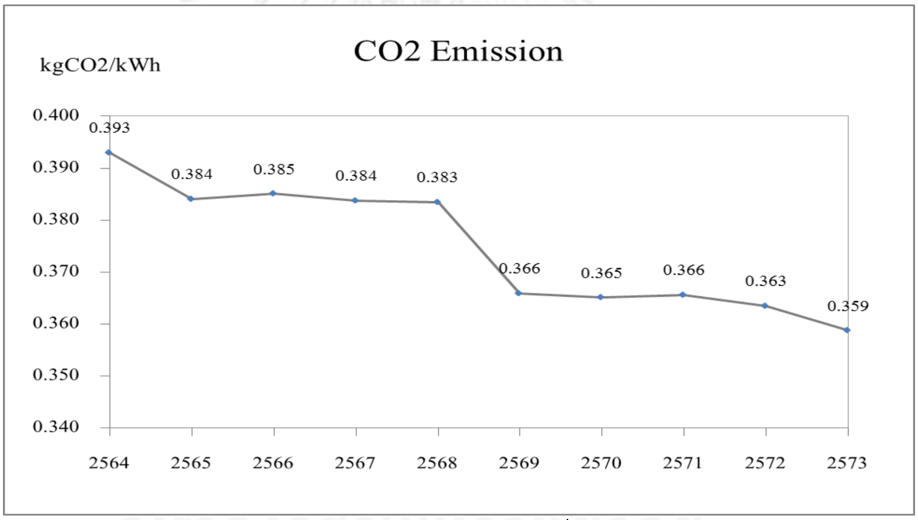
ตารางที่ 5.6 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)				ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย
	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคอีสาน	ภาคกลาง	
2564	-	-	2,400	-	3.929
2565	1,800	800	-	-	3.903
2566	-	800	600	3,600	3.885
2567	-	-	-	900	3.924
2568	-	800	600	1,800	3.918
2569	-	-	-	2,900	3.858
2570	-	-	-	3,600	3.878
2571	-	-	600	3,500	3.904
2572	-	-	-	1,800	3.970
2573	600	-	-	900	4.020
รวมที่เลือกเพิ่ม	2,400	2,400	4,200	19,000	-
รวมทั้งระบบ	7,761	7,542	13,725	43,031	-
กำลังผลิตพึ่งได้	6,707	5,922	8,710	39,309	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,375	5,096	6,351	37,944	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยแสดงดังภาพที่ 5.2 และ 5.3 ตามลำดับ



ภาพที่ 5.2 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบเดิม



ภาพที่ 5.3 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบเดิม

CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.4.2 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ

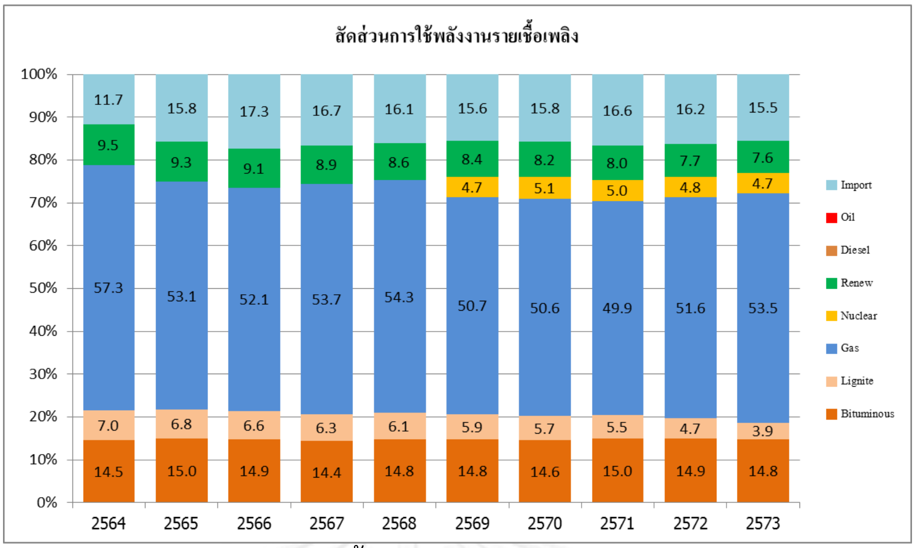
การทดสอบนี้เป็นการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีการที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยมีหลักการสำคัญคือ เมื่อระบบต้องการโรงไฟฟ้าใหม่เนื่องจากกำลังผลิตสำรองไม่เพียงพอหรือโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงกว่าเกณฑ์ ก็จะทำการคัดเลือกพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับเป้าหมายก่อน จากนั้น จึงค่อยเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะกับระบบที่สามารถติดตั้งในพื้นที่นั้นได้ สำหรับดัชนีที่ใช้ชี้วัดว่าพื้นที่ใดควรจะเป็นพื้นที่ที่ถูกใช้เป็นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้านั้น จะแสดงผลการวางแผนโดยใช้ดัชนีทั้ง 2 วิธี คือ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) แสดงดังตารางที่ 5.7 และดัชนี

กำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) แสดงดังตารางที่ 5.8 ผลการจัดทำแผนฯ ตามวิธีการที่นำเสนอ เป็นดังนี้

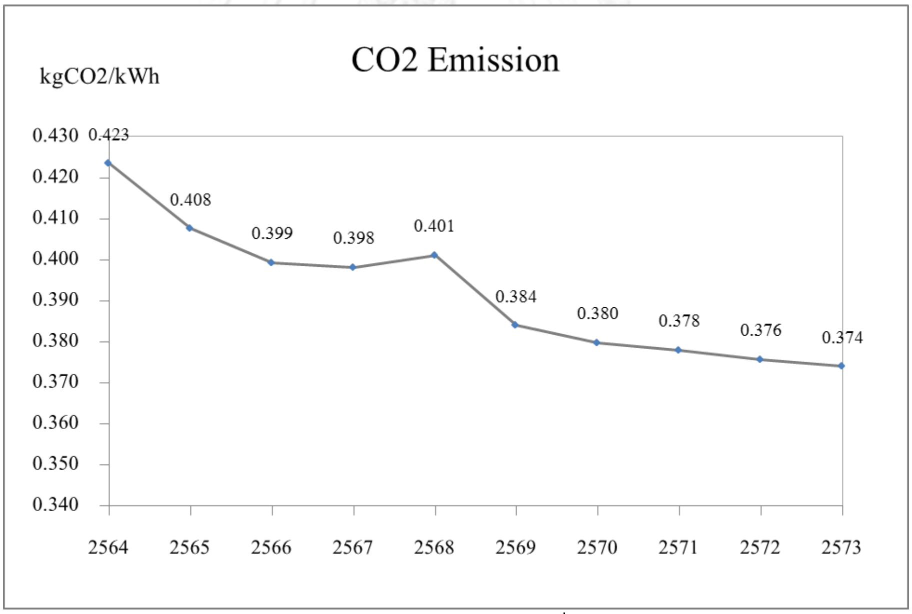
ตารางที่ 5.7 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)				ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย
	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคอีสาน	ภาคกลาง	
2564	-	1,600	-	-	4.003
2565	-	-	2,400	-	3.981
2566	-	-	600	4,500	3.972
2567	-	-	-	1,800	4.023
2568	-	800	-	900	4.040
2569	-	-	-	3,800	3.986
2570	600	-	-	2,700	3.981
2571	600	-	-	3,500	3.992
2572	-	-	-	1,800	4.060
2573	-	-	-	1,800	4.140
รวมที่เลือกเพิ่ม	1,200	2,400	3,000	20,800	-
รวมทั้งระบบ	6,561	7,542	12,525	44,831	-
กำลังผลิตพึ่งได้	5,594	5,922	8,061	41,109	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,375	5,096	6,351	37,944	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยแสดงดังภาพที่ 5.4 และ 5.5 ตามลำดับ



ภาพที่ 5.4 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ



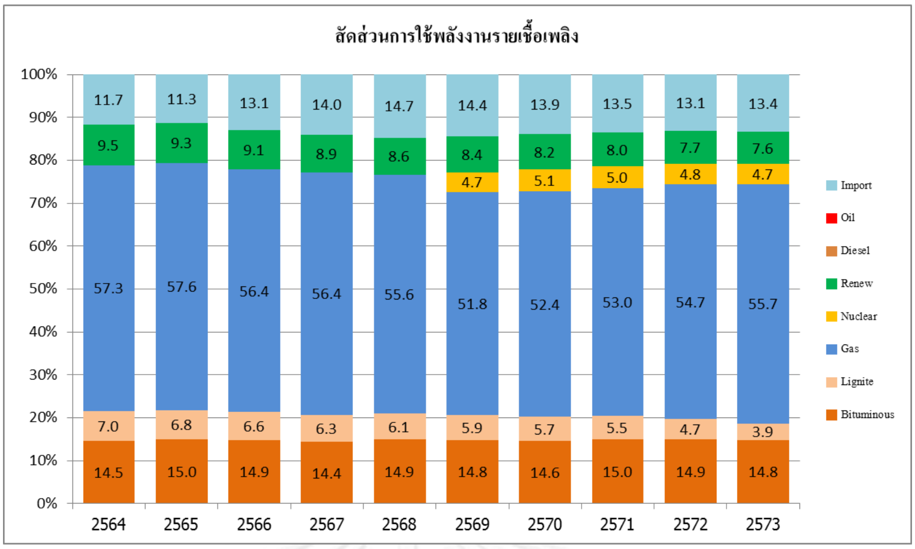
ภาพที่ 5.5 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ

ตารางที่ 5.8 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ

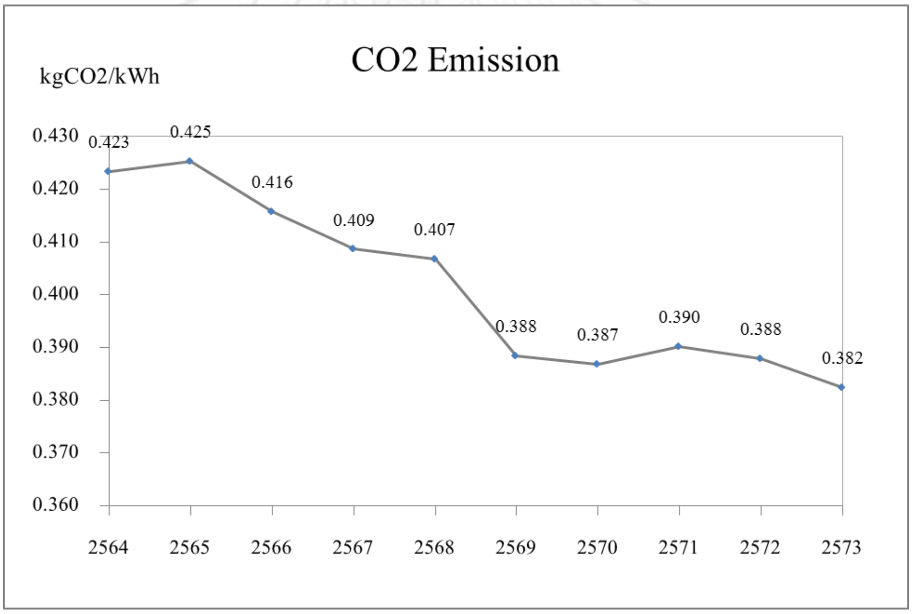
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)				ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย
	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคอีสาน	ภาคกลาง	
2564	-	-	-	1,600	4.003
2565	-	-	-	1,800	4.092
2566	-	-	1,200	3,600	4.075
2567	-	-	600	900	4.087
2568	-	800	600	1,800	4.072
2569	-	-	-	2,900	4.015
2570	-	-	-	3,600	4.032
2571	-	-	-	3,500	4.080
2572	-	-	-	2,700	4.158
2573	-	-	600	900	4.208
รวมที่เลือกเพิ่ม	0	800	3,000	23,300	-
รวมทั้งระบบ	5,361	5,942	12,525	47,331	-
กำลังผลิตพึ่งได้	4,480	4,322	7,471	42,754	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,375	5,096	6,351	37,944	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยแสดงดังภาพที่ 5.6 และ 5.7 ตามลำดับ

CHULALONGKORN UNIVERSITY



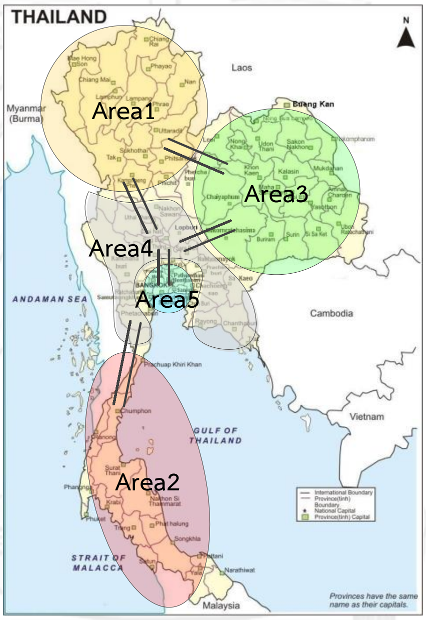
ภาพที่ 5.6 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ



ภาพที่ 5.7 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ

5.4.3 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

สำหรับการทดสอบนี้ จะแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 เขตโดยแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามโดยแบ่งเขตตามเขตศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ นั่นคือ จะแบ่งพื้นที่เขตกรุงเทพและปริมณฑลแยกออกมาและกำหนดให้มีการเชื่อมต่อของสายส่งระหว่างพื้นที่ ดังแสดงในภาพที่ 5.8 นอกจากนี้ จะกำหนดนโยบายเพิ่มเติมโดยให้พื้นที่กรุงเทพและปริมณฑล สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มได้เฉพาะประเภทพลังความร้อนร่วม และก่อสร้างเพิ่มได้สูงสุดอีกไม่เกิน 3 โรง ผลการทดสอบการจัดทำแผนตามเงื่อนไขดังกล่าว เป็นดังนี้



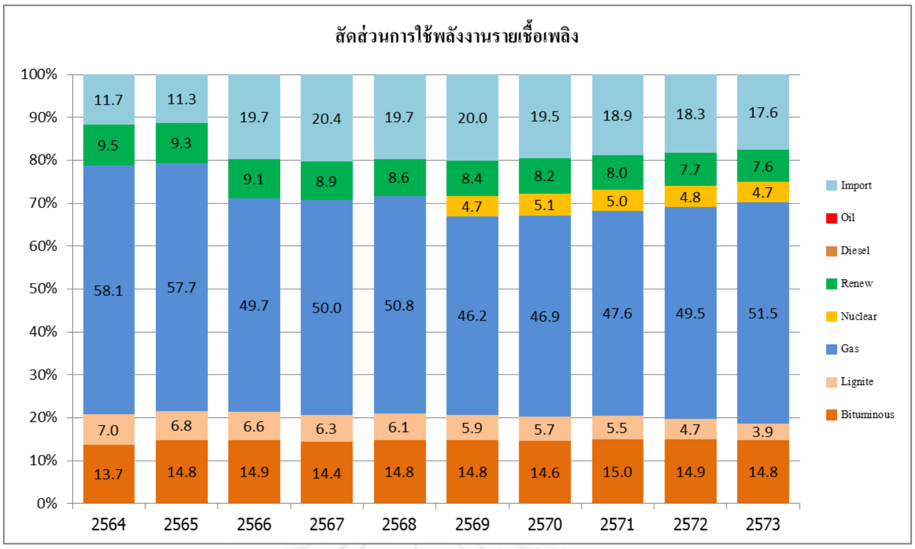
ภาพที่ 5.8 การแบ่งพื้นที่ตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

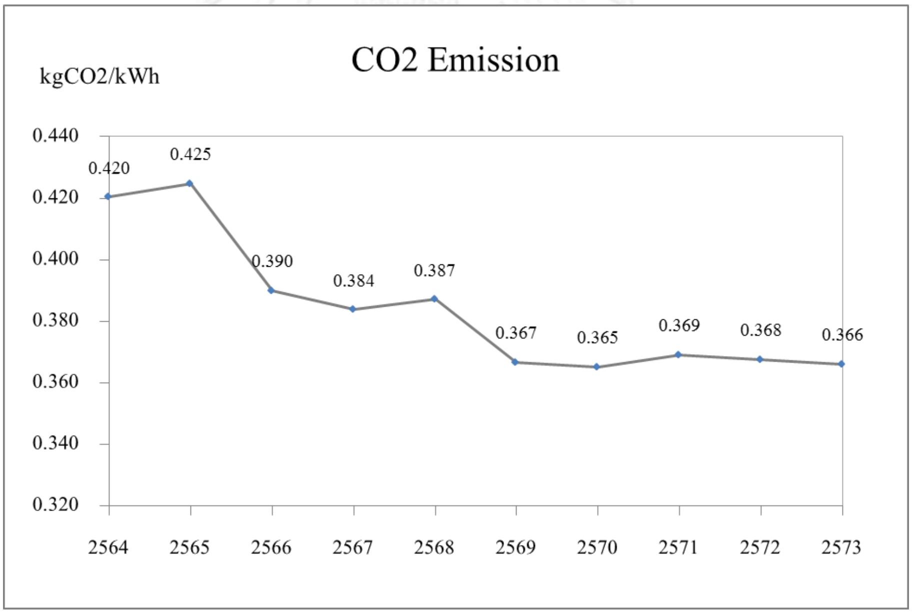
ตารางที่ 5.9 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)					ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วย
	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคอีสาน	ภาคกลาง	กรุงเทพและปริมณฑล	
2564	-	800	-	-	900	4.004
2565	-	800	-	-	900	4.093
2566	-	-	4,800	900	900	3.915
2567	-	-	-	900	-	3.924
2568	-	800	-	1,800	-	3.946
2569	600	-	-	2,900	-	3.862
2570	-	-	-	3,600	-	3.878
2571	-	-	-	3,500	-	3.927
2572	-	-	-	1,800	-	3.998
2573	-	-	-	1,800	-	4.077
รวมที่เลือกเพิ่ม	600	2,400	4,800	17,200	2,700	-
รวมทั้งระบบ	5,961	7,542	14,325	38,948	4,983	-
กำลังผลิตพึ่งได้	5,037	5,922	9,248	35,228	4,981	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,375	5,096	6,351	21,421	20,170	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยแสดงดังภาพที่ 5.9 และ 5.10 ตามลำดับ



ภาพที่ 5.9 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

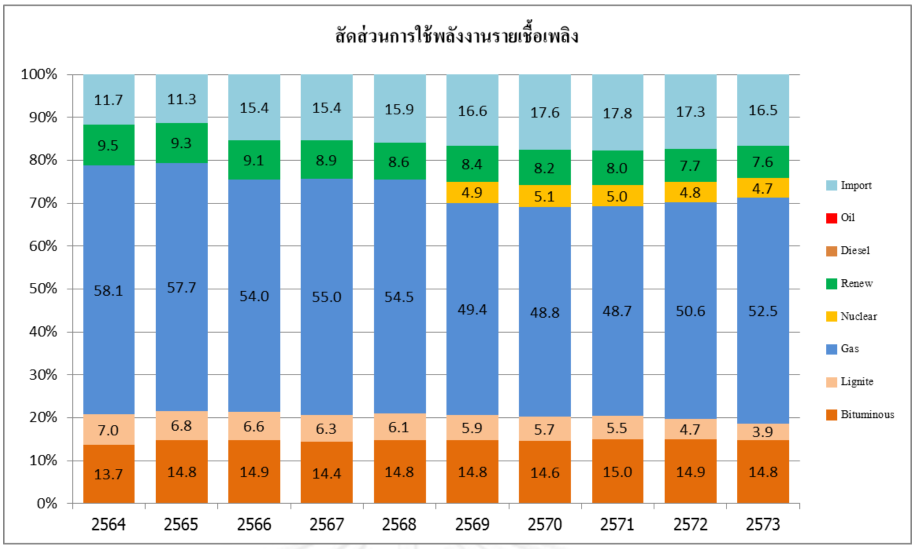


ภาพที่ 5.10 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

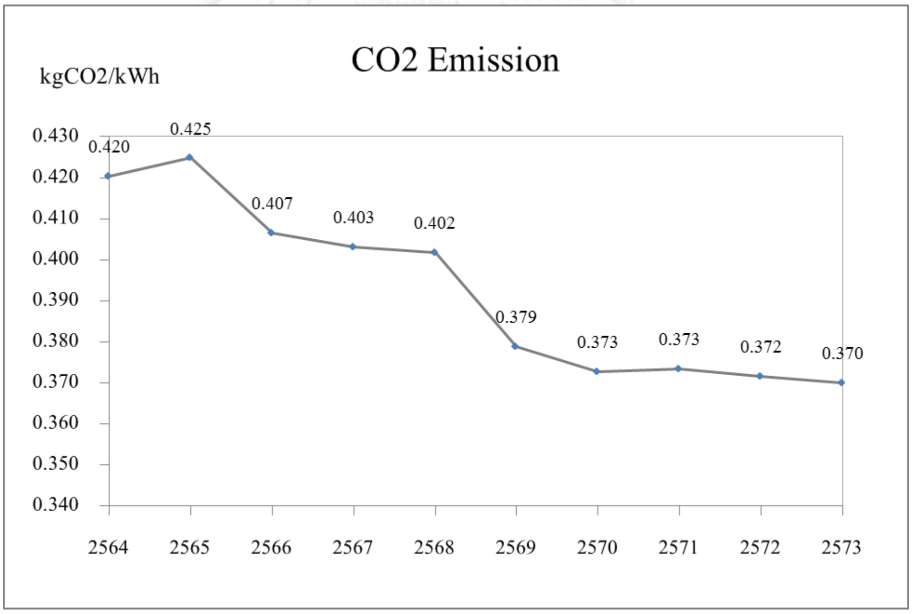
ตารางที่ 5.10 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)					ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วย
	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคอีสาน	ภาคกลาง	กรุงเทพและปริมณฑล	
2564	-	800	-	-	900	4.004
2565	-	800	-	-	900	4.093
2566	-	-	2,400	1,800	900	4.016
2567	-	-	-	1,800	-	4.053
2568	-	800	600	900	-	4.043
2569	-	-	600	3,800	-	3.955
2570	-	-	1,200	1,800	-	3.931
2571	-	-	-	4,400	-	3.963
2572	-	-	-	900	-	4.026
2573	-	-	-	2,700	-	4.113
รวมที่เลือกเพิ่ม	-	2,400	4,800	18,100	2,700	-
รวมทั้งระบบ	5,361	7,542	14,325	39,848	4,983	-
กำลังผลิตพึ่งได้	4,480	5,922	9,248	36,128	4,981	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,375	5,096	6,351	21,421	20,170	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยแสดงดังภาพที่ 5.11 และ 5.12 ตามลำดับ



ภาพที่ 5.11 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ



ภาพที่ 5.12 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

5.4.4 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิง

ในการทดสอบนี้ จะแบ่งเขตพื้นที่เป็น 5 เขต โดยแยกพื้นที่ภาคกลางออกเป็น 2 ส่วน คือ ภาคกลางฝั่งตะวันออกและภาคกลางฝั่งตะวันตก ดังแสดงในภาพที่ 5.13 ซึ่งโรงไฟฟ้าที่อยู่ในฝั่งตะวันตกจะใช้ก๊าซธรรมชาติที่นำเข้าจากพม่าเป็นหลัก ส่วนโรงไฟฟ้าที่อยู่ในฝั่งตะวันออกจะใช้ก๊าซธรรมชาติจากโรงแยกก๊าซหรือถ่านหินนำเข้าเป็นหลัก นอกจากนี้ จะกำหนดให้ความต้องการไฟฟ้าของพื้นที่ฝั่งตะวันตกและฝั่งตะวันออกมีสัดส่วนเป็น 15 ต่อ 85 และพื้นที่ฝั่งตะวันตกสามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มได้เฉพาะประเภทพลังความร้อนร่วมเท่านั้น ผลการทดสอบการจัดทำแผนตามเงื่อนไขดังกล่าว เป็นดังนี้

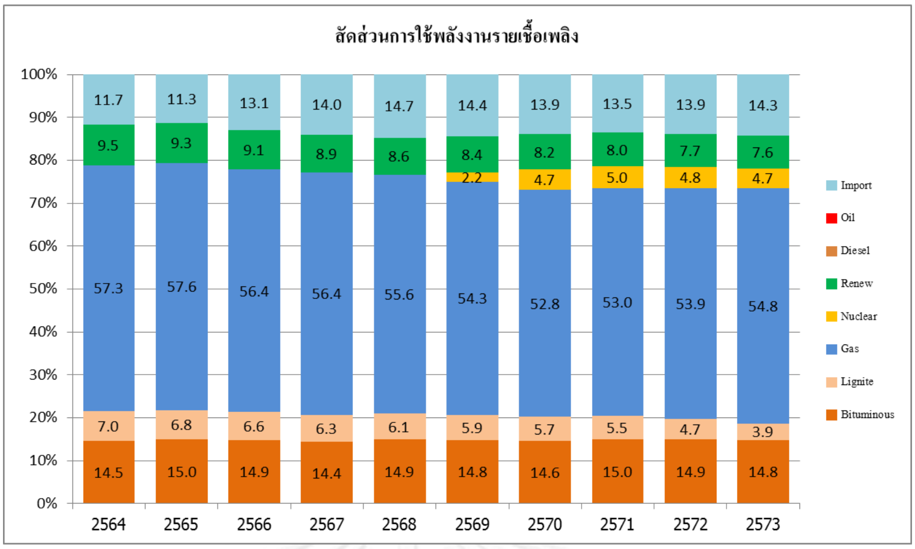
ภาพที่ 5.13 การแบ่งพื้นที่ตามแหล่งเชื้อเพลิง

CHULALONGKORN UNIVERSITY

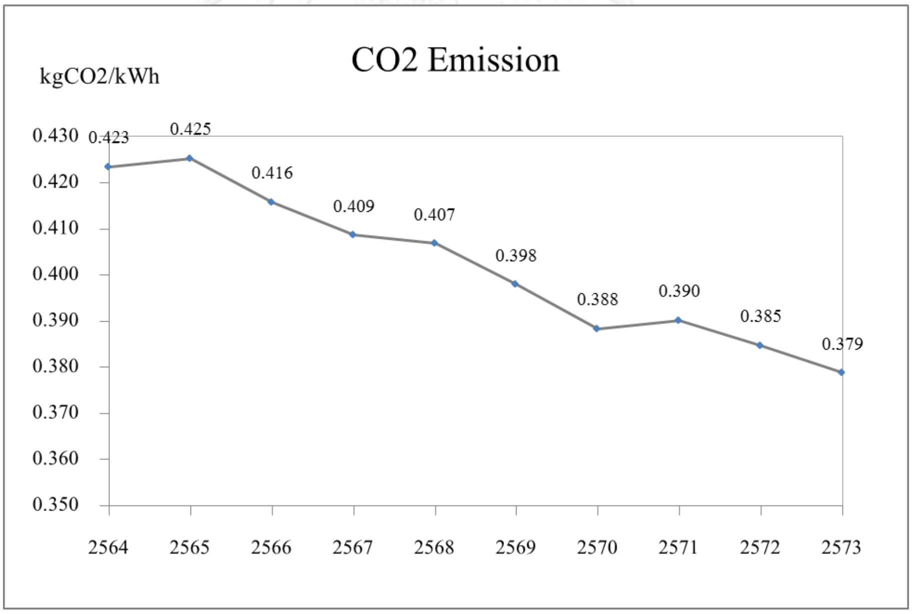
ตารางที่ 5.11 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)					ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วย
	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคอีสาน	ภาคกลางฝั่งตะวันออก	ภาคกลางฝั่งตะวันตก	
2564	-	1,600	-	-	-	4.003
2565	-	-	-	1,800	-	4.092
2566	-	-	1,200	3,600	-	4.075
2567	600	-	-	900	-	4.087
2568	-	-	600	1,700	900	4.072
2569	-	-	-	1,000	1,800	4.070
2570	-	-	-	2,800	-	4.036
2571	-	800	-	2,700	1,800	4.087
2572	600	-	-	1,800	-	4.138
2573	600	-	-	900	-	4.183
รวมที่เลือกเพิ่ม	1,800	2,400	1,800	17,200	4,500	-
รวม	7,161	7,542	11,325	39,831	5,900	-
กำลังผลิตพึ่งได้	5,698	5,922	6,881	35,254	5,900	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,375	5,096	6,351	32,252	5,692	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยแสดงดังภาพที่ 5.14 และ 5.15



ภาพที่ 5.14 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง

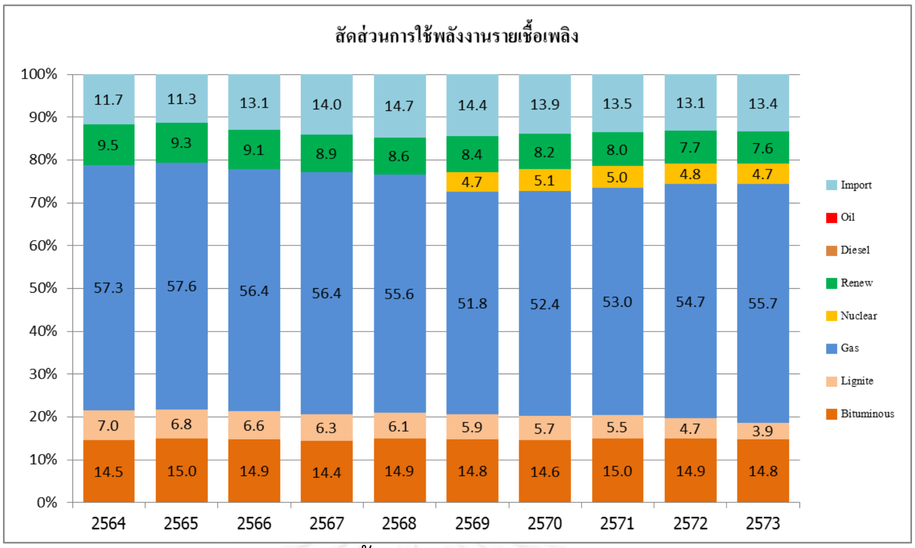


ภาพที่ 5.15 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง

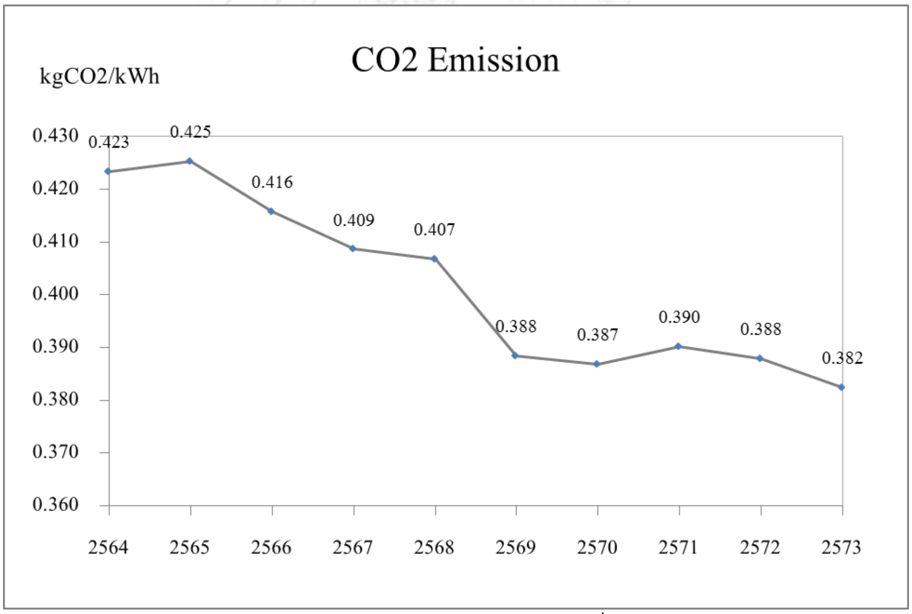
ตารางที่ 5.12 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)					ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วย
	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคอีสาน	ภาคกลางฝั่งตะวันออก	ภาคกลางฝั่งตะวันตก	
2564	-	-	-	1,600	-	4.003
2565	-	-	-	1,800	-	4.092
2566	-	-	1,200	3,600	-	4.075
2567	-	-	600	900	-	4.087
2568	-	800	600	1,800	-	4.072
2569	-	-	-	2,900	-	4.015
2570	-	-	-	3,600	-	4.032
2571	-	800	-	2,700	-	4.080
2572	-	-	-	2,700	-	4.158
2573	-	-	600	900	-	4.208
รวมที่เลือกเพิ่ม	-	1,600	3,000	22,500	-	-
รวม	5,361	6,742	12,525	45,131	1,400	-
กำลังผลิตพึ่งได้	4,480	5,122	7,471	40,554	1,400	-
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	5,375	5,096	6,351	32,252	5,692	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยแสดงดังภาพที่ 5.16 และ 5.17



ภาพที่ 5.16 สัดส่วนการใช้พลังงานรายเชื้อเพลิงของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง



ภาพที่ 5.17 อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง

จากผลทดสอบทั้งหมดเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของแต่ละการทดสอบแสดงดังภาพที่ 5.18 โดยที่คำย่อในแผนภาพแทนการวางแผนแต่ละเงื่อนไขดังนี้

4Area - Old คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม

4Area - LOLE คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ

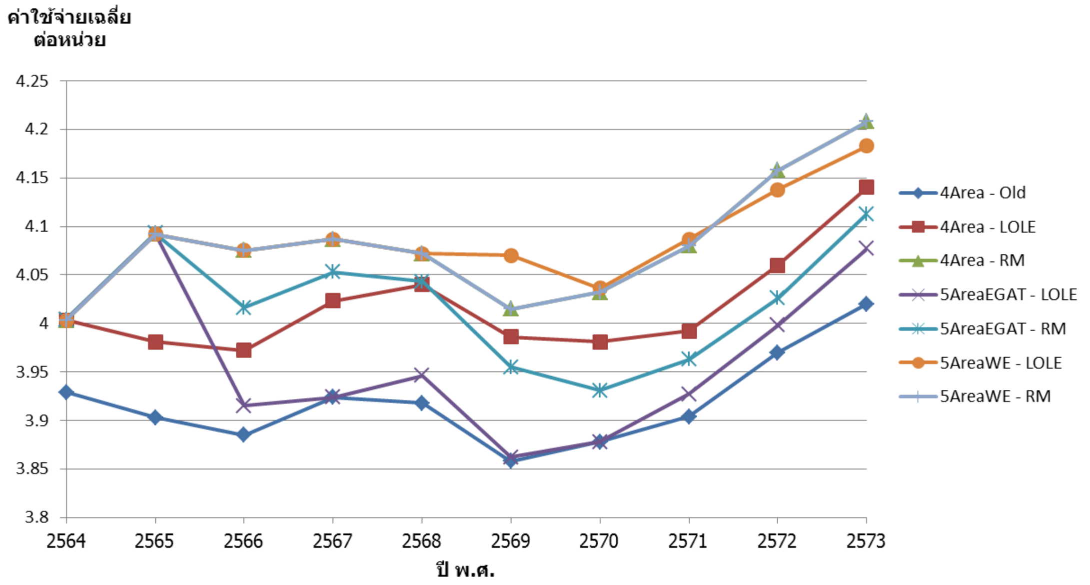
4Area - RM คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 4 ภูมิภาคตามลักษณะทางกายภาพ

5AreaEGAT – LOLE คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

5AreaEGAT – RM คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่เลือกพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

5AreaWE – LOLE คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง

5AreaWE - RM คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ด้วยดัชนีกำลังการผลิตสำรองประจำพื้นที่เมื่อแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคเขตตามแหล่งเชื้อเพลิง



ภาพที่ 5.18 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของแต่ละการทดสอบ

จากวิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในเครือข่าย (Network Flow Analysis) ที่กล่าวถึงในบทที่ 4 ขนาดกำลังไฟฟ้าที่สูงสุดที่ถูกส่งระหว่างพื้นที่ตลอดการจัดทำแผนแสดงดังตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 ขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ส่งระหว่างพื้นที่ตลอดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละการทดสอบ

พื้นที่ – พื้นที่	ปัจจุบัน (MW)	ตลอดการจัดทำแผนในช่วง 2557 - 2573 (MW)						
		4Area - Old	4Area - LOLE	4Area - RM	5Area EGAT - LOLE	5Area EGAT - RM	5AreaWE - LOLE	5AreaWE - RM
ภาคเหนือ – ภาคอีสาน	640	1,431	1,380	1,678	2,022	2,194	1,132	1,678
ภาคเหนือ – ภาคกลาง (ตะวันออก)	1,536	3,820	3,144	2,933	3,443	3,027	3,057	2,933
ภาคกลาง (ตะวันตก) – ภาคใต้	1,541	3,513	3,521	2,056	3,510	3,598	3,340	3,340
ภาคอีสาน – ภาคกลาง (ตะวันออก)	1,340	4,509	3,770	3,269	4,800	4,439	3,146	3,238
ภาคกลาง – กรุงเทพและปริมณฑล	8,353	-	-	-	15,188	15,188	-	-
ภาคกลาง ตะวันออก – ตะวันตก	2,621	-	-	-	-	-	3,964	4,725

5.5 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบที่นำเสนอในหัวข้อที่ 5.4 จะถูกวิเคราะห์และอภิปรายในหัวข้อนี้ โดยนำเสนอให้สอดคล้องกับการนำเสนอผลการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.5.1 วิเคราะห์ผลระหว่างการทดสอบการวางแผนที่พิจารณาพื้นที่กับไม่พิจารณาพื้นที่

เมื่อเปรียบเทียบระหว่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขพื้นที่ โดยแบ่งเขตพื้นที่เป็น 4 พื้นที่ ดังตารางที่ 5.6 - 5.8 พบว่ากำลังผลิตพึ่งได้ของทั้งระบบที่ปลายแผน มีค่าแตกต่างกันเพียงเล็กน้อยเนื่องจากการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งสองแนวทางมีการกำหนดนโยบายทางด้านเชื้อเพลิงที่เหมือนกันและมีการเลือกโรงไฟฟ้าเข้าระบบเมื่อระดับความเชื่อถือได้ต่ำในเวลาอันใกล้เคียงกัน แต่ด้วยการวางแผนฯ ที่มีลำดับการเลือกตำแหน่งพื้นที่ก่อนจะทำให้มีการกระจายตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าตามเป้าหมายเพื่อลดปัญหาความเสี่ยงจากการขาดกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่แทนที่จะเป็นการเลือกโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำสุดเข้ามาในระบบก่อน ถึงแม้ว่าการเลือกพื้นที่เป้าหมายก่อนเลือกโรงไฟฟ้าทำให้มีโอกาสเลือกโรงไฟฟ้าที่ต้นทุนสูงกว่า ทำให้ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับระบบผลิตสูงกว่าดังภาพที่ 5.18 แต่การเลือกพื้นที่เป้าหมายก่อนจะส่งผลให้โรงไฟฟ้าที่ใส่เข้าไปในระบบพื้นที่นั้นตรงตามความต้องการไฟฟ้าของพื้นที่ ทำให้การส่งกำลังไฟฟ้าข้ามผ่านพื้นที่ลดลงดังตารางที่ 5.13 ด้วยการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่ที่ลดลงก็จะส่งผลให้แนวโน้มของค่าใช้จ่ายสำหรับการขยายสายส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่ลดลงไปด้วย

5.5.2 วิเคราะห์ผลการแบ่งพื้นที่สำหรับการวางแผนพัฒนาพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ในการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยแบ่งพื้นที่ตามศูนย์ควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้ากำลัง จากการกำหนดเงื่อนไขของสำหรับพื้นที่กรุงเทพและปริมณฑลให้มีโรงไฟฟ้าเพิ่มได้จำกัด จะพบว่า ลักษณะพื้นที่นี้มีความต้องการไฟฟ้าสูงและมีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าต่ำ ดังนั้นเมื่อระบบต้องการโรงไฟฟ้าพื้นที่นี้จะเป็นพื้นที่เป้าหมายในการติดตั้งเป็นอันดับแรก ทำให้ช่วงแรกของการคำนวณมีโรงไฟฟ้าเข้าไปในพื้นที่ทุกปีจนติดข้อจำกัดจำนวนพื้นที่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า การเลือกพื้นที่เป้าหมายจึงถูกเปลี่ยนเป็นพื้นที่อื่นแทนดังแสดงตารางที่ 5.9 - 5.10 อย่างไรก็ดี ความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่กรุงเทพและปริมณฑลมีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อยๆ ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่พื้นที่นี้มีปริมาณมากแสดงดังตารางที่ 5.13

เมื่อแบ่งเขตพื้นที่ใหม่ในการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยแบ่งภาคกลางออกเป็นฝั่งตะวันตกและตะวันออก ตะวันออก จากผลการทดสอบพบว่า เมื่อเลือกพื้นที่ด้วยกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตกที่ปลายแผนมีกำลังผลิตพึ่งได้น้อยกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอย่างมากแต่ไม่ได้เป็นพื้นที่เป้าหมายสำหรับการติดตั้งโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ มีสาเหตุมาจากภาคกลางฝั่งตะวันตกได้รับความช่วยเหลือมากจากภาคกลางฝั่งตะวันออกที่ติดกันซึ่งมีกำลังผลิตที่สูง การวางแผนด้วยวิธีนี้ กำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มจึงไปติดตั้งในพื้นที่อื่นซึ่งมีความเสี่ยงมากกว่าดังตารางที่ 5.12 และสามารถประเมินขนาดความจุของระบบส่งที่ต้องสร้างเพิ่มได้ดังตารางที่ 5.13

จากการวางแผนเมื่อแบ่งเขตมากขึ้นพบว่า พื้นที่ที่มีโอกาสเป็นพื้นที่เป้าหมายสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเป็นอันดับแรกจะเป็นพื้นที่ที่มีสายส่งเชื่อมต่อกับพื้นที่อื่นเพียงทางเดียวซึ่งจะส่งผลให้พื้นที่นั้นมีความเชื่อถือได้มีค่าค่อนข้างต่ำ ดังนั้น การก่อสร้างโรงไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าว จะเป็นการสนับสนุนให้แต่ละพื้นที่มีกำลังผลิตที่ตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่อย่างเพียงพอโดยพึ่งพาการส่งผ่านพลังงานข้ามพื้นที่ที่ไม่ใช่พื้นที่ข้างเคียงให้น้อยที่สุด

5.5.3 วิเคราะห์ผลของดัชนีที่ใช้เลือกพื้นที่ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

จากการวิเคราะห์ในภาพรวม จะพบว่า การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่จะมีความเหมาะสมมากกว่าการวางแผนแบบเดิม โดยจะทำให้สามารถทราบได้ว่าพื้นที่ใดควรจะเป็นพื้นที่ที่มีแนวโน้มในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และสามารถกำหนดเชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้ามากขึ้น นอกจากนี้ การวางแผนด้วยวิธีดังกล่าว ยังช่วยลดการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าข้ามพื้นที่โดยไม่จำเป็นได้ สำหรับการกำหนดพื้นที่นั้น ยังไม่อาจสรุปผลได้ชัดเจนนัก แต่ทั้งนี้ หากสามารถแบ่งพื้นที่ให้สอดคล้องกับข้อจำกัดการใช้เชื้อเพลิงได้จริง ก็จะทำให้การวางแผนมีความเหมาะสมมากที่สุด โดยสำหรับระบบของประเทศไทยนั้น การแบ่งพื้นที่ออกเป็น 5 ภูมิภาคตามแหล่งเชื้อเพลิงโดยแบ่งภาคกลางออกเป็นฝั่งตะวันออกและฝั่งตะวันตก น่าจะมีความเหมาะสมมากที่สุด ในส่วนของเกณฑ์การเลือกพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าระหว่างการใช้โอกาสเกิดไฟฟ้ากับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) และระดับกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) นั้น ผู้วิจัยมีความเห็นว่า สำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าซึ่งพิจารณาความมั่นคงเป็นปัจจัยสำคัญ การใช้เกณฑ์ระดับกำลังผลิตสำรองจะมีความเหมาะสมมากกว่าเนื่องจากระบบไฟฟ้าไม่สามารถรับความเสียหายจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ ซึ่งการประเมินด้วยเกณฑ์ระดับกำลังผลิตสำรองจะเป็นการพิจารณาส่วนเผื่อในกรณีเลวร้ายที่สุด ณ ขณะเกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ในขณะที่การประเมินด้วยเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจะเป็นการประเมินในลักษณะของค่าเฉลี่ยเท่านั้น

บทที่ 6
สรุป

6.1 สรุปผลการวิจัย

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นกระบวนการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบตามกรอบการคำนวณทางนโยบายด้านพลังงานโดยมีการเลือกพื้นที่ติดตั้งของโรงไฟฟ้าด้วย ในการวางแผนดังกล่าวเริ่มจากการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และการจัดสรรกำลังผลิตในช่วงเวลาที่ต้องการพิจารณาทีละช่วงเวลา การตัดสินใจว่าระบบต้องการโรงไฟฟ้าจะเกิดจากการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้งระบบอยู่ในระดับต่ำหรือไม่ ถ้าอยู่ในระดับต่ำกว่ากำหนดกระบวนการตัดสินใจเลือกพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้รายพื้นที่จะเกิดขึ้นก่อน เมื่อได้พื้นที่ที่มีความเชื่อถือได้รายพื้นที่ต่ำที่สุด ก็จะพิจารณาให้โรงไฟฟ้าที่เหมาะกับพื้นที่นั้นเข้าไปแต่ถ้าโรงไฟฟ้าที่เข้าไปในพื้นที่นั้นทำให้ขัดกับนโยบายหรือข้อจำกัดของพื้นที่ก็จะเป็นพื้นที่ที่มีความเชื่อถือได้ต่ำสุดอันดับถัดมาแทน จากนั้นกลับไปเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับพื้นที่นั้นต่อจนเสร็จ เพื่อให้ง่ายต่อการวางแผนเชิงนโยบายช่วงเวลาการคำนวณสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนวณทีละ 1 เดือน ไปเรื่อยๆ จนครบกรอบเวลาที่วางแผน ผลคำตอบที่ได้เป็นจุดที่เหมาะสมสำหรับช่วงเวลานั้น (Sub-Optimum) อาจไม่ใช่คำตอบที่ครอบคลุมกรอบเวลาทั้งหมด

สำหรับเกณฑ์การตัดสินใจเลือกพื้นที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าจะเป็นการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้รายพื้นที่ตัดสินใจว่าพื้นที่ที่พิจารณามีความต้องการโรงไฟฟ้ามากขนาดไหน แบบจำลองของรายพื้นที่จะประกอบไปด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่นั้นๆ โดยแต่ละพื้นที่ที่แบ่งออกมามีการเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งกำลังไฟฟ้า (Tie-Line) ไว้สำหรับส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่พื้นที่ที่ระบบผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ ในกรณีทั่วไปพื้นที่ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าระบบผลิตในพื้นที่และได้รับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ใกล้เคียงน้อยจะมีดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำจะเป็นพื้นที่เป้าหมายแรกในการพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าเข้าระบบ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการประเมินความเชื่อถือได้รายพื้นที่ 2 วิธี นั่นคือดัชนีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ (Area-based LOLE) และกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่ (Area-based Reserved Margin) โดยตั้งกฎเกณฑ์ให้พื้นที่ที่พิจารณาได้รับกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มจากพื้นที่ใกล้เคียงหรือติดกันเท่านั้น กล่าวคือ ไม่สนับสนุนให้ส่งกำลังไฟฟ้าข้ามไปช่วยเหลือมากกว่าสองต่อหรืออาจอนุมานได้ว่าเป็นการส่งกำลังไฟฟ้าที่ไกลเกินกว่าการช่วยเหลือ

ผลการทดสอบปรากฏว่า การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมโดยเลือกพื้นที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าหลังจากได้โรงไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อระบบจะทำให้โรงไฟฟ้าที่เลือกมาในขณะนั้นมีโอกาสไม่เหมาะสมกับความต้องการไฟฟ้าของพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าไปติดตั้ง ส่งผลให้มีช่วงเวลาหนึ่งเกิดการส่งกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ที่มีระบบผลิตไฟฟ้ามากๆ ไปยังพื้นที่ที่มีความต้องการไฟฟ้ามากๆ เป็นเหตุให้ในอนาคตต้องมีการขยายระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากเดิมอีก ต่างกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่มีการเลือกโรงไฟฟ้าและกระจายพื้นที่ตั้งให้เหมาะสมกับพื้นที่ที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงมาก ทำให้ไม่จำเป็นต้องขยายระบบส่งที่มีระยะทางไกลเพิ่ม อีกทั้งยังทำให้ระบบผลิตในพื้นที่นั้นมีระดับความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นอีกด้วย นอกจากนี้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ยังมีข้อดีในด้านนโยบาย เช่น ทราบจำนวนโรงไฟฟ้าที่ต้องเข้าพื้นที่นั้นๆ อย่างชัดเจน เมื่อต้องการติดตั้ง สามารถหาพื้นที่ได้ทันกำหนดของแผน หรือก่อนวางแผนการมีการสำรวจจำนวนพื้นที่ที่ประชาชนยอมรับให้ติดตั้งโรงไฟฟ้าได้เพื่อนำมาเป็นเงื่อนไขข้อจำกัดพื้นที่ในการวางแผน และเนื่องจากทราบว่าพื้นที่ใดควรสร้างโรงไฟฟ้าก่อน จะช่วยทำให้สามารถวางแผนจัดหาเชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับพื้นที่ได้ เป็นต้น

เมื่อพิจารณาการวางแผนเมื่อมีการแบ่งเขตพื้นที่รูปแบบต่างๆ พบว่า พื้นที่ที่มีโอกาสเป็นพื้นที่เป้าหมายเป็นอันดับแรกในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า จะเป็นพื้นที่ที่มีสายส่งเชื่อมต่อกับพื้นที่อื่นเพียงทางเดียวและด้วยจากการกำหนดขอบเขตการคำนวณความเชื่อถือได้รายพื้นที่ทำให้ค่าความเชื่อถือได้ในพื้นที่ลักษณะดังกล่าวมีค่าค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้ เพื่อสนับสนุนให้แต่ละพื้นที่มีกำลังผลิตที่ตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่อย่างเพียงพอโดยพึ่งพาการส่งผ่านพลังงานข้ามพื้นที่ที่ไม่ใช่พื้นที่ข้างเคียงให้น้อยที่สุด

สำหรับดัชนีที่ใช้เลือกพื้นที่เป้าหมายนั้น พบว่า การเลือกพื้นที่เป้าหมายด้วยดัชนีกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่โดยส่วนใหญ่จะทำให้การส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่มีค่าน้อยกว่าการเลือกพื้นที่เป้าหมายด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ เนื่องมาจากการเลือกพื้นที่จากดัชนีกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่จะเหมือนการตัดสินใจด้วยบุคคลที่มองว่าพื้นที่ใดมีความเสี่ยงจากการขาดกำลังผลิตมากกว่ากัน ทำให้เน้นเพิ่มโรงไฟฟ้าไปในพื้นที่นั้นๆ ซึ่งต่างกับการเลือกพื้นที่จากดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับประจำพื้นที่ซึ่งเป็นการคำนวณทางสถิติร่วมอยู่ด้วย ทำให้ได้คำตอบแตกต่างออกไป อย่างไรก็ดี ผลการจัดทำแผนด้วยเกณฑ์การเลือกพื้นที่แบบกำลังผลิตสำรองก็มีแนวโน้มทำให้ต้นทุนค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของระบบผลิตสูงกว่าด้วย

6.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

1) เนื่องจากปัจจุบันมีแต่เพียงการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้งระบบ ไม่มีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละพื้นที่ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าราย

พื้นที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการประมาณจากสัดส่วนของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานของทั้งระบบ ซึ่งในทางปฏิบัติการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่มีโอกาสไม่เป็นไปตามสัดส่วนดังที่คำนวณไว้ อาจทำให้ผลการทดสอบการเลือกพื้นที่ติดตั้งแตกต่างจากผลที่สรุปไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

2) การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีเงื่อนไขค่อนข้างจำกัด ในทางปฏิบัติอาจมีแผนพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมกับทรัพยากรเข้าไปในพื้นที่เพื่อลดการส่งกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่น เป็นต้น

3) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการคำนวณต้นทุนค่าใช้เฉลี่ยเฉพาะระบบผลิตเท่านั้น หากสามารถพิจารณาค่าใช้จ่ายที่เกิดจากระบบส่งที่เกิดจากการส่งกำลังข้ามพื้นที่ได้ อาจนำไปใช้เป็นเงื่อนไขประกอบการคำนวณการเลือกโรงไฟฟ้าหรือแสดงผลกระทบอื่นๆ ที่มาจากการวางแผนฯ ได้ชัดเจนยิ่งขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการอ้างอิง

[1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2555, เมษายน). แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า [ออนไลน์]. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=325&Itemid=207

[2] สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2554, เมษายน). แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า *20 ปี* [ออนไลน์]. Available: http://www.eppo.go.th/ccep/energy_3-4.html

[3] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, "งานศึกษาการจัดทำแผนจัดหาไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ," รายงานผลการศึกษา2554.

[4] *Expansion Planning For Electrical Generating Systems a Guide Book* vol. 241 Technical Reports Series International Atomic Energy Agency Vienna, 1984.

[5] Florida Power & Light Company, "Ten Year Power Plant Site Plan 2013-2022," 2013.

[6] E. Tzaimas, A. Georgakaki, and S. D. Peteves, "Future Fossil Fuel Electricity Generation in Europe: Options and Consequences," Joint Research Centre Institute for Energy2009.

[7] J. F. Braun, "EU Energy Policy under the Treaty of Lisbon Rules Between a new policy and business as usual," *EPIN Working Papers,* p. 14, 2012.

[8] The North American Electric Reliability Corporation, "2013 Long-Term Reliability Assessment," 2013.

[9] The North American Electric Reliability Corporation, "Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning," 2011.

[10] M.S.Kandil, S.M.El-Debeiky, and N.E.Hasanien, "Rule-based system for determining unit locations of a developed generation expansion plan for transmission planning," *IEE Proc -Gener Trunsm Distrib,* vol. 147, pp. 62-68, 2000.

[11] I. G. Sardou, M. T. Ameli, M. S. Sepasian, and M. Ahmadian, "A Novel Genetic-based Optimization for Transmission Constrained Generation Expansion Planning," *I.J. Intelligent Systems and Applications,* pp. 73-83, 2014.

[12] N. S. Rau and F. Zeng, "Adequacy and Responsibility of Locational Generation and Transmission—Optimization Procedures," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS,* vol. 19, pp. 2093-2101, 2004.

[13] P. Jirutitijaroen and C. Singh, "A Hybrid Method for Multi-Area Generation Expansion using Tabu-search and Dynamic Programming," presented at the 2006 International Conference on Power System Technology, 2006.

[14] A. Khodaei, M. Shahidehpour, LeiWu, and Z. Li, "Coordination of Short-Term Operation Constraints in Multi-Area Expansion Planning," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS,* vol. 27, pp. 2242-2250, 2012.

[15] T. H. Cormen, C. E. Leiserson, R. L. Rivest, and C. Stein, *Introduction to Algorithm*, 2009.

[16] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power System*: Pitman Publishing Limited, 1984.

[17] สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2555, เมษายน). ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า [ออนไลน์]. Available: http://www.eppo.go.th/load/load2004-jan04rev/

[18] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2557, เมษายน). กำลังผลิตสำรอง: หลักประกันความมั่นคงของระบบไฟฟ้า [ออนไลน์]. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=357&Itemid=217

[19] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2557, เมษายน). คำศัพท์พลังงาน [ออนไลน์]. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&task=list&letter=D&ItemIt=229

[20] R. Diewvilai, R. Nidhiritdhikrai, and B. Eua-arporn, "Reserve Margin Evaluation for Generation System Using Probabilistic Based Method," *ECTI-2011,* pp. 905-908, 2011.

[21] R. Billinton, C. L. Wee, P. R. S. Kuruganty, and P. R. Thompson, "Interconnected system reliability evaluation concepts and philosophy," *CEA Transactions,* vol. 20, pp. 81-SP-144, 1981.

[22] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2555, กันยายน). โรงไฟฟ้ายิ่งมีประสิทธิภาพสูง ยิ่งช่วยลดโลกร้อน [ออนไลน์]. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=359:article-effective-generator-saving-world&catid=38:public-articles

[23] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, "โครงการพัฒนาเครื่องมือช่วยในการวางแผนการจัดหาไฟฟ้าของประเทศ," รายงานฉบับสมบูรณ์2556.

[24] A. Farag, S. Al-balyat, and T.C.Cheng, "Economic Load Dispatch Multiobjective Optimization Procedures using Linear Programming Techniques," *IEEE Trans. Power System,* vol. 10, 1995.

[25] Mathworks. (2556, กันยายน, 2556). *linprog - Solve linear programming problems* [ออนไลน์]. Available: http://www.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html

[26] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*: John Willey & Sons, inc., 1984.

[27] พิเชษฐ เศรษฐพานิช, "แผนที่ระบบไฟฟ้า," EPS 2002 ed: กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2550.

[28] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทวงพลังงาน. (2557, มีนาคม). แผนพลังงานทดแทน *15 (พ.ศ.2551-2565)* [ออนไลน์]. Available: http://www.eppo.go.th/ccep/download/REDP_15_yrs.pdf
[29] ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2557, มีนาคม). แผนที่โรงไฟฟ้า*SPP* [ออนไลน์]. Available: http://www.ppa.egat.co.th/Sppx/contract1.html

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก.
ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553-2573 ที่ติดตั้ง ณ เดือน ธันวาคม พ.ศ. 2556

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
1	Bhumibol Dam (1)	779.20	Renew	Hydro	-	3.58	1	พ.ค./2507	หลังแผน
2	Sirikit Dam (1)	500.00	Renew	Hydro	-	3.58	1	ม.ค./2517	หลังแผน
3	Ubol Ratana Dam (1)	25.20	Renew	Hydro	-	6.76	3	มี.ค./2509	หลังแผน
4	Sirindhorn Dam (1)	36.00	Renew	Hydro	-	3.58	3	พ.ย./2515	หลังแผน
5	Chulabhorn Dam (1)	40.00	Renew	Hydro	-	3.58	3	ต.ค./2515	หลังแผน
6	Nam Pung Dam (1)	6.00	Renew	Hydro	-	6.76	3	ต.ค./2508	หลังแผน
7	Srinagarind (1)	720.00	Renew	Hydro	-	3.58	4	ก.พ./2523	หลังแผน
8	Vajiralongkorn Dam (1)	300.00	Renew	Hydro	-	3.58	4	ก.พ./2528	หลังแผน
9	Tha Thung Na Dam (1)	39.00	Renew	Hydro	-	3.58	4	ธ.ค./2525	หลังแผน
10	Kaeng Krachan Dam (1)	19.00	Renew	Hydro	-	6.76	4	ส.ค./2517	หลังแผน
11	Bang Lang Dam (1)	72.00	Renew	Hydro	-	3.58	2	ก.ค./2524	หลังแผน
12	Mae Ngat Dam (1)	9.00	Renew	Hydro	-	6.76	1	ต.ค./2528	หลังแผน
13	Ban Yang + Huai Kum Dam + Ban Khun Klang	2.78	Renew	Hydro	-	6.76	1	ก.พ./2517	หลังแผน
14	Rajjaprabha Dam (1)	240.00	Renew	Hydro	-	3.58	2	พ.ค./2530	หลังแผน
15	Pak Mun Dam (1)	136.00	Renew	Hydro	-	3.58	3	ต.ค./2537	ธ.ค./2587
16	Lamtakhong Dam (1,2)	500.00	Renew	Hydro	-	2.86	3	มิ.ย./2547	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
17	South Bangkok (1.1)	316.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,800	5.00	4	ส.ค./2536	ม.ค./2563
18	South Bangkok (2.1)	562.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,600	7.00	4	ก.ค./2539	ม.ค./2566
19	South Bangkok (3.1)	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	มี.ค./2552	ธ.ค./2577
20	Bang Pakong (1)	525.50	Thermal	Natural Gas	9,800	6.00	4	ก.ย./2534	เม.ย./2557
21	Bang Pakong (2)	526.50	Thermal	Natural Gas	9,800	6.00	4	ก.ย./2534	เม.ย./2557
22	Bang Pakong (3)	576.00	Thermal	Natural Gas	9,500	6.00	4	ม.ค./2535	ม.ค./2570
23	Bang Pakong (4)	576.00	Thermal	Natural Gas	9,500	6.00	4	ธ.ค./2535	ม.ค./2571
24	Bang Pakong (3.1)	314.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	7.00	4	ม.ค./2534	ม.ค./2560
25	Bang Pakong (4.1)	314.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,400	7.00	4	ม.ค./2534	ม.ค./2561
26	Bang Pakong (5.1)	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ค./2552	ม.ค./2577
27	Mae Moh (4)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5.00	1	ก.ย./2534	ม.ค./2574
28	Mae Moh (5)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5.00	1	ก.ย./2534	ม.ค./2574
29	Mae Moh (6)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5.00	1	ก.ย./2534	ม.ค./2574
30	Mae Moh (7)	140.00	Thermal	Lignite	11,500	5.00	1	ก.ย./2534	ม.ค./2574
31	Mae Moh (8)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	1	ก.ย./2534	ม.ค./2572
32	Mae Moh (9)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	1	ก.ย./2534	ม.ค./2573
33	Mae Moh (10)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	1	ก.ย./2534	ม.ค./2574
34	Mae Moh (11)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	1	ก.ย./2534	ธ.ค./2574

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
35	Mae Moh (12)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	1	พ.ค./2538	ธ.ค./2577
36	Mae Moh (13)	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	1	พ.ย./2538	ธ.ค./2578
37	Krabi (1)	315.00	Thermal	Oil	10,400	10.00	2	ก.พ./2547	ธ.ค./2577
38	Nam Phong (1.1)	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	7.00	3	ม.ค./2534	ม.ค./2561
39	Nam Phong (2.1)	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,400	7.00	3	มิ.ย./2536	ม.ค./2563
40	Wang Noi (1.1)	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,800	6.00	4	เม.ย./2539	ม.ค./2566
41	Wang Noi (2.1)	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,700	6.00	4	ก.ย./2539	ม.ค./2566
42	Wang Noi (3.1)	686.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,200	6.00	4	ก.ค./2540	ม.ค./2566
43	Chana (1.1)	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	2	มี.ค./2551	ธ.ค./2577
44	Mae Hong Son (1)	4.40	Gas Turbine	Diesel	10,400	10.00	1	พ.ค./2550	ธ.ค./2575
45	Theun Hinboun (Laos) (1)	214.00	Renew	Hydro	-	3.58	3	เม.ย./2541	ม.ค./2574
46	Houay Ho (Laos) (1)	126.00	Renew	Hydro	-	3.58	3	ก.ย./2542	ม.ค./2573
47	Thailand-Malaysia HVDC (1)	300.00	HVDC	HVDC	-	0.00	2	ธ.ค./2544	หลังแผน
48	REGCO (1.1)	294.70	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	4.00	4	ม.ค./2535	ม.ค./2558
49	REGCO (2.1)	287.70	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	4.00	4	มี.ค./2535	ม.ค./2558
50	REGCO (3.1)	289.80	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	4.00	4	พ.ค./2535	ม.ค./2558
51	REGCO (4.1)	302.90	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	4.00	4	ก.ย./2536	ม.ค./2558
52	KEGCO (2)	70.20	Thermal	Natural Gas	10,300	7.00	2	ก.ย./2534	มิ.ย./2559

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
53	KEGCO (1.1)	678.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	4.00	2	ก.พ./2538	ก.ค./2559
54	Ratchaburi (1)	720.00	Thermal	Natural Gas	9,400	4.00	4	มิ.ย./2543	พ.ย./2568
55	Ratchaburi (2)	720.00	Thermal	Natural Gas	9,400	4.00	4	ต.ค./2543	พ.ย./2568
56	Ratchaburi (1.1)	685.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	4	พ.ย./2544	พ.ค./2570
57	Ratchaburi (2.1)	675.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	4	ธ.ค./2544	พ.ค./2570
58	Ratchaburi (3.1)	681.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	4	เม.ย./2545	พ.ย./2570
59	TECO (1.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,200	5.00	4	ก.ค./2543	มิ.ย./2563
60	IPT (1.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	4	มิ.ย./2543	ก.ย./2568
61	GLOW (1.1)	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	4	เม.ย./2545	ก.พ./2571
62	GLOW (2.1)	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	4	เม.ย./2545	ก.พ./2571
63	EPEC (1.1)	350.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	4.00	4	ก.ค./2545	เม.ย./2566
64	BLCP (1)	673.25	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	4	ต.ค./2549	ธ.ค./2574
65	Klong Chong Klam Solar	0.20	Renew	Solar	-	5.00	1	ม.ค./2556	หลังแผน
66	Prom-Thep Solar	0.01	Renew	Solar	-	5.00	2	ม.ค./2556	หลังแผน
67	San Kham Pheng Solar	0.01	Renew	Solar	-	5.00	1	ม.ค./2556	หลังแผน
68	Pha Bhong Solar	0.50	Renew	Solar	-	5.00	1	ม.ค./2556	หลังแผน
69	Fang Geo	0.30	Renew	Geo	11,500	5.00	1	ม.ค./2556	หลังแผน
70	Sirindhorn Solar (1)	1.01	Renew	Solar	-	5.00	3	ม.ค./2556	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
71	Prom-Thep Wind	0.19	Renew	Wind	-	5.00	2	ม.ค./2556	หลังแผน
72	Lamtakong Wind	2.50	Renew	Wind	-	5.00	3	ม.ค./2556	หลังแผน
73	BLCP (2)	673.25	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	4	ก.พ./2550	ธ.ค./2575
74	GPG (1.1)	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	4	พ.ค./2550	มี.ค./2575
75	GPG (2.1)	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	4	มี.ค./2551	มี.ค./2576
76	RGCO power (1.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	4	มี.ค./2551	มี.ค./2576
77	RGCO power (2.1)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	4	มิ.ย./2551	มิ.ย./2576
78	SPP Natural Gas (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	เม.ย./2539	เม.ย./2560
79	SPP Natural Gas (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ต.ค./2539	ต.ค./2560
80	SPP Natural Gas (3)	9.50	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	4	ก.พ./2540	ก.พ./2561
81	SPP Natural Gas (4)	32.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	เม.ย./2540	เม.ย./2561
82	SPP Natural Gas (5)	5.00	COGEN	Oil	8,300	7.00	1	มิ.ย./2541	มิ.ย./2562
83	SPP Natural Gas (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ก.ย./2541	ก.ย./2562
84	SPP Natural Gas (7)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ก.ย./2541	ก.ย./2562
85	SPP Natural Gas (8)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ธ.ค./2541	ก.พ./2563
86	SPP Natural Gas (9)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ส.ค./2542	ส.ค./2563
87	SPP Natural Gas (10)	55.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ก.พ./2541	ก.พ./2564
88	SPP Natural Gas (11)	55.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ก.ย./2541	พ.ค./2564

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
89	SPP Natural Gas (12)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ต.ค./2543	ต.ค./2564
90	SPP Natural Gas (13)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ส.ค./2544	ส.ค./2565
91	SPP Natural Gas (14)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ต.ค./2544	ต.ค./2565
92	SPP Natural Gas (15)	41.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	เม.ย./2541	เม.ย./2566
93	SPP Natural Gas (16)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ก.พ./2546	ก.พ./2567
94	SPP Natural Gas (17)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	เม.ย./2542	เม.ย./2567
95	SPP Natural Gas (18)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	พ.ค./2542	พ.ค./2567
96	SPP Natural Gas (19)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	พ.ค./2542	พ.ค./2567
97	SPP Natural Gas (20)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	มิ.ย./2542	มิ.ย./2567
98	SPP Natural Gas (21)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	4	มี.ค./2542	มี.ค./2567
99	SPP Natural Gas (22)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	4	ก.ค./2542	ก.ค./2567
100	SPP Natural Gas (23)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	4	ก.ย./2542	ก.ย./2567
101	SPP Natural Gas (24)	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	4	เม.ย./2543	เม.ย./2568
102	SPP Natural Gas (25)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ต.ค./2543	ต.ค./2568
103	SPP Natural Gas (26)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	พ.ย./2553	พ.ย./2578
104	North Bangkok (1)	670.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ค./2553	ธ.ค./2578
105	NamTheun2 2power plant 1	948.00	Renew	Hydro	-	4.00	3	มี.ค./2553	หลังแผน
106	NamNgum2 2power plant 1	596.60	Renew	Hydro	-	4.00	3	ม.ค./2554	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
107	VSPP COGEN 2011 (1)	19.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ธ.ค./2554	ม.ค./2574
108	SPP COGEN 2011 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ธ.ค./2554	ม.ค./2574
109	SPP COGEN 2011 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ธ.ค./2554	ม.ค./2574
110	SPP COGEN 2011 (3)	27.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	4	ธ.ค./2554	ม.ค./2574
111	SPP COGEN 2012 (1)	74.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2555	มิ.ย./2580
112	SPP COGEN 2012 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ย./2555	ก.ย./2580
113	SPP COGEN 2012 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ธ.ค./2555	ธ.ค./2580
114	VSPP COGEN 2012	8.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2555	หลังแผน
115	Chao Phaya Dam	12.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ม.ค./2555	หลังแผน
116	Nareasuan Dam	8.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ม.ค./2555	หลังแผน
117	Khun Dan Dam	10.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ม.ค./2555	หลังแผน
118	Gheco-one (1)	660.00	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	4	พ.ค./2555	ธ.ค./2584
119	Theun-Hinboun	220.00	Renew	Hydro	-	4.00	3	ก.ค./2555	หลังแผน
120	Mae Klong Dam	12.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ม.ค./2556	หลังแผน
121	Pasak Dam	6.70	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ก.พ./2556	หลังแผน
122	SPP COGEN 2013 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2556	ธ.ค./2581
123	SPP COGEN 2013 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.พ./2556	ธ.ค./2581
124	SPP COGEN 2013 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มี.ค./2556	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
125	SPP COGEN 2013 (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	เม.ย./2556	หลังแผน
126	SPP COGEN 2013 (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	เม.ย./2556	หลังแผน
127	SPP COGEN 2013 (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ค./2556	หลังแผน
128	SPP COGEN 2013 (7)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2556	หลังแผน
129	SPP COGEN 2013 (8)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2556	หลังแผน
130	SPP COGEN 2013 (9)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2556	หลังแผน
131	SPP COGEN 2013 (10)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ค./2556	หลังแผน
132	SPP COGEN 2013 (11)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ค./2556	หลังแผน
133	SPP COGEN 2013 (12)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ต.ค./2556	หลังแผน
134	SPP COGEN 2013 (13)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ย./2556	หลังแผน
135	VSPP COGEN 2013	16.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2556	หลังแผน
136	SPP-NonFirm Biomass (1)	8.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	มิ.ย./2540	หลังแผน
137	SPP-Firm Biomass (2)	41.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	เม.ย./2542	พ.ค./2567
138	SPP-Firm Biomass (3)	8.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	พ.ค./2542	พ.ค./2563
139	SPP-NonFirm Biomass (4)	7.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ก.พ./2543	หลังแผน
140	SPP-Firm Biomass (5)	5.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ต.ค./2544	ก.ย./2569
141	SPP-NonFirm Biomass (6)	8.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2545	หลังแผน
142	SPP-NonFirm Biomass (7)	8.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2546	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
143	SPP-Firm Biomass (8)	8.80	Renew	Biomass	11,500	-	3	พ.ค./2546	มิ.ย./2567
144	SPP-NonFirm Biomass (9)	30.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ส.ค./2546	หลังแผน
145	SPP-Firm Biomass (10)	50.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	พ.ย./2546	พ.ย./2571
146	SPP-Firm Biomass (11)	25.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ธ.ค./2546	ธ.ค./2571
147	SPP-NonFirm Biomass (12)	6.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	เม.ย./2547	หลังแผน
148	SPP-Firm Biomass (13)	27.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ก.ค./2547	ก.ค./2568
149	SPP-Firm Biomass (14)	29.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ก.ย./2547	ก.ย./2568
150	SPP-Firm Biomass (15)	20.00	Renew	Biomass	11,500	-	1	ธ.ค./2548	ธ.ค./2573
151	SPP-Firm Biomass (16)	6.50	Renew	Biomass	11,500	-	3	ม.ค./2549	ม.ค./2570
152	SPP-NonFirm Biogas (1)	12.00	Renew	Biogas	11,500	-	4	ก.ค./2549	หลังแผน
153	SPP-Firm Biomass (17)	20.20	Renew	Biomass	11,500	-	2	พ.ย./2549	พ.ย./2574
154	SPP-Firm Biomass (18)	20.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ธ.ค./2549	ม.ค./2571
155	SPP-Firm Biomass (19)	8.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ม.ค./2550	ก.พ./2571
156	SPP-NonFirm Biogas (20)	1.72	Renew	Biogas	11,500	-	1	มิ.ย./2550	หลังแผน
157	SPP-Firm Biomass (21)	8.80	Renew	Biomass	11,500	-	2	ก.ย./2550	ก.ย./2575
158	SPP-Firm Biomass (22)	10.80	Renew	Biomass	11,500	-	4	พ.ย./2552	พ.ย./2577
159	SPP-Firm Biomass (23)	10.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	พ.ย./2552	พ.ย./2577
160	SPP-NonFirm Biomass (24)	22.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	พ.ย./2553	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
161	SPP-NonFirm Small Hydro (1)	12.20	Renew	Small Hydro	-	-	4	มี.ค./2554	หลังแผน
162	SPP-NonFirm Solar (1)	55.00	Renew	Solar	-	-	4	ธ.ค./2554	หลังแผน
163	SPP-NonFirm Solar (2)	41.00	Renew	Solar	-	-	4	ธ.ค./2554	หลังแผน
164	SPP-NonFirm Wind (1)	60.00	Renew	Wind	-	-	4	ม.ค./2555	หลังแผน
165	SPP-NonFirm Biomass (25)	25.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	พ.ค./2555	หลังแผน
166	SPP-NonFirm Solar (3)	30.00	Renew	Solar	-	-	4	ก.ค./2555	หลังแผน
167	SPP-Firm Biomass (26)	15.50	Renew	Biomass	11,500	-	3	ก.ย./2555	ก.ย./2580
168	SPP-NonFirm Wind (2)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	พ.ย./2555	หลังแผน
169	SPP-Firm Biomass (27)	21.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ม.ค./2556	ม.ค./2581
170	SPP-Firm Biomass (28)	21.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ม.ค./2556	ม.ค./2581
171	SPP-NonFirm Biomass (29)	28.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ม.ค./2556	หลังแผน
172	SPP-NonFirm Wind (3)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	ก.พ./2556	หลังแผน
173	SPP-NonFirm Wind (4)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	มี.ค./2556	หลังแผน
174	SPP-NonFirm Biomass (30)	60.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	เม.ย./2556	หลังแผน
175	SPP-NonFirm Biomass (31)	16.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	พ.ค./2556	หลังแผน
176	SPP-Firm Biomass (32)	24.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	มิ.ย./2556	มิ.ย./2581
177	SPP-NonFirm Biomass (33)	20.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ก.ย./2556	หลังแผน
178	SPP-NonFirm Solar (4)	40.00	Renew	Solar	-	-	4	ต.ค./2556	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
179	SPP-NonFirm Solar (5)	90.00	Renew	Solar	-	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน
180	SPP-NonFirm Biomass (34)	18.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน
181	SPP-Firm Biomass (35)	22.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ธ.ค./2556	ธ.ค./2581
182	VSPP Solar 2013 Area 1	265.35	Renew	Solar	-	-	1	ธ.ค./2556	หลังแผน
183	VSPP Solar 2013 Area 2	3.27	Renew	Solar	-	-	2	ธ.ค./2556	หลังแผน
184	VSPP Solar 2013 Area 3	901.16	Renew	Solar	-	-	3	ธ.ค./2556	หลังแผน
185	VSPP Solar 2013 Area 4	785.62	Renew	Solar	-	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน
186	VSPP Wind 2013 Area 2	11.43	Renew	Wind	-	-	2	ธ.ค./2556	หลังแผน
187	VSPP Wind 2013 Area 3	20.45	Renew	Wind	-	-	3	ธ.ค./2556	หลังแผน
188	VSPP Wind 2013 Area 4	7.00	Renew	Wind	-	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน
189	VSPP Small Hydro 2013 Area 1	6.73	Renew	Small Hydro	-	-	1	ธ.ค./2556	หลังแผน
190	VSPP Small Hydro 2013 Area 2	0.05	Renew	Small Hydro	-	-	2	ธ.ค./2556	หลังแผน
191	VSPP Small Hydro 2013 Area 4	0.80	Renew	Small Hydro	-	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน
192	VSPP Biomass 2013 Area 1	285.88	Renew	Biomass	11,500	-	1	ธ.ค./2556	หลังแผน
193	VSPP Biomass 2013 Area 2	163.33	Renew	Biomass	11,500	-	2	ธ.ค./2556	หลังแผน
194	VSPP Biomass 2013 Area 3	676.52	Renew	Biomass	11,500	-	3	ธ.ค./2556	หลังแผน
195	VSPP Biomass 2013 Area 4	511.13	Renew	Biomass	11,500	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน
196	VSPP Biogas 2013 Area 1	4.79	Renew	Biogas	11,500	-	1	ธ.ค./2556	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
197	VSPP Biogas 2013 Area 2	91.21	Renew	Biogas	11,500	-	2	ธ.ค./2556	หลังแผน
198	VSPP Biogas 2013 Area 3	83.47	Renew	Biogas	11,500	-	3	ธ.ค./2556	หลังแผน
199	VSPP Biogas 2013 Area 4	72.30	Renew	Biogas	11,500	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน
200	VSPP Waste 2013 Area 1	3.40	Renew	Waste	11,500	-	1	ธ.ค./2556	หลังแผน
201	VSPP Waste 2013 Area 2	22.30	Renew	Waste	11,500	-	2	ธ.ค./2556	หลังแผน
202	VSPP Waste 2013 Area 3	1.00	Renew	Waste	11,500	-	3	ธ.ค./2556	หลังแผน
203	VSPP Waste 2013 Area 4	37.92	Renew	Waste	11,500	-	4	ธ.ค./2556	หลังแผน

*หลังแผน หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ไม่มีกำหนดปลดในแผนและไม่ทราบวันกำหนดปลดที่แน่ชัด

** Area 1 = ภาคเหนือ, Area 2 = ภาคใต้, Area 3 = ภาคอีสาน และ Area 4 = ภาคกลาง

*** สำหรับโรงไฟฟ้า SPP ในเบื้องต้นระบุตำแหน่งจาก [29]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553-2573 ที่มีกำหนดเข้าสู่ระบบหลังตั้งแต่ พ.ศ. 2556-2573

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
1	VSPP Solar 2014 Area 1	59.75	Renew	Solar	-	-	1	ม.ค./2557	หลังแผน
2	VSPP Solar 2014 Area 2	43.70	Renew	Solar	-	-	2	ม.ค./2557	หลังแผน
3	VSPP Solar 2014 Area 3	109.65	Renew	Solar	-	-	3	ม.ค./2557	หลังแผน
4	VSPP Solar 2014 Area 4	110.10	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2557	หลังแผน
5	VSPP Wind 2014 Area 2	8.97	Renew	Wind	-	-	2	ม.ค./2557	หลังแผน
6	VSPP Wind 2014 Area 3	8.00	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2557	หลังแผน
7	VSPP Small Hydro 2014 Area 1	8.03	Renew	Small Hydro	-	-	1	ม.ค./2557	หลังแผน
8	VSPP Biomass 2014 Area 1	32.36	Renew	Biomass	11,500	-	1	ม.ค./2557	หลังแผน
9	VSPP Biomass 2014 Area 2	45.50	Renew	Biomass	11,500	-	2	ม.ค./2557	หลังแผน
10	VSPP Biomass 2014 Area 3	8.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ม.ค./2557	หลังแผน
11	VSPP Biomass 2014 Area 4	42.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2557	หลังแผน
12	VSPP Biogas 2014 Area 1	0.95	Renew	Biogas	11,500	-	1	ม.ค./2557	หลังแผน
13	VSPP Biogas 2014 Area 2	9.80	Renew	Biogas	11,500	-	2	ม.ค./2557	หลังแผน
14	VSPP Biogas 2014 Area 3	8.33	Renew	Biogas	11,500	-	3	ม.ค./2557	หลังแผน
15	VSPP Biogas 2014 Area 4	18.63	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2557	หลังแผน
16	VSPP Waste 2014 Area 1	1.00	Renew	Waste	11,500	-	1	ม.ค./2557	หลังแผน
17	VSPP Waste 2014 Area 2	9.90	Renew	Waste	11,500	-	2	ม.ค./2557	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
18	VSPP Waste 2014 Area 3	3.00	Renew	Waste	11,500	-	3	ม.ค./2557	หลังแผน
19	VSPP Waste 2014 Area 4	1.35	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2557	หลังแผน
20	VSPP COGEN 2014	16.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2557	หลังแผน
21	Chana (2.1)	782.20	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	2	เม.ย./2557	หลังแผน
22	Wang Noi (4.1)	768.70	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	เม.ย./2557	หลังแผน
23	SPP COGEN 2014 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2557	หลังแผน
24	GULF JP NS (1.1)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2557	หลังแผน
25	Tabsakare Solar	5.00	Renew	Solar	-	5.00	2	ก.ค./2557	หลังแผน
26	SPP COGEN 2014 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ส.ค./2557	หลังแผน
27	SPP-NonFirm Wind (5)	60.00	Renew	Wind	-	-	3	ก.ย./2557	หลังแผน
28	SPP-NonFirm Wind (6)	45.00	Renew	Wind	-	-	3	ต.ค./2557	หลังแผน
29	SPP COGEN 2014 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ย./2557	หลังแผน
30	SPP-NonFirm Solar (6)	90.00	Renew	Solar	-	-	1	ธ.ค./2557	หลังแผน
31	SPP-NonFirm Wind (7)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	ธ.ค./2557	หลังแผน
32	SPP-NonFirm Waste (1)	55.00	Renew	Waste	11,500	-	4	ธ.ค./2557	หลังแผน
33	SPP-NonFirm Waste (2)	18.00	Renew	Waste	11,500	-	4	ธ.ค./2557	หลังแผน
34	Sirindhorn Solar (2)	0.10	Renew	Solar	-	5.00	3	ธ.ค./2557	หลังแผน
35	GULF JP NS (2.1)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	ธ.ค./2557	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
36	VSPP Solar 2015 Area 1	0.00	Renew	Solar	-	-	1	ม.ค./2558	หลังแผน
37	VSPP Solar 2015 Area 2	103.70	Renew	Solar	-	-	2	ม.ค./2558	หลังแผน
38	VSPP Solar 2015 Area 3	0.00	Renew	Solar	-	-	3	ม.ค./2558	หลังแผน
39	VSPP Solar 2015 Area 4	25.00	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2558	หลังแผน
40	VSPP Wind 2015 Area 1	0.00	Renew	Wind	-	-	1	ม.ค./2558	หลังแผน
41	VSPP Wind 2015 Area 2	14.80	Renew	Wind	-	-	2	ม.ค./2558	หลังแผน
42	VSPP Wind 2015 Area 3	18.00	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2558	หลังแผน
43	VSPP Wind 2015 Area 4	0.00	Renew	Wind	-	-	4	ม.ค./2558	หลังแผน
44	VSPP Small Hydro 2015 Area 1	0.00	Renew	Small Hydro	-	-	1	ม.ค./2558	หลังแผน
45	VSPP Small Hydro 2015 Area 2	0.00	Renew	Small Hydro	-	-	2	ม.ค./2558	หลังแผน
46	VSPP Small Hydro 2015 Area 3	0.00	Renew	Small Hydro	-	-	3	ม.ค./2558	หลังแผน
47	VSPP Small Hydro 2015 Area 4	0.00	Renew	Small Hydro	-	-	4	ม.ค./2558	หลังแผน
48	VSPP Biomass 2015 Area 1	20.50	Renew	Biomass	11,500	-	1	ม.ค./2558	หลังแผน
49	VSPP Biomass 2015 Area 2	44.50	Renew	Biomass	11,500	-	2	ม.ค./2558	หลังแผน
50	VSPP Biomass 2015 Area 3	26.42	Renew	Biomass	11,500	-	3	ม.ค./2558	หลังแผน
51	VSPP Biomass 2015 Area 4	0.99	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2558	หลังแผน
52	VSPP Biogas 2015 Area 1	1.50	Renew	Biogas	11,500	-	1	ม.ค./2558	หลังแผน
53	VSPP Biogas 2015 Area 2	19.88	Renew	Biogas	11,500	-	2	ม.ค./2558	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
54	VSPP Biogas 2015 Area 3	5.20	Renew	Biogas	11,500	-	3	ม.ค./2558	หลังแผน
55	VSPP Biogas 2015 Area 4	0.96	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2558	หลังแผน
56	VSPP Waste 2015 Area 1	0.00	Renew	Waste	11,500	-	1	ม.ค./2558	หลังแผน
57	VSPP Waste 2015 Area 2	0.00	Renew	Waste	11,500	-	2	ม.ค./2558	หลังแผน
58	VSPP Waste 2015 Area 3	4.50	Renew	Waste	11,500	-	3	ม.ค./2558	หลังแผน
59	VSPP Waste 2015 Area 4	17.00	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2558	หลังแผน
60	Bang Lang Dam (expansion)	12.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	2	ม.ค./2558	หลังแผน
61	Kwal Noi Dam	30.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	1	ม.ค./2558	หลังแผน
62	VSPP COGEN 2015	16.90	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2558	หลังแผน
63	SPP-NonFirm Wind (8)	36.00	Renew	Wind	-	-	2	มี.ค./2558	หลังแผน
64	SPP-NonFirm Wind (9)	45.00	Renew	Wind	-	-	2	มี.ค./2558	หลังแผน
65	SPP COGEN 2015 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มี.ค./2558	หลังแผน
66	SPP COGEN 2015 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มี.ค./2558	หลังแผน
67	SPP COGEN 2015 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มี.ค./2558	หลังแผน
68	SPP COGEN 2015 (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มี.ค./2558	หลังแผน
69	SPP-NonFirm Wind (10)	32.50	Renew	Wind	-	-	3	เม.ย./2558	หลังแผน
70	Khoa Yai Theng Wind	18.00	Renew	Wind	-	5.00	3	พ.ค./2558	หลังแผน
71	Downstream ofChulabhorn Dam	1.30	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	มิ.ย./2558	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
72	GULF JP UT (1)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2558	หลังแผน
73	Hong Sa (1)	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6.00	1	มิ.ย./2558	หลังแผน
74	SPP COGEN 2015 (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ค./2558	หลังแผน
75	SPP-NonFirm Wind (11)	45.00	Renew	Wind	-	-	2	ก.ย./2558	หลังแผน
76	SPP-NonFirm Wind (12)	50.00	Renew	Wind	-	-	2	ก.ย./2558	หลังแผน
77	SPP-NonFirm Wind (13)	50.00	Renew	Wind	-	-	2	ก.ย./2558	หลังแผน
78	SPP-NonFirm Wind (14)	40.00	Renew	Wind	-	-	2	ก.ย./2558	หลังแผน
79	SPP-NonFirm Biomass (36)	25.00	Renew	Biomass	11,500	-	3	ต.ค./2558	หลังแผน
80	North Bangkok (2)	900.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	ต.ค./2558	หลังแผน
81	Klong Tron Dam	2.50	Renew	Small Hydro	-	6.76	1	พ.ย./2558	หลังแผน
82	SPP COGEN 2015 (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ย./2558	หลังแผน
83	Hong Sa (2)	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6.00	1	พ.ย./2558	หลังแผน
84	SPP-NonFirm Solar (7)	90.00	Renew	Solar	-	-	1	ธ.ค./2558	หลังแผน
85	Mae Kham Solar	0.10	Renew	Solar	-	5.00	1	ธ.ค./2558	หลังแผน
86	Kiew Kor Mah Dam	5.50	Renew	Small Hydro	-	6.76	1	ธ.ค./2558	หลังแผน
87	GULF JP UT (2)	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	4	ธ.ค./2558	หลังแผน
88	SPP-NonFirm Wind (15)	30.00	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2559	หลังแผน
89	SPP-NonFirm Wind (16)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2559	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
90	SPP-NonFirm Wind (17)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2559	หลังแผน
91	VSPP COGEN 2016	20.80	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2559	หลังแผน
92	Hong Sa (3)	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6.00	1	มี.ค./2559	หลังแผน
93	SPP-NonFirm Wind (18)	44.00	Renew	Wind	-	-	4	เม.ย./2559	หลังแผน
94	SPP-NonFirm Wind (19)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	มิ.ย./2559	หลังแผน
95	SPP-NonFirm Wind (20)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	มิ.ย./2559	หลังแผน
96	SPP COGEN 2016 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2559	หลังแผน
97	SPP COGEN 2016 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2559	หลังแผน
98	SPP COGEN 2016 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2559	หลังแผน
99	SPP COGEN 2016 (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2559	หลังแผน
100	South Natural Gas Power Plant	900.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	2	ก.ค./2559	หลังแผน
101	SPP-NonFirm Wind (21)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	ส.ค./2559	หลังแผน
102	SPP-NonFirm Wind (22)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	ก.ย./2559	หลังแผน
103	SPP-NonFirm Wind (23)	60.00	Renew	Wind	-	-	3	ก.ย./2559	หลังแผน
104	SPP-NonFirm Wind (24)	60.00	Renew	Wind	-	-	3	ต.ค./2559	หลังแผน
105	Phaya Man Weir	2.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	1	ต.ค./2559	หลังแผน
106	SPP-NonFirm Wind (25)	60.00	Renew	Wind	-	-	3	พ.ย./2559	หลังแผน
107	SPP COGEN 2016 (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ย./2559	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
108	National Power Supply (1)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	4	พ.ย./2559	หลังแผน
109	National Power Supply (2)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	4	พ.ย./2559	หลังแผน
110	SPP-NonFirm Wind (26)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	ธ.ค./2559	หลังแผน
111	LamPawn Dam	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ธ.ค./2559	หลังแผน
112	Bhumibol Solar	0.10	Renew	Solar	-	5.00	1	ธ.ค./2559	หลังแผน
113	Lamtakhong Hydro Power	1.50	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ธ.ค./2559	หลังแผน
114	SPP-NonFirm Waste (3)	90.00	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2560	หลังแผน
115	Tard Noi Weir	2.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ม.ค./2560	หลังแผน
116	SPP-NonFirm Wind (27)	45.00	Renew	Wind	-	-	3	มี.ค./2560	หลังแผน
117	SPP-NonFirm Wind (28)	48.00	Renew	Wind	-	-	3	มี.ค./2560	หลังแผน
118	National Power Supply (3)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	4	มี.ค./2560	หลังแผน
119	National Power Supply (4)	135.00	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	4	มี.ค./2560	หลังแผน
120	SPP-NonFirm Wind (29)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	เม.ย./2560	หลังแผน
121	SPP COGEN 2017 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2560	หลังแผน
122	SPP COGEN 2017 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2560	หลังแผน
123	SPP COGEN 2017 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2560	หลังแผน
124	SPP COGEN 2017 (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2560	หลังแผน
125	SPP COGEN 2017 (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2560	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
126	SPP COGEN 2017 (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2560	หลังแผน
127	SPP COGEN 2017 (7)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2560	หลังแผน
128	Lamtakhong Dam (3,4)	500.00	Renew	Hydro	-	2.86	3	มิ.ย./2560	หลังแผน
129	SPP-NonFirm Wind (30)	60.00	Renew	Wind	-	-	3	ก.ค./2560	หลังแผน
130	Rha Whai Wind	3.00	Renew	Wind	-	5.00	2	ก.ค./2560	หลังแผน
131	SPP COGEN 2017 (8)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ค./2560	หลังแผน
132	SPP-NonFirm Wind (31)	45.00	Renew	Wind	-	-	3	ส.ค./2560	หลังแผน
133	SPP-NonFirm Wind (32)	42.00	Renew	Wind	-	-	3	ส.ค./2560	หลังแผน
134	Pha Juck Dam	20.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	1	ก.ย./2560	หลังแผน
135	SPP COGEN 2017 (9)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ย./2560	หลังแผน
136	SPP COGEN 2017 (10)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ย./2560	หลังแผน
137	SPP-NonFirm Wind (33)	85.00	Renew	Wind	-	-	4	ธ.ค./2560	หลังแผน
138	SPP-NonFirm Wind (34)	80.00	Renew	Wind	-	-	3	ธ.ค./2560	หลังแผน
139	SPP-NonFirm Wind (35)	45.00	Renew	Wind	-	-	2	ธ.ค./2560	หลังแผน
140	Rajjaprabha Solar	0.10	Renew	Solar	-	5.00	2	ธ.ค./2560	หลังแผน
141	VSPP COGEN 2018	0.90	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2561	หลังแผน
142	NamNgieb PP (1)	269.00	Renew	Hydro	-	4.00	3	ม.ค./2561	หลังแผน
143	SPP-NonFirm Wind (36)	90.00	Renew	Wind	-	-	3	ก.พ./2561	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
144	SPP-NonFirm Wind (37)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	มิ.ย./2561	หลังแผน
145	Yasothon-Panomprai Weir	4.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	มิ.ย./2561	หลังแผน
146	SPP COGEN 2018 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2561	หลังแผน
147	SPP COGEN 2018 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2561	หลังแผน
148	SPP COGEN 2018 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2561	หลังแผน
149	SPP COGEN 2018 (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2561	หลังแผน
150	SPP COGEN 2018 (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2561	หลังแผน
151	Kra Sao Dam	1.60	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ส.ค./2561	หลังแผน
152	Xe Pian PP (1)	390.00	Renew	Hydro	-	4.00	3	ส.ค./2561	หลังแผน
153	SPP COGEN 2018 (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ย./2561	หลังแผน
154	SPP COGEN 2018 (7)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ต.ค./2561	หลังแผน
155	SPP COGEN 2018 (8)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	พ.ย./2561	หลังแผน
156	Kao Leam Downstream Dam (1)	9.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ธ.ค./2561	หลังแผน
157	Kao Leam Downstream Dam (2)	9.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ธ.ค./2561	หลังแผน
158	VSPP COGEN 2019	4.80	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2562	หลังแผน
159	SPP-NonFirm Wind (38)	60.00	Renew	Wind	-	-	4	เม.ย./2562	หลังแผน
160	SPP-NonFirm Wind (39)	45.00	Renew	Wind	-	-	3	เม.ย./2562	หลังแผน
161	SPP COGEN 2019 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2562	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
162	SPP COGEN 2019 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2562	หลังแผน
163	SPP COGEN 2019 (3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	3	มิ.ย./2562	หลังแผน
164	SPP COGEN 2019 (4)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2562	หลังแผน
165	SPP COGEN 2019 (5)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2562	หลังแผน
166	SPP COGEN 2019 (6)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	มิ.ย./2562	หลังแผน
167	Clean Coal PP EGAT (1)	800.00	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	2	มิ.ย./2562	หลังแผน
168	SPP COGEN 2019 (7)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ก.ค./2562	หลังแผน
169	Huay Sator Dam	1.20	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ก.ย./2562	หลังแผน
170	SPP COGEN 2019 (8)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ต.ค./2562	หลังแผน
171	Xayaburi PP (1)	1220.00	Renew	Hydro	-	4.00	3	ต.ค./2562	หลังแผน
172	Bang Pakong Dam	2.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	พ.ย./2562	หลังแผน
173	SPP-NonFirm Wind (40)	40.00	Renew	Wind	-	-	4	ธ.ค./2562	หลังแผน
174	Sirindhorn Solar (3)	1.00	Renew	Solar	-	5.00	4	ธ.ค./2562	หลังแผน
175	South Khao Yai Theng Wind	50.00	Renew	Wind	-	5.00	3	ธ.ค./2562	หลังแผน
176	SPP-NonFirm Biomass (36)	45.00	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2563	หลังแผน
177	SPP COGEN 2020 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2563	หลังแผน
178	SPP-NonFirm Wind (41)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	ส.ค./2563	หลังแผน
179	SPP-NonFirm Wind (42)	45.00	Renew	Wind	-	-	3	ต.ค./2563	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
180	SPP-NonFirm Wind (43)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	ธ.ค./2563	หลังแผน
181	Mae Suay Dam	1.90	Renew	Small Hydro	-	6.76	1	ธ.ค./2563	หลังแผน
182	Klong Sri Yuat Dam	2.80	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ธ.ค./2563	หลังแผน
183	Tha Takho Solar (1)	1.00	Renew	Solar	-	5.00	4	ธ.ค./2563	หลังแผน
184	SPP COGEN 2021 (1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2564	หลังแผน
185	SPP COGEN 2021 (2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2564	หลังแผน
186	VSPP COGEN 2021	0.90	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	4	ม.ค./2564	หลังแผน
187	SPP-NonFirm Wind (44)	40.00	Renew	Wind	-	-	3	พ.ค./2564	หลังแผน
188	SPP-NonFirm Wind (45)	50.00	Renew	Wind	-	-	3	มิ.ย./2564	หลังแผน
189	SPP-NonFirm Wind (46)	40.00	Renew	Wind	-	-	3	ก.ค./2564	หลังแผน
190	Rural Weir	1.50	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ธ.ค./2564	หลังแผน
191	Tha Takho Solar (2)	1.00	Renew	Solar	-	5.00	4	ธ.ค./2564	หลังแผน
192	Additional Solar 2022	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2565	หลังแผน
193	VSPP Wind 2022	9	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2565	หลังแผน
194	VSPP Small Hydro 2022	0.3	Renew	Small Hydro	-	-	4	ม.ค./2565	หลังแผน
195	VSPP Biomass 2022	53.7	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2565	หลังแผน
196	VSPP Biogas 2022	2.5	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2565	หลังแผน
197	VSPP Waste 2022	1.9	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2565	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
198	Mahasarakham Weir	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	พ.ค./2565	หลังแผน
199	Chulabhorn Dam Solar	0.10	Renew	Solar	-	5.00	3	ธ.ค./2565	หลังแผน
200	Low Speed Wind	10.00	Renew	Wind	-	5.00	2	ม.ค./2566	หลังแผน
201	Additional Solar 2023	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2566	หลังแผน
202	VSPP Wind 2023	9.5	Renew	Wind	-	-	2	ม.ค./2566	หลังแผน
203	VSPP Biomass 2023	32.8	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2566	หลังแผน
204	VSPP Biogas 2023	2.6	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2566	หลังแผน
205	VSPP Waste 2023	1.9	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2566	หลังแผน
206	Huay Nam Sai Dam	2.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	2	ก.ค./2566	หลังแผน
207	Rasri Sarai Weir	1.50	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ก.ย./2566	หลังแผน
208	Ubol Ratana Dam Solar	0.10	Renew	Solar	-	5.00	3	ธ.ค./2566	หลังแผน
209	Additional Solar 2024	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2567	หลังแผน
210	VSPP Wind 2024	9.9	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2567	หลังแผน
211	VSPP Small Hydro 2024	0.02	Renew	Small Hydro	-	-	4	ม.ค./2567	หลังแผน
212	VSPP Biomass 2024	38.6	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2567	หลังแผน
213	VSPP Biogas 2024	2.6	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2567	หลังแผน
214	VSPP Waste 2024	1.9	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2567	หลังแผน
215	Lum Tapern Dam	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	มิ.ย./2567	หลังแผน

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
216	Hua Na Weir	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ก.ย./2567	หลังแผน
217	Sirikit Dam Solar	0.10	Renew	Solar	-	5.00	1	ธ.ค./2567	หลังแผน
218	Additional Solar 2025	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2568	หลังแผน
219	VSPP Wind 2025	10.4	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2568	หลังแผน
220	VSPP Small Hydro 2025	0.3	Renew	Small Hydro	-	-	4	ม.ค./2568	หลังแผน
221	VSPP Biomass 2025	21.2	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2568	หลังแผน
222	VSPP Biogas 2025	2.6	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2568	หลังแผน
223	VSPP Waste 2025	2	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2568	หลังแผน
224	Pranburi Dam	1.50	Renew	Small Hydro	-	6.76	2	ธ.ค./2568	หลังแผน
225	Tubsalao Dam	1.50	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ธ.ค./2568	หลังแผน
226	Additional Solar 2026	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2569	หลังแผน
227	VSPP Wind 2026	10.96	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2569	หลังแผน
228	VSPP Biomass 2026	16.8	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2569	หลังแผน
229	VSPP Biogas 2026	2.7	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2569	หลังแผน
230	VSPP Waste 2026	2	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2569	หลังแผน
231	Kamalasai Weir	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	มิ.ย./2569	หลังแผน
232	Nham Phung Solar	1.00	Renew	Solar	-	5.00	3	ธ.ค./2569	หลังแผน
233	E-Sarn Wind	50.00	Renew	Wind	-	5.00	3	ม.ค./2570	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
234	Additional Solar 2027	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2570	หลังแผน
235	VSPP Wind 2027	11.51	Renew	Wind	-	-	2	ม.ค./2570	หลังแผน
236	VSPP Small Hydro 2027	0.03	Renew	Small Hydro	-	-	4	ม.ค./2570	หลังแผน
237	VSPP Biomass 2027	16.9	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2570	หลังแผน
238	VSPP Biogas 2027	2.7	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2570	หลังแผน
239	VSPP Waste 2027	2	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2570	หลังแผน
240	Mae Wong Dam	12.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ก.ค./2570	หลังแผน
241	Vajiralongkorn Dam Solar	0.10	Renew	Solar	-	5.00	4	ธ.ค./2570	หลังแผน
242	Mae Moh Solar	1.00	Renew	Solar	-	5.00	1	ม.ค./2571	หลังแผน
243	Additional Solar 2028	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2571	หลังแผน
244	VSPP Wind 2028	12.1	Renew	Wind	-	-	3	ม.ค./2571	หลังแผน
245	VSPP Small Hydro 2028	0.3	Renew	Small Hydro	-	-	4	ม.ค./2571	หลังแผน
246	VSPP Biomass 2028	14.4	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2571	หลังแผน
247	VSPP Biogas 2028	2.8	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2571	หลังแผน
248	VSPP Waste 2028	2	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2571	หลังแผน
249	Mae Karn Dam	16.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	1	มิ.ย./2571	หลังแผน
250	Huay Samong Dam	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	ส.ค./2571	หลังแผน
251	Additional Solar 2029	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2572	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

No	Name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Heat Rate (Btu/kwh)	FOR (%)	Area	Entering	Retirement
252	VSPP Wind 2029	12.69	Renew	Wind	-	-	2	ม.ค./2572	หลังแผน
253	VSPP Biomass 2029	14.5	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2572	หลังแผน
254	VSPP Biogas 2029	2.8	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2572	หลังแผน
255	VSPP Waste 2029	2	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2572	หลังแผน
256	Lam Dome Yai Weir	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	3	ก.ย./2572	หลังแผน
257	Phai Bay Wind	10.00	Renew	Wind	-	5.00	4	ธ.ค./2572	หลังแผน
258	Kham Phang Phet Solar	3.00	Renew	Solar	-	5.00	3	ธ.ค./2572	หลังแผน
259	Additional Solar 2030	220	Renew	Solar	-	-	4	ม.ค./2573	หลังแผน
260	VSPP Wind 2030	13.32	Renew	Wind	-	-	2	ม.ค./2573	หลังแผน
261	VSPP Small Hydro 2030	0.02	Renew	Small Hydro	-	-	4	ม.ค./2573	หลังแผน
262	VSPP Biomass 2030	14.7	Renew	Biomass	11,500	-	4	ม.ค./2573	หลังแผน
263	VSPP Biogas 2030	2.8	Renew	Biogas	11,500	-	4	ม.ค./2573	หลังแผน
264	VSPP Waste 2030	2.1	Renew	Waste	11,500	-	4	ม.ค./2573	หลังแผน
265	Klong Luang Dam	1.00	Renew	Small Hydro	-	6.76	4	มี.ค./2573	หลังแผน
266	Southern Solar	10.00	Renew	Solar	-	5.00	2	ธ.ค./2573	หลังแผน
267	Samut Sakorn Wind	30.00	Renew	Wind	-	5.00	4	ธ.ค./2573	หลังแผน

ภาคผนวก ข.

ข้อมูลระบบส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2556

Area	Area	Size (MVA)	Number of Line
1	4	2834	2
1	4	2834	1
1	4	859	1
1	4	429	2
1	4	859	1
1	4	429	2
1	3	429	2
1	3	429	2
2	4	429	2
2	4	859	2
3	4	429	2

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ปี พ.ศ. 2562

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

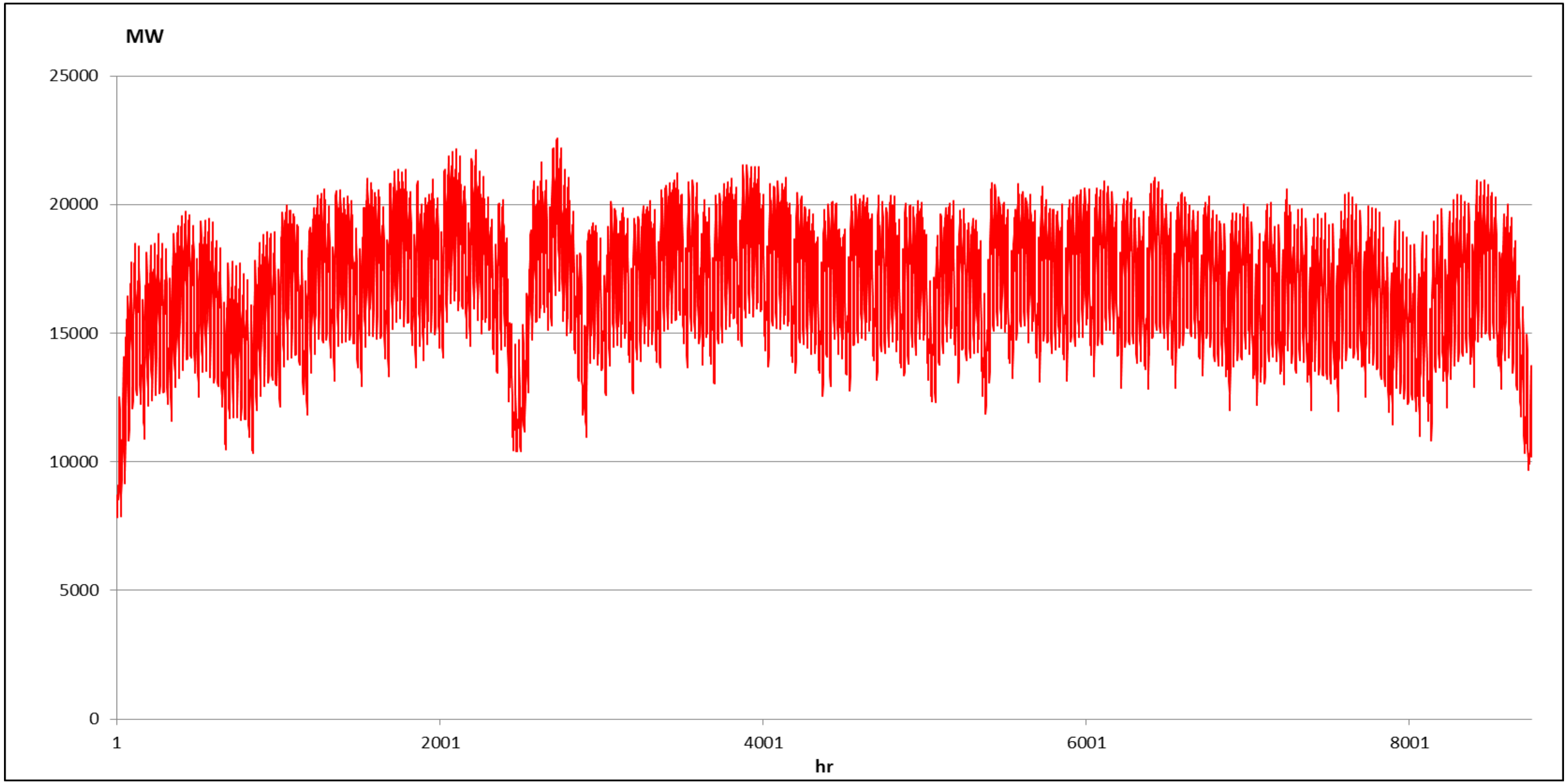
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ค.

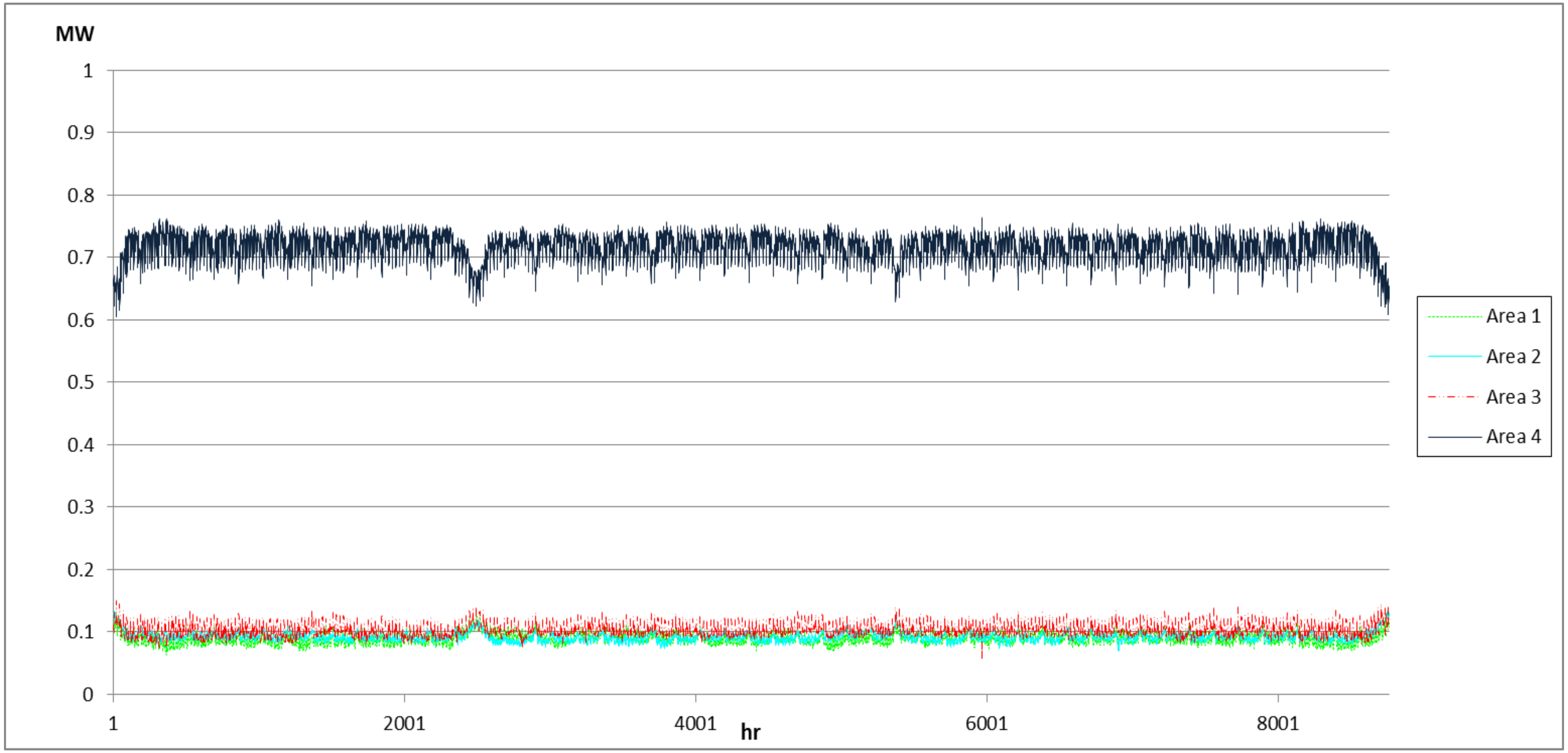
ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ ค.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปีฐาน (พ.ศ. 2550)



ภาพที่ ค.2 สัดความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่ต่อ 1 MW ฐาน 4 พื้นที่



ตารางที่ ค.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ใช้

ปี	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2555	26,355	175,089
2556	27,443	183,283
2557	28,790	191,630
2558	30,231	200,726
2559	31,809	210,619
2560	33,264	219,616
2561	34,593	227,760
2562	35,869	236,408
2563	37,326	246,164
2564	38,726	255,591
2565	40,134	265,039
2566	41,567	274,672
2567	43,049	284,640
2568	44,521	294,508
2569	46,003	304,548
2570	47,545	314,925
2571	49,115	325,470
2572	50,624	335,787
2573	52,256	346,767

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ง.

ข้อมูลอื่นๆ ที่ใช้ประกอบการคำนวณการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

โดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ง.1 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (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
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

Dependable Type	Monthly Dependable (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
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)	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	98.33	96.09	92.80	89.78	87.87	90.28	93.30	98.09	98.65	97.29	97.78
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	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00
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
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	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Waste	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00

Dependable Type	Monthly Dependable (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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

Plant Factor Type	Monthly Plant Factor (%)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
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
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	61.62	61.63	59.52	58.19	58.26	62.35	75.43	80.92	85.86	75.42	62.59	60.40
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	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00
Wind	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
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	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
Biogas	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00
Waste	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00
Small Hydro	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00

ตารางที่ ง.3 ราคาต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

Fuel Type	Fuel Cost (USD/MMBtu)																	
	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573
Natural Gas	10.99	11.64	12.50	12.89	13.37	13.83	14.35	15.48	16.48	17.49	18.04	18.53	18.71	19.23	19.42	19.81	20.21	20.61
Lignite	2.97	3.30	3.49	2.72	3.00	3.00	2.54	2.72	2.76	2.78	2.79	2.79	2.80	2.74	2.74	2.72	2.74	2.86
Bituminous	4.28	4.40	4.49	4.59	4.69	4.81	4.89	4.96	5.06	5.15	5.21	5.28	5.33	5.41	5.45	5.50	5.56	5.61
Nuclear	0.53	0.54	0.56	0.58	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
Oil	21.26	21.54	22.09	22.40	22.84	23.31	23.84	24.29	24.78	25.28	25.62	26.16	26.60	27.05	27.59	28.13	28.67	29.23
Diesel	28.17	28.97	29.78	30.35	31.07	31.77	32.48	33.33	34.11	34.90	35.51	36.32	37.02	37.71	38.46	39.23	40.01	40.81

หมายเหตุ : พิจารณาที่อัตราแลกเปลี่ยน 31 บาท/ดอลล่าร์สหรัฐ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ง.4 ราคารับซื้อพลังงาน (Energy Cost) ที่พยากรณ์สำหรับใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

Energy Type	Energy Cost (Bath/kWh)																	
	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573
Hydro from dam	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	3.65	3.69	3.72	3.76	3.80	3.83	3.86	3.91	3.95	4.02	4.07	4.11	4.15	4.18	4.21	4.25	4.27	4.30
Wind	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92
Solar	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63
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
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
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
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
Biogas	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
Waste	4.98	5.01	5.04	5.07	5.10	5.12	5.15	5.18	5.22	5.27	5.31	5.34	5.37	5.40	5.42	5.45	5.47	5.49
Geo	4.49	4.52	4.55	4.57	4.60	4.63	4.66	4.69	4.72	4.78	4.82	4.85	4.88	4.90	4.93	4.96	4.98	5.00
Small Hydro	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ง.5 ตัวประกอบการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Emission Factor)

Fuel Type	Emission Factor (kgCO_2/Btu)
Lignite	0.0000959
Bituminous	0.0000944
Natural Gas	0.0000573
Oil	0.0000797
Diesel	0.0000766

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายชาคริต ไชยวุฒิเทพารักษ์ เกิดวันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ. 2533 สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2555 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2555

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University