

การวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและผลกระทบของการอนุรักษ์พลังงานต่อความเชื่อถือได้
ของระบบผลิตไฟฟ้า



นาย ยอด นิติกิจไพบูลย์

ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้ เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

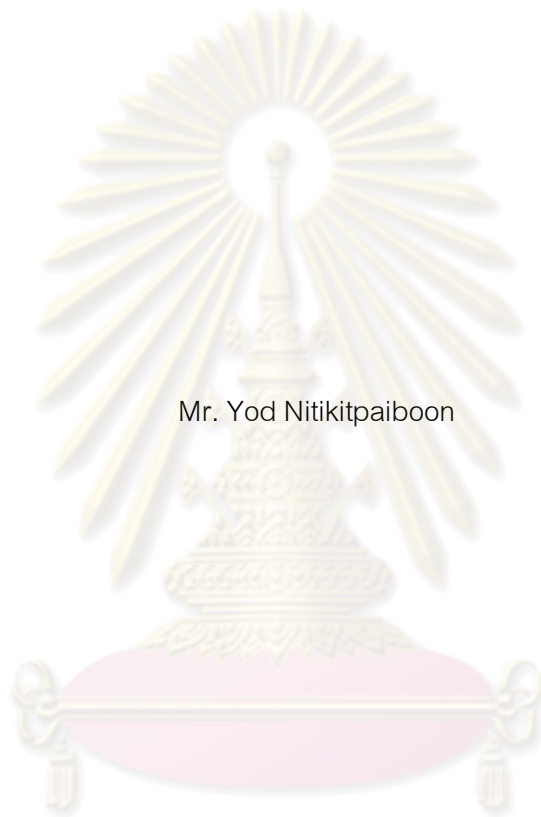
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2552

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ANALYSIS OF ELECTRICITY SUPPLY WORTH AND IMPACT OF ENERGY
CONSERVATION ON GENERATION SYSTEM RELIABILITY



Mr. Yod Nitikitpaiboon

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
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 2009

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและผลกระทบของ
การอนุรักษ์พลังงานต่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

โดย

นาย ยอด นิติกิจไพบุลย์

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

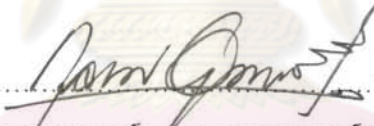
ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เชื้ออาภรณ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต



..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศศิริวงค์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์



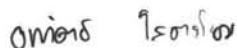
..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี)



..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เชื้ออาภรณ์)



..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์)



..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อาทิตย์ ไสตรโยม)

ยอด นิติกิจไพบูลย์ : การวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและผลกระทบของการอนุรักษ์พลังงานต่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า. (ANALYSIS OF ELECTRICITY SUPPLY WORTH AND IMPACT OF ENERGY CONSERVATION ON GENERATION SYSTEM RELIABILITY)

อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ศ. ดร. บัณฑิต เชื้ออาภรณ์ , 151 หน้า.

ความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าสามารถวัดผ่านเกณฑ์กำลังผลิตสำรองซึ่งโดยทั่วไปกำลังผลิตสำรองนั้นจะสามารถวัดโดยใช้วิธี Deterministic หรือ Probabilistic การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตสำรองของประเทศไทยได้กำหนดโดยวิธี Deterministic มาเป็นระยะเวลานานกว่า 10 ปี โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะหาความสัมพันธ์ของกำลังผลิตสำรองที่ถูกนำมาใช้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยบนพื้นฐานของเกณฑ์ความน่าจะเป็นเมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์ deterministic ในทำนองเดียวกันวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอการพิจารณาเกณฑ์กำลังผลิตสำรองที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดรวมถึงพิจารณาถึงขีดจำกัดของพลังงานของโรงไฟฟ้าโดยอาศัยดัชนีความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้าประกอบ

ในการพิจารณาการวางแผนระยะยาวของระบบผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ อย่างไรก็ตามการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในประเทศไทยทำได้ยากมากขึ้น ฉะนั้นการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน หรือ การลงทุนผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า จึงเป็นทางเลือกที่ควรพิจารณา อย่างไรก็ตามในเรื่องของราคาที่เหมาะสมของการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ หรือ การลงทุนโครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า ก็ควรจะนำมาพิจารณาด้วย ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพัฒนาขั้นตอนวิเคราะห์หาคุณค่าของการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และการลงทุนโครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยวิธีการความน่าจะเป็นมาใช้ในการวิเคราะห์ทั้งนี้หลักการและกระบวนการที่พัฒนาขึ้นในวิทยานิพนธ์นี้จะนำไปทดสอบกับระบบผลิตไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งได้ผลเป็นที่น่าพอใจ

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ยอด นิติกิจไพบูลย์
 สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก Free
 ปีการศึกษา 2552

5170436021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : RELIABILITY INDICES / RESERVE MARGIN / LOAD FORECAST

UNCERTAINTY / WORTH

YOD NITIKITPAIBOON: ANALYSIS OF ELECTRICITY SUPPLY WORTH AND
IMPACT OF ENERGY CONSERVATION ON GENERATION SYSTEM

RELIABILITY. THESIS ADVISOR: PROF. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D., 151
pp.

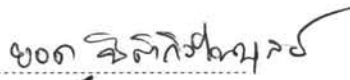
The generation system reliability can be measured through its reserve margin, which is generally defined based on either deterministic or probabilistic method. Thailand's generation reserve margin has been planned based on deterministic method for more than a decade. This thesis attempts to relate reserve margin used in Thailand's power development plan to the one based on probabilistic criteria. In the same way, this thesis presents the reserve margin with consideration of load forecast uncertainty and energy limited unit based on specified reliability indices.

In long-range generation system planning, the investment of building new power plants has to be considered. However, building a new power plant in Thailand may face difficulties. Electricity import from neighboring countries or electrical energy conservation projects are therefore important options to be considered. However, the appropriate cost of the imported electricity or electrical energy conservation projects should be determined. In this thesis, an algorithm based on probabilistic method is developed to analyze worth of imported electricity and electrical energy conservation projects. The developed algorithm in thesis has been tested with a modified Thailand's generation system, and satisfactory results are obtained.

Department : Electrical Engineering

Field of Study : Electrical Engineering

Academic Year : 2009.....

Student's Signature 

Advisor's Signature 

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบ แก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผศ.ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสวี ผศ.ดร.อาทิตย์ โสทรโยม และ อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี นอกจากนี้ ผู้วิจัยต้องขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยเป็นอย่างสูง ที่ให้ความสะดวกในการติดต่อประสานงานต่างๆ

ทำยนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดามารดา, พี่ชาย, และ น้องในหองปฏิบัติกรวิจัย ที่คอยให้กำลังใจตลอดมา และผู้วิจัยขอขอบคุณคุณ รัชนี นฤฤทธิไกร, คุณ พรเทพ เทียบรัตน์, คุณ สมภพ อัมภมมงคล และ คุณ ทิตติ ศักดิ์ศรีชัย ที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆตลอดระยะเวลาทำการวิจัยนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

| | หน้า |
|---|------|
| บทคัดย่อภาษาไทย..... | ง |
| บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... | จ |
| กิตติกรรมประกาศ..... | ฉ |
| สารบัญ..... | ช |
| สารบัญตาราง..... | ญ |
| สารบัญภาพ..... | ฎ |
| บทที่ | |
| 1 บทนำ..... | 1 |
| 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา..... | 1 |
| 1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... | 2 |
| 1.3 วัตถุประสงค์..... | 3 |
| 1.4 ขอบเขตวิทยานิพนธ์..... | 4 |
| 1.5 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน..... | 4 |
| 1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์..... | 4 |
| 1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์..... | 4 |
| 2 แนวคิดเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบผลิตไฟฟ้ากำลังและการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า..... | 6 |
| 2.1 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง..... | 6 |
| 2.2 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า..... | 8 |
| 2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์..... | 11 |
| 2.4 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า..... | 11 |
| 2.4.1 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ..... | 11 |
| 2.4.2 แบบจำลองมาร์คอฟฟี 2 สถานะ (2-state Markov model)..... | 13 |
| 2.4.3 ตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT)..... | 15 |
| 2.5 แบบจำลองของโหลด (Load model)..... | 16 |
| 2.5.1 ลักษณะโหลด..... | 16 |

| บทที่ | หน้า |
|---|------|
| 2.5.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load duration curve)..... | 18 |
| 2.5.3 ลักษณะโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer load profile)..... | 18 |
| 2.6 แบบจำลองการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า..... | 20 |
| 2.7 สรุป..... | 21 |
| 3 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้..... | 22 |
| 3.1 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า..... | 22 |
| 3.1.1 การคำนวณค่าดัชนี Loss of Load Expectation | 23 |
| 3.1.2 การคำนวณค่าดัชนี Expected Energy not Supply | 24 |
| 3.1.3 การคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด | 27 |
| 3.1.4 ตัวอย่างการคำนวณค่าดัชนีความเสี่ยง..... | 30 |
| 3.2 ค่าขีดจำกัดพลังงาน..... | 32 |
| 3.3 การคำนวณค่ากำลังการผลิตสำรอง..... | 37 |
| 3.4 สรุป..... | 38 |
| 4 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตสำรองระหว่างวิธี Deterministic และ Probabilistic..... | 39 |
| 4.1 การกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง..... | 39 |
| 4.1.1 การเปรียบเทียบเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง..... | 40 |
| 4.1.2 การคำนวณเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อคำนึงถึงความไม่แน่นอนของผล พยากรณ์โหลด..... | 43 |
| 4.2 สรุป..... | 52 |
| 5 การวิเคราะห์คุณค่าของการผลิตไฟฟ้า..... | 53 |
| 5.1 แนวคิดในการประเมินคุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า..... | 53 |
| 5.1.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า..... | 54 |
| 5.2 สรุป..... | 58 |
| 6 หลักการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน..... | 59 |
| 6.1 แนวคิดในการหาค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน..... | 59 |
| 6.1.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน..... | 62 |
| 6.2 สรุป..... | 62 |
| 7 ผลการทดสอบ..... | 65 |
| 7.1 ระบบทดสอบ..... | 65 |

| บทที่ | หน้า |
|---|------|
| 7.2 ผลการทดสอบเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง..... | 66 |
| 7.3 ผลการทดสอบหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการ พยากรณ์โหลด..... | 73 |
| 7.4 ผลการทดสอบหลักการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า..... | 86 |
| 7.5 ผลการทดสอบหลักการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน..... | 90 |
| 7.6 สรุปผลการทดสอบ..... | 95 |
| 8 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ..... | 96 |
| 8.1 สรุปผลการวิจัย..... | 96 |
| 8.2 ข้อเสนอแนะ..... | 97 |
| รายการอ้างอิง..... | 98 |
| ภาคผนวก..... | 101 |
| ภาคผนวก ก..... | 102 |
| ภาคผนวก ข..... | 106 |
| ภาคผนวก ค..... | 109 |
| ภาคผนวก ง..... | 113 |
| ภาคผนวก จ..... | 137 |
| ภาคผนวก ฉ..... | 138 |
| ภาคผนวก ช..... | 147 |
| ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์..... | 151 |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

| | หน้า |
|---------------|---|
| ตารางที่ 3.1 | ระบบผลิตไฟฟ้าตัวอย่าง..... 25 |
| ตารางที่ 3.2 | ตารางCOPTของระบบตัวอย่าง..... 26 |
| ตารางที่ 3.3 | ตารางแสดงผลการคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าและดัชนีEENS... 26 |
| ตารางที่ 3.4 | COPTของระบบตัวอย่าง..... 29 |
| ตารางที่ 3.5 | ตารางแสดงผลการคำนวณดัชนีLOLEเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด..... 29 |
| ตารางที่ 3.6 | ตาราง COPTของระบบทดสอบIEEE..... 30 |
| ตารางที่ 3.7 | ตารางแสดงผลคำนวณดัชนีEENSและ Expected Energy..... 31 |
| ตารางที่ 3.8 | ข้อมูลโหลด..... 34 |
| ตารางที่ 3.9 | แบบจำลองกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการตัดโหลด..... 34 |
| ตารางที่ 3.10 | การกระจายพลังงานของโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการตัดโหลด..... 34 |
| ตารางที่ 3.11 | แบบจำลองข้อมูลการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขอประเทศไทย..... 36 |
| ตารางที่ 4.1 | เปอร์เซ็นต์ความคาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลดเทียบกับโหลดที่แท้จริงปี ค.ศ.1990 – 2008..... 45 |
| ตารางที่ 7.1 | ตารางแสดงผลการคำนวณหาค่าดัชนี LOLE, EENS และค่าใช้จ่ายในกรณีฐาน..... 66 |
| ตารางที่ 7.2 | ตารางแสดงกำลังผลิตสำรองตามวิธี Deterministic..... 67 |
| ตารางที่ 7.3 | ผลการทดสอบการคำนวณกำลังผลิตสำรองวิธีการProbabilistic Method เมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLEที่1วันปี..... 68 |
| ตารางที่ 7.4 | ผลการทดสอบการคำนวณกำลังผลิตสำรองวิธีการProbabilistic Method เมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLEที่2วันปี..... 69 |
| ตารางที่ 7.5 | ผลการทดสอบการคำนวณกำลังผลิตสำรองวิธีการProbabilistic Method เมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLEที่0.1วันปี..... 70 |
| ตารางที่ 7.6 | ตารางแสดงผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด..... 73 |

| | หน้า |
|---------------|--|
| ตารางที่ 7.7 | กำลังผลิตสำรองเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLEที่0.1วันปี..... 77 |
| ตารางที่ 7.8 | กำลังผลิตสำรองเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLE ที่ 1วันปี..... 78 |
| ตารางที่ 7.9 | กำลังผลิตสำรองเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLE ที่ 2วันปี..... 79 |
| ตารางที่ 7.10 | กำลังผลิตสำรองเมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด เมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLE ที่ 0.1วันปี..... 80 |
| ตารางที่ 7.11 | กำลังผลิตสำรองเมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด เมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLE ที่ 1วันปี..... 81 |
| ตารางที่ 7.12 | กำลังผลิตสำรองเมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด เมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีLOLE ที่ 2วันปี..... 82 |
| ตารางที่ 7.13 | แสดงผลการทดสอบในกรณีฐาน..... 86 |
| ตารางที่ 7.14 | ผลการคำนวณคุณค่าของการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนเพื่อนเพื่อนเพื่อนเพื่อน ไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงโหลดฐาน..... 87 |
| ตารางที่ 7.15 | การคำนวณคุณค่าของการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนเพื่อนเพื่อนเพื่อนเพื่อน ไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงโหลดกลาง..... 88 |
| ตารางที่ 7.16 | ผลการคำนวณคุณค่าของการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนเพื่อนเพื่อนเพื่อนเพื่อน ไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงโหลดสูง..... 89 |
| ตารางที่ 7.17 | ข้อมูลตัวชี้แจงการคำนวณ..... 90 |
| ตารางที่ 7.18 | ผลการคำนวณพลังงานที่ลดลงในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า..... 91 |
| ตารางที่ 7.19 | ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า. 91 |
| ตารางที่ 7.20 | ผลการคำนวณคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานในแต่ละประเภทผู้ใช้ ไฟฟ้า..... 92 |

สารบัญภาพ

| | | หน้า |
|-------------|--|------|
| รูปที่ 2.1 | ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง..... | 7 |
| รูปที่ 2.2 | แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่..... | 7 |
| รูปที่ 2.3 | การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Peak clipping..... | 8 |
| รูปที่ 2.4 | การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Valley filling..... | 9 |
| รูปที่ 2.5 | การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Load shifting..... | 9 |
| รูปที่ 2.6 | การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Strategic Conservation..... | 9 |
| รูปที่ 2.7 | การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Strategic Load Growth..... | 10 |
| รูปที่ 2.8 | การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Flexible Load Shape..... | 10 |
| รูปที่ 2.9 | แนวคิดการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า..... | 11 |
| รูปที่ 2.10 | ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า..... | 12 |
| รูปที่ 2.11 | การทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าเมื่อประมาณช่วงเวลา que อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย..... | 12 |
| รูปที่ 2.12 | แผนภาพของการเคลื่อนที่ระหว่างสถานะในแบบจำลองมาร์คอฟ..... | 13 |
| รูปที่ 2.13 | ลักษณะโหนดสูงสุดประจำเดือน..... | 16 |
| รูปที่ 2.14 | ลักษณะโหนดสูงสุดประจำวัน..... | 17 |
| รูปที่ 2.15 | ลักษณะโหนดสูงสุดประจำชั่วโมง..... | 17 |
| รูปที่ 2.16 | เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด..... | 18 |
| รูปที่ 2.17 | ผลการจำลองเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า..... | 19 |
| รูปที่ 2.18 | เส้นโค้งแสดงช่วงระยะเวลาของโหลด (Load duration curve) แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า..... | 19 |
| รูปที่ 2.19 | ผลการอนุรักษ์พลังงาน..... | 20 |
| รูปที่ 3.1 | การคำนวณค่าดัชนี LOLE..... | 23 |
| รูปที่ 3.2 | การคำนวณค่าดัชนี EENS..... | 24 |

| | | |
|------------|---|----|
| รูปที่ 3.3 | เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดตัวอย่าง..... | 25 |
| รูปที่ 3.4 | ลักษณะเส้นโค้งการกระจายตัวแบบปกติ(Normal distribution curve)..... | 28 |
| รูปที่ 3.5 | โหลดสูงสุดสะสมรายชั่วโมงของระบบตัวอย่าง..... | 31 |
| รูปที่ 3.6 | โหลดปรับปรุงเมื่อมีการตัดโหลดตามขั้น ตอนที่1..... | 35 |
| รูปที่ 3.7 | โหลดปรับปรุงเมื่อมีการตัดโหลดขั้น ตอนที่2..... | 36 |
| รูปที่ 3.8 | ผลการตัดยอดโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของไทย..... | 37 |
| รูปที่ 4.1 | ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้..... | 40 |
| รูปที่ 4.2 | ขั้นตอนการคำนวณหาค่ากำลังการผลิตสำรองและความเชื่อถือได้ตาม เกณฑ์ที่กำหนด..... | 41 |
| รูปที่ 4.3 | แบบจำลองโหลดที่ไม่คำนึงถึงผลความไม่แน่นอนของโหลด..... | 43 |
| รูปที่ 4.4 | ข้อมูลของการพยากรณ์โหลดสูงสุดเทียบกับที่เกิดขึ้นจริงของประเทศไทย ตั้งแต่ปีค.ศ.1990 – 2008..... | 44 |
| รูปที่ 4.5 | แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วง ปีที่1..... | 46 |
| รูปที่ 4.6 | แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วง ปีที่2..... | 47 |
| รูปที่ 4.7 | แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วง ปีที่3..... | 47 |
| รูปที่ 4.8 | ภาพรวมความคาดเคลื่อนการพยากรณ์โหลดในช่วงปีที่ 1 – 10..... | 48 |
| รูปที่ 4.9 | แผนภาพขั้นตอนการวางแผนหาค่ากำลังการผลิตสำรองเมื่อคำนึงถึงความไม่ แน่นอนของการพยากรณ์โหลด..... | 49 |
| รูปที่ 5.1 | แผนภาพแสดงค่าใช้จ่ายในการผลิต (Production cost)..... | 54 |
| รูปที่ 5.2 | แผนภาพขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า..... | 55 |
| รูปที่ 6.1 | ผลการอนุรักษ์พลังงานรูปแบบStrategic Conservation..... | 59 |
| รูปที่ 6.2 | แบบจำลองลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภท..... | 61 |
| รูปที่ 6.3 | เส้นโค้งแสดงช่วงระยะเวลาของโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า..... | 61 |
| รูปที่ 6.4 | แผนภาพขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน..... | 62 |

| | หน้า |
|---|------|
| รูปที่ 7.1 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้น..... | 71 |
| รูปที่ 7.2 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้น ในอนาคตที่ดัชนี LOLE = 0.1 วันปี..... | 83 |
| รูปที่ 7.3 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้น ในอนาคตที่ดัชนี LOLE = 1 วันปี..... | 83 |
| รูปที่ 7.4 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้น ในอนาคตที่ดัชนี LOLE = 2 วันปี..... | 84 |
| รูปที่ 7.5 ความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของการลงทุนต่อขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับการจ่ายโหลดในช่วงเวลาต่างๆ..... | 88 |
| รูปที่ 7.6 ความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตามเป้าหมายในการลดพลังงานของโครงการอนุรักษ์พลังงาน..... | 94 |

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญต่อการพัฒนาประเทศจึงจำเป็นต้องมีการวางแผนให้ความเชื่อถือได้ ตามเกณฑ์ที่กำหนดและสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นในแต่ละปี ขณะที่การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทำได้ยากมากขึ้น แนวคิดด้านการจัดการและการอนุรักษ์พลังงานจึงเป็นสิ่งที่ได้รับความสนใจ

การวางแผนเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้านั้น สามารถดำเนินการได้ใน 2 ลักษณะคือ 1) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม และ 2) การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน หากพิจารณาการวางแผนในส่วนของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งอาจมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นนั้นจะต้องประกอบด้วยระยะเวลาและเป้าหมายในการจัดทำกำลังการผลิต วิธีการหนึ่งในการวัดความพอเพียงของกำลังผลิตไฟฟ้าคือการวัดกำลังการผลิตสำรอง (Reserve margin) โดยทั่วไปแล้วความพอเพียงของระบบไฟฟ้าจะสัมพันธ์โดยตรงกับเงินลงทุน หากมีเกณฑ์ที่กำหนดให้ระบบไฟฟ้ามีความพอเพียงหรือมีกำลังการผลิตสำรองสูงการลงทุนก่อสร้างก็มีมูลค่าสูงตาม ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายในขั้นสุดท้ายนั้นอาจมีค่าสูงขึ้นตามไปด้วย อย่างไรก็ตามหากกำหนดให้กำลังการผลิตสำรองมีค่าต่ำเกินไปแม้ว่าจะสามารถประหยัด เงินลงทุนได้จำนวนหนึ่งแต่ความเสี่ยงที่กำลังไฟฟ้าจะไม่พอเพียงก็ย่อมมีค่าสูงขึ้น

ในปัจจุบันเกณฑ์การกำหนดกำลังการผลิตสำรองของไทยอาศัยการตัดสินใจของผู้วางแผน (deterministic) คือกำหนดเป็นค่าขั้นต่ำไว้ที่ร้อยละ 15 ของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ในขณะที่การไฟฟ้าในประเทศไทยที่พัฒนาอีกจำนวนมาก ซึ่งยังมีการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์นั้น จะอาศัยหลักการตามแนวทางความน่าจะเป็น (Probability) โดยวัดผ่านค่า Loss of Load Expectation (LOLE) เป็นต้น การเลือกใช้เกณฑ์ที่เหมาะสมส่งผลกระทบต่อการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือของการผลิตไฟฟ้าโดยตรง และหากพิจารณาต่อไปเมื่อลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้ได้ตามเกณฑ์ที่กำหนด สิ่งที่ต้องคำนึงอันดับต่อไปคือการเลือกที่สร้างโรงไฟฟ้าชนิดใด ขนาดเท่าไร ในราคาเท่าไรจึงจะเหมาะสม หรือการทำสัญญาซื้อไฟฟ้าเพิ่มจากประเทศเพื่อนบ้านควรมีการตกลงในราคาเท่าไรจึงจะคุ้มค่านับเป็นสิ่งที่ควรนำมาพิจารณาเพิ่มเติม อย่างไรก็ตามหากพิจารณาในส่วนการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานต่าง ๆ นั้นก็เป็นสิ่งที่ได้รับการยอมรับจากสังคมอย่าง

กว้างขวาง การวิเคราะห์หาค่าของโครงการที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวจึงจะได้รับการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ด้วยเช่นกัน

1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

สำหรับปัญหาในการวางแผนเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นเมื่อพิจารณาในส่วนของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งอาจจำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นนั้นตัวแปรที่ต้องพิจารณาประกอบด้วยระยะเวลาและระดับความเพียงพอของกำลังการผลิตไฟฟ้า วิธีการหนึ่งในการวัดความพอเพียงของกำลังผลิตไฟฟ้าคือการวัดกำลังการผลิตสำรอง (Reserve margin) ซึ่งในอดีตได้มีผู้เสนอแนวทางกำหนดกำลังผลิตสำรองโดยอาศัยหลักเกณฑ์การตัดสินใจของผู้วางแผน (Deterministic based method) ซึ่งวิธีนี้จะเป็นการกำหนดกำลังผลิตสำรองล่วงหน้าโดยอาศัยข้อมูลจากการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า [1] อีกวิธีการหนึ่งคือการกำหนดกำลังผลิตสำรองด้วยหลักการความน่าจะเป็น (Probabilistic based method) [2] ซึ่งเป็นวิธีการที่อาศัยข้อมูลมากกว่าวิธีการตัดสินใจ (Deterministic method) ในการวางแผนได้มีผู้เสนอแนวทางในการจัดการกับข้อมูลที่ใช้ในวิธีการนี้ เช่น การประยุกต์ใช้ทฤษฎีพีชชีในการประเมินความเชื่อถือได้ [3]

การวางแผนเกี่ยวกับกำลังการผลิตสำรองโดยทั่วไปก็มักมองข้ามความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดมักจะส่งผลให้กำลังผลิตสำรองมีความคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงด้วยเหตุนี้วิทยานิพนธ์นี้จึงจะศึกษาเกี่ยวกับการหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดเข้ามาร่วมด้วย ซึ่งพบว่าผู้วิจัยเกี่ยวข้องกับเรื่องนี้มาไม่น้อย เช่น การศึกษาผลกระทบของความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดต่อระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าซึ่งใช้วิธีการสร้างตารางสำหรับการกระจายแบบปกติโดยใช้วิธีการแบบสุ่ม (Tabulating technique for normal distribution sampling) มาพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของโหลด [4], การออกแบบโหลดสะสม (Load duration curves) โดยพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดในแต่ละช่วงเวลาการจ่ายโหลดซึ่งเป็นการออกแบบและทดสอบการสร้างตัวแปรในการสร้างแบบจำลองสำหรับการกระจายแบบปกติที่มีผลต่อโหลดสะสม [5] เป็นต้น

การวางแผนเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมซึ่งเป็นเรื่องที่ได้รับการพิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้โดยในปัจจุบันได้มีผู้เสนอแนวคิดในการวางแผนเพื่อรองรับการสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำโดยคำนวณผ่านการใช้งลังงานรายปีที่โรงไฟฟ้านั้นสามารถผลิตได้เพื่อนำไปหาค่าของโรงไฟฟ้ารวมระยะเวลาในการลงทุน, ผลกำไร และอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า [6] , การวางแผนเพื่อรองรับการสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆในแบบจำลอง BOT (the Build-Operate-Transfer) ซึ่งแบบจำลองที่สร้างขึ้นนี้จะใช้สำหรับการหาเงินลงทุนและ

เงินตอบแทนคืนกลับเมื่อคำนึงถึงการขยายตัวทางด้านเศรษฐศาสตร์ [7] , การวางแผนเพื่อรองรับการสร้างโรงไฟฟ้าโดยการวิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้ของอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าชนิดพลังความร้อนร่วมและชนิดนิวเคลียร์ตลอดจนความสัมพันธ์ของเวลาในช่วงการได้รับผลตอบแทนกลับโดยใช้วิธีการ Monte Carlo และ STATS computer code [8] รวมถึงวิธีการเลือกที่จะลงทุนในการวางแผนเพื่อรองรับการสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆโดยใช้วิธีการ graph theory ซึ่งเป็นวิธีการในการพัฒนาและเปรียบเทียบผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชนิดพลังงานลม, พลังงานน้ำ และพลังงานความร้อนผ่านวิธีการประเมินลำดับความสำคัญ [9]

ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้านั้นการพิจารณาการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานก็นับเป็นอีกหัวข้อหนึ่งที่มีความสนใจอย่างกว้างขวางซึ่งก็มีผู้วิจัยและเสนอแนวคิดที่เกี่ยวข้องกับหัวข้อนี้มากมาย เช่น การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้เมื่อพิจารณาการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในย่านธุรกิจใหญ่ โดยพิจารณากรณีการอนุรักษ์พลังงานในตึกขนาดใหญ่ที่ประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานสูงและแบบประสิทธิภาพตามมาตรฐาน [10] , การพิจารณาการอนุรักษ์พลังงานแสงสว่างตามชนิดและตำแหน่งของอุปกรณ์ในตึกขนาดใหญ่ [11] , การอนุรักษ์พลังงานแยกเป็นรายการมาตรการของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าและผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ซึ่งสามารถทำการจัดลำดับตามมาตรการในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ในประเทศบราซิล [12] การอนุรักษ์พลังงานผ่านโครงการ DSM (Demand side management) โดยการจำลองโหลดสะสม (Load duration curve) ทำการจัดลำดับความสำคัญที่มีผลต่อความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายต่างๆ [13, 14] เป็นต้น

1.3 วัตถุประสงค์

- 1) นำเสนอวิธีการวิเคราะห์ และเปรียบเทียบสมรรถนะที่เกี่ยวข้องกับความเชื่อถือได้และการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าไทย
- 2) ศึกษาและกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้และกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าไทย
- 3) วิเคราะห์คุณค่าของโรงไฟฟ้าไทยและการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ
- 4) นำเสนอวิธีการและทำการวิเคราะห์คุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานโดยภาพรวมต่อความเชื่อถือได้
- 5) ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการคำนวณค่าความเชื่อถือได้และค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมของระบบผลิตกำลังไฟฟ้า รวมถึงคุณค่าและค่าใช้จ่ายของโครงการอนุรักษ์พลังงาน

1.4 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) ศึกษาและรวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของไทยและต่างประเทศ ในลักษณะเป็นข้อมูล ทฤษฎีโดยไม่ได้เป็นการเก็บสถิติการทำงานจากโรงไฟฟ้าโดยตรง
- 2) ศึกษาและรวบรวมข้อมูลปริมาณลักษณะโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทโครงสร้าง อัตราค่าไฟฟ้าและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง จากการไฟฟ้าต่างๆ
- 3) การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจะไม่คำนึงถึงผลจากสายส่งและสายจำหน่าย
- 4) พิจารณาแบบจำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์เป็นแบบจำลองสองสถานะโดยจะมีการคำนึงถึงขีดจำกัดของพลังงานที่จ่ายได้ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

1.5 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้
- 2) รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับระบบที่จะนำมาใช้ทดสอบ และข้อมูลอื่นๆที่จำเป็น
- 3) การวิเคราะห์กำลังผลิตสำรองที่เหมาะสม
- 4) การวิเคราะห์คุณค่าของโรงไฟฟ้าไทยและการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ
- 5) การวิเคราะห์คุณค่าของระบบไฟฟ้าไทยผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน
- 6) ศึกษาการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม MATLAB

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) เกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าไทย
- 2) ค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมภายใต้เกณฑ์ที่กำหนด
- 3) คุณค่าของโรงไฟฟ้าไทยและการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ
- 4) คุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงาน

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง และ แนวคิดการอนุรักษ์พลังงาน แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองของโหลด

บทที่ 3 แสดงระเบียบวิธีที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้อันประกอบด้วย Loss of Load Expectation (LOLE) เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการวางแผนกำลังการผลิตสำรอง และ

Expected Energy not Supply (EENS) เพื่อใช้ในการประยุกต์คำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและคำนวณหามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ นอกจากนี้ยังใช้ ประกอบการพิจารณาคำนวณค่าขีดจำกัดของพลังงานและค่ากำลังการผลิตสำรองต่อไป

บทที่ 4 นำเสนอแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองโดย เปรียบเทียบระหว่างวิธีการตัดสินใจและวิธีการความน่าจะเป็นตลอดการคำนวณหา เกณฑ์กำลัง การผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด

บทที่ 5 นำเสนอแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าเพื่อใช้ ในการวิเคราะห์การลงทุนเมื่อพิจารณาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ

บทที่ 6 นำเสนอแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่าโครงการอนุรักษ์พลังงาน ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเพื่อใช้ในการวิเคราะห์การลงทุนของโครงการอนุรักษ์พลังงานในแต่ละ ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

บทที่ 7 แสดงผลการทดสอบโดยใช้ระเบียบวิธีการคำนวณซึ่งนำมาทดสอบกับระบบไฟฟ้าที่ ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

บทที่ 8 เป็นการสรุปและให้ข้อเสนอแนะสำหรับพัฒนาต่อไป



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

แนวคิดเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบผลิตไฟฟ้ากำลังและการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า

2.1 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

เราสามารถแบ่งความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตามแนวทางที่กำหนดกันทั่วไปดังนี้ [2]

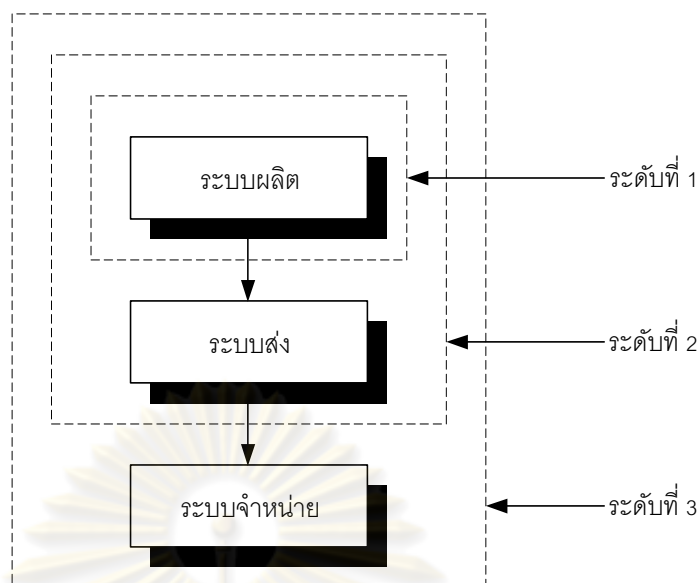
- 1) ความเพียงพอของระบบ (System adequacy)
- 2) ความมั่นคงของระบบ (System security)

ความเพียงพอของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่อุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังยังคงทำงานภายในพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด การศึกษาความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวกับความเพียงพอของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้ากำลัง

ความมั่นคงของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบหรืออุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

โดยทั่วไปเราสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน ดังในรูปที่ 2.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.1 ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากขอบเขตหน้าที่การทำงานดังแสดงในรูปที่ 2.1 หากพิจารณาในแง่การประเมินความเชื่อถือได้โดยรวมแล้วจะสามารถแบ่งลำดับชั้น (Hierarchical level: HL) ของการศึกษาได้เป็น 3 ระดับ ตามการแบ่งขอบเขตของการทำงาน ได้ดังนี้

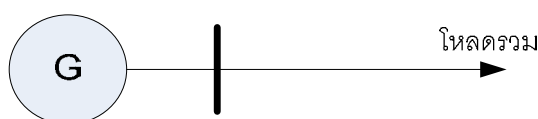
ลำดับชั้นที่ 1 (HL1) เป็นการพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า

ลำดับชั้นที่ 2 (HL2) เป็นการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งไฟฟ้า

ลำดับชั้นที่ 3 (HL3) เป็นการพิจารณารวมทั้ง 3 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระดับชั้นที่ 1 (Hierarchical Level One, HL1) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียว เป็นการศึกษาศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ของระบบอันเป็นผลเนื่องจากสถานะการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลด ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้นจึงสามารถจำลองระบบที่ทำการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 ได้ดังรูปที่ 2.2

กำลังการผลิตไฟฟ้ารวม

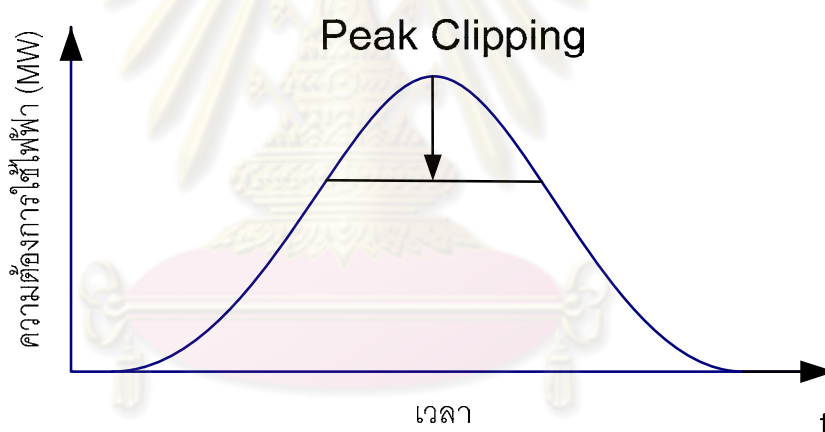


รูปที่ 2.2 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

2.2 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า

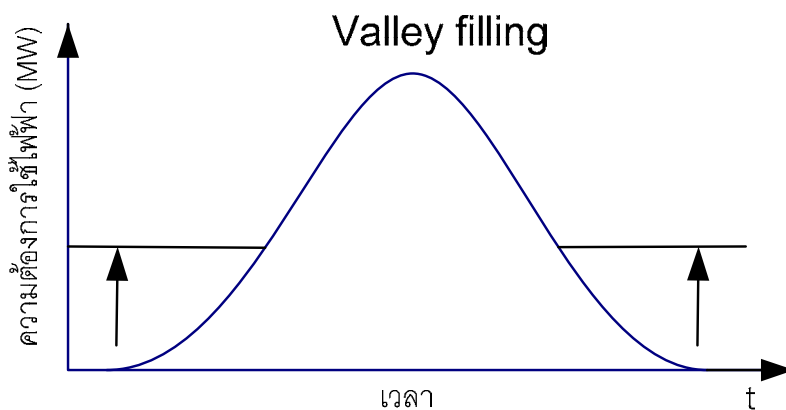
คือ การส่งเสริมการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและใช้ทรัพยากรพลังงานได้อย่างเหมาะสม โดยการปรับการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้า โดยผ่านเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพ หรืออาจเป็นการปรับเปลี่ยนแบบแผนการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีการจัดการบริหารความต้องการใช้ไฟฟ้า โครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยมาตรการต่าง ๆ ที่มีวัตถุประสงค์ที่จะส่งเสริมและสนับสนุน ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มเป้าหมายให้ปรับปรุงแนวทางการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการของกิจการไฟฟ้า ในขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้ายังคงได้รับคุณประโยชน์รวมทั้งความพึงพอใจเท่าเดิมหรือดีกว่าเดิม ลักษณะการปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถพิจารณาเป็น 6 มาตรการ [19] ดังต่อไปนี้

1) Peak clipping คือ วิธีจัดการให้ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลดลง (Reduction of Peak Load) วิธีการทั่วไป คือ การควบคุมเวลาและปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงผ่านอุปกรณ์ที่อุปกรณ์ผลดังกล่าวแสดงเป็นตัวอย่างได้ ดังรูปที่ 2.3



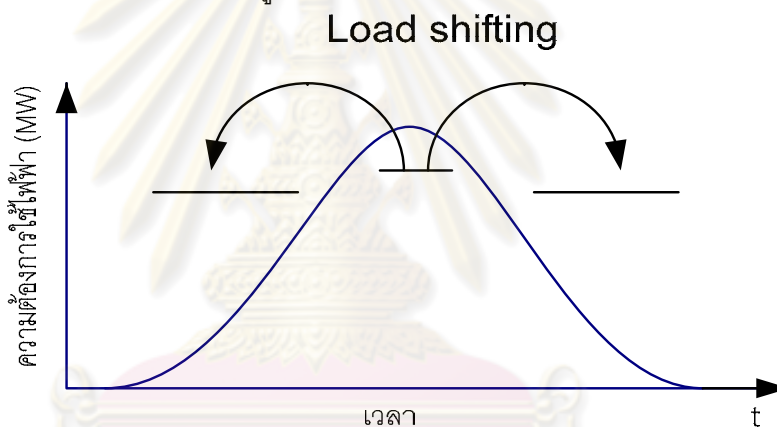
รูปที่ 2.3 ปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Peak clipping

2) Valley filling คือ การเพิ่มความต้องการในช่วง off-peak ถ้าหากต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Long-run marginal cost) ต่ำกว่าราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ย การใช้วิธีการเพิ่มปริมาณจำหน่าย ก็จะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำลงได้ วิธีการที่นิยมใช้สำหรับเป้าหมายนี้ก็คือ การใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ผลดังกล่าวแสดงได้ดังรูปที่ 2.4



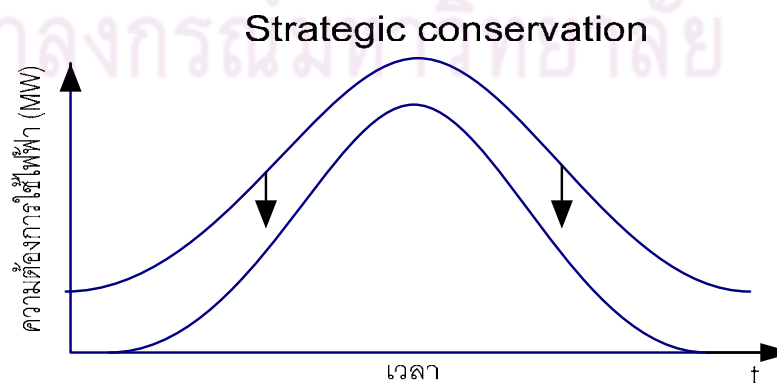
รูปที่ 2.4 การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Valley filling

3) Load Shifting คือ load management เป็นมาตรการที่ผู้ใช้ปรับเปลี่ยนการใช้ไฟฟ้าจากช่วง peak มาสู่ off-peak เช่น water cooling/heating storage หรือ ปรับเปลี่ยนเวลาการใช้ไฟฟ้าโดยผู้ใช้งาน ผลดังกล่าวแสดงได้ดังรูปที่ 2.5



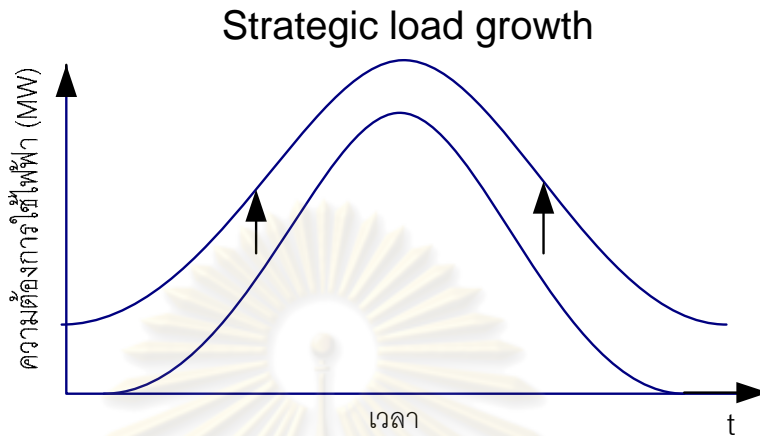
รูปที่ 2.5 การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Load Shifting

4) Strategic Conservation คือ การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานซึ่งช่วยลดการใช้ไฟฟ้าทุกช่วงเวลาส่วนใหญ่เป็นการส่งเสริมผ่านการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าประสิทธิภาพสูงผลดังกล่าวแสดงได้ดังรูปที่ 2.6



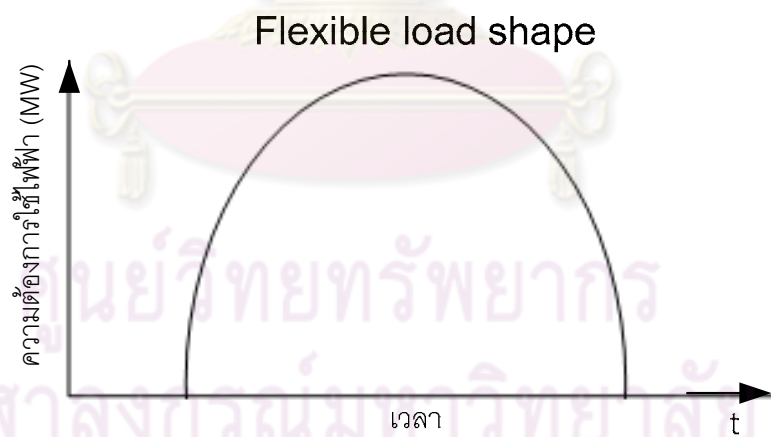
รูปที่ 2.6 การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Strategic Conservation

5) Strategic Load Growth คือ การเพิ่ม energy sale นอกเหนือจากวิธี valley filling ทำได้โดยเพิ่มหรือส่งเสริมการใช้ไฟฟ้าแทนเชื้อเพลิงอื่น เป็นต้น ผลดังกล่าวแสดงได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Strategic Load Growth

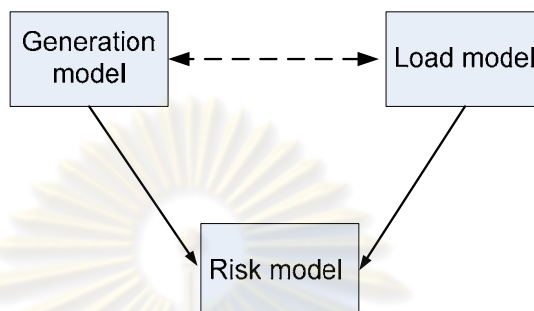
6) Flexible Load Shape คือ การปรับเปลี่ยน load-shape ไปตามต้องการได้โดยผู้ใช้ไฟฟ้ายอมรับความเชื่อถือได้ของระบบที่ต้องเปลี่ยนไปโดยแลกกับสิ่งจูงใจ (incentive) เช่น การใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบงดจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ (Interruptible Rate) เป็นต้น ผลดังกล่าวแสดงได้ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามมาตรการ Flexible Load Shape

2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

การพิจารณาค่ากำลังการผลิตที่เพียงพอกับความต้องการไฟฟ้านั้น เป็นปัญหาที่สำคัญประการหนึ่งในการวางแผนระบบไฟฟ้า ในการพิจารณาหาความเพียงพอของการผลิตจะมีการสร้างแบบจำลองพื้นฐานเพื่อเป็นตัวแทนของระบบไฟฟ้าที่จำเป็น 3 ส่วน ดังแสดงในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 แนวคิดการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

ในรูปที่ 2.9 นั้นเราสามารถแสดงแบบจำลองกำลังการผลิต (generation model) โดยผ่านการสร้างตารางแสดงการขาดกำลังการผลิตที่ขนาดต่างๆกันพร้อมโอกาสหรือความน่าจะเป็นที่คาดว่าจะเกิดขึ้น (Capacity outage probability table, COPT) ส่วนแบบจำลองความต้องการไฟฟ้าจะถูกแสดงในลักษณะความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันหรือแต่ละชั่วโมงที่เปลี่ยนไปโดยแสดงเป็นเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสม (Load duration curve) สำหรับแบบจำลองความเสี่ยง (Risk indices) ก็สามารถคำนวณได้โดยการรวมกันของแบบจำลองกำลังการผลิตและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้การคำนวณ LOLE (Lost of Load Expectation) เป็นหลักเพื่อใช้ในการแสดงถึงดัชนีความเสี่ยงของระบบ ซึ่งจะกล่าววิธีการคำนวณต่อไปในบทที่ 3

2.4 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า

ในการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้านั้นเราสามารถแบ่งขั้นตอนการพิจารณาออกเป็น 3 ส่วนคือ 1) แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ 2) แบบจำลองมาร์คอฟฟี 2 สถานะ และ 3) ตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิตโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

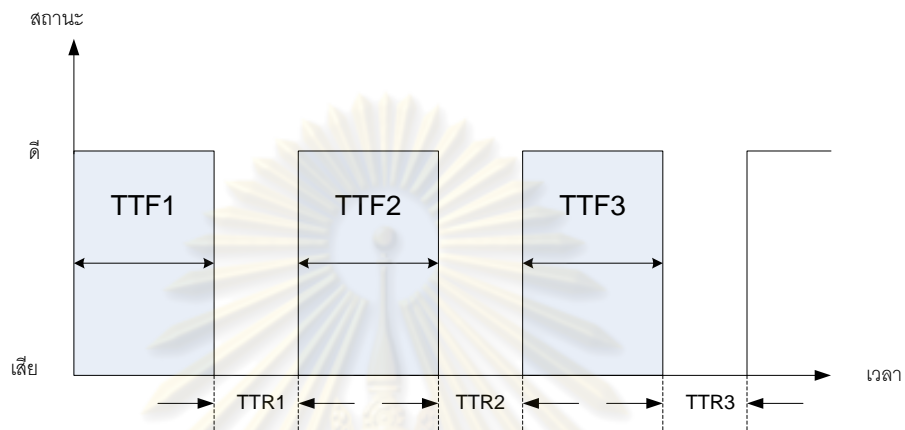
2.4.1 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

โดยทั่วไปทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้าที่พิจารณาเช่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสายส่ง หรือ หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังนั้นมีสถานการณ์ทำงานสลับกันระหว่างสถานะ “ดี” และ “เสีย”

โดยสถานะ“เสีย” นั้นมักเกิดจากการที่อุปกรณ์ขัดข้องหรือเสียหายแต่หลังจากทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วก็สามารถใช้งานได้ต่อไป

หากพิจารณาอุปกรณ์ที่มีแบบจำลองการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะ คือ “ดี”และ “เสีย” จะพบว่าการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆเหล่านี้จะมีลักษณะเป็นวัฏจักรของเวลาดังแสดงในรูปที่

2.10



รูปที่ 2.10 ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

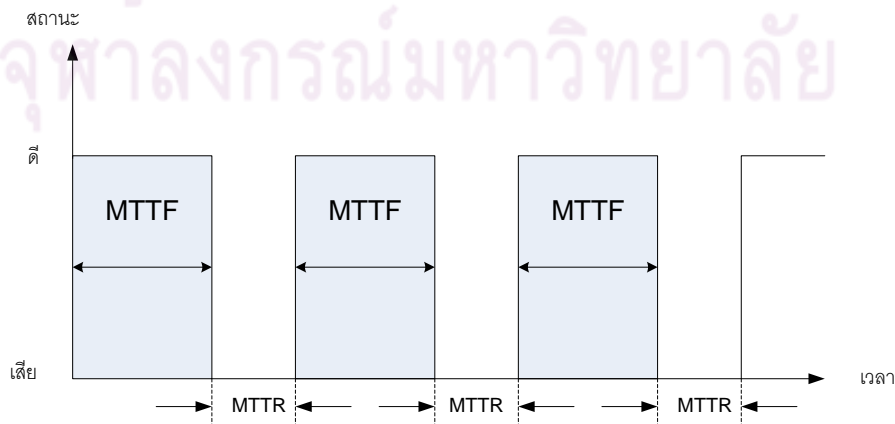
โดยที่

TTF_i คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” ซึ่งสามารถทำงานได้ในครั้งที่ i

TTR_i คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” ซึ่งแสดงถึงระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ ครั้งที่ i

จากรูปที่ 2.10 จะเห็นว่าช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี”และช่วงเวลาที่ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” ในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นในการพิจารณาแบบจำลองของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเพื่อเป็นตัวแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะยาวจะใช้ค่าประมาณเป็นระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะ “ดี” และ ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย”

ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 การทำงานค่าสถานะการทำงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

โดยที่

MTTF คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ "ดี" (ค่าเฉลี่ยของ TTF_i)

MTTR คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ "เสีย" (ค่าเฉลี่ยของ TTR_i)

แนวคิดทางด้านความถี่และช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์สามารถอธิบายได้โดยอาศัยแบบจำลองของอุปกรณ์ที่สามารถซ่อมได้ (Repairable component) ดังแสดงในรูปที่ 2.11 จะเห็นว่า สถานะการทำงานของอุปกรณ์มี 2 สถานะคือ ดี (Up) และ เสีย (Down) ดังนั้น หากกำหนดให้

$P(s)$ คือ ความน่าจะเป็นของภาวะที่อยู่ในสถานะ s

$M(s)$ คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่จะอยู่ในสถานะ s

$T(s)$ คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยเมื่อกลับมาสู่สถานะ s อีกครั้ง หรือคาบของเวลา

$$P(s) = \frac{M(s)}{T(s)} \quad (2.1)$$

จากรูปที่ 2.11 ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะ "ดี (Up) " และ สถานะ "เสีย (Down) " แสดงได้ดังสมการที่ (2.1) คือ

$$P_{Up} = \frac{m}{m+r} \quad ; \quad P_{Down} = \frac{r}{m+r} \quad (2.2)$$

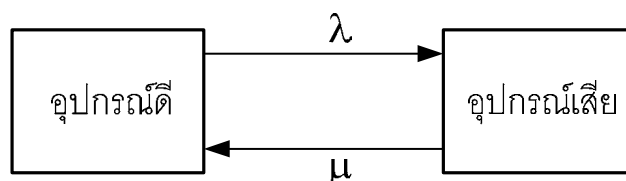
โดยที่

m คือ MTTF ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะดี

r คือ MTTR ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะเสีย

2.4.2 แบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ (2-state Markov model)

โดยทั่วไปลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้า เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีลักษณะการทำงานเป็นคาบเวลาระหว่างสถานะที่ทำงานได้และทำงานไม่ได้สลับกันไป โดยสถานะที่ทำงานไม่ได้นั้นมักเกิดจากการที่อุปกรณ์ขัดข้องหรือเสียหายแต่หลังจากทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วก็สามารถใช้งานได้ต่อไปเราสามารถแสดงแบบจำลองการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยอาศัยแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะได้ดังแสดงในรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 แผนภาพของการเคลื่อนที่ระหว่างสถานะในแบบจำลองมาร์คอฟ

พิจารณาแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะในรูปที่ 2.12 จากการประยุกต์ใช้เมตริกซ์ความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะแบบ Stochastic (Stochastic transitional probability matrix) สำหรับกระบวนการมาร์คอฟแบบต่อเนื่อง (Continuous Markov process) [1] เราจะได้สมการการเปลี่ยนสถานะแบบ Stochastic (Stochastic transition equation) คือ

$$\begin{bmatrix} 1-\lambda & \mu \\ \lambda & 1-\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Up} \\ P_{Down} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{Up} \\ P_{Down} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

และสมการตามกฎของความน่าจะเป็นคือ $P_{Up} + P_{Down} = 1$ โดยที่

P_{Up} คือ ความน่าจะเป็นในสถานะอยู่ตัว (steady state) ที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะดี

P_{Down} คือ ความน่าจะเป็นในสถานะอยู่ตัว (steady state) ที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะเสีย

λ คือ อัตราการเสีย (Failure rate) หรืออัตราการออกจากสถานะดี

μ คือ อัตราการซ่อม (Repair rate) หรืออัตราการเข้าสู่สถานะดี

ผลลัพธ์ของสมการที่ 2.3 คือ

$$P_{Up} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} ; P_{Down} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.4)$$

จากสมการที่ 2.3 และ 2.4 ค่า P_{Down} คือ ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะเสีย หรือเรียกว่า ค่า FOR (Forced Outage Rate) ซึ่งแสดงถึงช่วงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะที่ไม่สามารถทำงานได้ภายในช่วงเวลางานทั้งหมดโดยช่วงเวลางานทั้งหมดคือผลรวมของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดให้ทำงาน โดยไม่คำนึงถึงการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถทำงานตามที่กำหนดได้หรือไม่ซึ่งสามารถเขียนดัง สมการ 2.5

$$FOR = \left(\frac{FOH}{FOH + SH} \right) \times 100 \quad (2.5)$$

โดย

FOH คือ ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะไม่พร้อมใช้งานทั้งที่ไม่ได้วางแผน

SH คือ ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะทำงาน

ในทางตรงกันข้าม ค่า P_{Up} คือ ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะสามารถทำงานได้ โดยปกติแล้วค่าความน่าจะเป็นของสถานะต่างๆและอัตราการเปลี่ยนแปลงระหว่างสถานะต่างๆนั้น

เราสามารถทราบได้จากสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องซึ่งโดยทั่วไปหน่วยงานที่รับผิดชอบจะมีการบันทึกไว้

2.4.3 ตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT)

การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านั้น ขั้นแรกจะต้องสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าขึ้นมา ก่อน โดยการสร้างเป็นตารางการขาดกำลังการผลิตขนาดต่าง ๆ กันที่มีโอกาสเกิดขึ้นเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเกิดเหตุขัดข้อง ตารางดังกล่าวประกอบด้วยข้อมูล 2 ส่วนคือ ความน่าจะเป็นและความถี่ของค่ากำลังผลิตที่อาจจะเกิดเหตุขัดข้องหรือค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ ซึ่งจะได้อธิบายดังนี้

การสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนของความน่าจะเป็น เรียกว่า การสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต หรือตาราง COPT (Capacity Outage Probability Table) [1] โดยการสร้างตาราง COPT จะอาศัยวิธีการคำนวณซ้ำขั้นตอนเดิม (Recursive method) โดยมีหลักการคือ การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเข้าไปในการคำนวณเพื่อคำนวณหาความน่าจะเป็นที่ขาดกำลังการผลิตในแต่ละระดับกำลังไฟฟ้าเนื่องจากการที่ระบบสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จนครบทุกเครื่องที่มีอยู่ในระบบหลังจากดำเนินการครบขั้นตอนดังกล่าวจะได้ผลลัพธ์เป็นตาราง COPT ของระบบผลิตไฟฟ้า ส่วนต่อไปนี้จะนำเสนอถึงวิธีการสร้างตาราง COPT ในกรณีที่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีลักษณะการทำงานแบบ 2 สถานะคือ ดีและเสีย ที่นิยมตามแบบจำลองมาร์คอฟฟ์ ดังต่อไปนี้

เราสามารถคำนวณค่าความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative probability) ของสถานะกำลังการผลิตที่เกิดขัดข้อง X MW หลังจากรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW ซึ่งมีค่า $FOR = U$ เข้าไปแล้วได้ตามสมการที่ 2.6 คือ

$$P(X) = (1 - U)P'(X) + (U)P'(X - C) \quad (2.6)$$

เมื่อ $P'(X)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

$P(X)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW หลังเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

โดยกำหนดให้ค่าเริ่มต้น (Initial condition) คือ $P(X) = 1.0$ เมื่อ $X \leq 0$ และ $P(X) = 0$ เมื่อ $X > 0$

นอกจากนี้เราสามารถคำนวณค่าความน่าจะเป็นของแต่ละสถานะกำลังการผลิต (Individual probability) ที่เกิดขัดข้อง X MW หลังจากรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW ซึ่งมีค่า $FOR = U$ ได้ตามสมการที่ 2.7 คือ

$$p(X) = (1-U)p'(X) + U p'(X - C) \quad (2.7)$$

โดยที่

$p(X)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

$p'(X)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

C คือ ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า (MW) ที่กำลังเพิ่มเข้าสู่การก่อสร้าง COPT

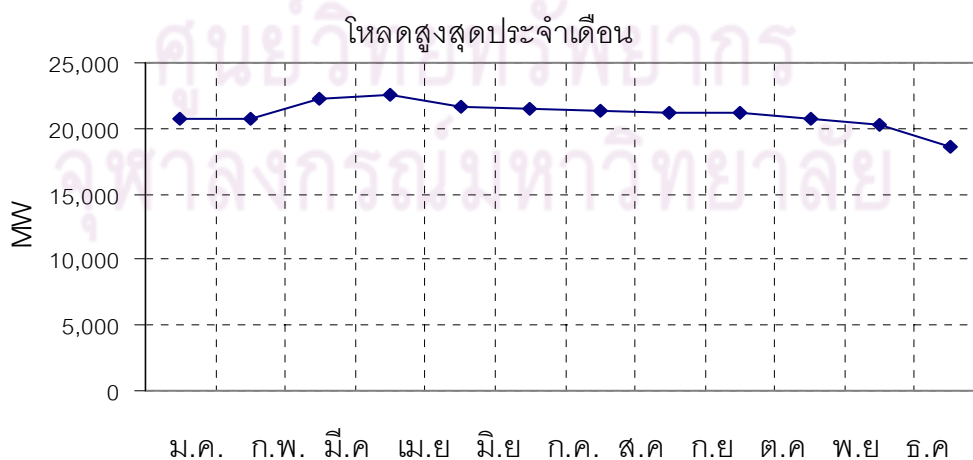
โดยกำหนดให้ค่าเริ่มต้น (Initial condition) คือ $p(X) = 1.0$ เมื่อ $X = 0$ และ $p(X) = 0$ เมื่อ $X \neq 0$

2.5 แบบจำลองของโหลด

2.5.1 ลักษณะโหลด

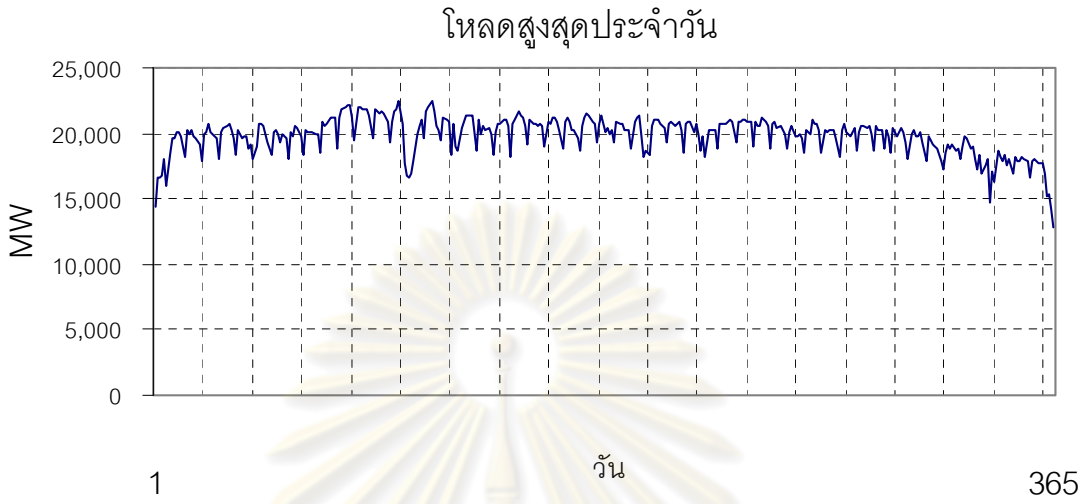
ในการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านั้น โดยทั่วไปมีการเลือกใช้โหลดลักษณะต่างๆตามความเหมาะสมซึ่งมักประกอบด้วย

- โหลดสูงสุดประจำเดือน



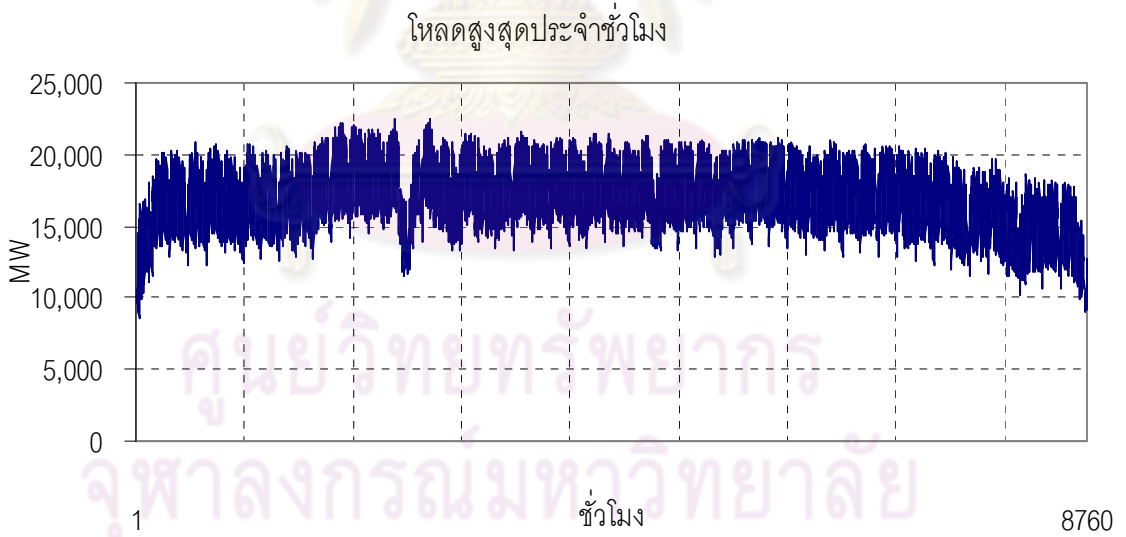
รูปที่ 2.13 ลักษณะโหลดสูงสุดประจำเดือน

- โหลดสูงสุดประจำวัน



รูปที่ 2.14 ลักษณะโหลดสูงสุดประจำวัน

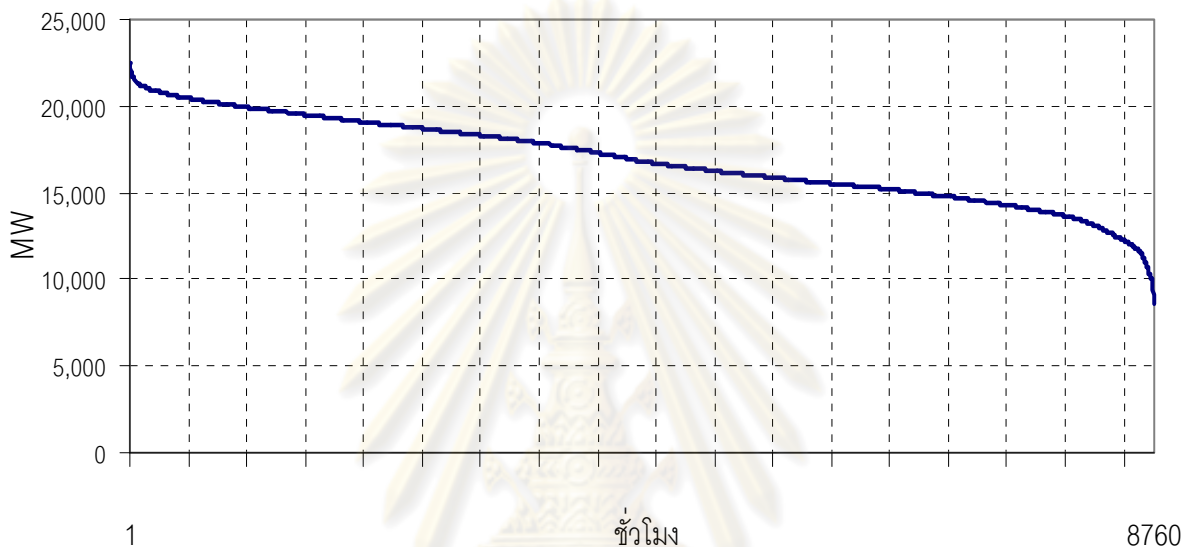
- โหลดประจำชั่วโมง



รูปที่ 2.15 ลักษณะโหลดสูงสุดประจำชั่วโมง

2.5.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load duration curve)

เมื่อเราทราบรายละเอียดของโหลดสูงสุดในแต่ละชั่วโมงแล้วเราจะสามารถนำข้อมูลเหล่านี้มาสร้างแบบจำลองโหลดโดยเรียงโหลดจากค่ามากไปน้อยจนครบช่วงเวลาที่พิจารณาเรียกแบบจำลองนี้ว่าเส้นรูปช่วงภาระ (Load Duration Curve) มีลักษณะตัวอย่างดังรูปที่ 2.16

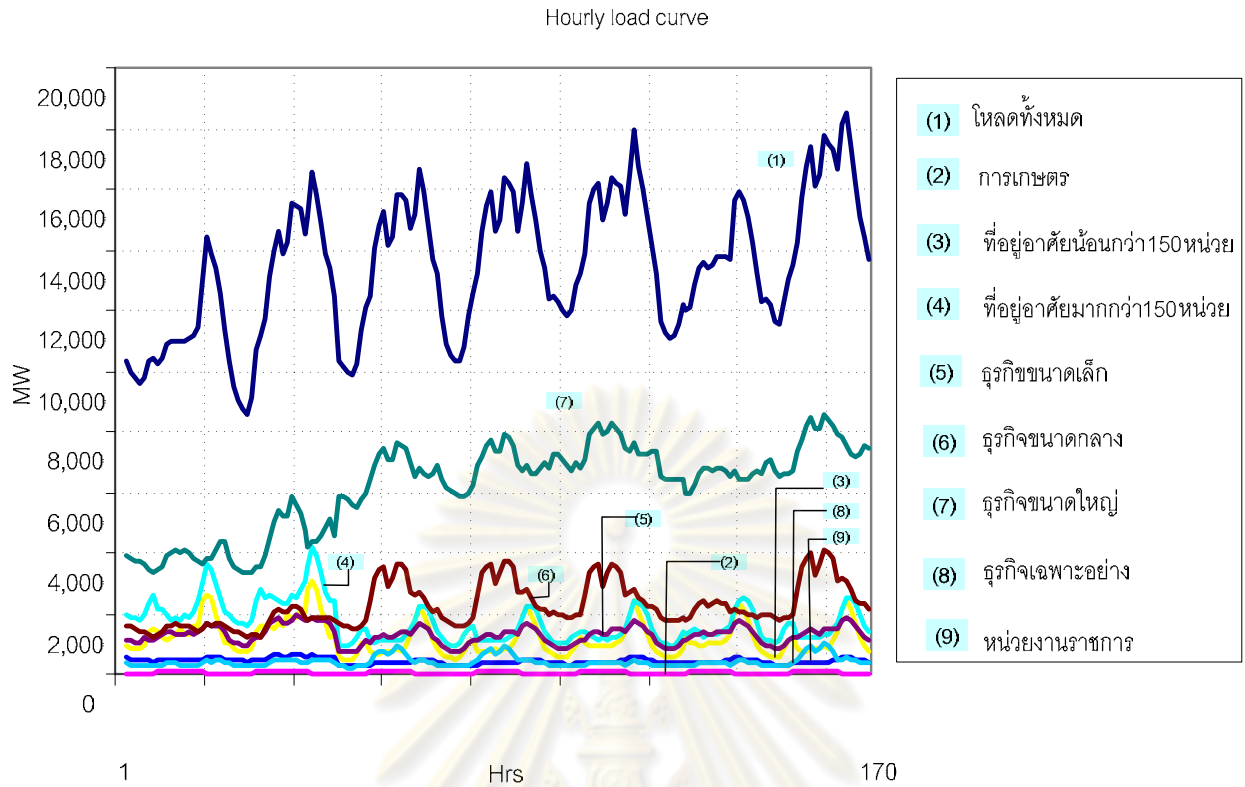


รูปที่ 2.16 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด

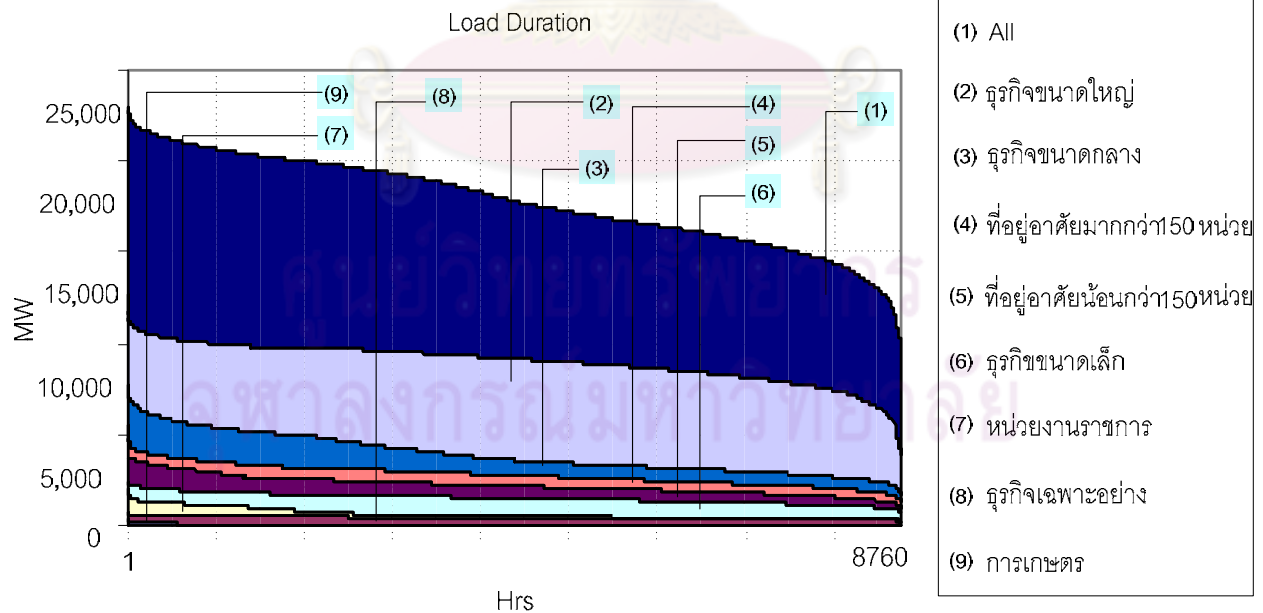
2.5.3 ลักษณะโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer load profile)

การพิจารณาลักษณะโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้านับเป็นสิ่งที่สำคัญต่อการศึกษากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในอนาคตและเป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการจัดหาพลังงานไฟฟ้า รวมถึงการกำหนดแนวทางการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้าที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทรวมทั้งการติดตามประเมินผลการดำเนินการอนุรักษ์พลังงานอีกด้วย

การศึกษาลักษณะโหลดแยกตามผู้ใช้ไฟฟ้าจะแสดงถึงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทโดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าเป็นทั้งหมด 8 ประเภท ดังนี้ 1) ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วย 2) ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วย 3) ผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดเล็ก 4) ผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดกลาง 5) ผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดใหญ่ 6) ผู้ใช้ไฟธุรกิจเฉพาะอย่าง 7) ผู้ใช้ไฟเพื่อสูบน้ำเพื่อการเกษตร และ 8) ผู้ใช้ไฟหน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงกำไร [24] ซึ่งสามารถแสดงให้เห็นได้ดังรูปที่ 2.17 และ 2.18



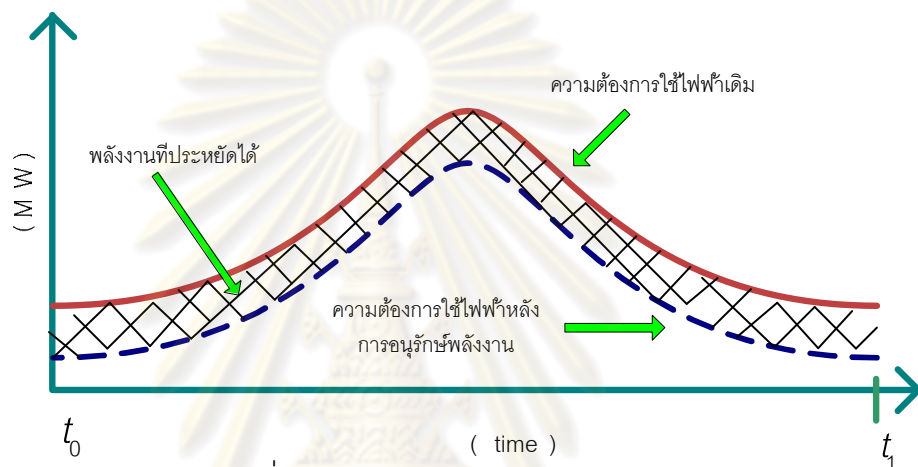
รูปที่ 2.17 ผลการจำลองเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า



รูปที่ 2.18 เส้นโค้งแสดงช่วงระยะเวลาของโหลด (load duration curve) แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

2.6 แบบจำลองการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า

โครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยมาตรการต่าง ๆ ที่มีวัตถุประสงค์ที่จะส่งเสริมและสนับสนุน ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มเป้าหมายให้ ปรับปรุงแนวทางการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการของกิจการไฟฟ้า ในขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้ายังคงได้รับคุณประโยชน์รวมทั้งความพึงพอใจเท่าเดิมหรือดีกว่าเดิม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงการดำเนินการโครงการอนุรักษ์พลังงานซึ่งช่วยลดการใช้ไฟฟ้าตามสัดส่วนกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตามยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงาน (Strategic conservation) ดังรูปที่ 2.19



รูปที่ 2.19 ผลการอนุรักษ์พลังงาน

จาก Strategic conservation สามารถจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ดังสมการที่ 2.8 [25]

$$\overline{L}(t) = \begin{cases} L(t) + bB & t \in [t_0, t_1] \\ L(t) & t \in \text{other} \end{cases} \quad (2.8)$$

$L(t)$ คือ เส้นโค้งของโหลดเดิม

$\overline{L}(t)$ คือ เส้นโค้งของโหลดที่ผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน

B คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW) ที่ลดลงแต่ละ ชั่วโมง ระหว่าง t_0 ถึง t_1

b คือ -1 เมื่อพิจารณาถึง strategic conservation

เมื่อพิจารณาการอนุรักษ์พลังงานโดยภาพรวม โดยรวมผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทสามารถ แล้วเราสามารถจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ดังสมการ 2.9

$$\overline{L}(t) = \overline{L}_1(t) + \overline{L}_2(t) + \dots + \overline{L}_i(t) + \dots + \overline{L}_N(t) \quad (2.9)$$

$\overline{L}_i(t)$ คือ เส้นโค้งของโหลดที่ผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ที่ i

2.7 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอ แนวคิดพื้นฐานและหลักการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง รวมถึงแนวคิดพื้นฐานของการอนุรักษ์พลังงาน แบบจำลองการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ค่าสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตาราง COPT ซึ่งเป็นตัวแทนแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดซึ่งเป็นตัวแทนของแบบจำลองโหลดเพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่จะกล่าวในบทต่อไป



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้

บทนี้จะกล่าวถึงระเบียบวิธีการที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ประกอบด้วยดัชนี Loss of Load Expectation เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการวางแผนกำลังการผลิตและกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง และดัชนี Expected Energy Not Supply เพื่อใช้ในการประยุกต์ใช้ในการคำนวณหาพลังงานที่สามารถผลิตได้ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายออกมามาใช้ประกอบกับการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงาน รวมถึงการพิจารณาถึงค่าขีดจำกัดพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและการคำนวณหา กำลังการผลิตสำรอง

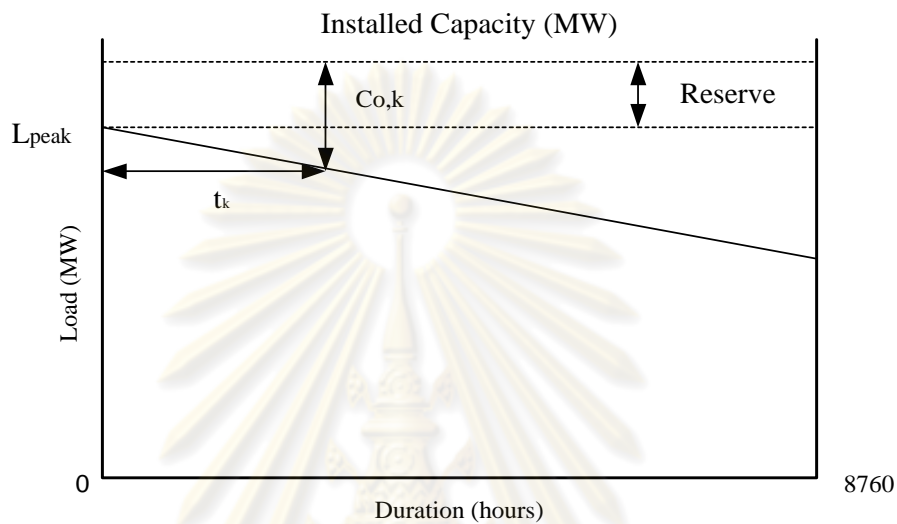
3.1 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในการประเมินความเชื่อถือได้เพื่อวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าและกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองรวมถึงการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงาน ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีประเมินความเพียงพอของระบบตามที่ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 2.1 และ 2.2 ผ่านดัชนีความเชื่อถือได้อันประกอบด้วย ค่า Loss of Load Expectation (LOLE) และ Expected Energy Not Supply (EENS) จากนั้นจึงอาศัยค่าดัชนีดังกล่าวเพื่อนำไปกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองรวมถึงการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อไป

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ คือค่า LOLE และ EENS นั้น เราจะนำตาราง COPT ที่ได้จากการทำแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองของโหลดในรูปของเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสูงสุดสะสม (Cumulative Peak Load Duration Curve: CLDC) มาพิจารณาร่วมกัน โดยเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสมคำนวณได้โดยใช้วิธีเช่นเดียวกันกับการคำนวณความน่าจะเป็นของโหลดแต่ละระดับในการสร้างแบบจำลองของโหลดแบบ Cumulative state load model

3.1.1 การคำนวณค่าดัชนี Loss of Load Expectation (LOLE)

LOLE คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงช่วงเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าสูงสุดประจำวันโดยมีหน่วยเป็นจำนวนชั่วโมงหรือจำนวนวัน เมื่อเทียบกับระยะเวลาที่สนใจ โดยมากมักเทียบกับระยะเวลาหนึ่งปี



รูปที่ 3.1 การคำนวณค่าดัชนี LOLE

รูปที่ 3.1 แสดงตัวอย่างที่ใช้ในการคำนวณค่า LOLE โดยอาศัยเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสม (Cumulative Load Duration Curve: CLDC) จากรูปแสดงให้เห็นว่าหากขนาดกำลังการผลิตเกิดการขัดข้องขึ้นมากกว่าค่ากำลังการผลิตสำรองกำลังการผลิตที่เหลืออยู่จะมีค่าน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าทำให้เกิดความไม่พอเพียงของระบบผลิตเกิดขึ้น จากรูปค่า L_{peak} คือค่าโหลดสูงสุดในรอบปีโดยพิจารณาจากค่าโหลดรายชั่วโมง ส่วน $C_{o,k}$ MW คือค่ากำลังการผลิตที่คาดว่าจะเกิดเหตุขัดข้อง (Outage capacity) ของสถานะ k ในตาราง COPT ซึ่งทำให้เกิดการสูญเสียโหลดเป็นระยะเวลา t_k ชั่วโมงตามลำดับ ด้วยเหตุนี้เราสามารถคำนวณ LOLE ได้ตามสมการที่ 3.1 ดังนี้

$$LOLE = \sum_{k=1}^N p_k t_k \quad (3.1)$$

โดยที่

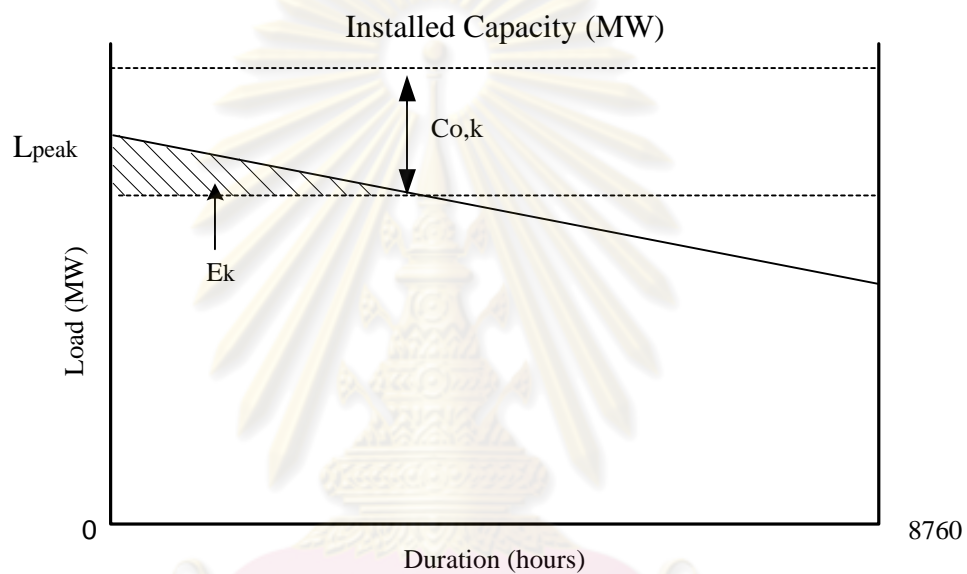
p_k คือ ค่าความน่าจะเป็นแบบ Individual ของ $C_{o,k}$ MW

t_k คือ ระยะเวลาที่โหลดไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการขาดหายของกำลังการผลิตที่มี

ค่าเท่ากับ $C_{o,k}$ MW
 N คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของตาราง COPT

3.1.2 การคำนวณค่าดัชนี Expected Energy not Supply (EENS)

EENS คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าอันเนื่องจากโหลดมีค่ามากกว่าปริมาณกำลังการผลิตที่มีอยู่ โดยดัชนีดังกล่าวแสดงถึงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการที่มีกำลังผลิตไม่เพียงพอ



รูปที่ 3.2 การคำนวณค่าดัชนี EENS

การคำนวณค่าดัชนี EENS โดยอาศัยเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสม (Cumulative Load Duration Curve: CLDC) สามารถทำได้โดยการพิจารณาปริมาณพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเมื่อกำลังการผลิตขาดหายไปสูงกว่าค่ากำลังการผลิตสำรองโดยพิจารณาเส้นโค้ง CLDC จากรูปที่ 3.2 E_k คือพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากกำลังการผลิตขาดหายไปเป็นปริมาณเท่ากับ $C_{o,k}$ MW

ดังนั้นเราสามารถคำนวณค่าดัชนี EENS ได้จากสมการที่ 3.2, 3.3 และ 3.4 ดังนี้

$$EENS_0 = t * \sum_{i=1}^n L_i \tag{3.2}$$

$$EENS_q = \sum_{k=1}^N p_k E_k \tag{3.3}$$

$$EEP_q = EENS_{q-1} - EENS_q \tag{3.4}$$

โดยที่

t คือ ช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา

L_i คือ ความต้องการไฟฟ้าชั่วโมงที่ i

$EENS_0$ คือ พลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดในช่วงเวลาที่พิจารณา

$EENS_q$ คือปริมาณพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ q

p_k คือค่าความน่าจะเป็นแบบ Individual ของ state k ,

E_k คือปริมาณพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการขาดหายของกำลังการผลิตของ state k

EEP_q คือปริมาณพลังงานที่สามารถผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า q

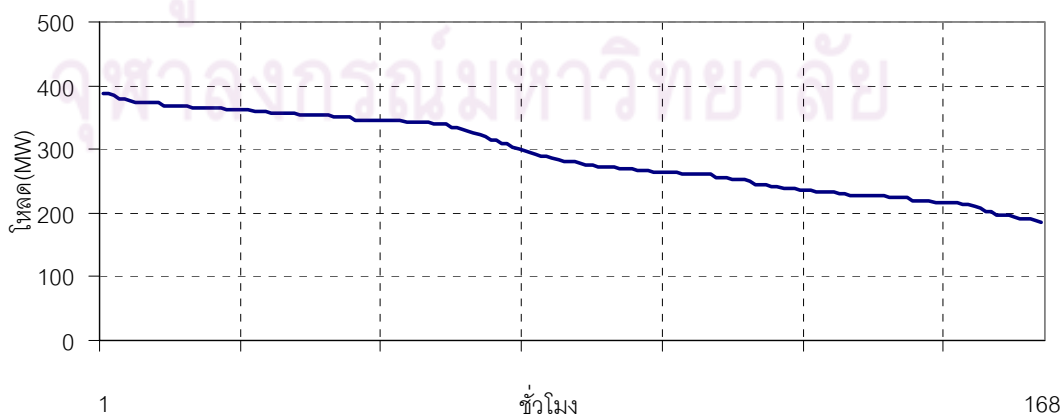
ตัวอย่างแสดงวิธีการคำนวณค่าใช้จ่ายของการผลิตไฟฟ้าโดยการประยุกต์ผ่านวิธีการคำนวณค่าดัชนี EENS โดยกำหนดให้ระบบไฟฟ้าตัวอย่างประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 เครื่องและมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด 600 MW ซึ่งมีรายละเอียดดังตารางที่ 3.1 โดยโหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 450 MW ดังแสดงเป็นเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดได้ดังรูปที่ 3.3

ตารางที่ 3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าตัวอย่าง

| ขนาด (MW) | จำนวน | FOR (%) | ค่าเชื้อเพลิง (บาท/kWh) | Fixed O&M (บาท/kW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|-----------|-------|---------|-------------------------|--------------------|----------------------|
| 100 | 2 | 1 | 1.41 | 0.61 | 3.69 |
| 400 | 1 | 2 | 1.54 | 0.61 | 3.69 |

*** Fixed O&M คือ ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาแบบคงที่,

Varied O&M คือ ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาแบบไม่คงที่



รูปที่ 3.3 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดตัวอย่าง

การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อปีนั้นเริ่มต้นจากการคำนวณค่าดัชนี EENS ของระบบผลิตไฟฟ้าของแต่ละขั้นตอนที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่กระบวนการสร้างตาราง COPT

ลำดับในการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเรียงโดยใช้วิธีจัดเรียงความสำคัญ (Priority list) โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่ถูกที่สุดนั้น จะมีสิทธิในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าก่อน จากตารางที่ 3.1 จะเห็นได้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 100 MW จะจ่ายพลังงานเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นอันดับแรกเนื่องจากมีค่าเชื้อเพลิง 1.41 บาท/kWh ซึ่งถูกกว่าโรงไฟฟ้าขนาด 400 MW ซึ่งมีค่าเชื้อเพลิง 1.54 บาท/kWh

ผลการทดสอบระบบตัวอย่างเมื่อทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอันดับที่ 1 จนถึงอันดับที่ 3 สามารถแสดงตาราง COPT ได้ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ตาราง COPT ของระบบตัวอย่าง

| State | Capacity outage (MW) | Individual probability | Cumulative probability |
|-------|-----------------------|------------------------|------------------------|
| 1 | 0 | 0.960498 | 1 |
| 2 | 100 | 0.019404 | 0.039502 |
| 3 | 200 | 9.80E-05 | 0.020098 |
| 4 | 400 | 1.96E-02 | 0.02 |
| 5 | 500 | 0.000396 | 0.000398 |
| 6 | 600 | 2.00E-06 | 2.00E-06 |

โดยที่

ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 1 หมายถึง สถานะที่ i ของแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณา

ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 2 หมายถึง ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ขาดกำลังการผลิต ของสถานะที่ i

ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 3 หมายถึง ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการขาดกำลังการผลิตเป็นปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้างดังคอลัมน์ 2 ของแต่ละสถานะ i

ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 4 หมายถึง ความน่าจะเป็นสะสมที่จะเกิดการขาดกำลังการผลิตเป็นอย่างน้อยเป็นปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้างดังคอลัมน์ 2 ของแต่ละสถานะ i

จากตาราง COPT และวิธีการคำนวณที่นำเสนอก่อนหน้านี้สามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าและดัชนี EENS ได้ดังตาราง

ตารางที่ 3.3 ตารางแสดงผลการคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าและดัชนี EENS

| ขนาด (MW) | $EENS_q$ (MWh) | EEP_q (MWh) | outage cost (ล้านบาท) | ค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาท) | Fixed O&M (บาท) | Varied O&M (ล้านบาท) |
|---------------|--------------------|-------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------|----------------------------|
| 100 | 32,273.81 | 16,632.00 | 1,947.40 | 28.57 | 61,000 | 61.37 |
| 100 | 15,703.85 | 16,569.97 | 947.57 | 28.46 | 61,000 | 61.14 |
| 400 | 314.08 | 15,389.77 | 18.95 | 23.82 | 244,000 | 56.79 |

*** Fixed O&M คือ ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาแบบคงที่,

Varied O&M คือ ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาแบบไม่คงที่

3.1.3 การคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด (Load forecast uncertainty)

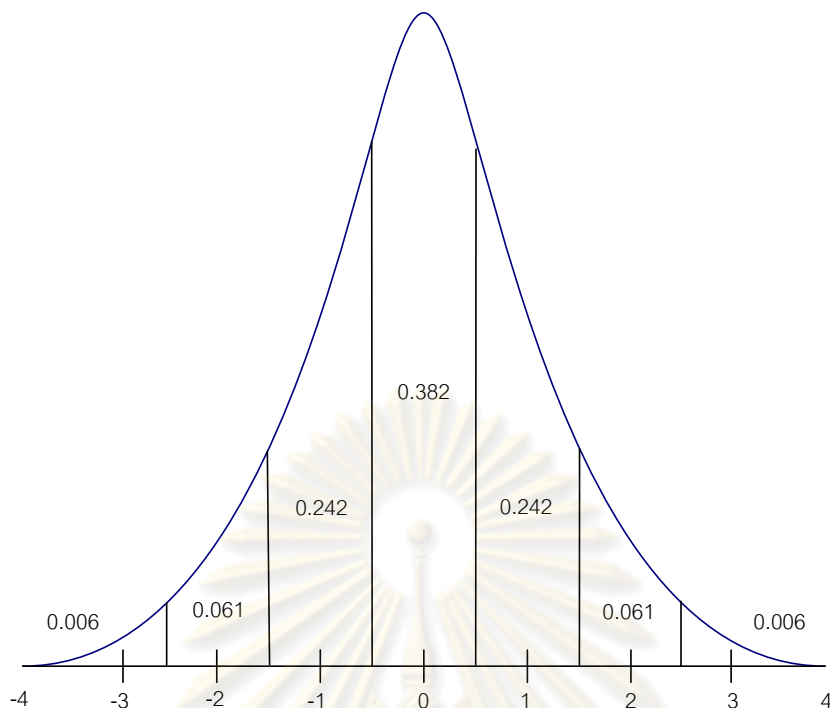
โดยปกติในการคำนวณค่าดัชนี LOLE และดัชนี EENS มักจะสมมติให้ค่าโหลดสูงสุดที่พยากรณ์ไว้มีความถูกต้องแม่นยำทั้งที่ความเป็นจริงมักจะมีคลาดเคลื่อน

ความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดนี้สามารถจำลองได้โดยการใช้ฟังก์ชันการกระจายตัวของความน่าจะเป็น (Probability distribution function) ซึ่งตัวประกอบต่าง ๆ นั้นหาได้จากประสบการณ์/ข้อมูลในอดีต (Past experience), แบบจำลองโหลดในอนาคต (Future load modeling), และความเป็นไปได้ของการประมาณปัญหา (Possible subjective evaluation)

ตัวอย่างการคำนวณผลความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดโดยอาศัยระบบที่ประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 5 MW จำนวน 12 เครื่อง แต่ละเครื่องมีค่า FOR=0.01 และสมมติให้ค่าโหลดที่พยากรณ์มีค่า 50 MW โดยความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดนั้นจะสมมติให้มีการจำลองผ่านฟังก์ชันการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution curve) ซึ่งจะถูกแบ่งออกเป็นช่วงต่างๆ และแต่ละช่วงจะแสดงค่าโหลดมีค่าเท่ากับจุดกึ่งกลางของช่วงที่พิจารณาซึ่งสมการความน่าจะเป็นของการกระจายของโหลด (The probability density function) ของเส้นโค้งการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution curve) สามารถแสดงได้ดังสมการ 3.5 [20]

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad -\infty < x < \infty \quad (3.5)$$

จากสมการค่าคงที่ μ ($-\infty < \mu < \infty$) และ σ^2 ($\sigma^2 > 0$) เป็นตัวแปรของ Normal distribution ซึ่งกราฟของ $f(X)$ ก็จะเป็นรูประฆังคว่ำและรูปกราฟจะสมมาตรกันที่ค่าเฉลี่ย μ ดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ลักษณะเส้นโค้งการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution curve)

จากรูปที่ 3.4 จะเห็นได้ว่าหากแบ่งการพิจารณาเป็น 7 ช่วงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation; X) โดยแต่ละช่วงก็จะแสดงถึงค่า ความน่าจะเป็นที่ค่าตัวแปร $X = 0, 1, 2, 3, 4, -1, -2, -3$ และ -4 เมื่อ $\mu = 0$ และ $\sigma^2 = 1$

สำหรับตัวอย่างแสดงการคำนวณดัชนี LOLE เมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดโดยอาศัยตัวอย่างระบบไฟฟ้าที่กล่าวขึ้นข้างต้นและทำการจำลองความไม่แน่นอนของโหลดให้มีการกระจายดังแสดงในรูปที่ 3.4 โดยสมมุติให้มีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) ที่ 2 % ของความต้องการสูงสุดที่พยากรณ์ซึ่งกำหนดให้มีค่า 50 MW

จากระบบตัวอย่างสามารถคำนวณตาราง COPT ได้ดังตารางที่ 3.4 สำหรับข้อมูลลักษณะโหล่นั้นกำหนดให้มีลักษณะเป็นแบบเส้นโค้งโหลดสะสมรายเดือนเป็นเส้นตรงที่มีค่า load factor 70 %

ตารางที่ 3.4 COPT ของระบบตัวอย่าง

| State | Capacity outage (MW) | Cumulative probability |
|-------|-----------------------|------------------------|
| 1 | 0 | 1 |
| 2 | 5 | 0.113615 |
| 3 | 10 | 0.00617 |
| 4 | 15 | 0.000205 |
| 5 | 20 | 4.64E-05 |
| 6 | 25 | 7.00E-07 |

จากตาราง COPT เราสามารถคำนวณค่าดัชนี LOLE เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดโดยช่วงเวลา 1 เดือนประกอบด้วย 720 ชั่วโมงและมีช่วงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) ที่ 2 % ของความต้องการสูงสุด 50 MW = $50 \times 0.02 = 1$ MW ผลการคำนวณดังแสดงตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 ตารางแสดงผลการคำนวณดัชนี LOLE เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด

| จำนวนช่วงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานจากค่าเฉลี่ย | Load (MW) | ความน่าจะเป็นของโหลด | LOLE สำหรับ load | LOLE |
|---|------------|----------------------|------------------|---------|
| -3 | 47 | 0.006 | 0.111 | 0.00067 |
| -2 | 48 | 0.061 | 0.016 | 0.00098 |
| -1 | 49 | 0.242 | 0.020 | 0.00501 |
| 0 | 50 | 0.382 | 0.025 | 0.00964 |
| +1 | 51 | 0.242 | 0.170 | 0.04114 |
| +2 | 52 | 0.061 | 0.309 | 0.01886 |
| +3 | 53 | 0.006 | 0.443 | 0.00266 |
| LOLE ที่พิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด | | | | 0.07897 |

3.1.4 ตัวอย่างการคำนวณค่าดัชนีความเสี่ยง

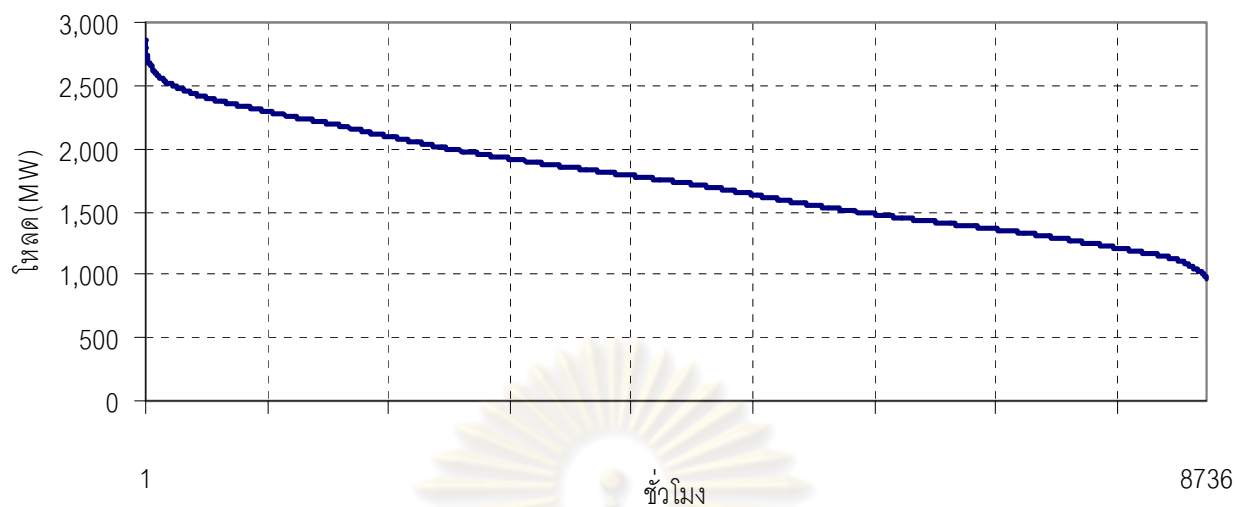
ตัวอย่างการคำนวณดัชนีความเสี่ยงคือระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System [2] ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 32 เครื่อง และมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 3405 MW โหลดสูงสุดในระบบมีทั้งหมด 2850 MW โดยรายละเอียดของค่าสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องรวมถึงข้อมูลโหลดได้นำมาแสดงไว้ใน ภาคผนวก ก.

จากข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าจะสามารถสร้างตารางความน่าจะเป็น COPT ได้ ดังแสดงค่าประจำสถานะเป็นตัวอย่างดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 ตาราง COPT ของระบบทดสอบ IEEE-RTS

| state | Capacity outage (MW) | Individual probability | Cumulative probability |
|-------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1 | 0 | 0.23639512 | 1 |
| 31 | 100 | 0.02999156 | 0.547601144 |
| 40 | 118 | 5.52E-09 | 0.512059147 |
| 153 | 265 | 1.3116E-05 | 0.335566652 |
| 288 | 400 | 0.06572831 | 0.261873431 |
| 444 | 556 | 3.4527E-06 | 0.084578061 |
| 488 | 600 | 0.00035769 | 0.062112861 |
| 838 | 950 | 6.4306E-05 | 0.007491953 |
| 1088 | 1200 | 2.4132E-05 | 0.000791252 |
| 1388 | 1500 | 2.9915E-07 | 4.04351E-05 |

จากระบบตัวอย่างสามารถแสดงโหลดสูงสุดสะสมรายชั่วโมงดังรูปที่ 3.5 และจากระเบียบวิธีการที่ได้กล่าวสามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ EENS รวมทั้งสามารถคำนวณค่าพลังงานที่คาดว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะผลิตได้ (EEP_q) ดังแสดงในดังตารางที่ 3.7



รูปที่ 3.5 โหลดสูงสุดสะสมรายชั่วโมงของระบบตัวอย่าง

ตารางที่ 3.7 ตารางแสดงผลคำนวณดัชนี EENS และ Expected energy generation

| Generation unit (MW) | Expected Energy Not Supply (MWh) | Expected energy generation (MWh) |
|--------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 12 | 15194339.35 | 102735.36 |
| 12 | 15091603.99 | 102735.36 |
| 12 | 14988868.63 | 102735.36 |
| 12 | 14886133.27 | 102735.36 |
| 12 | 14783397.91 | 102735.36 |
| 20 | 14626149.91 | 157248.00 |
| 20 | 14468901.91 | 157248.00 |
| 20 | 14311653.91 | 157248.00 |
| 20 | 14154405.91 | 157248.00 |
| 50 | 13721973.91 | 432432.00 |
| 50 | 13289541.91 | 432432.00 |
| 50 | 12857109.91 | 432432.00 |
| 50 | 12424677.91 | 432432.00 |
| 50 | 11992245.91 | 432432.00 |
| 50 | 11559813.91 | 432432.00 |

ตารางที่ 3.7 ตารางแสดงผลคำนวณดัชนีEENSและ Expected energy generation (ต่อ)

| Generation unit (MW) | Expected Energy not Supply (MWh) | Expected Energy (MWh) |
|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| 76 | 10909156.63 | 650657.28 |
| 76 | 10258499.35 | 650657.28 |
| 76 | 9607842.07 | 650657.28 |
| 76 | 8957184.79 | 650657.28 |
| 100 | 8118528.79 | 838656.00 |
| 100 | 7279872.79 | 838656.00 |
| 100 | 6442555.50 | 837317.29 |
| 155 | 5175497.91 | 1267057.59 |
| 155 | 4013680.09 | 1161817.83 |
| 155 | 3010716.64 | 1002963.45 |
| 155 | 2172385.11 | 838331.52 |
| 197 | 1324611.23 | 847773.88 |
| 197 | 722929.82 | 601681.40 |
| 197 | 327372.11 | 395557.71 |
| 350 | 53800.87 | 273571.23 |
| 400 | 8082.58 | 45718.28 |
| 400 | 1176.29 | 6906.29 |

3.2 ค่าขีดจำกัดพลังงาน

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (fossil) นั้นมักสมมุติว่ามีเชื้อเพลิงให้ใช้ได้ตามที่ต้องการดังนั้นจึงไม่มีผลกระทบของขีดจำกัดของพลังงานอย่างไรก็ตามโรงไฟฟ้าบางชนิด เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ มักจะมีปริมาณน้ำที่จำกัดสำหรับใช้ในการผลิตไฟฟ้าจึงมักถูกจำกัดให้เดินเครื่องได้เฉพาะบางช่วงเวลาที่กำหนด ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาผลของขีดจำกัดพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาโรงไฟฟ้าพลังน้ำชนิดน้ำไหลผ่าน (Run of River) ให้มีการจ่ายพลังงานเป็นแบบไหลตลูดคือจ่ายตลอดเวลาแต่จะเฉลี่ยการจ่ายพลังงานตาม Plant Factor

แนวคิดในการจ่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่มีขีดจำกัดพลังงานนั้นจะอาศัยหลักการจ่ายไฟฟ้าตามวิธีการ “ตัดยอดไหล” (peak shaving) ซึ่งระเบียบวิธีการคำนวณผลดังกล่าวนี้แบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน [21] ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 นำไหลดสะสมรายชั่วโมงมาปรับปรุง โดยให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานจำกัด เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ (Pumped storage unit) มีสิทธิในการตัดไหลดก่อน โดยในขั้นตอนนี้จะพิจารณาเฉพาะเงื่อนไขของความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่นำมาตัดยอด (Generator capacity probability) เมื่อสิ้นสุดขั้นตอนนี้แล้วจะได้ผลเป็น “เส้นไหลดปรับปรุงความจุ” (Capacity-modified) ซึ่งเป็นไหลดสะสมรายวันเทียบเท่า ดังแสดงไว้ในสมการ 3.6 เพื่อนำไปใช้ในขั้นตอนที่ 2 ต่อไป

$$D(L) = \sum_{i=1}^N d_i(L) \times P(C_i) \quad (3.6)$$

โดยที่

| | | |
|----------|-----|--|
| $D(L)$ | คือ | ระยะเวลาของไหลด L MW ของเส้นไหลดปรับปรุงความจุ |
| N | คือ | จำนวนสถานะความจุทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการตัดยอด |
| $p(C_i)$ | คือ | ความน่าจะเป็นของแต่ละความจุ C_i |
| C_i | คือ | ขนาดความจุของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการตัดยอดสถานะที่ i |
| $d_i(L)$ | คือ | ระยะเวลาของไหลดขนาด L MW เมื่อเส้นไหลดเดิมถูกหักออก C_i MW |

หากพิจารณาระบบตัวอย่างซึ่ง ประกอบด้วยข้อมูลไหลด, แบบจำลองกำลังการผลิตไฟฟ้าและพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำดังแสดงข้อมูลไว้ในตารางที่ 3.8, 3.9 และ 3.10

ตารางที่ 3.8 ข้อมูลโหลด

| Load (MW) | Duration (Hour) |
|-----------|-----------------|
| 75 | 0.00 |
| 65 | 8.89 |
| 60 | 13.34 |
| 53 | 20.00 |
| 43 | 55.56 |
| 38 | 73.34 |
| 30 | 100.00 |
| 20 | 100.00 |
| 15 | 100.00 |
| 0 | 100.00 |

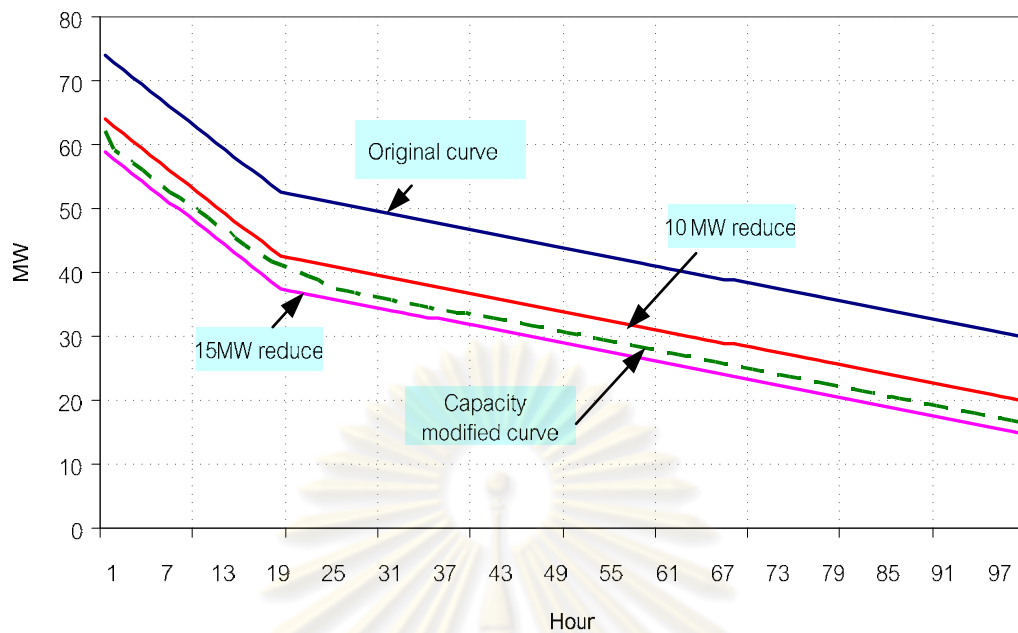
ตารางที่ 3.9 แบบจำลองกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการตัดโหลด

| ขนาดกำลังการผลิต (MW) | ความน่าจะเป็นเฉพาะ (individual probability) |
|------------------------|---|
| 0 | 0.03 |
| 10 | 0.25 |
| 15 | 0.72 |

ตารางที่ 3.10 ขีดจำกัดพลังงานพลังงานของโรงไฟฟ้าที่พลังน้ำ

| Energy (MWh) | ความน่าจะเป็นสะสม (cumulative probability) |
|---------------|--|
| 200 | 1 |
| 350 | 0.7 |
| 500 | 0.2 |

จากระบบตัวอย่างตามระเบียบวิธีการในขั้นตอนที่ 1 ตามสมการที่ 3.6 จะสามารถแสดง โหลดสะสมรายชั่วโมงปรับปรุงได้ดังรูปเมื่อมีการตัดโหลดโดยยังไม่คำนึงถึงการกระจายของ พลังงาน (Capacity modified curve) ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 โหลดปรับปรุงเมื่อมีการตัดโหลดตามขั้นตอนที่ 1

- ขั้นตอนที่ 2 พิจารณาการกระจายของพลังงานที่ผลิตได้ของขีดจำกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พื้นที่ระหว่างเส้นโหลดดั้งเดิม (Original curve) กับเส้นโหลดปรับปรุงคือพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะทำการตัดยอด หากว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีพลังงานเพียงพอในสถานะโหลดที่พิจารณา เส้นโหลดปรับปรุงสุดท้ายก็จะมีค่าเช่นเดียวกับกับเส้นโหลดปรับปรุงความจุ แต่ถ้าผลรวมพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เพียงพอแล้วเส้นโหลดปรับปรุงสุดท้ายก็จะมีค่าเช่นเดียวกับกับเส้นโหลดดั้งเดิมดังสมการ 3.7

$$D(L) = d_c(L) \times P[E(L)] + d_o(L) \times [1 - P[E(L)]] \quad (3.7)$$

โดยที่

$D(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลด L MW ของเส้นโหลดปรับปรุงสุดท้าย

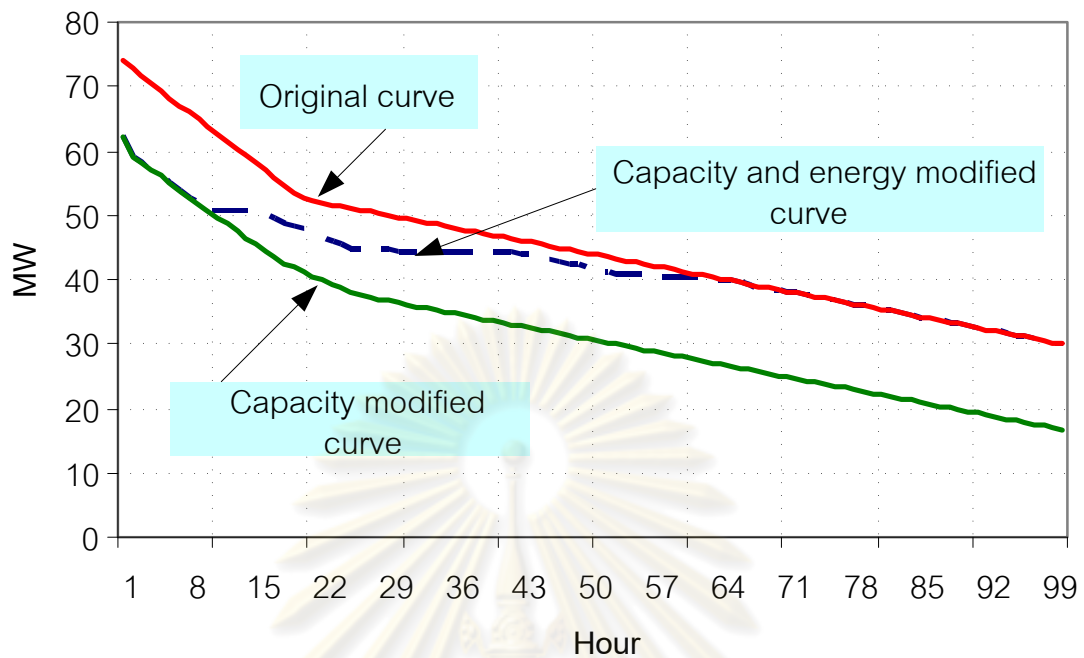
$d_c(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลด L MW พิจารณาบนเส้นโหลดปรับปรุงความจุ

$d_o(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลด L MW พิจารณาบนเส้นโหลดดั้งเดิม

$E(L)$ คือ ค่าคาดการณ์พลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่โหลดรวมของระบบมีค่าเท่ากับหรือสูงกว่ากำลังไฟฟ้า L MW

$P[E(L)]$ คือ ความน่าจะเป็นของพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอย่างน้อย $E(L)$ MW

จากวิธีการในขั้นตอนที่ 2 ตามสมการที่ 3.7 จะได้ผลโหลดสะสมรายชั่วโมงที่ผ่านการปรับปรุง (Capacity and Energy modified curve) ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 โหลดปรับปรุงเมื่อมีการตัดโหลด ขั้นตอนที่ 2

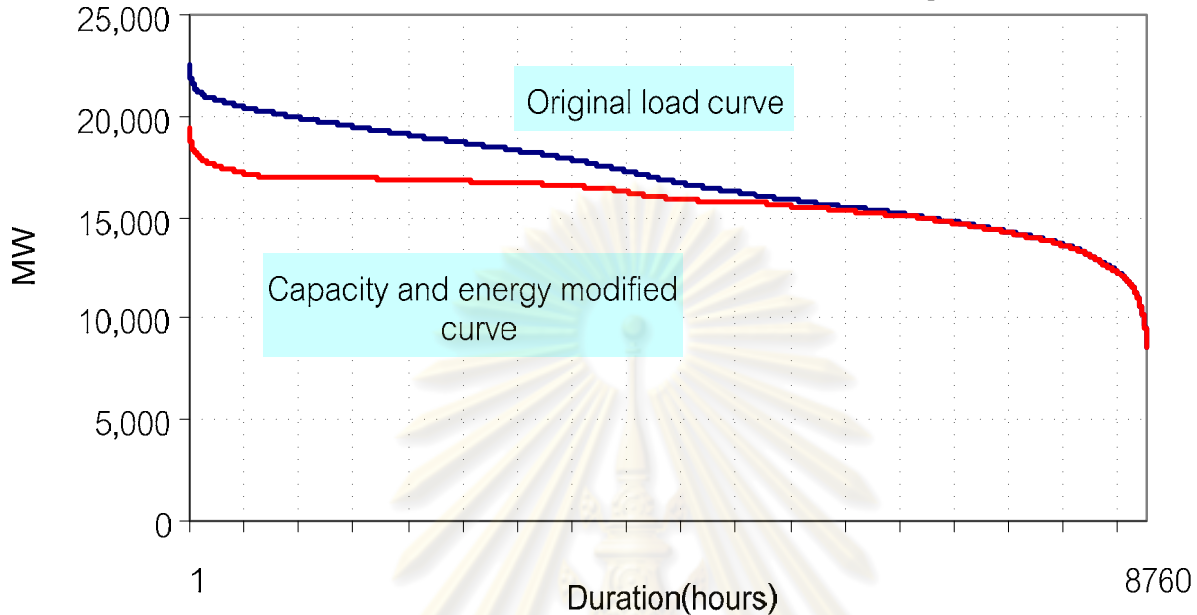
ในการพิจารณาขีดจำกัดพลังงานของระบบดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าจริงของประเทศไทยจำเป็นต้องอาศัยข้อมูลการกระจายตัวของการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทยซึ่ง สามารถแสดงตัวอย่างได้ดังตารางที่ 3.11 [22]

ส่วนรายละเอียดแบบจำลองข้อมูลการกระจายตัวของการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทยในแต่ละโรงไฟฟ้าจะแสดงไว้ในภาคผนวก ข.

ตารางที่ 3.11 แบบจำลองข้อมูลการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทย

| ขนาดกำลังการผลิต (MW) | พลังงานที่ผลิตได้ (MWh) | ความน่าจะเป็นสะสม (cumulative probability) |
|-----------------------|--------------------------|--|
| 72 | 258,838 | 1 |
| | 448,886 | 0.81 |
| | 630,720 | 0.24 |
| 300 | 888,534 | 1 |
| | 1,348,678 | 0.71 |
| | 1,808,822 | 0.21 |

จากแบบจำลองข้อมูลการกระจายตัวของการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและระเบียบวิธีการตามที่กล่าวมาข้างต้นสามารถสร้างแบบจำลองการตัดยอดโหลดของระบบตัดแปลงของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 ผลการตัดยอดโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของไทย

3.3 การคำนวณค่ากำลังการผลิตสำรอง

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีเกินความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เพื่อเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในกรณีที่โรงไฟฟ้าหลักเกิดปัญหาไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้หรือหยุดซ่อมบำรุงรักษา ในการกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองโดยทั่วไปหากกำหนดไว้สูงเกินไปก็จะเป็นภาระการลงทุนซึ่งจะมีผลทำให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้นโดยไม่จำเป็นแต่ถ้ากำหนดไว้ต่ำเกินไปก็อาจทำให้เกิดปัญหาไฟฟ้างดับได้หากปริมาณสำรองมีไม่เพียงพอโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้างดับก็จะมีมากขึ้นซึ่งจะก่อให้เกิดความเสียหายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นการกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมจึงเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อเป็นหลักประกันของการมีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ และสามารถตอบสนองความต้องการไฟฟ้าได้ตลอดเวลาการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสามารถทำได้ดังสมการที่ 3.8

$$\text{Reserve margin (\%)} = \frac{\text{Installed capacity} - \text{Peak demand}}{\text{Peak demand}} \times 100 \quad (3.8)$$

โดยที่

Reserve margin (%) คือ ร้อยละของกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

Installed capacity คือ กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้า

Peak demand คือ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

3.4 สรุป

บทนี้ได้นำเสนอระเบียบวิธีที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของค่า Loss of Load Expectation เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง และดัชนี Expected Energy not Supply เพื่อใช้ในการประยุกต์ใช้ในการคำนวณหาพลังงานที่สามารถผลิตได้ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายออกมา รวมถึงการพิจารณาถึงค่าขีดจำกัดพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ, การคำนวณหา กำลังการผลิตสำรอง และการพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดมาประกอบกับการคำนวณหา กำลังการผลิตสำรองซึ่งจะกล่าวในบทต่อไป



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

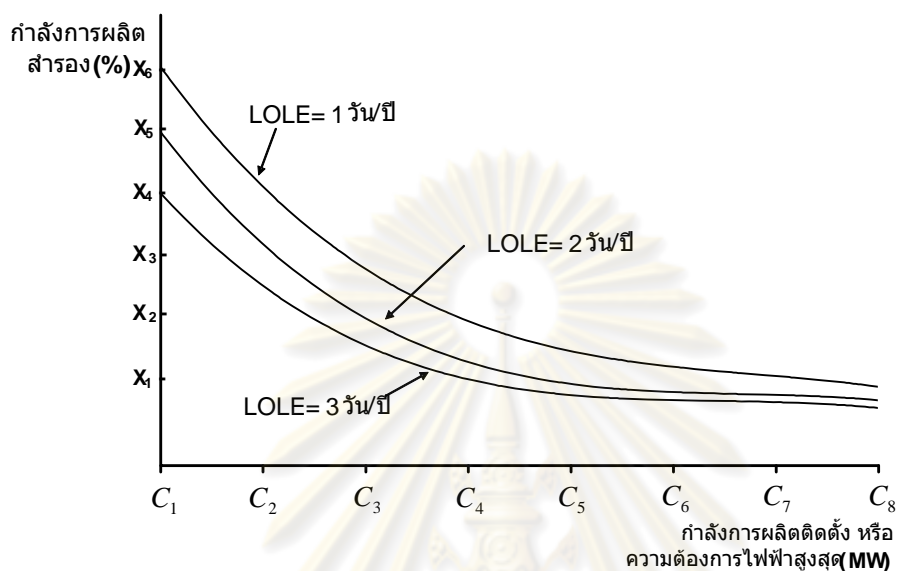
การเปรียบเทียบกำลังการผลิตสำรองระหว่างวิธี Deterministic และ Probabilistic

4.1 การกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง

การวางแผนระบบไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้มุ่งเน้นที่การพิจารณาและกำหนดหลักเกณฑ์ที่ก่อให้เกิดการลงทุนก่อสร้างกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ในระดับที่เหมาะสม ด้วยเหตุนี้ความเชื่อถือได้ตามบริบทดังกล่าวจึงมีความหมายถึง การมีกำลังการผลิตไฟฟ้าอย่างพอเพียงและเหมาะสมนั่นเอง

การวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าของไทยที่ผ่านมา นั้น อาศัยหลักเกณฑ์การกำหนดระดับกำลังการผลิตสำรองขั้นต่ำไว้ที่ร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในแต่ละปี หลักเกณฑ์ดังกล่าวเป็นวิธีการที่คล้ายคลึงกันกับหลักสากลที่การไฟฟ้า หรือหน่วยงานกำกับดูแลในประเทศหลายแห่งนำมาใช้ อย่างไรก็ตามหลักเกณฑ์ในการกำหนดระดับกำลังการผลิตสำรองที่แตกต่างกันก็ย่อมให้ผลการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่แตกต่างกันด้วย

ดังนั้นเนื้อหาในบทนี้จะเริ่มจากการทบทวนขั้นตอนและแนวทางการวางแผนเพื่อ กำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองตามเกณฑ์ดัชนี LOLE ที่กำหนด โดยเปรียบเทียบวิธีการกำหนด เกณฑ์กำลังการผลิตสำรองโดยใช้วิธีการเชิงตัดสินใจ (Deterministic method) กับวิธีการกำหนด เกณฑ์กำลังการผลิตสำรองโดยใช้วิธีการความน่าจะเป็น (Probabilistic method) แล้วจึงทำการ วิเคราะห์เปรียบเทียบเพื่อหาความสัมพันธ์ระหว่าง ระดับกำลังการผลิตสำรอง (%) และค่า ดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นในอนาคตดังรูปที่ 4.1 จากนั้นจึงทำการนำเสนอ ข้อมูลแนวโน้มของเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตผ่านระบบทดสอบที่ ดัดแปลงจากข้อมูลของประเทศไทย



รูปที่ 4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ [23]

4.1.1 การเปรียบเทียบเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง

ในการประเมินระดับกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมของไถยนั้น เราจะอาศัยแบบจำลองกำลังการผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองโหลดดังแสดงในหัวข้อที่ผ่านมาเป็นจุดเริ่มต้น และใช้ระบบผลิตไฟฟ้าที่ดัดแปลงของประเทศไทยและข้อมูลโหลดจริงของประเทศไทยในปัจจุบันเป็นกรณีฐาน (Base case) ประกอบการพิจารณา ซึ่งขั้นตอนในการวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ระหว่างวิธีการคำนวณและกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองโดยใช้วิธี Deterministic เช่น กำลังการผลิตสำรองและวิธี Probabilistic เช่น LOLE สามารถแสดงเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 4.2

จากแผนภาพขั้นตอนในรูปที่ 4.2 เราสามารถสรุปแนวทางการหาค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมได้ดังนี้

- 1) พิจารณาระบบทดสอบที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
- 2) ประเมินความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายของการผลิตไฟฟ้าในปีฐาน
- 3) กำหนดค่ากำลังการผลิตสำรองจากผลการประมวลผลในปีฐานเมื่อกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ LOLE คือ 0.1, 1, และ 2 วัน/ปี
- 4) พิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย โดยคาดการณ์การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็นสัดส่วนกับปีฐานปริมาณร้อยละ 5, 10,...,50, 75, และ 100 ของปีฐาน
- 5) กำหนดชนิดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าระบบ
- 6) ตรวจสอบค่าดัชนี LOLE เป็นไปตามที่กำหนดไว้หรือไม่ จากนั้นจะทำการเพิ่มโรงไฟฟ้า และตรวจสอบการเพิ่มโรงไฟฟ้า ทำการคำนวณค่าดัชนี LOLE อีกครั้ง
- 7) ประมวลผลหาค่าความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าและอันประกอบด้วยดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE, EENS, Expected Energy, Investment Cost, Production Cost, % Reserve margin และ Outage cost
- 8) เก็บข้อมูลเพื่อใช้ประกอบการวิเคราะห์กำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.1.2 การคำนวณเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อคำนึงถึงความไม่แน่นอนของผลพยากรณ์โหลด

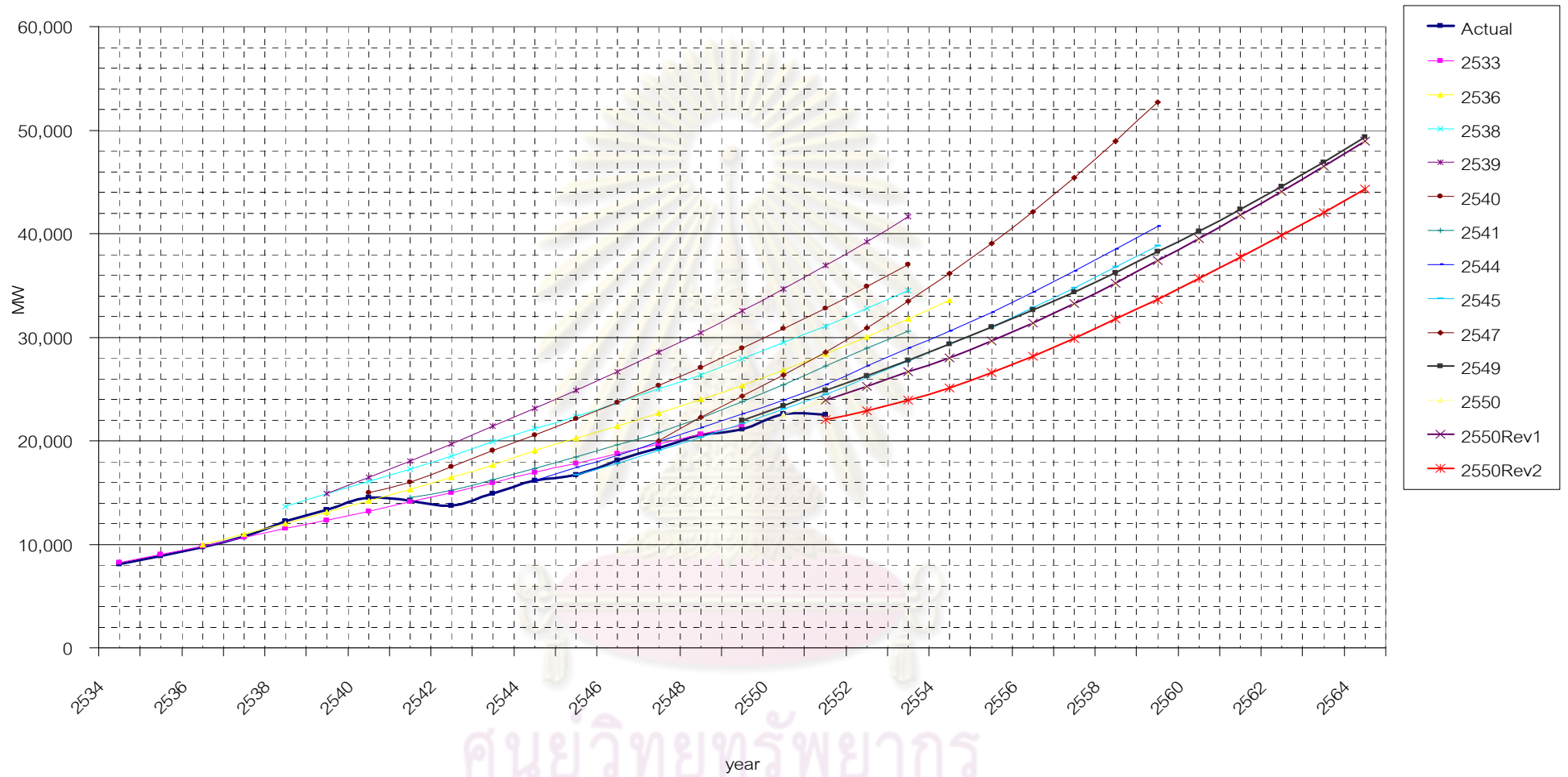
การวางแผนระบบไฟฟ้าและกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองในกรณีที่ไม่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดนั้นจะใช้แบบจำลองโหลดที่มีค่าความต้องการสูงสุดเพียงค่าเดียวตามที่พยากรณ์โดยกำหนดให้ค่าความน่าจะเป็นของที่พยากรณ์มีค่าเท่ากับ 1 ดังแสดงในรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 แบบจำลองโหลดที่ไม่คำนึงถึงผลความไม่แน่นอนของโหลด

หากพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด กระบวนการวิธีหนึ่งที่ใช้ในการพิจารณาคือการอาศัยการกระจายตัวของโหลดสูงสุดผ่าน Normal distribution curve ซึ่งการกระจายตัวจะถูกแบ่งออกเป็นช่วงต่างๆและแต่ละช่วงจะแสดงค่าโหลดมีค่าเท่ากับจุดกึ่งกลางของช่วงที่พิจารณา ดังกล่าวไว้ในหัวข้อ 3.1.3

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแสดงข้อมูลของผลการพยากรณ์โหลดเปรียบเทียบกับค่าจริงที่เกิดขึ้นของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2533-2551 โดยอ้างอิงจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ที่ผ่านมาในอดีตจากนั้นจึงนำมาใช้เป็นข้อมูลประกอบการสร้างแบบจำลองของการพยากรณ์โหลดที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ของไทยข้อมูลการพยากรณ์โหลดเทียบกับค่าจริงได้นำเสนอไว้ในรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 ข้อมูลของการพยากรณ์โหลดสูงสุดเทียบกับที่เกิดขึ้นจริงของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2533-2551

จากข้อมูลดังรูปที่ 4.4 สามารถนำมาใช้สร้างแบบจำลองการพยากรณ์โหนดโดยสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

1) คำนวณหาค่าความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหนดเทียบกับโหนดที่แท้จริงในปีที่พิจารณาแสดงดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 เปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหนดเทียบกับโหนดที่แท้จริงปี พ.ศ. 2533-2551

| ปีที่พยากรณ์โหนด | 2534 | 2535 | 2536 | 2537 | 2538 | 2539 | 2540 | 2541 | 2542 | 2543 | 2544 | 2545 | 2546 | 2547 | 2548 | 2549 | 2550 | 2551 |
|------------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2533 | 2.67 | 1.71 | 0.98 | -0.18 | -6.28 | -7.33 | -9.07 | -0.61 | 9.46 | 6.89 | 4.90 | 6.96 | 3.62 | 1.84 | 0.27 | 2.07 | | |
| 2536 | | | 2.55 | 2.49 | -2.24 | -1.56 | -2.16 | 8.00 | 19.94 | 18.55 | 18.00 | 21.32 | 18.31 | 17.41 | 16.84 | 20.45 | 18.81 | 28.72 |
| 2538 | | | | | 11.16 | 11.88 | 10.81 | 21.78 | 35.11 | 33.39 | 31.08 | 34.09 | 30.53 | 29.33 | 28.51 | 32.42 | 30.47 | 40.79 |
| 2539 | | | | | | 11.97 | 13.36 | 27.01 | 43.36 | 43.60 | 43.44 | 48.96 | 47.04 | 47.56 | 48.33 | 54.46 | 53.60 | 64.06 |
| 2540 | | | | | | | 3.23 | 12.76 | 27.48 | 27.69 | 27.53 | 32.44 | 30.70 | 31.16 | 31.84 | 37.29 | 36.52 | 48.65 |
| 2541 | | | | | | | | 2.25 | 11.24 | 8.69 | 7.33 | 10.30 | 8.22 | 7.72 | 7.94 | 12.65 | 12.68 | 23.38 |
| 2544 | | | | | | | | | | | 0.36 | 4.24 | 2.57 | 3.04 | 3.33 | 7.06 | 6.04 | 15.31 |
| 2545 | | | | | | | | | | | | 0.11 | -1.54 | -1.54 | -1.18 | 2.77 | 1.92 | 10.78 |
| 2547 | | | | | | | | | | | | | | 3.50 | 8.40 | 15.32 | 16.70 | 29.28 |
| 2549 | | | | | | | | | | | | | | | | 4.27 | 3.65 | 12.70 |
| 2550 | | | | | | | | | | | | | | | | | -0.32 | 8.55 |
| 2550 Rev 1. | | | | | | | | | | | | | | | | | 0.00 | 6.48 |
| 2550 Rev 2. | | | | | | | | | | | | | | | | | | -1.91 |

จากตารางที่ 4.1 สามารถคำนวณความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลดได้
ดังสมการที่ 4.1

$$\text{ความคลาดเคลื่อน (\%)} = \frac{(\text{Forecasted load} - \text{Actual load})}{\text{Actual load}} \times 100 \quad (4.1)$$

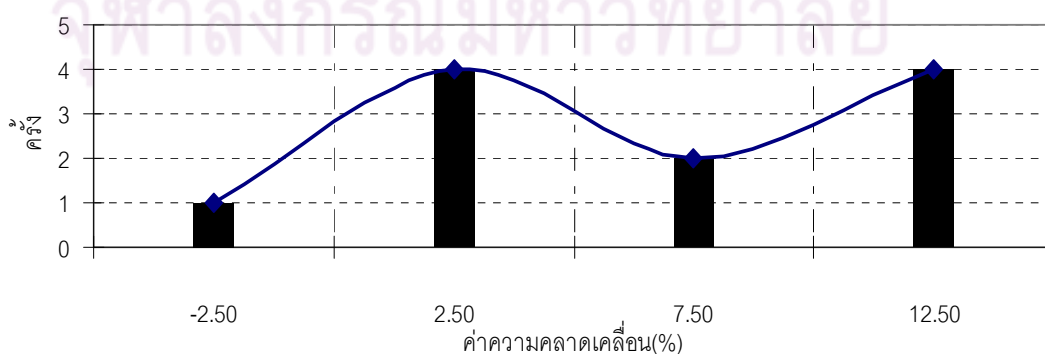
โดยที่

Forecasted load คือ โหลดที่ถูกพยากรณ์

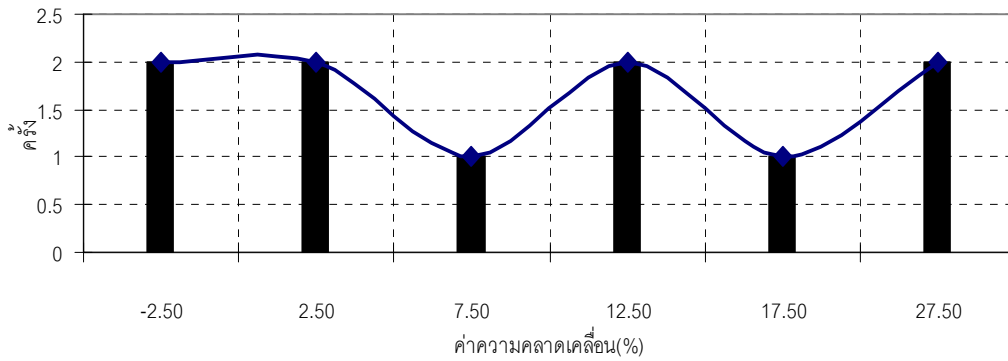
Actual load คือ โหลดที่แท้จริง

- 2) จากข้อมูลดังตารางที่ 4.1 เมื่อทำการจัดข้อมูลเพื่อใช้สร้างแบบจำลองโดยพิจารณาเป็น
ช่วงเวลาละหนึ่งปีซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาถึงช่วงเวลาทั้งหมด 10 ปีเพื่อดูความ
คลาดเคลื่อนในการพยากรณ์ว่าในแต่ละช่วงเวลามีผลความคลาดเคลื่อนอย่างไร เช่น
หากเราพิจารณาความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลดในช่วงเวลาหนึ่งปีก็จะเห็นได้
ว่าการพยากรณ์โหลดใน PDP ปี พ.ศ. 2533 มีความคลาดเคลื่อนอยู่ที่ 2.67 % เมื่อ
เปรียบเทียบกับโหลดสูงสุดจริงๆในปี พ.ศ. 2534 และหากใช้ชุดพยากรณ์ของ PDP ปี
พ.ศ. 2536 มีความคลาดเคลื่อนอยู่ที่ 2.49 % เมื่อเปรียบเทียบกับโหลดสูงสุดจริงๆในปี
พ.ศ. 2537 และทำการนับความถี่ที่เกิดการคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลดซึ่งจะถูก
จำกัดไว้ที่ค่ากลางของช่วงความคลาดเคลื่อนที่กำหนด

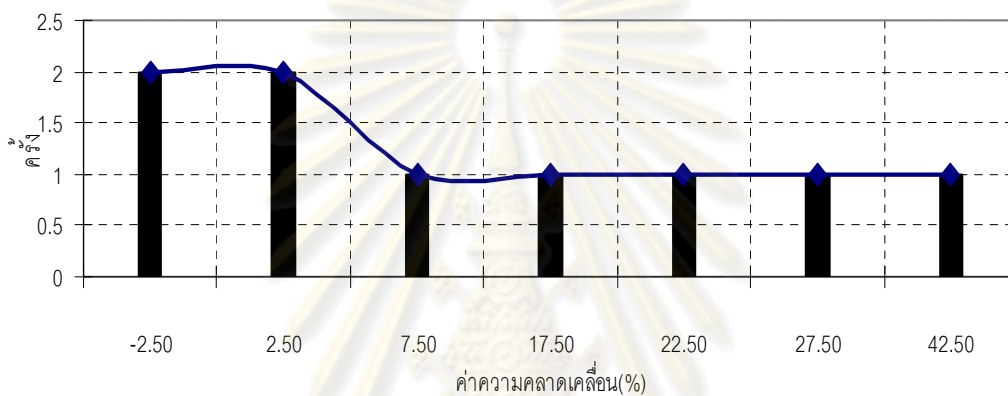
จากวิธีการนี้เราสามารถสร้างแบบจำลองสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์
โหลดได้ในช่วงการพยากรณ์ 1-3 ปีได้ดังรูปที่ 4.5 – 4.7



รูปที่ 4.5 ความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วงปีที่ 1



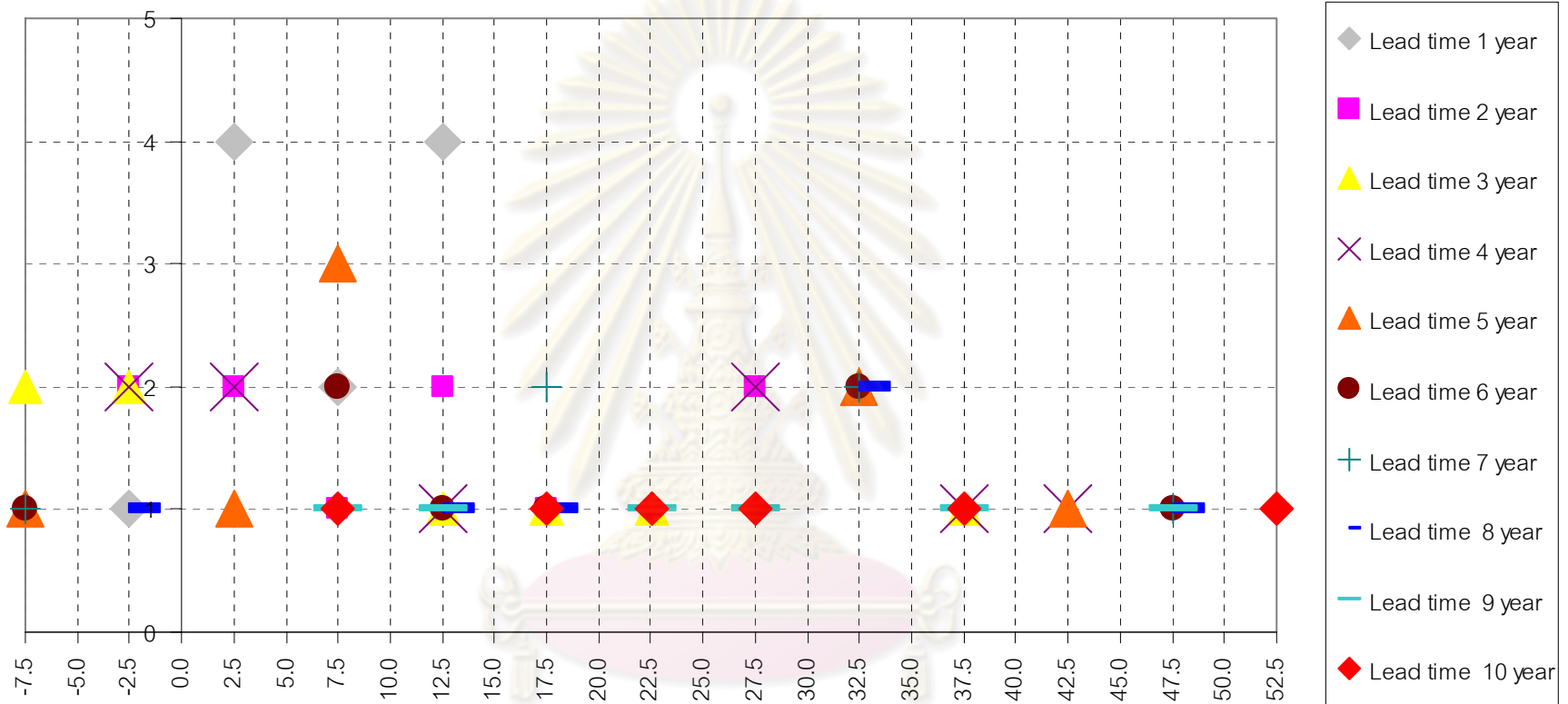
รูปที่ 4.6 แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วงปีที่ 2



รูปที่ 4.7 แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วงปีที่ 3

จากขั้นตอนดังกล่าวสามารถสร้างแบบจำลองการพยากรณ์โหลดในช่วงการพยากรณ์ ตั้งแต่ช่วง 1 ปีถึง 10 ปีของแต่ละชุดการพยากรณ์ดังแสดงในภาคผนวก ค. และสามารถสรุปภาพรวมได้ดังรูปที่ 4.8 โดยจากรูปจะแสดงให้เห็นถึงแนวโน้มความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลดที่มีผลในช่วงปีที่ท้ายๆของการพยากรณ์จะมีค่าความคลาดเคลื่อนที่สูงขึ้น เช่น การพยากรณ์โหลดในช่วงปีที่ 5 – 8 จะเห็นได้ว่ามีความคลาดเคลื่อนจากการพยากรณ์เกิดบ่อยสุดที่ 32.5 % เป็นต้น

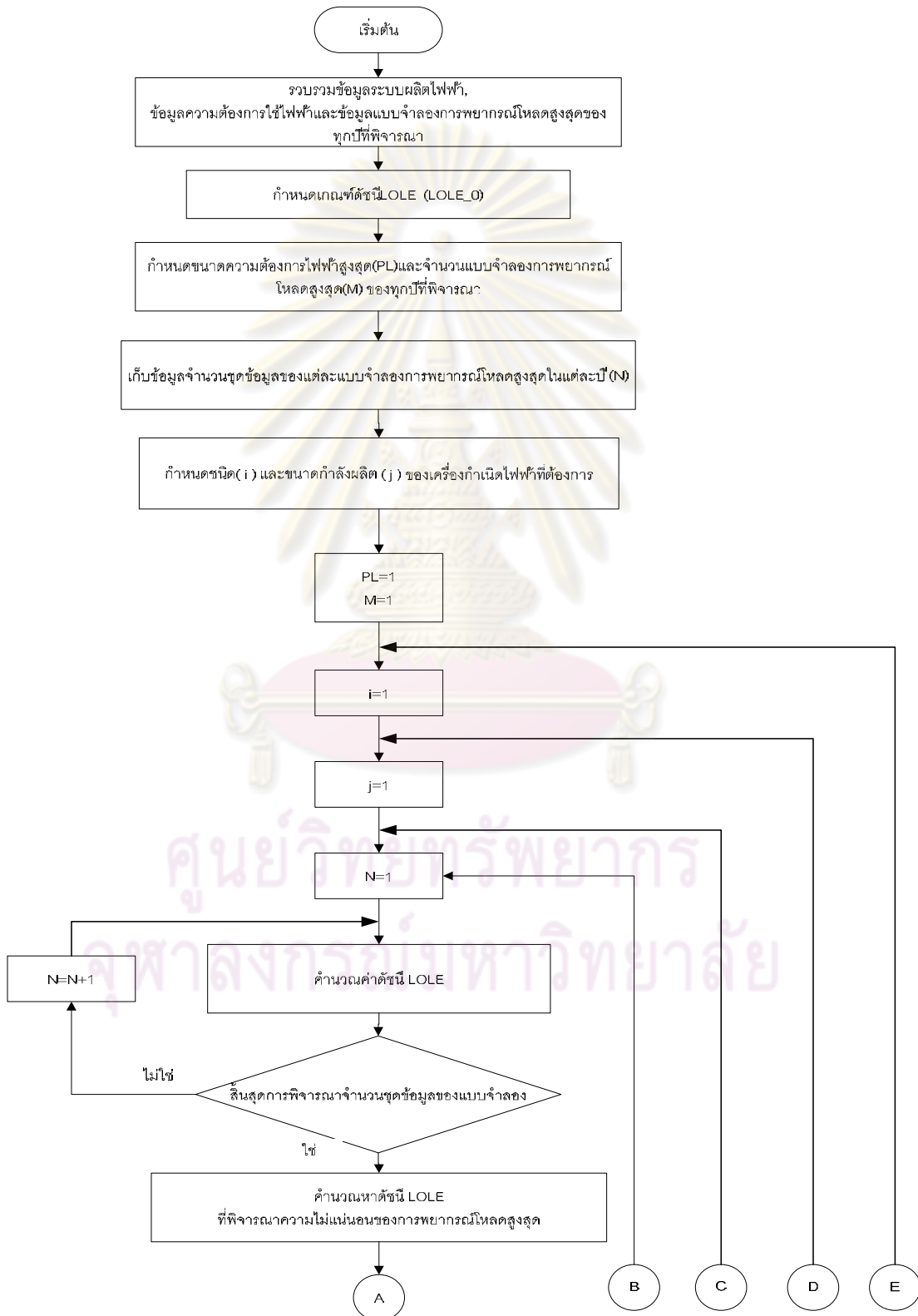
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

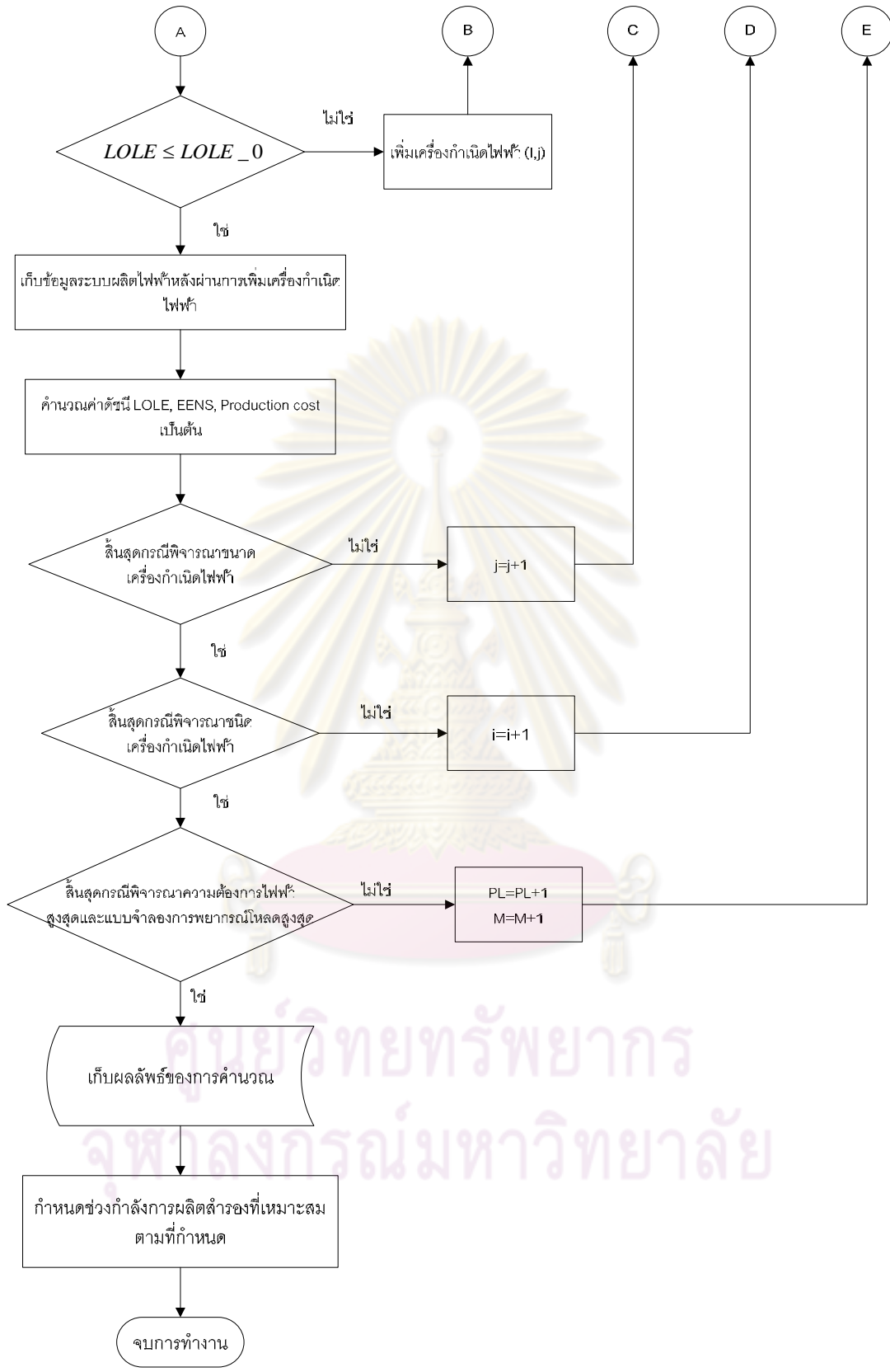


ศูนย์วิทยทรัพยากร
 จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 4.8 ภาพรวมความคลาดเคลื่อนการพยากรณ์ไหลในช่วงปีที่ 1 - 10

หลังจากการสร้างแบบจำลองการพยากรณ์โหลดแล้วก็สามารถนำแบบจำลองมาทำการวิเคราะห์เพื่อหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด หลักอาศัยวิธีการดังกล่าวในบทที่ 3 ซึ่งสามารถแสดงเป็นแผนภาพได้ ดังรูปที่ 4.9





รูปที่ 4.9 แผนภาพขั้นตอนการวางแผนหาค่ากำลังการผลิตสำรองเมื่อคำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด

จากแผนภาพขั้นตอนในรูปที่ 4.9 เราสามารถสรุปแนวทางการหาค่ากำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดที่เหมาะสมได้ดังนี้

- 1) พิจารณาระบบทดสอบที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตของประเทศไทย และ รวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า, ความต้องการใช้ไฟฟ้าและแบบจำลองการพยากรณ์โหลด
- 2) กำหนดค่ากำลังการผลิตสำรองจากผลการประมวลผลในปฏิฐานเมื่อกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ LOLE คือ 0.1, 1, และ 2 วัน/ปี
- 3) กำหนดจำนวนปีของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ถูกพยากรณ์ไว้และกำหนดจำนวนแบบจำลองพยากรณ์ไฟฟ้าตามจำนวนปีที่กำหนด เช่น พิจารณาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 ถึง พ.ศ. 2562 จำนวนที่สร้างแบบจำลองจะต้องใช้ปีที่ 1 จนถึงปีที่ 10 และต้องมีขนาดความ ต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ถูกพยากรณ์ไว้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 ถึง พ.ศ. 2561 เช่นกัน
- 4) เก็บค่าจำนวนชุดข้อมูลของแต่ละแบบจำลองโดยแต่ละแบบจำลองจะมีจำนวนชุดข้อมูลไม่เท่ากันขึ้นอยู่กับว่าพิจารณาแบบจำลองในช่วงปีไหน
- 5) พิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย โดยคาดการณ์การเพิ่มขึ้นของความ ต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็นสัดส่วนกับปฏิฐานปริมาณร้อยละ 5, 10,...,50, 75, และ 100 ของปฏิฐาน
- 6) กำหนดชนิดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าระบบ
- 7) คำนวณค่าดัชนี LOLE ตามจำนวนชุดข้อมูลในแบบจำลอง
- 8) เมื่อกำหนดค่า LOLE ตามจำนวนชุดข้อมูลครบทำการคำนวณค่าดัชนี LOLE ที่พิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์
- 9) ตรวจสอบค่าดัชนี LOLE เป็นไปตามที่กำหนดไว้หรือไม่ จากนั้นจะทำการเพิ่มโรงไฟฟ้า และตรวจสอบการเพิ่มโรงไฟฟ้า ทำการคำนวณค่าดัชนี LOLE อีกครั้ง
- 10) เก็บผลข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าหลังจากทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเพื่อใช้ในการคำนวณค่าอื่นๆ
- 11) ประมวลผลหาค่าความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องอันประกอบด้วย ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE, EENS, Expected Energy, Investment Cost, Production Cost, % Reserve margin และ Outage cost
- 12) เก็บผลการคำนวณและเริ่มกลับมาพิจารณาในปีต่อไปจนครบจำนวนปีที่พิจารณา
- 13) เก็บข้อมูลทั้งหมดเพื่อใช้ประกอบการวิเคราะห์กำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม

4.2 สรุป

ในบทนี้ได้กล่าวถึงแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าผ่านเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองโดยเปรียบเทียบ Deterministic Method และ Probabilistic Method รวมถึงได้นำเสนอแบบจำลองการพยากรณ์โหลดที่ใช้ในการคำนวณหากำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดในช่วงปี พ.ศ. 2552-2561 เพื่อใช้ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าในอนาคตต่อไป



ศูนย์วิทยพัทพยาบาล
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 5

การวิเคราะห์คุณค่าของการผลิตไฟฟ้า

5.1 แนวคิดในการประเมินคุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า

ประเด็นสำคัญของการลงทุนก่อสร้างกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมก็คือราคาที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน ในปัจจุบันการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่นั้นยากขึ้นเนื่องจากปัญหาด้านการยอมรับจากสังคม การพิจารณาถึงการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านนั้นก็เป็นอีกทางเลือกที่ควรพิจารณาดังนั้นการประเมินคุณค่าของโรงไฟฟ้าขนาดต่างๆรวมทั้งการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศจึงควรนำมาประกอบการตกลงราคาซื้อขายไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านต่อไป

ในบทนี้จะเริ่มจากทบทวนเกี่ยวกับประเภทและการคำนวณค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าและรวมถึงขั้นตอนและแนวทางการประเมินคุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าเพื่อหาความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของการลงทุนในการจัดหาไฟฟ้าต่อขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้ในการจ่ายโหลดในช่วงเวลาโหลดฐาน, โหลดกลางและโหลดสูงของโรงไฟฟ้าขนาดต่างๆรวมทั้งการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ผ่านระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากข้อมูลของประเทศไทย

ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ดังสมการ 5.1

$$Total\ Cost = Investment\ Cost + Production\ Cost \quad (5.1)$$

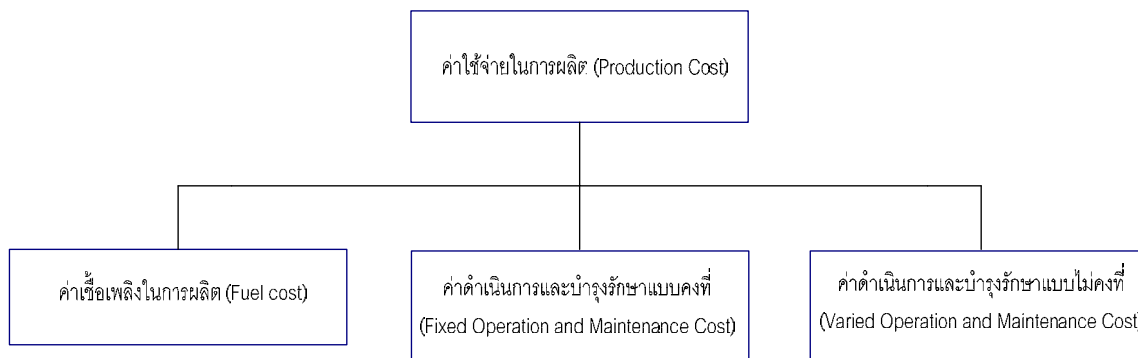
โดยที่

Total Cost คือ ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดต่อปี

Investment Cost คือ ค่าใช้จ่ายจากการลงทุนเฉลี่ยต่อปี

Production Cost คือ ค่าใช้จ่ายในการผลิตต่อปี

ซึ่งในเรื่องของการคำนวณค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าในบทนี้จะคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการผลิตเป็นหลักซึ่งพิจารณาแผนภาพได้ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 แผนภาพแสดงค่าใช้จ่ายในการผลิต (Production cost)

จากรูปที่ 5.1 ค่าใช้จ่ายในการผลิต (Production cost) สามารถแบ่งออกเป็น

1) ค่าเชื้อเพลิงในการผลิต (Fuel cost) ซึ่งเป็นค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในแต่ละโรงไฟฟ้าหรือแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าซึ่งในแต่ละโรงก็จะมีการใช้เชื้อเพลิงที่ไม่เหมือนกันในทำนองเดียวกันหน่วยที่ใช้บอกราคาเชื้อเพลิงก็ไม่เหมือนกันด้วยฉะนั้นในการคำนวณค่าเชื้อเพลิงในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้ค่าเชื้อเพลิงที่ถูกแปลงหน่วยให้อยู่ในรูปของ บาท/MMbtu ซึ่งจะเป็นหน่วยของราคาที่ใช้ต่อปริมาณความร้อนที่ผลิตได้ ทั้งนี้การคำนวณค่าเชื้อเพลิงในการผลิตสามารถหาได้จากผลคูณของพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้ของแต่ละเครื่องกับหน่วยของเชื้อเพลิงและปริมาณความร้อนที่แต่ละโรงผลิตได้ (Heat rate)

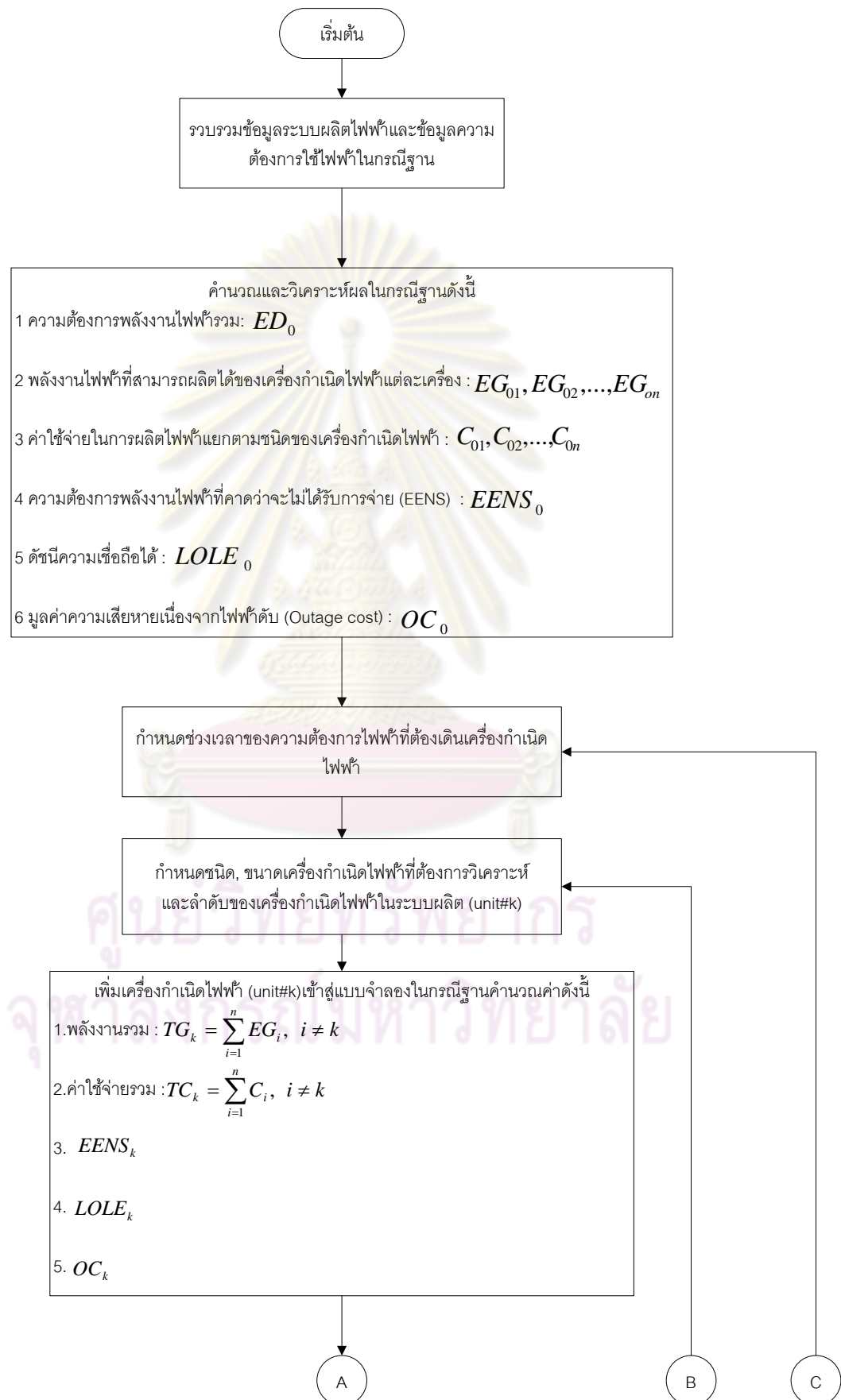
2) ค่าดำเนินการและบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed Operation and Maintenance) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องตามแผนที่กำหนดไว้ซึ่งจะถูกแสดงอยู่ในรูปหน่วย บาท/ MW ซึ่งจะแบ่งออกตามชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าการคำนวณสามารถหาได้จากผลคูณของขนาดหน่วยผลิตไฟฟ้าหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าค่าดำเนินการและบำรุงรักษาแบบคงที่ได้โดยตรง

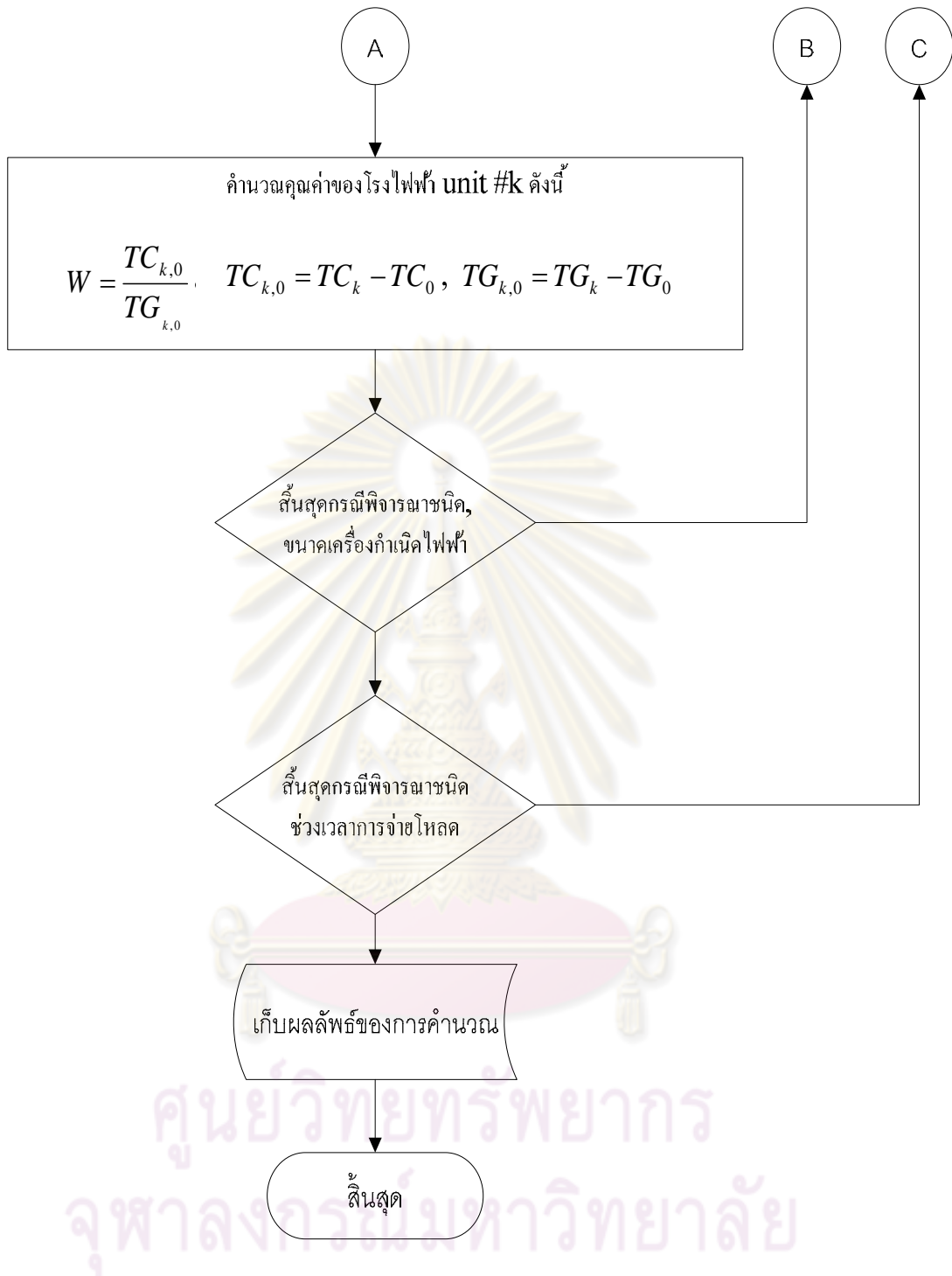
3) ค่าดำเนินการและบำรุงรักษาแบบไม่คงที่ (Varied Operation and Maintenance) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องที่ไม่เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้ซึ่งจะถูกแสดงอยู่ในรูปหน่วย บาท/kWh การคำนวณสามารถหาได้จากผลคูณของพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้ของแต่ละเครื่องกับหน่วยของค่าดำเนินการ

5.1.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้านั้น เราจะอาศัยแบบจำลองกำลังการผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองโหลดดังแสดงในหัวข้อที่ผ่านมาเป็นจุดเริ่มต้น และใช้ระบบผลิตไฟฟ้าที่ดัดแปลงของประเทศไทยและข้อมูลโหลดจริงของประเทศไทยในปัจจุบันเป็นกรณีฐาน

(Base case) ประกอบการพิจารณาซึ่งขั้นตอนในการวิเคราะห์หาค่าของการจัดหาไฟฟ้าสามารถแสดงเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 5.2





รูปที่ 5.2 แผนภาพขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า

จากแผนภาพขั้นตอนในรูปที่ 5.2 เราสามารถสรุปแนวทางการหาคุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าได้ ดังนี้

- 1) พิจารณาระบบทดสอบที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตของประเทศไทย
- 2) ประเมินความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายของการผลิตไฟฟ้าในปีฐาน
- 3) กำหนดช่วงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถจ่ายได้ โดยจะกำหนดให้จ่ายช่วงโหลดฐาน, โหลดกลาง และ โหลดสูง ดังนี้
 - ช่วงโหลดฐาน (base load) กำหนดให้ลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ที่อันดับแรกจากทั้งหมด 91 เครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน
 - ช่วงโหลดกลาง (intermediate load) กำหนดให้ลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ที่อันดับแรกจากทั้งหมด 42 เครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเพื่อที่จะจ่ายโหลดที่ 15,000 MW
 - ช่วงโหลดสูง (peak load) กำหนดให้ลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ที่อันดับแรกจากทั้งหมด 62 เครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเพื่อที่จะจ่ายโหลดที่ 20,000 MW

โดยข้อมูลการจัดเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแสดงในภาคผนวก ข.
- 4) กำหนดชนิดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการทำการวิเคราะห์ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดพลังความร้อนร่วมขนาด 250 MW เป็นต้น
- 5) ประมวลผลหาค่าความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าอันประกอบด้วยดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE, EENS, Expected Energy, Investment Cost, Production Cost, % Reserve margin, Outage cost และค่าพลังงานที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าไป
- 6) คำนวณคุณค่าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 7) เก็บผลการคำนวณและย้อนกลับคำนวณเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดและชนิดอื่นต่อไป
- 8) เก็บผลลัพธ์ของการคำนวณทั้งหมด

5.2 สรุป

ในบทนี้ได้กล่าวถึงแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและยังได้กล่าวถึงแนวคิดในการคำนวณเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ประกอบการคำนวณซึ่งสามารถใช้นี้อีกได้ในบทต่อไป ทั้งนี้เนื้อหาในบทนี้ได้นำเสนอการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า เพื่อที่จะใช้ประโยชน์ในการวางแผนการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าต่อไปในอนาคต



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

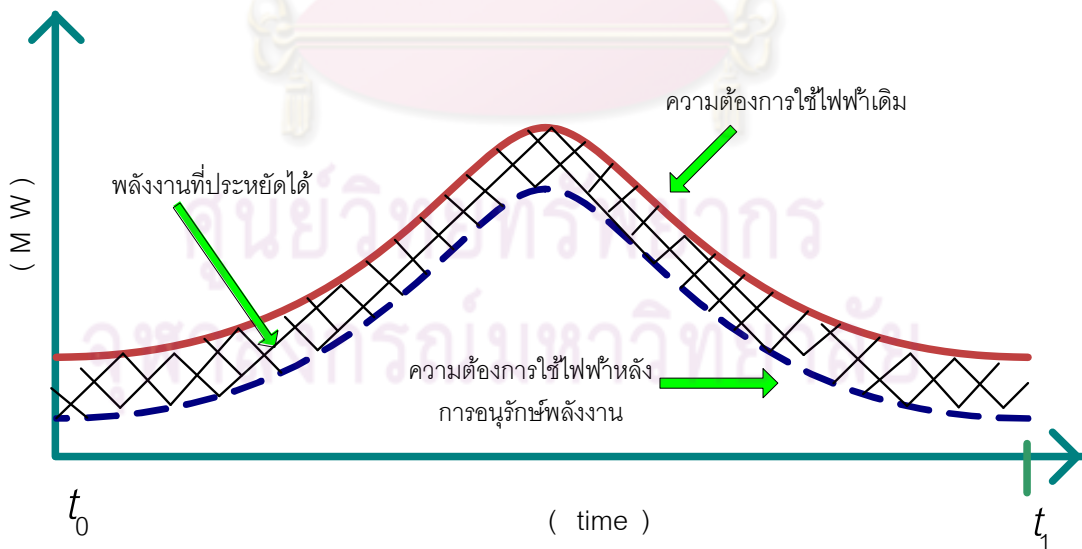
หลักการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน

6.1 แนวคิดในการหาคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน

ในปัจจุบันแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นทุกปี การศึกษาการวางแผนระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้า สามารถดำเนินการได้ใน 2 ลักษณะคือ 1) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม และ 2) การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในปัจจุบันประสบปัญหาการยอมรับจากชุมชน ทำให้ประสบอุปสรรคมาก ส่วนการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานต่าง ๆ นั้นเป็นสิ่งที่ได้รับการยอมรับจากสังคมและเป็นอีกทางเลือกที่สำคัญ คุณค่าของโครงการในลักษณะเช่นนี้มีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า

จากบทที่ 2 ได้กล่าวถึงแนวคิดพื้นฐานของการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าโดยวิทยานิพนธ์นี้จะคำนึงถึงโครงการอนุรักษ์พลังงานในรูปแบบ Strategic Conservation เป็นหลักซึ่งแนวทางดังกล่าว คือ การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานที่ก่อให้เกิดการช่วยลดการใช้ไฟฟ้าทุกช่วงเวลาเช่น การส่งเสริมการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าประสิทธิภาพสูง, การบำรุงรักษาอุปกรณ์ให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น ดังในรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 ผลการอนุรักษ์พลังงานรูปแบบ Strategic Conservation

จากเหตุผลดังกล่าวโครงการอนุรักษ์พลังงานที่มีผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจึงควรได้รับการประเมินคุณค่าเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาดำเนินมาตรการตามการอนุรักษ์พลังงานต่อไป

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสร้างแบบจำลองลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแบ่งตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าโดยนำข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าจริงของประเทศไทยในเขตภูมิภาคมาใช้ประกอบการสร้างแบบจำลอง ซึ่งสามารถจำลองได้ดังสมการ 6.3 ถึง 6.5

$$L_{i,t} = \sum_{p=1}^N L_{i,p} \quad (6.3)$$

$$R_{i,p} = \frac{L_{i,p}}{L_{i,t}} \quad (6.4)$$

$$L_{i,p(\text{mod})} = L_{i,\text{Total}} \times R_{i,p} \quad (6.5)$$

โดยที่

i คือ ชั่วโมงที่พิจารณา

p คือ ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

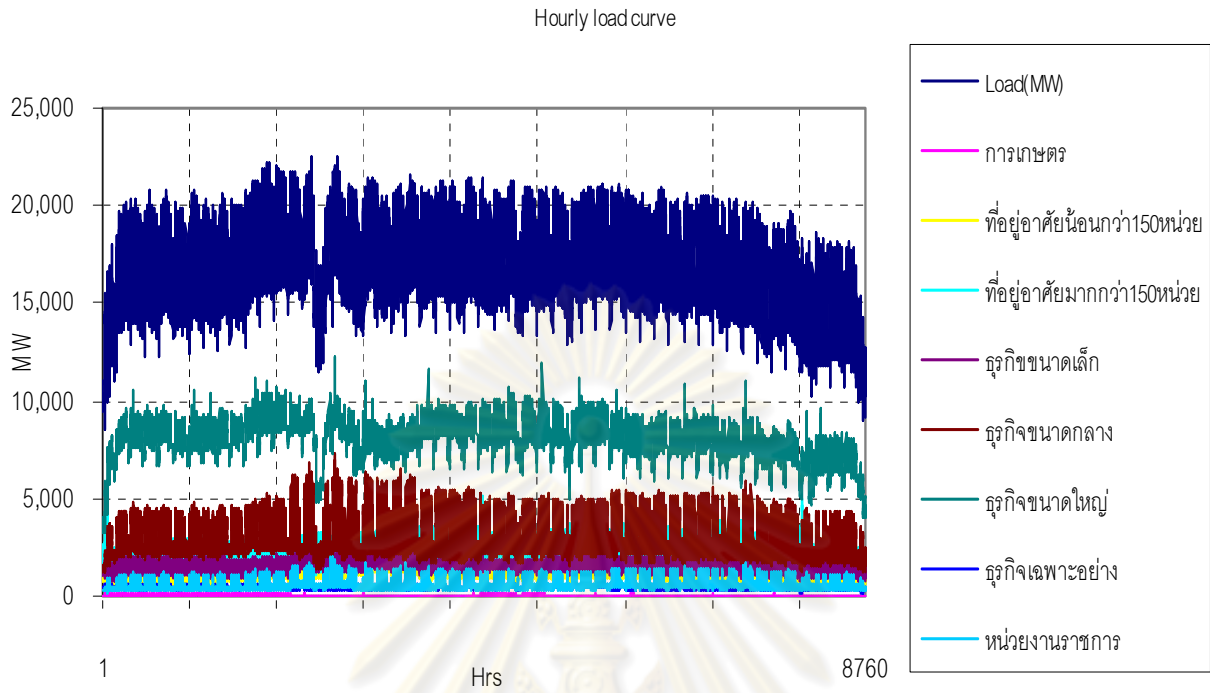
$L_{i,p}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้า ชั่วโมงที่ i ประเภทที่ p (MW)

$L_{i,t}$ คือ ผลรวมของความต้องการผู้ใช้ไฟฟ้า ชั่วโมงที่ i

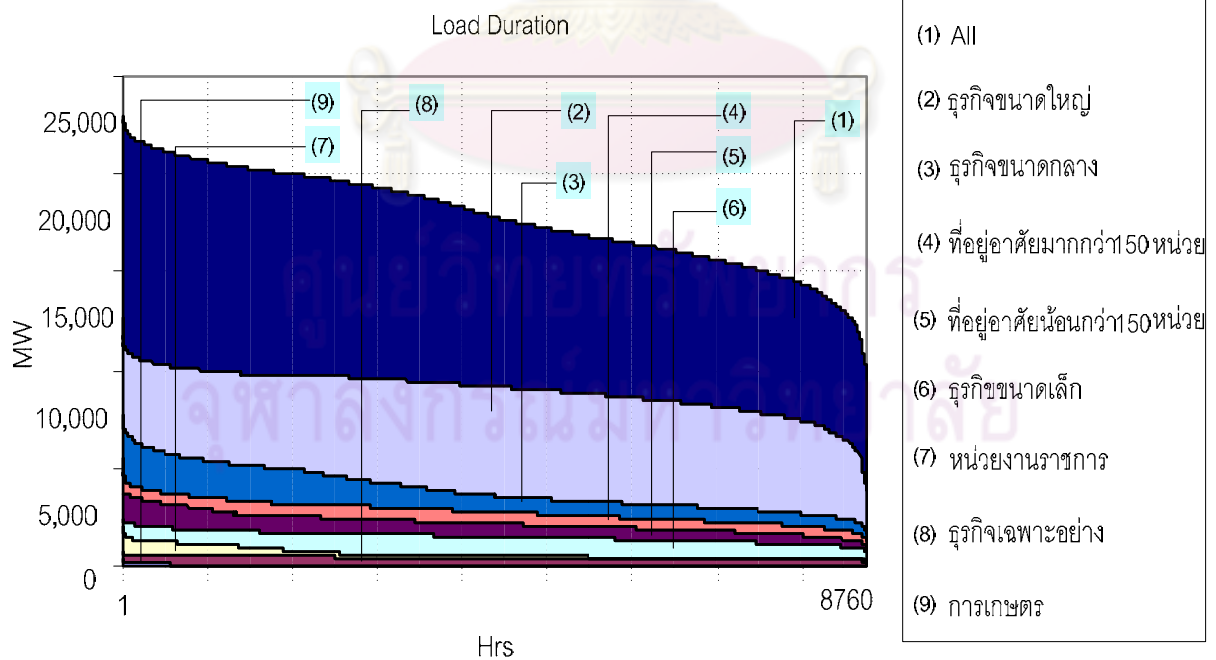
$R_{i,p}$ คือ อัตราส่วนระหว่าง ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อ ผลรวมของความต้องการ ชั่วโมงที่ i

$L_{i,\text{Total}}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศชั่วโมงที่ i

จากผลการจำลองดังสมการ 6.3 ถึง 6.5 เราสามารถสร้างแบบจำลองลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทได้ดังรูปที่ 6.2 และเส้นโค้งแสดงช่วงระยะเวลาของโหลดดังรูปที่ 6.3



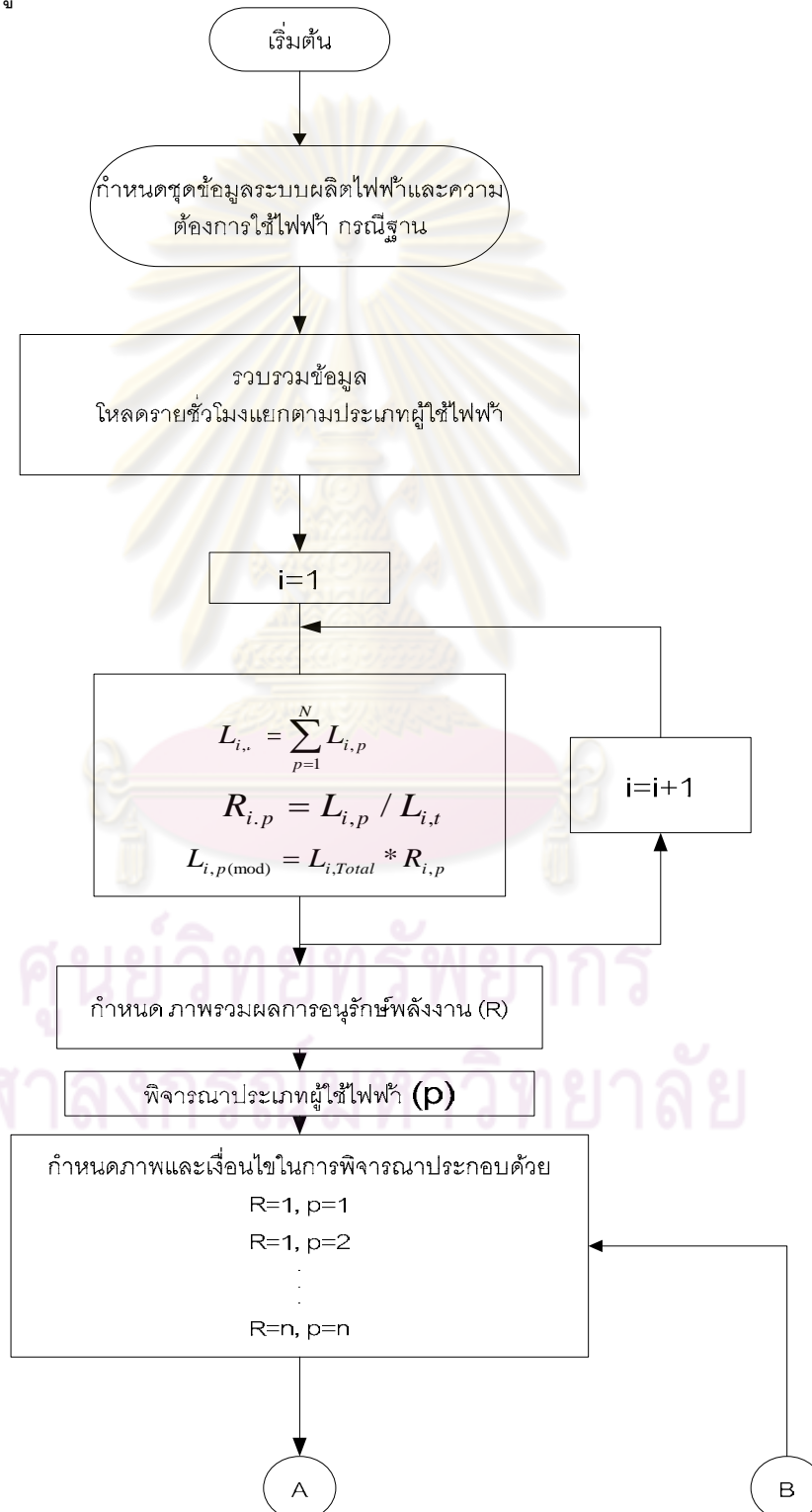
รูปที่ 6.2 แบบจำลองลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภท

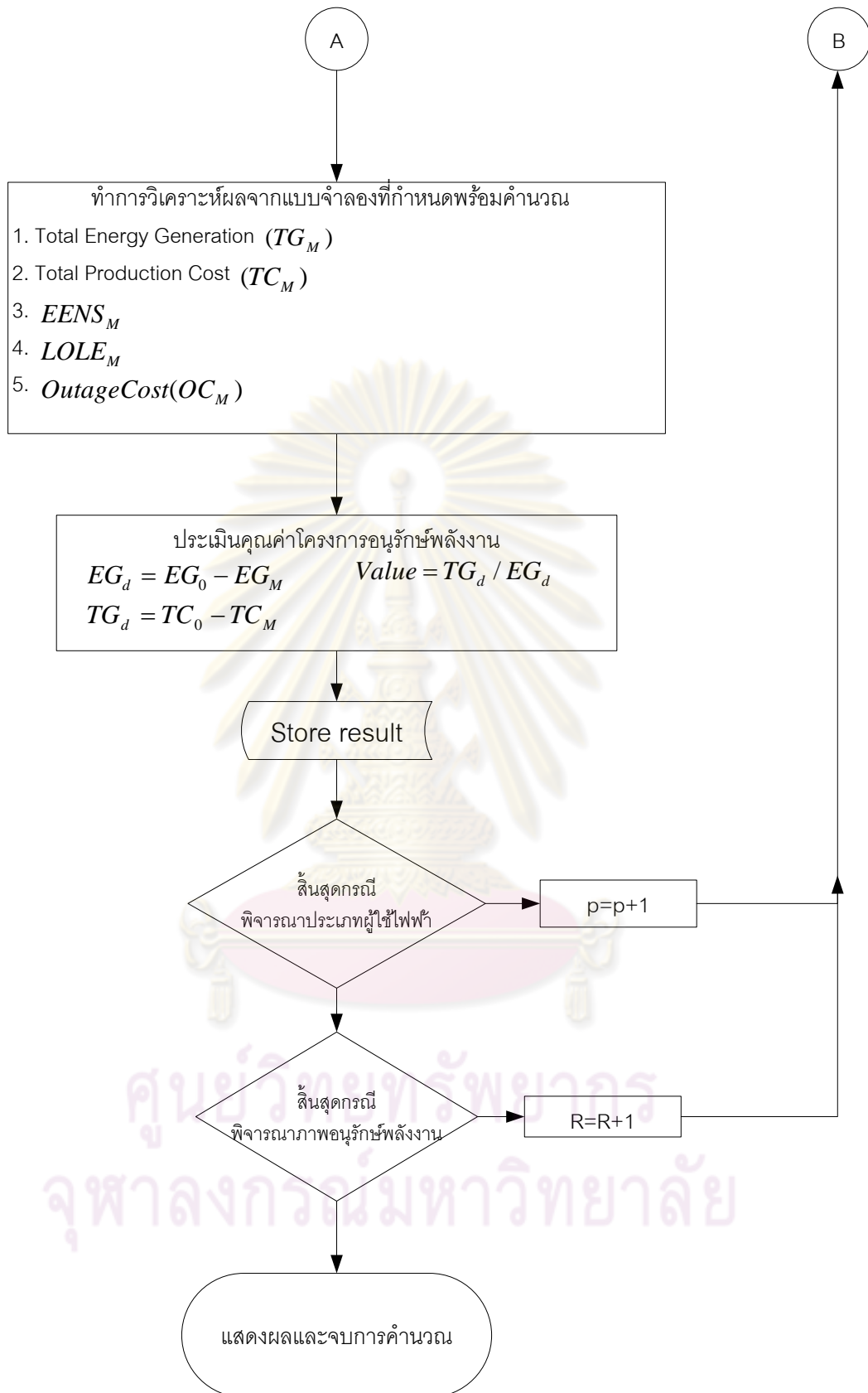


รูปที่ 6.3 เส้นโค้งแสดงช่วงระยะเวลาของโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

6.1.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน

ในการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานนั้นเราจะใช้ระบบผลิตไฟฟ้าที่ดัดแปลงของประเทศไทยและข้อมูลโหลดจริงของประเทศไทยในปัจจุบันเป็นกรณีฐาน (Base case) ซึ่งขั้นตอนในการวิเคราะห์คุณค่าคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานสามารถแสดงเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 6.4





รูปที่ 6.4 แผนภาพขั้นตอนการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน

จากแผนภาพขั้นตอนในรูปที่ 6.4 สามารถสรุปได้ดังนี้

- 1) พิจารณาระบบทดสอบที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
- 2) รวบรวมข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟ
- 3) พิจารณาชั่วโมงที่ i ทำการใส่โหลดรายชั่วโมงตามวันที่มีของข้อมูลของปีที่พิจารณาในแต่ละชนิดของโหลด
- 4) รวมโหลดรายชั่วโมงของผู้ใช้แต่ละประเภท และสร้างแบบจำลองโหลดรวมแต่ละประเภท
- 5) กำหนดให้โครงการอนุรักษ์พลังงานพร้อมทั้งระบุศักยภาพที่คาดว่าจะเกิดขึ้น เช่น ลดพลังงานได้ 1 %, 2 %, 3 % เป็นต้น โดยพิจารณาแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (p)
- 6) ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลของแบบจำลองความต้องการผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทมาคำนวณหาค่าดัชนี LOLE, EENS, ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า, พลังงานที่ผลิตได้ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและมูลค่าความเสียหายในแต่ละผู้ใช้ไฟฟ้า
- 7) ค่าที่ทำการคำนวณนำมาเปรียบเทียบกับกรณีฐาน
- 8) ครอบคลุมการพิจารณาประเภทผู้ใช้ไฟทุกประเภทแล้วจึงกลับไปคำนวณใหม่พร้อมทั้งพิจารณาศักยภาพของการอนุรักษ์พลังงานที่กำหนดไว้ต่อไป
- 9) ครอบคลุมการพิจารณาศักยภาพของการอนุรักษ์พลังงานตามที่กำหนดทำการเก็บผลการคำนวณ

6.2 สรุป

ในบทนี้ได้กล่าวถึงแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานและยังได้กล่าวถึงแนวคิดในการสร้างแบบจำลองผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเพื่อใช้ประกอบการคำนวณ ทั้งนี้เนื้อหาในบทนี้ได้นำเสนอวิธีการประเมินผลของโครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าที่มีต่อ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าวิธีการดังกล่าวจะสามารถนำไปประยุกต์ใช้เพื่อกำหนดนโยบายและยุทธศาสตร์พลังงานของไทยต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 7

ผลการทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอโดยผลการทดสอบระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบจริงของประเทศ โดยจะเป็นการนำเสนอ ดังนี้หัวข้อ 1) ผลการคำนวณหากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสม 2) เกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด 3) คุณค่าของโรงไฟฟ้าไทยและการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และ 4) การคำนวณหาคุณค่าและค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน

7.1 ระบบทดสอบ

ระบบไฟฟ้านำมาเป็นตัวอย่างในการทดสอบ คือระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย [15, 16] ปีพ.ศ. 2551 ดังแสดงรายละเอียดไว้ใน ภาคผนวก ค. ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 191 เครื่องโดยสามารถแยกประเภทได้ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจำนวน 23 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 8,586.7 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวมจำนวน 49 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 15,081.9 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สจำนวน 13 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 49 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 10.74 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 380 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,476.9 MW

ระบบทดสอบดังกล่าวมีกำลังติดตั้งรวมทั้งสิ้น 30,508 MW โดยมีรายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงไว้ในภาคผนวก ค. ส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีค่า 22,500 MW ส่วนข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากำหนดให้มีค่าตามมาตรฐานของ NERC ปี พ.ศ. 2547-2551 [17]

ในส่วนของค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ตารางค่าใช้จ่ายของเดือนสิงหาคม 2552 [18] ดังแสดงไว้ใน ภาคผนวก ง. รวมถึงค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะใช้ที่ 60.34 บาท/kWh [26]

7.2 ผลการทดสอบเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง

ในหัวข้อนี้เป็นการนำเสนอผลการประเมินเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเปรียบเทียบระหว่างวิธี Deterministic และ Probabilistic โดยกำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีการเพิ่มขึ้นจากปีฐานเป็นปริมาณร้อยละ 5, 10... 50, 75, และ 100 สำหรับการกำหนดชนิดและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าไปในระบบนั้นเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเชื้อเพลิงถ่านหินขนาด 250,500 และ 800 MW ส่วนการกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE นั้นจะวิเคราะห์ที่ค่า 0.1, 1, และ 2 วัน/ปี

จากขั้นตอนการทดสอบตามที่แสดงในบทที่ 4 หัวข้อ 4.1.1 เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสร้างแบบจำลองตามระเบียบวิธีในบทที่ 2 และ 3 ทำการคำนวณหาค่าดัชนี LOLE, EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆนั้นแสดงผลดังแสดงในตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 ตารางแสดงการคำนวณหาค่าดัชนี LOLE, EENS และค่าใช้จ่ายในกรณีฐาน

| กำลังผลิตสำรอง (%) | LOLE (วัน/ปี) | EENS (MWh) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | |
|-------------------------|------------------------------------|---|---|------------------------------------|
| 35.59 | 0.000008 | 0.013375 | 807.07 | |
| พลังงานที่ผลิตได้ (GWh) | ค่าเชื้อเพลิงที่ต้องจ่าย (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายในการทำงานและบำรุงรักษาแบบคงที่ (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายในการทำงานและบำรุงรักษาแบบคงที่ (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) |
| 137,890.20 | 222,518.97 | 9,354.73 | 1,807.74 | 233,681.44 |

จากตารางจะเห็นได้ว่าระบบทดสอบนี้ยังคงสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้โดยสังเกตจากที่ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE นั้นมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ค่อนข้างมากอีกทั้งมีค่ากำลังการผลิตสำรองอยู่ที่ร้อยละ 35.59 ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์แบบ Deterministic Method ที่ประเทศไทยกำหนดไว้ร้อยละ 15

ในทำนองเดียวกันหากใช้วิธีแบบ Deterministic และกำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นอีกเป็นปริมาณร้อยละ 5, 10... 50, 75, และ 100 ของปีฐานผลที่ได้นำเสนอไว้ในตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ตารางแสดงกำลังผลิตสำรองตามวิธี Deterministic

| การเพิ่มขึ้น (%) | ความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW) | กำลังผลิตสำรอง (%) | ระบบผลิตไฟฟ้า (MW) |
|------------------|---------------------------|--------------------|---------------------|
| 0 % | 22,500 | 35.59 | 30,508.00 |
| 5 % | 23,624 | 29.14 | 30,508.00 |
| 10 % | 24,749 | 23.27 | 30,508.00 |
| 15 % | 25,873 | 17.91 | 30,508.00 |
| 20 % | 26,998 | 15.00 | 31,047.70 |
| 30 % | 29,247 | 15.00 | 33,634.05 |
| 35 % | 30,371 | 15.00 | 34,926.65 |
| 40 % | 31,496 | 15.00 | 36,220.40 |
| 50 % | 33,745 | 15.00 | 38,806.75 |
| 75 % | 39,367 | 15.00 | 45,272.05 |
| 100 % | 44,989 | 15.00 | 51,737.35 |

จากตารางที่ 7.2 จะเห็นได้ว่าถ้าความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 20 % จากพื้นฐานแล้วจะต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อรักษาระดับกำลังผลิตสำรองขั้นต่ำที่ร้อยละ 15 จากผลดังกล่าวจะนำมาเปรียบเทียบกับวิธีการทางความน่าจะเป็นดังต่อไปนี้

การกำหนดกำลังการผลิตสำรองตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็นนั้นจะทำการทดสอบกับระบบตัวอย่างโดยกำหนดให้ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นในอัตราเดียวกันกับระบบทดสอบตามวิธีแบบ Deterministic และกำหนดเกณฑ์ค่า LOLE ไว้ที่ 0.1, 1, และ 2 วัน/ปี สำหรับการกำหนดชนิดและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าไปในระบบนั้นเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเชื้อเพลิงถ่านหินขนาด 250 MW ผลการทดสอบได้นำเสนอไว้ดังตารางที่ 7.3 ถึง 7.5

จากตารางที่ 7.3 ถึง 7.5 สามารถนำผลของกำลังการผลิตสำรองมาหาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นที่เพิ่มจากพื้นฐานได้ดังรูปที่ 7.1 โดยดังรูปจะพิจารณาการกำหนดชนิดและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าไปในระบบนั้นเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเชื้อเพลิงถ่านหินขนาด 250,500 และ 800 MW

ตารางที่ 7.5 กำลังผลิตสำรองตามหลักการความน่าจะเป็นตามเกณฑ์ LOLE ที่ 0.1 วัน/ปี

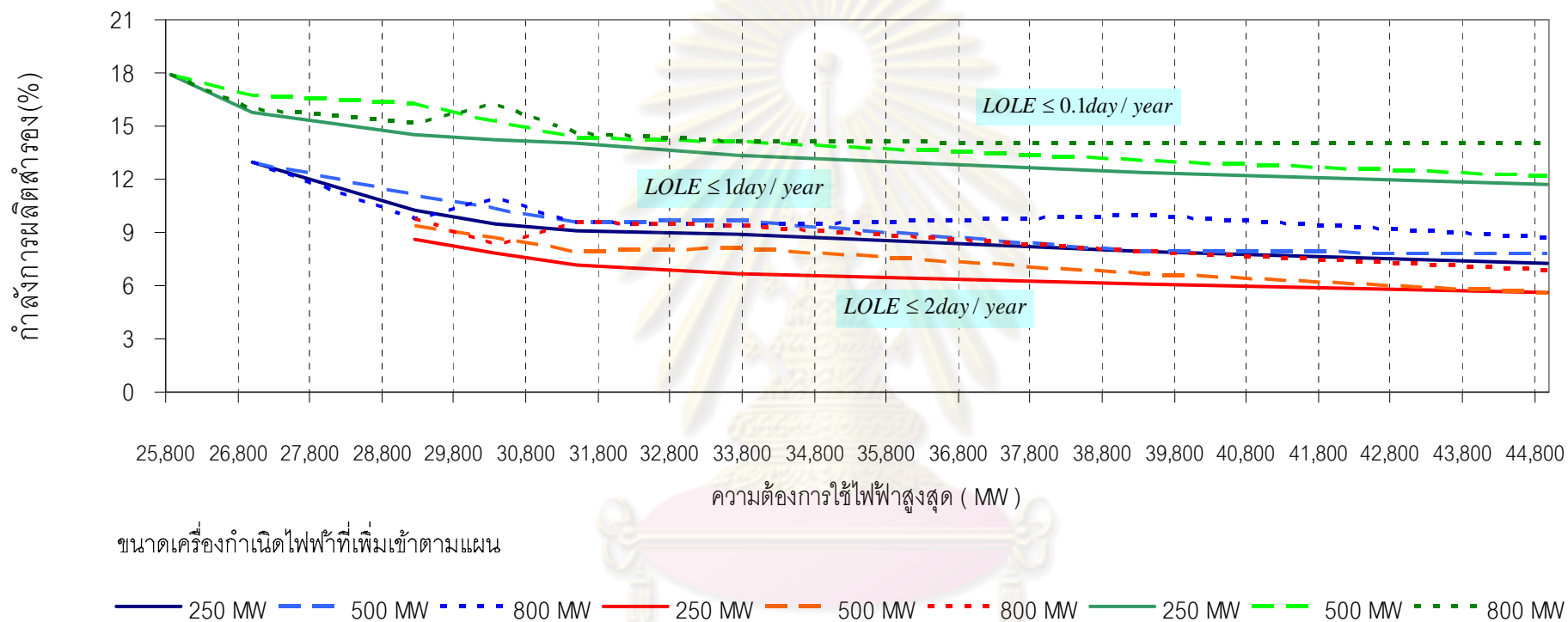
| การเพิ่ม ความ ต้องการใช้ สูงสุด (%) | ความต้องการ พลังงาน (GWh) | กำลัง ผลิต สำรอง (%) | LOLE (day/yr) | EENS (MWh) | กำลังการผลิตที่ ต้องเพิ่ม | | ค่าใช้จ่ายในการ ก่อสร้างโรงไฟฟ้า เพิ่ม (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจาก ไฟฟ้า ดับ (ล้านบาท) |
|--|---------------------------------|-------------------------------|------------------|----------------|------------------------------|-------|--|---|----------------------------|--|
| | | | | | ขนาด (MW) | จำนวน | | | | |
| 15 % | 160,098.6 | 17.91 | 0.04 | 210.0 | 250.00 | 0 | 0 | 284,946.3 | 0.28 | 12.67 |
| 20 % | 167,513.9 | 15.77 | 0.09 | 509.7 | 250.00 | 3 | 31,500 | 301,637.8 | 0.33 | 30.76 |
| 25 % | 174,917.8 | 15.58 | 0.07 | 412.0 | 250.00 | 8 | 84,000 | 316,145.8 | 0.40 | 24.86 |
| 30 % | 182,319.3 | 14.56 | 0.10 | 580.8 | 250.00 | 12 | 126,000 | 331,753.2 | 0.46 | 35.04 |
| 40 % | 197,132.8 | 14.31 | 0.07 | 405.0 | 250.00 | 22 | 231,000 | 361,216.8 | 0.59 | 24.44 |
| 50 % | 211,950.9 | 13.36 | 0.09 | 487.8 | 250.00 | 31 | 325,500 | 391,742.7 | 0.72 | 29.43 |
| 75 % | 248,982.7 | 12.40 | 0.09 | 391.8 | 250.00 | 55 | 577,500 | 468,202.8 | 1.05 | 23.64 |
| 100 % | 286,014.6 | 11.68 | 0.08 | 330.0 | 250.00 | 79 | 829,500 | 546,310.0 | 1.38 | 19.91 |

ตารางที่ 7.3 กำลังผลิตสำรองตามหลักการความน่าจะเป็นตามเกณฑ์ LOLE ที่ 1 วัน/ปี

| การเพิ่มความ ต้องการใช้ สูงสุด (%) | ความต้องการ พลังงาน (GWh) | กำลัง ผลิต สำรอง (%) | LOLE (วัน/ปี) | EENS (MWh) | กำลังการผลิตที่ ต้องเพิ่ม | | ค่าใช้จ่ายในการ ก่อสร้างโรงไฟฟ้า เพิ่ม (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจาก ไฟฟ้า ดับ (ล้านบาท) |
|--|---------------------------------|-------------------------------|------------------|----------------|------------------------------|-------|--|---|----------------------------|--|
| | | | | | ขนาด (MW) | จำนวน | | | | |
| 20 % | 167,512.1 | 12.99 | 0.3 | 2,338.7 | 250 | 0 | 0 | 305,652.9 | 0.31 | 141.11 |
| 30 % | 174,910.6 | 10.28 | 0.7 | 6,218.6 | 250 | 7 | 73,500 | 324,259.0 | 0.40 | 375.23 |
| 40 % | 197,126.7 | 9.55 | 0.7 | 6,507.3 | 250 | 16 | 168,000 | 367,707.6 | 0.54 | 392.65 |
| 50 % | 211,944.4 | 8.91 | 0.8 | 7,039.4 | 250 | 25 | 262,500 | 397,577.2 | 0.66 | 424.76 |
| 75 % | 248,975.8 | 7.96 | 0.8 | 7,274.3 | 250 | 48 | 504,000 | 472,443.8 | 0.98 | 438.93 |
| 100 % | 286,007.1 | 7.24 | 0.9 | 7,868.5 | 250 | 71 | 745,500 | 548,707.7 | 1.29 | 474.79 |

ตารางที่ 7.4 กำลังผลิตสำรองตามหลักการความน่าจะเป็นตามเกณฑ์ LOLE ที่ 2 วัน/ปี

| การเพิ่มความ ต้องการใช้ สูงสุด (%) | ความต้องการ พลังงาน (GWh) | กำลัง ผลิต สำรอง (%) | LOLE (day/yr) | EENS (MWh) | กำลังการผลิตที่ ต้องเพิ่ม | | ค่าใช้จ่ายในการ ก่อสร้างโรงไฟฟ้า เพิ่ม (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจาก ไฟฟ้า ดับ (ล้านบาท) |
|--|---------------------------------|-------------------------------|------------------|----------------|------------------------------|-------|--|---|----------------------------|--|
| | | | | | ขนาด (MW) | จำนวน | | | | |
| 30 % | 182,305.2 | 8.57 | 1.43 | 14,751.1 | 250 | 5 | 52,500 | 341,318.8 | 0.39 | 890.08 |
| 40 % | 197,111.0 | 7.17 | 1.97 | 22,231.9 | 250 | 13 | 136,500 | 372,129.9 | 0.51 | 1341.47 |
| 50 % | 211,928.5 | 6.69 | 1.97 | 22,886.5 | 250 | 22 | 231,000 | 401,591.1 | 0.63 | 1380.97 |
| 75 % | 248,961.5 | 6.05 | 1.81 | 21,543.9 | 250 | 45 | 472,500 | 475,596.8 | 0.95 | 1299.96 |
| 100 % | 285,993.3 | 5.57 | 1.74 | 21,617.2 | 250 | 68 | 714,000 | 550,936.1 | 1.26 | 1304.38 |



รูปที่ 7.1 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้น

วิเคราะห์ผลการทดสอบ

- 1) เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบผลของตารางที่ 7.2 ซึ่งและตารางที่ 7.3 - 7.5 แล้วจะพบว่าเมื่อใช้หลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในอนาคตสู่ค่าประมาณ 30,000 MW จะพบว่าการกำลังผลิตสำรองที่ต้องการจะอยู่ที่ประมาณร้อยละ 9 ในขณะที่เกณฑ์วิธีการแบบ Deterministic นั้นใช้เกณฑ์กำลังการผลิตสำรองขั้นต่ำที่ร้อยละ 15 หมายความว่าต้องมีการลงทุนในอนาคตตามแนวทางที่ประเทศไทยใช้ในปัจจุบันมีค่าสูงกว่าที่ควร
- 2) จากรูปที่ 7.1 ได้นำเสนอตัวอย่างการกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE ที่ 0.1, 1 และ 2 วัน/ปี เพื่อแสดงให้เห็นถึงทางเลือกในการใช้เกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมกับผู้เลือก เช่น การใช้เกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE 0.1 วัน/ปี ตามที่นิยมใช้กันในประเทศแถบยุโรป หากความต้องการเพิ่มขึ้นในอนาคตที่ประมาณ 30,000 MW จะเห็นได้ว่าการกำลังผลิตสำรองจะใช้อยู่ที่ประมาณร้อยละ 14 -17 ในขณะที่หากประเทศไทยใช้เกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE 2 วัน/ปี กำลังผลิตสำรองจะใช้อยู่ที่ประมาณร้อยละ 7 - 9 เท่านั้น
- 3) จากรูปที่ 7.1 ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ก็จะแสดงให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) โดยจะแสดงเป็นช่วงของทางเลือกในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตสำรองเพื่อง่ายและความสะดวกต่อการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

7.3 ผลการทดสอบหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด

ในหัวข้อนี้จะกำหนดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย ตามการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดดังตารางที่ 7.6 ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาช่วงเวลาในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ 10 ปี หรือ 10 ช่วงเวลาดังที่แสดงแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในหัวข้อ 4.1.2

ตารางที่ 7.6 ตารางแสดงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

| ช่วงเวลา | ปี (พ.ศ.) | ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW) |
|----------|-----------|------------------------------|
| 1 | 2552 | 22,886 |
| 2 | 2553 | 23,936 |
| 3 | 2554 | 25,085 |
| 4 | 2555 | 26,572 |
| 5 | 2556 | 28188 |
| 6 | 2557 | 29,871 |
| 7 | 2558 | 31,734 |
| 8 | 2559 | 33,673 |
| 9 | 2560 | 35,668 |
| 10 | 2561 | 37,725 |

การกำหนดข้อมูลของระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยจะพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2547 และกำหนดการเพิ่มของชนิดและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าไปในระบบตามข้อมูลจริงจากปี พ.ศ. 2548 ถึง พ.ศ. 2550 และหากความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นยังคงไม่ได้เกณฑ์ LOLE ที่กำหนดจะเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดพลังความร้อนเชื้อเพลิงถ่านหินขนาด 250 MW

ยกตัวอย่าง เช่น เมื่อความต้องการไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นเพื่อให้ได้ค่า LOLE ตามเกณฑ์ที่กำหนดจึงต้องเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถ้าสมมุติให้ในปี พ.ศ. 2547 นั้นมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าตามเหตุการณ์จริงชนิดพลังความร้อนร่วมขนาด 500 MW ทำการเพิ่มเข้าไปในระบบและตรวจสอบว่าได้ค่า LOLE ตามที่กำหนดหรือไม่หากยังไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดจะพิจารณาเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีถัดไปคือปี พ.ศ. 2548 จนถึง พ.ศ. 2550 และหากความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นยังคง

ไม่ได้เกณฑ์ LOLE ที่กำหนดก็จะเลือกเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเชื้อเพลิงถ่านหินขนาด 250 MW เข้ามาแทน เป็นต้น ส่วนการกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE นั้นจะวิเคราะห์ที่ค่า 1, 2, และ 0.1 วัน/ปี

สำหรับระบบไฟฟ้าที่นำมาเป็นตัวอย่างในการทดสอบเพิ่มเติมในหัวข้อนี้ คือระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2547-2550 ดังแสดงรายละเอียดไว้ในภาคผนวก ค. ซึ่งสรุปได้ดังนี้

ปี พ.ศ. 2547 มีกำลังติดตั้งทั้งหมด 25,907 MW โดยสามารถแยกประเภทได้ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจำนวน 24 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 8,032 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 45 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 11,305 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สจำนวน 14 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 861 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9.73 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 380 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,193 MW

ปี พ.ศ.2548 มีกำลังติดตั้งทั้งหมด 26,269 MW โดยสามารถแยกประเภทได้ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจำนวน 24 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 7,990 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 38 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 11,691 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สจำนวน 13 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9.73 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW

- การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,218 MW

ปี พ.ศ.2549 มีกำลังติดตั้งทั้งหมด 26,815 MW โดยสามารถแยกประเภทได้ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจำนวน 25 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 8,623 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวมจำนวน 42 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 11,504 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สจำนวน 13 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9.73 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,316 MW

ปี พ.ศ.2550 มีกำลังติดตั้งทั้งหมด 28,285 MW โดยสามารถแยกประเภทได้ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจำนวน 26 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9,297 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวมจำนวน 39 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 12,238 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สจำนวน 13 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9.73 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,388 MW

ส่วนข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากำหนดให้มีค่าตามมาตรฐานของ NERC ปี พ.ศ. 2547-2551 [17] และค่าใช้จ่ายในการผลิตจะยังคงใช้ตามในหัวข้อ 7.2

ในหัวข้อนี้เป็นการนำเสนอผลการประเมินเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเปรียบเทียบระหว่างการทดสอบเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดโดยเปรียบเทียบกับการเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาค่าความต้องการสูงสุดตามที่พยากรณ์ไว้ ส่วนการกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE นั้นจะวิเคราะห์ที่ค่า 0.1, 1, และ 2 วัน/ปี

ตามขั้นตอนการทดสอบตามที่แสดงในบทที่ 4 หัวข้อ 4.1.2 เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสร้างแบบจำลองตามระเบียบวิธีในบทที่ 2 และ 3 ทำการคำนวณหาค่าดัชนี LOLE, EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆนั้นได้นำเสนอไว้ดังตาราง ตารางที่ 7.7 ถึง 7.12

จากตารางที่ 7.7 ถึง 7.12 สามารถนำผลของกำลังการผลิตสำรองผลการทดสอบหาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นในอนาคต (MW) โดยเปรียบเทียบกันระหว่างพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดและพิจารณาค่าความต้องการสูงสุดตามที่พยากรณ์ดังรูปที่ 7.2 ถึง 7.4



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 7.9 กำลังผลิตสำรองเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนี LOLE ที่ 0.1 วัน/ปี

| %ความต้องการใช้สูงสุดที่เพิ่มขึ้น | กำลังผลิตสำรอง (%) | LOLE (day/yr) | EENS (MWh) | เพิ่มโรงไฟฟ้า | | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ล้านบาท) |
|-----------------------------------|--------------------|---------------|-------------|---------------|-------|--|
| | | | | ขนาด (MW) | จำนวน | |
| 2552 | 23.59 | 0.008 | 32.22 | - | - | 1.94 |
| 2553 | 18.17 | 0.070 | 422.07 | - | - | 25.47 |
| 2554 | 21.62 | 0.008 | 31.32 | - | - | 1.89 |
| 2555 | 15.75 | 0.094 | 574.21 | 250 | 1 | 34.65 |
| 2556 | 15.33 | 0.082 | 475.85 | 250 | 8 | 28.71 |
| 2557 | 14.69 | 0.083 | 466.61 | 250 | 15 | 28.16 |
| 2558 | 14.26 | 0.074 | 401.26 | 250 | 23 | 24.21 |
| 2559 | 13.62 | 0.079 | 417.85 | 250 | 31 | 25.21 |
| 2560 | 12.87 | 0.092 | 489.86 | 250 | 39 | 29.56 |
| 2561 | 12.68 | 0.088 | 414.46 | 250 | 48 | 25.01 |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 7.7 กำลังผลิตสำรองเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนี LOLE ที่ 1 วัน/ปี

| %ความต้องการใช้สูงสุดที่เพิ่มขึ้น | กำลังผลิตสำรอง (%) | LOLE (day/yr) | EENS (MWh) | เพิ่มโรงไฟฟ้า | | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ล้านบาท) |
|-----------------------------------|--------------------|---------------|-------------|---------------|-------|--|
| | | | | ขนาด (MW) | จำนวน | |
| 2552 | 13.20 | 0.389 | 2,890.05 | - | - | 174.39 |
| 2553 | 12.03 | 0.791 | 6,575.89 | - | - | 396.79 |
| 2554 | 12.76 | 0.561 | 4,828.32 | - | - | 291.34 |
| 2555 | 14.81 | 0.145 | 967.94 | - | - | 58.41 |
| 2556 | 10.00 | 0.910 | 8,529.90 | 250 | 2 | 514.69 |
| 2557 | 9.66 | 0.841 | 7,798.63 | 250 | 9 | 470.57 |
| 2558 | 9.53 | 0.713 | 6,398.63 | 250 | 14 | 386.09 |
| 2559 | 8.42 | 0.964 | 9,282.35 | 250 | 24 | 560.10 |
| 2560 | 8.66 | 0.739 | 6,649.01 | 250 | 33 | 401.20 |
| 2561 | 8.04 | 0.875 | 7,984.10 | 250 | 41 | 481.76 |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 7.8 กำลังผลิตสำรองเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนี LOLE ที่ 2 วัน/ปี

| %ความต้องการใช้สูงสุดที่เพิ่มขึ้น | กำลังผลิตสำรอง (%) | LOLE (day/yr) | EENS (MWh) | เพิ่มโรงไฟฟ้า | | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ล้านบาท) |
|-----------------------------------|--------------------|---------------|-------------|---------------|-------|--|
| | | | | ขนาด (MW) | จำนวน | |
| 2552 | 13.20 | 0.389 | 2,890.05 | - | - | 174.39 |
| 2553 | 9.75 | 1.358 | 12,552.79 | - | - | 757.44 |
| 2554 | 12.76 | 0.561 | 4,828.32 | - | - | 291.34 |
| 2555 | 14.81 | 0.145 | 967.94 | - | - | 58.41 |
| 2556 | 8.23 | 1.876 | 20,235.97 | - | - | 1221.04 |
| 2557 | 7.99 | 1.686 | 18,117.59 | 250 | 7 | 1093.22 |
| 2558 | 7.17 | 1.929 | 21,788.80 | 250 | 14 | 1314.74 |
| 2559 | 6.93 | 1.795 | 20,298.92 | 250 | 22 | 1224.84 |
| 2560 | 6.56 | 1.814 | 21,000.12 | 250 | 30 | 1267.15 |
| 2561 | 6.05 | 1.998 | 24,015.68 | 250 | 38 | 1449.11 |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 7.12 กำลังผลิตสำรองเมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนี LOLE ที่ 0.1 วัน/ปี

| %ความต้องการใช้สูงสุดที่เพิ่มขึ้น | กำลังผลิตสำรอง (%) | LOLE (day/yr) | เพิ่มโรงไฟฟ้า | | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ล้านบาท) |
|-----------------------------------|--------------------|---------------|---------------|-------|---|
| | | | ขนาด (MW) | จำนวน | |
| 2552 | 14.78 | 0.080 | - | - | 85.38 |
| 2553 | 18.17 | 0.047 | - | - | 25.47 |
| 2554 | 26.99 | 0.007 | - | - | 1.89 |
| 2555 | 15.75 | 0.073 | 250 | 1 | 34.65 |
| 2556 | 17.99 | 0.097 | 250 | 11 | 5.67 |
| 2557 | 18.03 | 0.077 | 250 | 19 | 3.31 |
| 2558 | 17.41 | 0.093 | 250 | 27 | 2.94 |
| 2559 | 12.13 | 0.097 | 250 | 29 | 64.96 |
| 2560 | 1.65 | 0.094 | 250 | 23 | 12888.88 |
| 2561 | 1.41 | 0.084 | 250 | 31 | 13347.99 |

ศูนย์วิจัยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 7.10 กำลังผลิตสำรองเมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนี LOLE ที่ 1 วัน/ปี

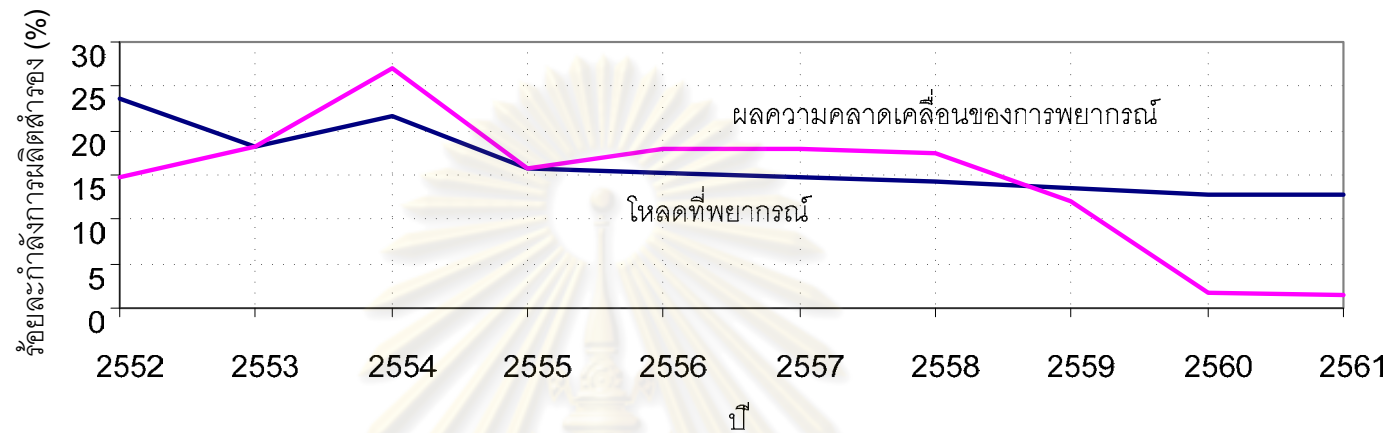
| %ความต้องการใช้สูงสุดที่เพิ่มขึ้น | กำลังผลิตสำรอง (%) | LOLE (day/yr) | เพิ่มโรงไฟฟ้า | | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ล้านบาท) |
|-----------------------------------|--------------------|---------------|---------------|-------|---|
| | | | ขนาด (MW) | จำนวน | |
| 2552 | 13.20 | 0.389 | - | - | 85.38 |
| 2553 | 9.75 | 0.791 | - | - | 25.47 |
| 2554 | 12.76 | 0.378 | - | - | 1.89 |
| 2555 | 19.88 | 0.110 | - | - | 34.65 |
| 2556 | 11.78 | 0.951 | 250 | 4 | 5.67 |
| 2557 | 11.34 | 0.932 | 250 | 11 | 3.31 |
| 2558 | 11.10 | 0.999 | 250 | 19 | 2.94 |
| 2559 | 6.93 | 0.790 | 250 | 22 | 64.96 |
| 2560 | -3.25 | 0.872 | 250 | 16 | 12888.88 |
| 2561 | -3.89 | 0.904 | 250 | 23 | 13347.99 |

ศูนย์วิจัยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

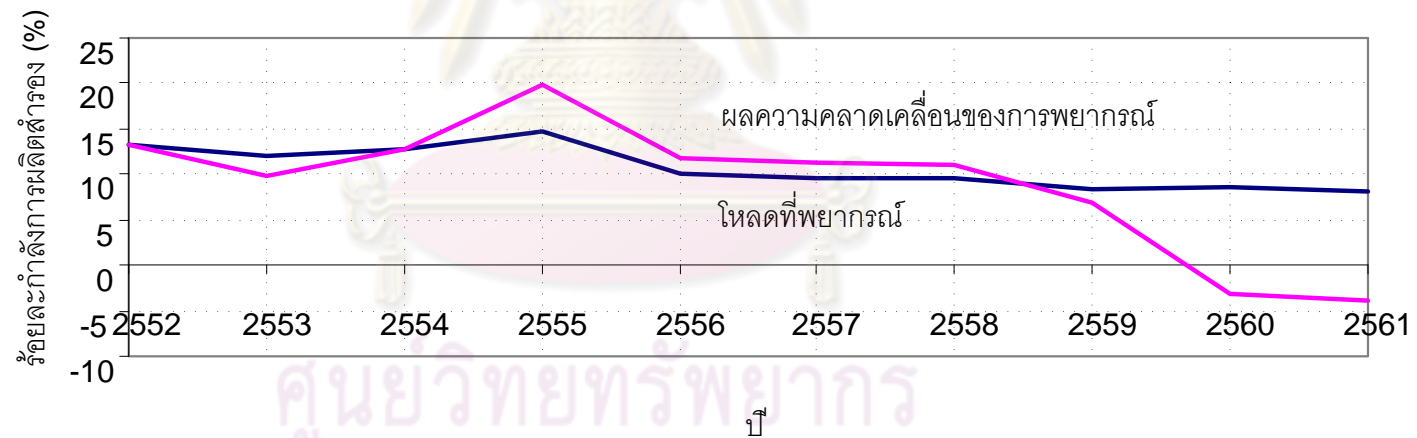
ตารางที่ 7.11 กำลังผลิตสำรองเมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนี LOLE ที่ 2 วัน/ปี

| %ความต้องการใช้สูงสุดที่เพิ่มขึ้น | กำลังผลิตสำรอง (%) | LOLE (day/yr) | เพิ่มโรงไฟฟ้า | | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ล้านบาท) |
|-----------------------------------|--------------------|---------------|---------------|-------|---|
| | | | ขนาด (MW) | จำนวน | |
| 2552 | 13.20 | 0.389 | - | - | 174.39 |
| 2553 | 8.23 | 1.324 | - | - | 1420.77 |
| 2554 | 12.76 | 0.378 | - | - | 291.34 |
| 2555 | 19.88 | 0.110 | - | - | 58.41 |
| 2556 | 10.00 | 1.708 | 250 | 2 | 514.69 |
| 2557 | 9.66 | 1.626 | 250 | 9 | 470.57 |
| 2558 | 9.53 | 1.705 | 250 | 17 | 386.09 |
| 2559 | 4.71 | 1.773 | 250 | 14 | 3653.52 |
| 2560 | -4.65 | 1.552 | 250 | 19 | 126014.67 |
| 2561 | -5.21 | 1.546 | 250 | 20 | 146193.05 |

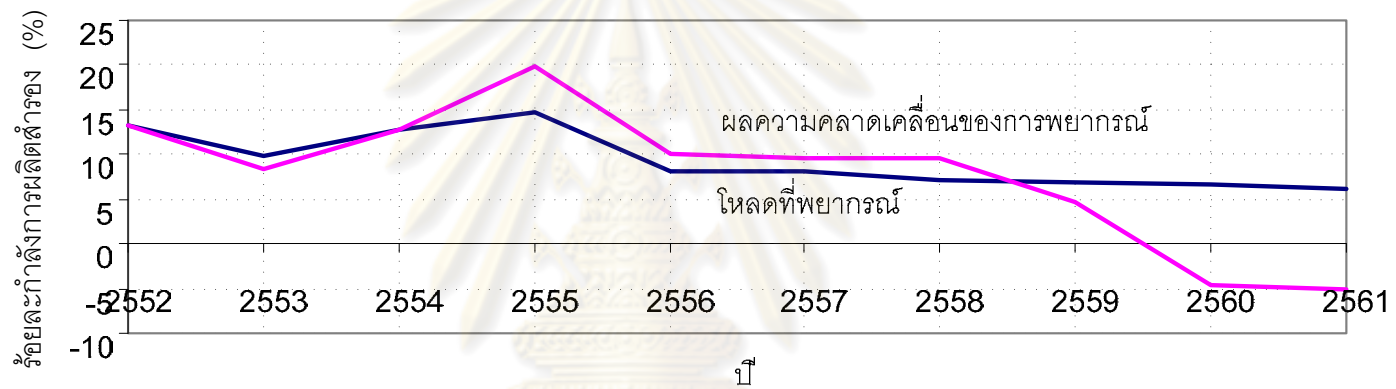
ศูนย์วิจัยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 7.2 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นที่เกณฑ์ LOLE= 0.1 วัน/ปี



รูปที่ 7.3 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นที่เกณฑ์ LOLE= 1 วัน/ปี



รูปที่ 7.4 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นที่เกณฑ์ LOLE= 2 วัน/ปี

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิเคราะห์ผลการทดสอบ

- 1) หากพิจารณารูปที่ 7.3 จะแสดงให้เห็นว่าในช่วงปี พ.ศ. 2552 มีความต้องการไฟฟ้า 22,886 MW กรณีฐานเริ่มที่ปี 2547 มีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ 25,097 MW ซึ่งในการพิจารณาคำนวณกำลังผลิตสำรองกรณี “โหลดที่พยากรณ์” และกรณี “ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลด” สามารถคำนวณค่าดัชนี LOLE = 0.389 วัน/ปี และกำลังผลิตสำรองที่ร้อยละ 13.20 เท่ากัน แต่เมื่อพิจารณาปี 2553 ที่มีความต้องการไฟฟ้า 23,936 MW ในการพิจารณาคำนวณกำลังผลิตสำรองกรณี “โหลดที่พยากรณ์” เพื่อที่จะได้เกณฑ์ดัชนีตามที่กำหนดจึงต้องเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นไปตามปี 2549 ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้า 26,815 MW สามารถคำนวณค่าดัชนี LOLE = 0.791 วัน/ปี ในขณะที่พิจารณาคำนวณกำลังผลิตสำรองกรณี “ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลด” เพื่อที่จะได้เกณฑ์ดัชนีตามที่กำหนดที่ต้องเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นไปตามปี 2548 ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้า 26,269 MW สามารถคำนวณค่าดัชนี LOLE = 0.7905 วัน/ปี จึงส่งผลให้ในปี 2553 กรณี “โหลดที่พยากรณ์” มีร้อยละกำลังผลิตสำรองมากกว่า
- 2) เมื่อพิจารณาของตารางที่ 7.7 ถึง 7.12 เราสามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นในอนาคต (MW) เมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE ที่ 0.1, 1 และ 2 วัน/ปี ดังรูปที่ 7.2 ถึง 7.4 จะพบว่าร้อยละกำลังการผลิตสำรองจะมีค่าเท่ากันในช่วงปี พ.ศ. 2552-2555 เนื่องจากว่าเมื่อความต้องการเพิ่มขึ้นตามที่พยากรณ์จนทำให้เกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE ไม่ได้ที่กำหนดจึงทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าตามความเป็นจริงในปีนั้นๆ เช่นระบบผลิตไฟฟ้าจากปี พ.ศ. 2549 ไปเป็นปี พ.ศ. 2550 ประเทศไทยทำการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า 1,479 MW ภายในปีนั้นส่งผลให้เกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดตลอดทำให้ผลของค่ากำลังการผลิตสำรองมีค่าเท่าในช่วงปี พ.ศ. 2552-2555
- 3) ปกติหากพิจารณาจากหัวข้อ 7.1 จะเห็นได้ว่าเมื่อความต้องการไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นแนวโน้มของกำลังการผลิตสำรองจะต้องลดลงเรื่อยๆ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ขึ้นและมีความเสถียรมากขึ้นแต่ในผลดังรูปที่ 7.2 ถึง 7.4 จะยังคงเห็นได้ว่ากำลังการผลิตมีขึ้นมีลงแตกต่างจากที่กล่าวไว้ข้างต้นเป็นผลมาจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าตามความเป็นจริงในปีนั้นๆ เช่นเดียวกับข้อ 1) ส่งผลให้กำลังการผลิตสำรองเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วเนื่องการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้ามากเกินไปจนเกินความจำเป็น
- 4) เมื่อพิจารณาผลเมื่อกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE ที่ 0.1, 1 และ 2 วัน/ปี โดยเปรียบเทียบกันระหว่างพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดและพิจารณาค่า

ความต้องการสูงสุดตามที่พยากรณ์ไว้ตั้งแต่ปี พ.ศ.2556-2561 จะเห็นได้ว่าในช่วงการพยากรณ์ที่ปีที่ 5-7 (ปี พ.ศ.2556-2558) จากแบบจำลองพยากรณ์โหลดแนวโน้มจะไปด้านการพยากรณ์ที่ต่ำกว่าความเป็นจริงส่งผลให้เมื่อพิจารณาการความไม่แน่นอนของการพยากรณ์เมื่อพบว่ามีพยากรณ์ต่ำกว่าความเป็นจริงในแบบจำลอง การพิจารณาความไม่แน่นอนจึงมีการเพิ่มกำลังการผลิตมากกว่าที่พยากรณ์ไว้ช่วงการพยากรณ์ที่ ปีที่ 5-7 ส่งผลให้ในช่วงปีที่ 5-7 จะต้องมีการสำรองการผลิตไว้มากกว่าที่พยากรณ์ ในขณะที่เดียวกันในช่วงการพยากรณ์ตั้งแต่ปี 7-10 (ปี พ.ศ.2559-2561) จะเห็นได้ว่ามีการพยากรณ์สูงกว่าความเป็นจริงในแบบจำลองการพิจารณา ความไม่แน่นอนจึงมีการลดกำลังการผลิตมากกว่าที่พยากรณ์ไว้ช่วงการพยากรณ์ที่ปีที่ 5-7 ส่งผลให้ในช่วงปีที่ 5-7 จะต้องมีการสำรองการผลิตไว้น้อยกว่าที่พยากรณ์

7.4 ผลการทดสอบการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย เป็นไปตามการพยากรณ์โหลดโดยจะพิจารณาที่ปี พ.ศ.2553 ซึ่งมีค่า 23,936 MW และพิจารณาถึงการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

ในหัวข้อนี้จะพิจารณารวิเคราะห์คุณค่าการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านจะเน้นที่การซื้อไฟฟ้าจากลาวเป็นหลักซึ่งจะพิจารณาการซื้อเป็นหน่วยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอันประกอบด้วย 100, 200 และ 300 MW รวมถึงพิจารณาการซื้อไฟฟ้าจากลาวเพื่อที่จะนำไปจ่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงโหลดสูงสุด (peak load), โหลดกลาง (intermediate) และโหลดฐาน (base load) ว่าการตกลงราคาไฟฟ้าในขนาดเท่าไร ไร่จ่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ช่วงเวลาไหนเป็นราคาที่คุ้มค่าสุด

จากขั้นตอนการทดสอบตามที่แสดงในบทที่ 5 หัวข้อ 5.1 เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสร้างแบบจำลองตามระเบียบวิธีในบทที่ 2 และ 3 ทำการคำนวณหาค่าดัชนี LOLE, EENS และค่าใช้จ่ายต่าง ๆ นั้นมีผลดังแสดงในตารางที่ 7.13

ตารางที่ 7.13 แสดงผลการทดสอบในกรณีฐาน

| พลังงานที่ผลิตได้ (MW) | LOLE (วัน/ปี) | EENS (MWh) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) |
|------------------------|---------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| 147,348,688.84 | 0.00050 | 1.31171 | 252,369.21 | 79,148.65 |

การวิเคราะห์คุณค่าการซื้อไฟฟ้าจากลาวจะทำการทดสอบกับระบบตัวอย่างโดยกำหนดการซื้อไฟฟ้าจากลาวเพื่อที่จะนำไปจ่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงโหลดสูงสุด , โหลดกลาง และ โหลดฐาน ดังตารางที่ 7.14 ถึง 7.16

จากตารางที่ 7.14 ถึง 7.16 สามารถนำผลของการทดสอบมาหาความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของการลงทุนในการจัดหาไฟฟ้าต่อหน่วยกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับการจ่ายโหลดในช่วงโหลดสูงสุด, โหลดกลาง และ โหลดฐานได้ดังรูปที่ 7.5

ตารางที่ 7.14 ผลการคำนวณคุณค่าของการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนเพื่อจะนำไปจ่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงโหลดฐาน

| ขนาดกำลังผลิต MW | พลังงานที่ผลิตได้ (MWh) | LOLE (วัน/ปี) | EENS (MWh) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | คุณค่า (บาท/kWh) |
|---------------------|-----------------------------|------------------|----------------|--|--|---------------------|
| 100 | 844,639.20 | 0.00039 | 0.97488 | 1,864.67 | 58,824.31 | 2.208 |
| 200 | 1,689,278.40 | 0.00030 | 0.72550 | 3,720.96 | 43,776.55 | 2.203 |
| 300 | 2,533,917.60 | 0.00023 | 0.54148 | 5,569.05 | 32,673.07 | 2.198 |

ตารางที่ 7.15 ผลการคำนวณคุณค่าของการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนเพื่อจะนำไปจ่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงโหลดกลาง

| ขนาดกำลังผลิต MW | พลังงานที่ผลิตได้ (MWh) | LOLE (วัน/ปี) | EENS (MWh) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | คุณค่า (บาท/kWh) |
|---------------------|-----------------------------|------------------|----------------|--|--|---------------------|
| 100 | 788,114.30 | 0.00039 | 0.97488 | 1,748.75 | 58,824.31 | 2.219 |
| 200 | 1,571,867.26 | 0.00030 | 0.72550 | 3,480.20 | 43,776.55 | 2.214 |
| 300 | 2,350,923.75 | 0.00023 | 0.54148 | 5,193.84 | 32,673.07 | 2.209 |

วิเคราะห์ผลการทดสอบ

- 1) จากตารางที่ 7.14 ถึง 7.16 สามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของการลงทุนในการจัดหาไฟฟ้าโดยการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านต่อขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับการจ่ายโหลดในเวลาต่างๆได้ดังรูปที่ 7.5 จากรูปจะแสดงให้เห็นถึงคุณค่าของการซื้อไฟฟ้าจากลาวซึ่งจะนำไปสู่การตกลงราคาซื้อขายไฟฟ้าในอนาคต เช่นหากพิจารณาว่าจะต้องซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านจำนวน 1,500 MW ประกอบด้วยหน่วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 250 MW จำนวน 4 เครื่อง 100 MW 2 เครื่องและ 300 MW 1 เครื่อง นั้นหมายความว่าหากจะต้องมีการทำสัญญาซื้อขายจะต้องซื้อไฟฟ้าในราคาไม่เกินประมาณ 2.19 บาท/kWh โดยรวมจึงจะคุ้มค่าในกรณีที่ซื้อไฟฟ้ามาจ่ายให้แก่ผู้ใช้ในช่วงโหลดกลาง (intermediate) และโหลดฐาน (peak load) และจะต้องทำสัญญาซื้อขายในช่วงโหลดสูง (peak load) การทำสัญญานั้นควรจะต้องไม่เกิน 2.62 บาท/kWh จึงจะเกิดความคุ้มค่าต่อประเทศชาติ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

7.5 ผลการทดสอบหลักการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอการคำนวณหาคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานโดยจะแยกพิจารณาในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าโดยคาดการณ์โครงการอนุรักษ์พลังงานนั้นมีเป้าหมายที่จะลดการใช้พลังงานได้ 1 %, 2 % และ 3 % ในแต่ละผู้ใช้ไฟฟ้า

จากขั้นตอนการทดสอบตามที่แสดงในบทที่ 6 หัวข้อ 6.1 เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสร้างแบบจำลองตามระเบียบวิธีในบทที่ 2 และ 3 ทำการคำนวณหาค่าดัชนี LOLE, EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆในแต่ละประเภทธุรกิจนั้นแสดงผลดังแสดงในภาคผนวก จ.

ตัวอย่างผลการคำนวณคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจขนาดใหญ่ที่มีเป้าหมายในการอนุรักษ์พลังงานที่ 1 % ดังแสดงในตารางที่ 7.17

ตารางที่ 7.17 ข้อมูลตัวอย่างการคำนวณ

| | LOLE (วัน/year) | EENS (MWh) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) |
|-------------------|---|----------------------------|---------------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013 | 233,681.44 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 0.000006 | 0.009 | 232,086.08 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000002 | -0.003 | 1595.35 |
| | ค่าความเสียหายเนื่องจาก ไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWh) | คุณค่า (บาท/kWh) |
| กรณีฐาน | 807.07 | 137,890.20 | 2.24 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 566.30 | 137,176.45 | |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -240.774 | 713.753 | |

จากผลการทดสอบของแต่ละผู้ใช้แต่ละประเภทดังแสดงใน ภาคผนวก จ. สามารถนำมาแสดงตารางสรุปการคำนวณหาพลังงานที่ลดลง, ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง และคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานซึ่งเป้าหมายที่จะลดการใช้พลังงานได้ 1 %, 2 % และ 3 % ในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าได้ผลแสดงดังตารางที่ 7.18 ถึง 7.20

ตารางที่ 7.18 ผลการคำนวณพลังงานที่ลดลงในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

| เป้าหมายโครงการอนุรักษ์พลังงาน | พลังงานที่ผลิตได้ที่ลดลง (GWh) | | |
|--------------------------------|--------------------------------|---------|---------|
| | 1 % | 2 % | 3 % |
| การเกษตร | 1.84 | 6.08 | 9.32 |
| ที่อยู่อาศัยน้อยกว่า150หน่วย | 118.78 | 237.77 | 353.51 |
| ที่อยู่อาศัยมากกว่า150หน่วย | 171.43 | 337.41 | 504.22 |
| ธุรกิจขนาดเล็ก | 131.83 | 268.87 | 400.74 |
| ธุรกิจขนาดกลาง | 269.31 | 534.26 | 800.62 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 713.75 | 1418.79 | 2126.89 |
| ธุรกิจเฉพาะอย่าง | 39.39 | 79.38 | 113.09 |
| หน่วยงานราชการ | 54.02 | 113.77 | 164.18 |

ตารางที่ 7.19 ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

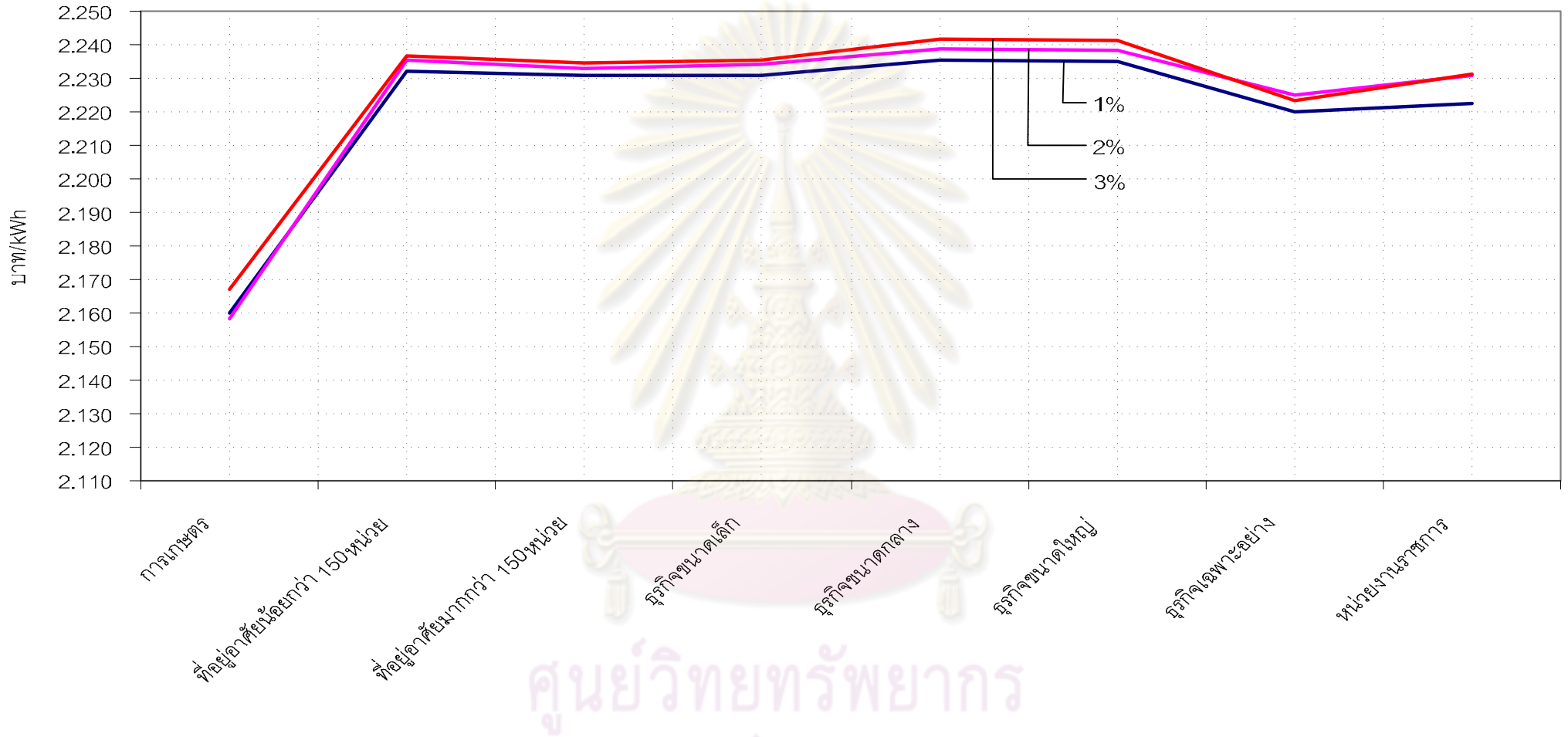
| เป้าหมายโครงการอนุรักษ์พลังงาน | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง (ล้านบาท) | | |
|--------------------------------|---|---------|---------|
| | 1 % | 2 % | 3 % |
| การเกษตร | 3.97 | 13.13 | 20.20 |
| ที่อยู่อาศัยน้อยกว่า150หน่วย | 265.12 | 531.50 | 790.71 |
| ที่อยู่อาศัยมากกว่า150หน่วย | 382.44 | 753.38 | 1126.75 |
| ธุรกิจขนาดเล็ก | 294.07 | 600.67 | 895.86 |
| ธุรกิจขนาดกลาง | 601.99 | 1196.04 | 1794.76 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 1595.35 | 3175.90 | 4767.19 |
| ธุรกิจเฉพาะอย่าง | 87.46 | 176.63 | 251.45 |
| หน่วยงานราชการ | 120.08 | 253.82 | 366.35 |

ตารางที่ 7.20 ผลการคำนวณคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

| เป้าหมายโครงการอนุรักษ์พลังงาน | Value (บาท/kWh) | | |
|--------------------------------|-----------------|-------|-------|
| | 1 % | 2 % | 3 % |
| การเกษตร | 2.160 | 2.158 | 2.167 |
| ที่อยู่อาศัยน้อยกว่า150หน่วย | 2.232 | 2.235 | 2.237 |
| ที่อยู่อาศัยมากกว่า150หน่วย | 2.231 | 2.233 | 2.235 |
| ธุรกิจขนาดเล็ก | 2.231 | 2.234 | 2.235 |
| ธุรกิจขนาดกลาง | 2.235 | 2.239 | 2.242 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 2.235 | 2.238 | 2.241 |
| ธุรกิจเฉพาะอย่าง | 2.220 | 2.225 | 2.223 |
| หน่วยงานราชการ | 2.223 | 2.231 | 2.231 |

จากตารางที่ 7.20 สามารถนำผลของคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานซึ่งมีเป้าหมายที่จะลดการใช้พลังงานได้ 1 % , 2 % และ 3 % ในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงได้ดังรูปที่ 7.6

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 7.6 ความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตามเป้าหมายในการลดพลังงานของโครงการอนุรักษ์พลังงาน

วิเคราะห์ผลการทดสอบ

- 1) จากผลการทดสอบดังตารางที่ 7.18, 7.19 และ 7.20 แสดงให้เห็นถึงผลกระทบของโครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าต่อต้นทุนการผลิตที่ลดลงของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทซึ่ง เราจะพบว่าโครงการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าทุกโครงการจะสามารถลดค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าได้และหากหาสัดส่วนต่อพลังงานที่ลดลงได้ก็จะสามารถบอกได้ว่าโครงการอนุรักษ์พลังงานนั้นที่ จะลงทุนที่มีผลต่อผู้ใช้แต่ละประเภทควรจะมีการลงทุนเท่าไรเพื่อให้สอดคล้องกับระยะเวลาและเป้าหมายในการลงทุน จากผลดังกล่าวสามารถที่จะแสดงความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตามเป้าหมายในการลดพลังงานของโครงการอนุรักษ์พลังงานดังรูปที่ 7.6
- 2) จากรูปที่ 7.6 จะเห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตามเป้าหมายในการลดพลังงานของโครงการอนุรักษ์พลังงาน ยกตัวอย่างพิจารณากรณี 1 % ของธุรกิจขนาดใหญ่ จะสะท้อนให้เห็นผลของค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงคิดเป็นมูลค่าประมาณ 1500 ล้านบาท และพลังงานที่สามารถประหยัดได้คิดเป็น 713 GWh สามารถสะท้อนให้เห็นคุณค่าของการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าที่สัมพันธ์กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง โดยมีค่าประมาณ 2.235 บาท/kWh/ปี ทั้งนี้หากสมมติให้ภาพรวมของโครงการอนุรักษ์พลังงานนี้มีระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 3 ปี ในส่วนของธุรกิจขนาดใหญ่และสมมติให้โครงการอนุรักษ์พลังงานนี้มีการลงทุนไม่เกิน 6.6 บาท/kWh ก็จะเป็นมาตรการที่มีความเหมาะสมต่อประเทศชาติในภาพรวม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

7.6 สรุปผลการทดสอบ

- 1) ผลการทดสอบเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองโดยเปรียบเทียบ Deterministic Method และ Probabilistic Method และ จากผลการทดสอบการหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด แสดงให้เห็นแนวโน้มของเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตผ่านระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากข้อมูลของประเทศ ไทย ซึ่งง่ายแก่ความเข้าใจของสาธารณชนทั้งสะดวกสำหรับการวางแผนกำลังการผลิตสำรองของประเทศต่อไป
- 2) ผลการทดสอบการหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดแสดงให้เห็นถึงผลของการพยากรณ์โหลดที่คลาดเคลื่อนจากความจริงค่อนข้างมากเมื่อมีการพยากรณ์โหลดไปในระยะมากกว่า 3 ปีขึ้นไป
- 3) ผลการทดสอบคุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของการลงทุนในการจัดหาไฟฟ้าโดยการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านต่อขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับการจ่ายโหลดในช่วงเวลาต่างๆซึ่งง่ายต่อการวิเคราะห์ต่อผู้ที่ จะจัดทำแผนการจัดหาไฟฟ้าทั้งนี้ระเบียบวิธีการในหัวข้อนี้ยังสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ต่อการจัดหาไฟฟ้าประเภทอื่นๆต่อไป
- 4) ผลการทดสอบคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานสามารถสะท้อนให้เห็นคุณค่าของการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าที่สัมพันธ์กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงซึ่งวิธีการดังกล่าวจะสามารถนำไปประยุกต์ใช้เพื่อกำหนดนโยบายและยุทธศาสตร์พลังงานของไทยต่อไป

บทที่ 8

สรุปผลการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ

8.1 สรุปผลการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาและกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้และกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าไทยทั้งยังศึกษาถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดที่มีผลต่อการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้และกำลังผลิตสำรอง การศึกษาและวิเคราะห์คุณค่าของโรงไฟฟ้าไทยและการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศรวมทั้งนำเสนอวิธีการและทำการวิเคราะห์คุณค่าของโครงการอนุรักษ์พลังงานโดยภาพรวมต่อความเชื่อถือได้ จากผลการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ดังนี้

1. การศึกษาผลการวิเคราะห์กำลังการผลิตสำรองโดยเปรียบเทียบ Deterministic Method และ Probabilistic Method แสดงให้เห็นว่าการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าของไทยที่ผ่านมา นั้น อาศัยหลักเกณฑ์การกำหนดระดับกำลังการผลิตสำรองขั้นต่ำไว้ที่ร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในแต่ละปี ผลของการเปรียบเทียบจะได้รับความสัมพันธ์ระหว่าง ระดับกำลังการผลิตสำรอง (%) และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นในอนาคตซึ่งจะแสดงให้เห็นแนวโน้มของเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตผ่านระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากข้อมูลของประเทศไทยและง่ายแก่ความเข้าใจของสาธารณะชนทั้งสะดวกสำหรับการวางแผนกำลังการผลิตสำรองของประเทศต่อไป

2. การศึกษาผลการวิเคราะห์การหาเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดผลที่ได้คือความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตสำรองกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (LOLE) เมื่อโหลดเพิ่มขึ้นในอนาคต (MW) โดยเปรียบเทียบกันระหว่างพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดกับใช้ค่าความต้องการสูงสุดตามที่พยากรณ์ไว้ซึ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงผลของการพยากรณ์โหลดที่คลาดเคลื่อนจากความจริงโดยในช่วงการพยากรณ์ในระยะตั้งแต่ 5 ปีขึ้นไปจะพยากรณ์ค่าเกินกว่าความเป็นจริงสูงถึงเกือบร้อยละ 50 ซึ่งจากรูปแสดงความสัมพันธ์ก็จะเห็นว่ากำลังการผลิตสำรองเมื่อคำนึงถึงความไม่แน่นอนจะมีค่าน้อยมากเมื่อพิจารณาช่วงการพยากรณ์ในปีท้ายๆ

3. การศึกษาผลการวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าผลที่ได้คือความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าของการลงทุนในการจัดหาไฟฟ้าโดยการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านต่อขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับการจ่ายโหลดในช่วงเวลาต่างๆซึ่งสามารถใช้ใน

การประเมินคุณค่าของราคาที่จะใช้ประกอบการตัดสินใจในการตกลงราคาซื้อ ไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

4. การศึกษาผลการวิเคราะห์คุณค่าผ่านโครงกรอนุรักษ์พลังงานสามารถสะท้อนให้เห็นคุณค่าของการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าที่สัมพันธ์กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงซึ่งวิธีการดังกล่าวจะสามารถนำไปประยุกต์ใช้เพื่อกำหนดนโยบายและยุทธศาสตร์พลังงานของไทยต่อไป

8.2 ข้อเสนอแนะ

จากการทดสอบ ผลที่ได้มีข้อเสนอแนะดังนี้

1. การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ไม่ได้คำนึงถึงโรงไฟฟ้าชนิดดีเซลเนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่เน้นไว้จ่ายในระบบในยามฉุกเฉินซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อผลการคำนวณแต่ค่อนข้างน้อยและระบบผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์จะใช้ค่าเฉลี่ยจาก plant factor สำหรับโรงไฟฟ้าแบบ SPP&VSPP เนื่องจากไม่สามารถหาข้อมูลการจ่ายพลังงานของแต่ละโรงได้เนื่องจากโรงไฟฟ้าชนิด SPP&VSPP เป็นโรงไฟฟ้าชนิด non-firm อยู่ซึ่งอาจส่งผลให้ผลการทดสอบมีความคลาดเคลื่อนบ้าง

2. การตัดไหลของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ได้ใช้สถิติการจ่ายพลังงานนี้ในปี พ.ศ.2551 เป็นหลักเพียงค่าเดียวซึ่งอาจจะส่งผลให้การทดลองมีความคลาดเคลื่อนเนื่องจากในทางปฏิบัติในแต่ละปีการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ย่อมเปลี่ยนไป

3. การเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเรียงตามราคาของเชื้อเพลิงเป็นหลักซึ่งในทางปฏิบัติต้องคำนึงถึงการทำ unit commitment มาประกอบการพิจารณา

4. การทำแบบจำลองลักษณะไหลของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทสร้างจากลักษณะไหลของการไฟฟ้านครหลวงเป็นหลักทำให้ข้อมูลในแบบจำลองมีความคลาดเคลื่อนบ้าง

5. อาจพิจารณาข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นข้อมูลแบบฟัซซี (Fuzzy data) เพื่อลดความไม่แน่นอนในการเก็บรวบรวมข้อมูล

6. การพิจารณาสถานะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรคำนึงถึงช่วงเวลาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะซ่อมบำรุง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

- [1] Billinton, R., Fotuhi-Firuzabad, M. and Karki, R.A. A New Approach to Adequacy Assessment of Small Isolated Power Generating Systems. Energy Management and Power Delivery 1998. Proceedings of EMOD'98. 1998 International Conference on Volume 2, 3-5 Mar 1998: 625-630.
- [2] Billinton, R. and Allan, R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. London: Pitman Advance Publishing, 1984.
- [3] อรรถกร กรุณานนท์. การประยุกต์ใช้ทฤษฎีฟัซซีในการประเมินค่าความเชื่อถือได้และกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้า, วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า วิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [4] Roy Billinton, Fellow and Dange Huang. Effects of Load Forecast Uncertainty on Bulk Electric System Reliability Evaluation. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS Vol. 23, No., MAY 2008:418-425.
- [5] J Hoffer and M Prill. On the models of peak load forecast uncertainty in probabilistic production costing algorithms. ELSEVIER Electrical Power & Energy Systems Vol. 18 No. 3, 1996 : 153-160.
- [6] S.M.H. Hosseini , F. Forouzbakhsh, M. Fotouhi, M. Vakilian. Determination of installation capacity in reservoir hydro-power plants considering technical, economical and reliability indices. ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems 30 (2008): 393–402.
- [7] Zehra Yumurtaci, Hasan Huseyin Erdem. Economical analyses of build-operate-transfer model in establishing alternative power plants. ELSEVIER Energy Conversion and Management 48 (2007): 234–241.
- [8] Danilo Feretic, Zeljko Tomsic. Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing: production costs for gas, coal and nuclear power plants. ELSEVIER Energy Policy 33 (2005): 5–13.
- [9] R.K. Garg, V.P. Agrawal, V.K. Gupta. Selection of power plants by evaluation and comparison using graph theoretical methodology. ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems 28 (2006): 429–435.

- [10] John F, Busch Jr. Determining the value of conservation to Thailand's Electric Utility. IEEE Transaction on power systems, Vol 7, No 3, August 1992.
- [11] John F. Busch, Peter du Pont. Conserving electricity for Lighting in Thai commercial Building: A review of current status, potential, and policies. Asian Institute of Technology Thailand, 1992 .
- [12] A. Amendola. Energy Conservation strategies Applied Management. IEEE Conference Publication No438 ,1997.
- [13] R. Osareh, J. Pan, S. Rahman. An efficient approach to identify and integrate demand side management on electric utility generation planning. ELSEVIER electric power system research 36, 1996.
- [14] S. Rahman, Rinaldy. An efficient Load Model for Analyzing Demand side management Impacts. IEEE Transaction on power systems, Vol 8, No 3, August 1993.
- [15] พัฒนากำลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรม. รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย 2551. กรุงเทพมหานคร: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2551.
- [16] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. แผนพัฒนากำลังการผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2552.
- [17] NERC. <http://www.nerc.com/page.php?cid=4|43>. USA : Generating Unit Statistical Brochure, 2008.
- [18] ศูนย์วิจัยพลังงานแห่งเอเชียและแปซิฟิก (APEREC). Option for power Generation ppt (power point): การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT), Aug, 2009.
- [19] Dr. G. Thomas. B. Load Management techniques. IEEE 0780363124/00/10 2000.
- [20] Htet Zarni Kyaw. Impact of load uncertainty on Generation System Reliability. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า วิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.
- [21] Roy Billinton and P. G. Harrington. Reliability evaluation in energy limited generating capacity studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-97, No. 6. Nov/Dec 1978, pp.2076-2085.
- [22] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สภาพน้ำและกระแสน้ำ [ออนไลน์]. 2552 แหล่งที่มา: <http://ichpp.egat.co.th/>. Thailand: [2010].

- [23] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย งานศึกษาและนำเสนอแนะมาตรการเพื่อให้เกิดความมั่นคงเชื่อถือได้ของระบบพลังงาน (Document): สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2009.
- [24] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า [ออนไลน์]. http://www.pea.co.th/th/loadprofile_t/show.php. Thailand: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2008.
- [25] Ming Zhou, Gengyin Li. Impact of Demand side Management on Composite Generation and Transmission Systems Reliability. IEEE 142440178X.06/20 2006.
- [26] พลังงาน, กระทรวง, การศึกษาค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน [ออนไลน์] <http://www.eppo.go.th/power/ERI-study/ERI-ExeSummary-T.html>. Thailand: สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2000.



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดของระบบทดสอบความเชื่อถือได้ IEEE-RTS

ระบบ IEEE-RTS [20] เป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบความเชื่อถือได้ของระบบ นอกจากนี้ ยังใช้เป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์และเปรียบเทียบวิธีการต่างๆที่ใช้ในการทดสอบความเชื่อถือได้ โดยข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ของระบบผลิตไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและข้อมูลของโหลดซึ่งแสดงได้ดังต่อไปนี้

ก.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้งในระบบ IEEE-RTS มีค่าเท่ากับ 3405 MW โดยข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ ก.1

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS

| กำลังผลิตติดตั้ง (MW) | จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | ค่า FOR | MTTF (ชั่วโมง) | MTTR (ชั่วโมง) |
|-----------------------|-------------------------|---------------------------|---------|----------------|----------------|
| 12 | 5 | น้ำมัน | 0.02 | 2940 | 60 |
| 20 | 4 | กังหันก๊าซ | 0.10 | 450 | 50 |
| 50 | 6 | พลังน้ำ | 0.01 | 1980 | 20 |
| 76 | 4 | ถ่านหิน | 0.02 | 1960 | 40 |
| 100 | 3 | น้ำมัน | 0.04 | 1200 | 50 |
| 155 | 4 | ถ่านหิน | 0.04 | 960 | 40 |
| 197 | 3 | น้ำมัน | 0.05 | 950 | 50 |
| 350 | 1 | ถ่านหิน | 0.08 | 1150 | 100 |
| 400 | 2 | นิวเคลียร์ | 0.12 | 1100 | 150 |

ก. 2 ข้อมูลของโหลด

โหลดสูงสุดในระบบ IEEE-RTS มีค่าเท่ากับ 2850 MW ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้ จะแบ่งเป็น 3 ส่วน ดังตารางที่ ก.2 ถึง ก.4 โดยตารางที่ ก.2 แสดงข้อมูลเป็นค่าสูงสุดในแต่ละสัปดาห์ที่เกิดขึ้นใน 52 สัปดาห์ (โหลดสูงสุดเกิดในสัปดาห์ที่ 51)

ตารางที่ ก.2 เปอร์เซนต์ของโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์

| สัปดาห์ | ค่าโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์ | สัปดาห์ | ค่าโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์ |
|---------|-----------------------------|---------|-----------------------------|
| 1 | 86.2 | 27 | 75.5 |
| 2 | 90.0 | 28 | 81.6 |
| 3 | 87.8 | 29 | 80.1 |
| 4 | 83.4 | 30 | 88.0 |
| 5 | 88.0 | 31 | 72.2 |
| 6 | 84.1 | 32 | 77.3 |
| 7 | 83.2 | 33 | 80.0 |
| 8 | 80.6 | 34 | 72.9 |
| 9 | 74.0 | 35 | 72.6 |
| 10 | 73.7 | 36 | 70.5 |
| 11 | 71.5 | 37 | 78.0 |
| 12 | 72.7 | 38 | 69.5 |
| 13 | 70.4 | 39 | 72.4 |
| 14 | 75.0 | 40 | 72.4 |
| 15 | 72.1 | 41 | 74.3 |
| 16 | 80.0 | 42 | 74.4 |
| 17 | 75.4 | 43 | 80.0 |
| 18 | 83.7 | 44 | 88.1 |
| 19 | 87.0 | 45 | 88.5 |
| 20 | 88.0 | 46 | 90.9 |
| 21 | 85.6 | 47 | 94.0 |
| 22 | 81.0 | 48 | 89.0 |
| 23 | 90.0 | 49 | 94.2 |

ตารางที่ ก.2 เปอร์เซ็นต์ของไหลตสูงสุดในแต่ละสัปดาห์(ต่อ)

| สัปดาห์ | ค่าไหลตสูงสุดในแต่ละสัปดาห์ | สัปดาห์ | ค่าไหลตสูงสุดในแต่ละสัปดาห์ |
|---------|-----------------------------|---------|-----------------------------|
| 24 | 88.7 | 50 | 97.0 |
| 25 | 89.6 | 51 | 100.0 |
| 26 | 86.1 | 52 | 95.2 |

ตารางที่ ก.3 จะแสดงค่าสูงสุดรายวันในรูปของค่าเปอร์เซ็นต์ในแต่ละสัปดาห์ โดยกำหนดให้เป็นรูปแบบเดียวกันของทุกๆสัปดาห์ใน 1 ปี จากตารางที่ ก.2 และ ก.3 ข้อมูลของไหลตจะพิจารณาทั้งสิ้นเท่ากับ 364 วัน โดยกำหนดให้วันแรกเป็นวันจันทร์เสมอ

ตารางที่ ก.3 เปอร์เซ็นต์ของไหลตสูงสุดในแต่ละวันใน 1 สัปดาห์

| วัน | ค่าไหลตสูงสุด |
|----------|---------------|
| จันทร์ | 93 |
| อังคาร | 100 |
| พุธ | 98 |
| พฤหัสบดี | 96 |
| ศุกร์ | 94 |
| เสาร์ | 77 |
| อาทิตย์ | 75 |

ตารางที่ ก.4 แสดงค่าไหลตสูงสุดในแต่ละชั่วโมงใน 1 วัน โดยจะแบ่งเป็นวันธรรมดาและวันหยุดใน 3 ฤดูกาล เมื่อรวมค่าต่างๆในตารางที่ ก.2 ถึง ก.4 แล้ว จะได้ค่าไหลตในแต่ละชั่วโมงซึ่งมีจำนวนทั้งสิ้นเท่ากับ 8736 ชั่วโมง โดยค่าไหลตปกติในระบบมีค่าเท่ากับ 61.4 %

ตารางที่ ก.4 เปอร์เซ็นต์ของโหลดสูงสุดในแต่ละชั่วโมงในวัน

| ชั่วโมง | ฤดูหนาว | | ฤดูร้อน | | ฤดูใบไม้ผลิ | ฤดูใบไม้ร่วง |
|----------|-----------|---------|-----------|---------|-------------|--------------|
| | สัปดาห์ | | สัปดาห์ | | สัปดาห์ | |
| | 1-8 | 44-52 | 18-30 | | 9-17 | 31-43 |
| | วันธรรมดา | วันหยุด | วันธรรมดา | วันหยุด | วันธรรมดา | วันหยุด |
| 12-1am | 67 | 78 | 64 | 74 | 63 | 75 |
| 1-2 | 63 | 72 | 60 | 70 | 62 | 73 |
| 2-3 | 60 | 68 | 58 | 66 | 60 | 69 |
| 3-4 | 59 | 66 | 56 | 65 | 58 | 66 |
| 4-5 | 59 | 64 | 56 | 64 | 59 | 65 |
| 5-6 | 60 | 65 | 58 | 62 | 65 | 65 |
| 6-7 | 74 | 66 | 64 | 62 | 72 | 68 |
| 7-8 | 86 | 70 | 76 | 66 | 85 | 74 |
| 8-9 | 95 | 80 | 87 | 81 | 95 | 83 |
| 9-10 | 96 | 88 | 95 | 86 | 99 | 89 |
| 10-11 | 96 | 90 | 99 | 91 | 100 | 92 |
| 11-Noon | 95 | 91 | 100 | 93 | 99 | 94 |
| Noon-1pm | 95 | 90 | 99 | 93 | 93 | 91 |
| 1-2 | 95 | 88 | 100 | 92 | 92 | 90 |
| 2-3 | 93 | 87 | 100 | 91 | 90 | 90 |
| 3-4 | 94 | 87 | 97 | 91 | 88 | 86 |
| 4-5 | 99 | 91 | 96 | 92 | 90 | 85 |
| 5-6 | 100 | 100 | 96 | 94 | 92 | 88 |
| 6-7 | 100 | 99 | 93 | 95 | 96 | 92 |
| 7-8 | 96 | 97 | 92 | 95 | 98 | 100 |
| 8-9 | 91 | 94 | 92 | 100 | 96 | 97 |
| 9-10 | 83 | 92 | 93 | 93 | 90 | 95 |
| 10-11 | 73 | 87 | 87 | 88 | 80 | 90 |
| 11-12 | 63 | 81 | 72 | 80 | 70 | 85 |

ภาคผนวก ข แบบจำลองข้อมูลการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของ ประเทศไทยประจำปี2551

แบบจำลองข้อมูลการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทยได้จำลองมาจากข้อมูลสภาพน้ำและการระบายน้ำเข้าสู่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทยประจำปี 2551 [22]

โดยได้เก็บข้อมูลการระบายน้ำเข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้พิจารณาอยู่บนพื้นฐานในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่จะแปรผันตามปัจจัยดังต่อไปนี้ 1) ปริมาณน้ำที่เข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ 2) ระดับความสูงของน้ำ ซึ่งจากการเก็บข้อมูลตลอดทั้งปี จะเห็นว่าปัจจัยที่มีผลต่อปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะอยู่ที่ปริมาณน้ำเข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นหลักเนื่องจากจากการเก็บข้อมูลจะเห็นได้ว่าระดับความสูงของน้ำนั้นมีการเปลี่ยนแปลงน้อยมาก จึงได้สร้างแบบจำลองของการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (H) ของประเทศไทยได้ดังตารางที่ ข.1

ตารางที่ ข.1 แบบแบบจำลองของการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทย

| ชนิดเครื่องกำเนิด* ไฟฟ้า | ขนาดกำลังการผลิต (MW) | พลังงานที่ผลิตได้ (MWh) | ความน่าจะเป็นสะสม (cumulative probability) |
|-----------------------------|--------------------------|----------------------------|---|
| H1 | 779.2 | 1,447,928 | 1 |
| | | 2,588,756 | 0.66 |
| | | 3,729,585 | 0.64 |
| H2 | 500 | 778,637 | 1 |
| | | 1,170,023 | 0.66 |
| | | 1,561,410 | 0.57 |
| H3 | 720 | 1,079,954 | 1 |
| | | 2,087,868 | 0.62 |
| | | 3,095,781 | 0.07 |
| H4 | 300 | 888,534 | 1 |
| | | 1,348,678 | 0.71 |
| | | 1,808,822 | 0.21 |

ตารางที่ ข.1 แบบจำลองของการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศไทย(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิด* ไฟฟ้า | ขนาดกำลังการผลิต (MW) | พลังงานที่ผลิตได้ (MWh) | ความน่าจะเป็นสะสม (cumulative probability) |
|-----------------------------|--------------------------|----------------------------|---|
| H5 | 240 | 493,764 | 1 |
| | | 987,527 | 0.41 |
| | | 1,481,291 | 0.11 |
| H6 | 72 | 258,838 | 1 |
| | | 448,886 | 0.81 |
| | | 630,720 | 0.24 |
| H7 | 39 | 159,792 | 1 |
| | | 244,682 | 0.56 |
| | | 329,572 | 0.24 |
| H8 | 19 | 62,820 | 1 |
| | | 96,171 | 0.68 |
| | | 129,523 | 0.57 |
| H9 | 9 | 20,151 | 1 |
| | | 36,880 | 0.01 |
| | | 53,609 | 0.01 |
| H10 | 25.2 | 70,574 | 1 |
| | | 102,924 | 0.66 |
| | | 135,274 | 0.13 |
| H11 | 6 | 25,993 | 1 |
| | | 36,682 | 0.92 |
| | | 47,371 | 0.86 |
| H12 | 36 | 67,868 | 1 |
| | | 135,736 | 0.52 |
| | | 203,605 | 0.16 |

ตารางที่ ข.1 แบบจำลองของการกระจายตัวของพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทย(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิด* ไฟฟ้า | ขนาดกำลังการผลิต (MW) | พลังงานที่ผลิตได้ (MWh) | ความน่าจะเป็นสะสม (cumulative probability) |
|-----------------------------|--------------------------|----------------------------|---|
| H13 | 40 | 112,660 | 1 |
| | | 225,321 | 0.27 |
| | | 337,981 | 0.05 |
| H14 | 1.06 | 3,413 | 1 |
| | | 6,827 | 0.33 |
| | | 9,286 | 0.29 |
| H15 | 136 | 106,000 | 1 |
| | | 388,000 | 0.45 |
| | | 582,000 | 0.18 |
| H16 | 500 | 615,000 | 1 |
| | | 756,000 | 0.33 |
| | | 1,134,000 | 0.05 |
| H17 | 1.275 | 4,787 | 1 |
| | | 9,574 | 0.9 |
| | | 11,169 | 0.55 |

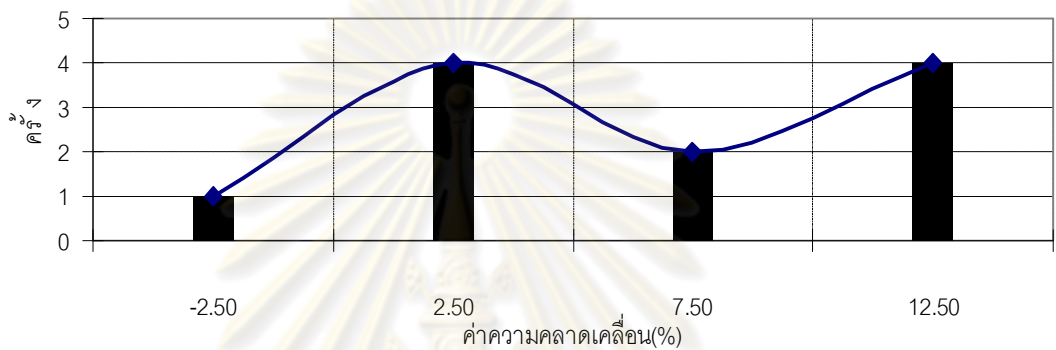
* H ตัวแทนโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

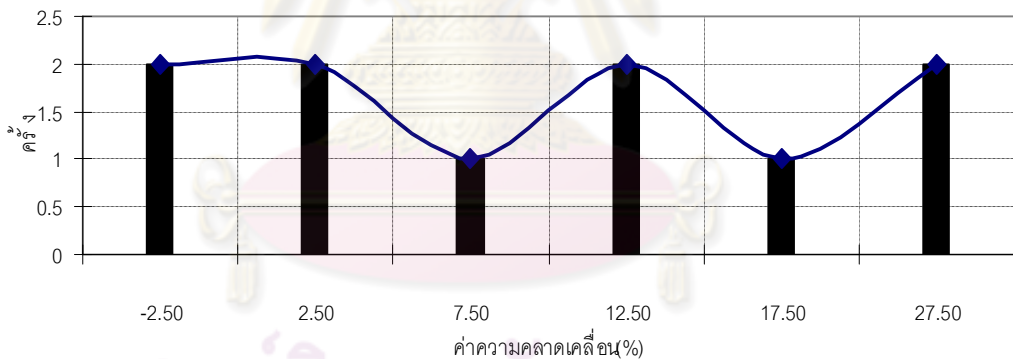
ภาคผนวก ค แบบจำลองสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลต

จากข้อมูลจะสามารถสร้างแบบจำลองโดยพิจารณาเป็นช่วงเวลาหนึ่งปีซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาถึงช่วงเวลาทั้งหมด 10 ปีเพื่อดูความคลาดเคลื่อนในการพยากรณ์ว่าในแต่ละช่วงเวลามีผลความคลาดเคลื่อนอย่างไร

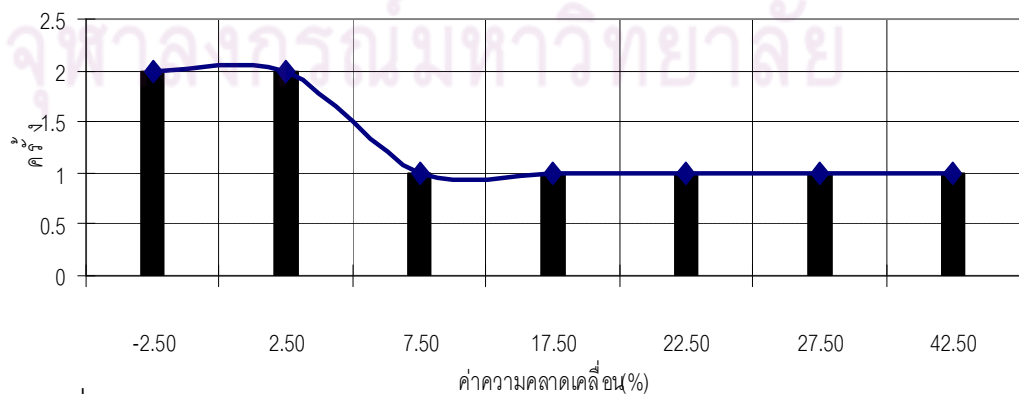
สามารถสร้างแบบจำลองสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลตได้ในช่วง การพยากรณ์ 1-10 ปีดังนี้



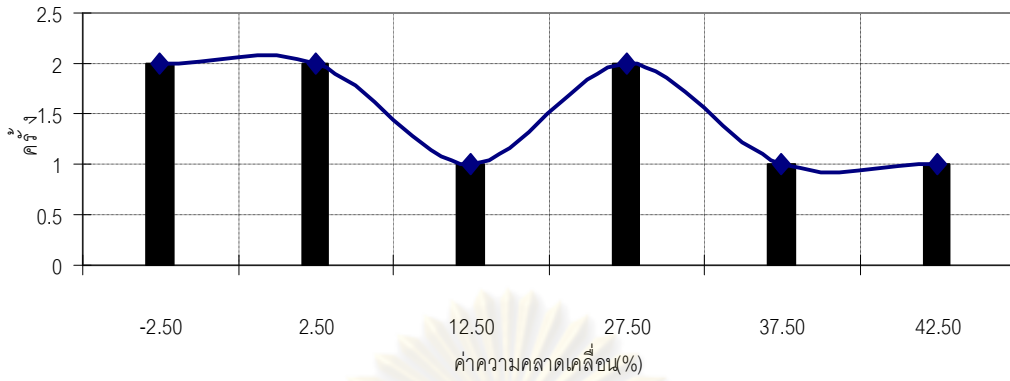
รูปที่ ค.1 ความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลตช่วงปีที่ 1



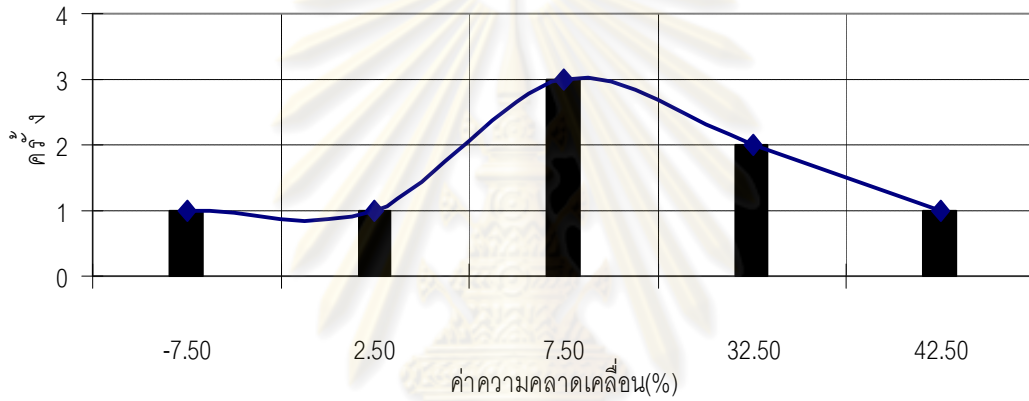
รูปที่ ค.2 แบบจำลองไหลตสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลตช่วงปีที่ 2



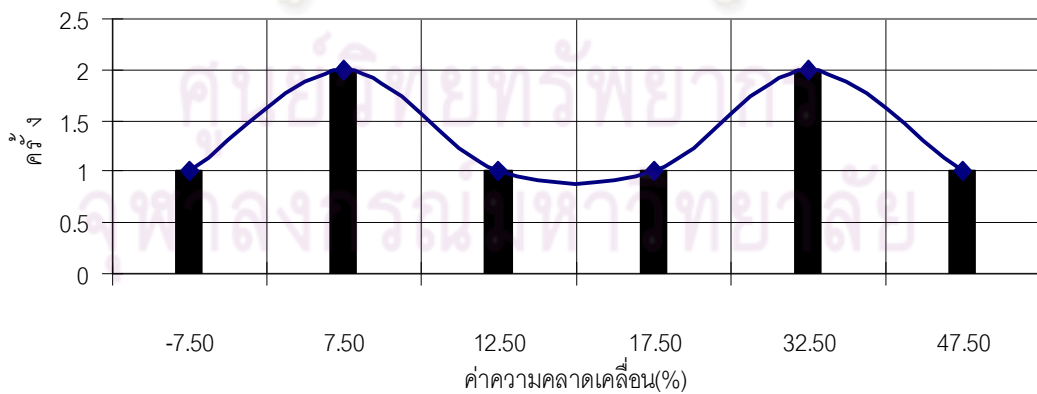
รูปที่ ค.3 แบบจำลองไหลตสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลตช่วงปีที่ 3



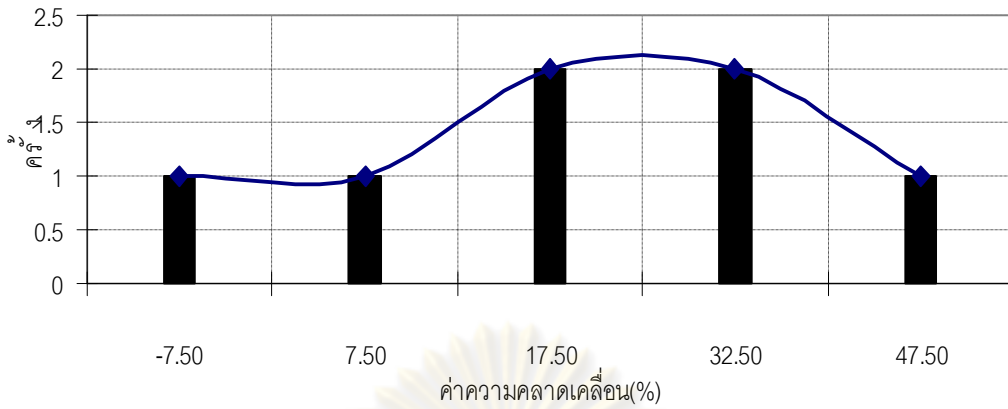
รูปที่ ค.4 แบบจำลองไหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลดช่วงปีที่ 4



รูปที่ ค.5 แบบจำลองไหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลดช่วงปีที่ 5



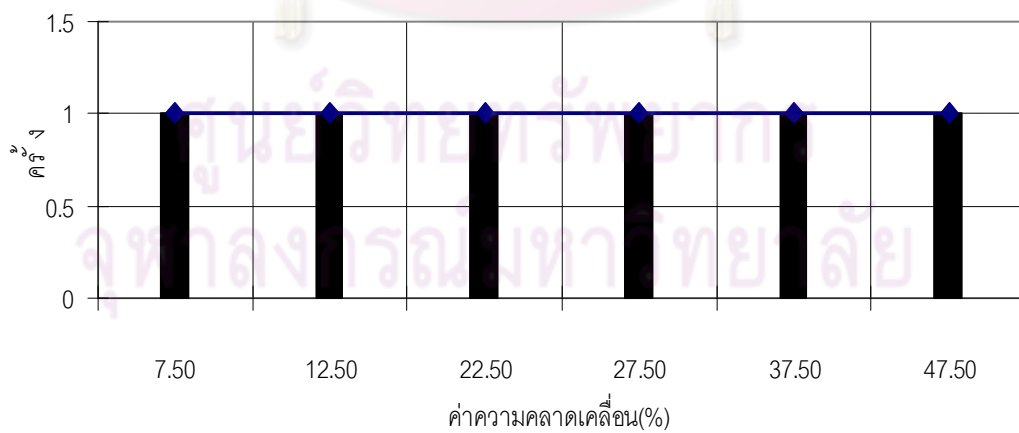
รูปที่ ค.6 แบบจำลองไหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ไหลดช่วงปีที่ 6



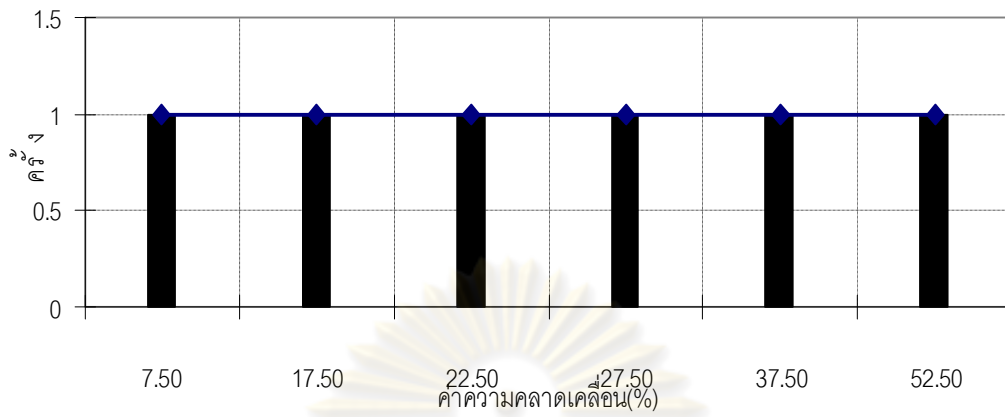
รูปที่ ค.7 แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วงปีที่ 7



รูปที่ ค.8 แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วงปีที่ 8



รูปที่ ค.9 แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วงปีที่ 9



รูปที่ ค.10 แบบจำลองโหลดสำหรับคำนวณความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลดช่วงปีที่ 10

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ง ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย

ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบ่งเป็น 5 ระบบ

- 1).ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2547
- 2).ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2548
- 3).ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2549
- 4).ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2550
- 5).ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2551

โดยมีรายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยแสดงดังต่อไปนี้

ง. 1 ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2547

ระบบทดสอบนี้ ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย 2547 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทั้งหมด 189 เครื่อง โดยมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 25,907 MW โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภทดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (TH) จำนวน 24 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 8,032 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (C) จำนวน 45 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 11,305 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (G) จำนวน 14 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 861 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดใหญ่ (H) จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3,423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก (H) จำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9.73 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากต่างประเทศ มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 380 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,193 MW

ตารางที่ ง.1 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน โรงไฟฟ้า | ขนาด กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้าน บาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------------------|---------------------------|------------------------|--------------------|------------------------|-------------------------------|-------------------------|
| TH1 | 4 | 150 | 85.67 | 5.76 | 0.546 | 0.01 | 0.04 |
| | 6 | 300 | 85.67 | 5.76 | 0.546 | 0.01 | 0.04 |
| C1 | 2 | 356.5 | 85.08 | 6.10 | 1.715 | 0.11 | 0.09 |
| C2 | 1 | 350 | 76.84 | 6.10 | 1.738 | 0.11 | 0.09 |
| C3 | 3 | 725 | 75.01 | 6.10 | 1.743 | 0.11 | 0.09 |
| C4 | 1 | 700 | 87.02 | 6.10 | 1.774 | 0.11 | 0.09 |
| C5 | 1 | 700 | 39.48 | 6.10 | 1.834 | 0.11 | 0.09 |
| C6 | 2 | 205.4 | 60.21 | 6.10 | 1.903 | 0.11 | 0.09 |
| | 4 | 223.4 | 60.21 | 6.10 | 1.903 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 233 | 60.21 | 6.10 | 1.903 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 256.7 | 60.21 | 6.10 | 1.903 | 0.11 | 0.09 |
| C7 | 2 | 110 | 69.51 | 6.10 | 1.930 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 115 | 69.51 | 6.10 | 1.930 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 200 | 69.51 | 6.10 | 1.930 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 218 | 69.51 | 6.10 | 1.930 | 0.11 | 0.09 |
| C8 | 4 | 308 | 69.65 | 6.10 | 2.048 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 1 | 120.7 | 23.77 | 6.10 | 2.087 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 121.9 | 23.77 | 6.10 | 2.087 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 123.7 | 23.77 | 6.10 | 2.087 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 124 | 23.77 | 6.10 | 2.087 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 125 | 23.77 | 6.10 | 2.087 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 1 | 674 | 82.67 | 6.10 | 2.106 | 0.11 | 0.09 |
| TH2 | 1 | 137.5 | 34.47 | 6.10 | 2.168 | 0.11 | 0.09 |
| | 4 | 62.2 | 34.47 | 6.10 | 2.168 | 0.11 | 0.09 |
| | 4 | 109.3 | 34.47 | 6.10 | 2.168 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 109.9 | 34.47 | 6.10 | 2.168 | 0.11 | 0.09 |
| C11 | 2 | 756 | 61.43 | 11.25 | 2.292 | 0.01 | 0.04 |
| TH3 | 2 | 550 | 45.17 | 6.96 | 2.374 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 600 | 45.17 | 6.96 | 2.374 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.1 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| TH3 | 3 | 310 | 45.17 | 5.31 | 2.478 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 200 | 45.17 | 5.31 | 2.478 | 0.01 | 0.04 |
| TH4 | 1 | 340 | 46.54 | 3.87 | 2.860 | 0.17 | 0.14 |
| C12 | 2 | 75 | 82.04 | 8.36 | 3.127 | 0.01 | 0.04 |
| G1 | 1 | 13 | 51.62 | 8.36 | 3.490 | 0.01 | 0.04 |
| | 3 | 14 | 51.62 | 8.36 | 3.490 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 16 | 51.62 | 8.36 | 3.490 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 22 | 51.62 | 8.36 | 3.490 | 0.01 | 0.04 |
| | 1 | 120 | 51.62 | 6.21 | 3.490 | 0.01 | 0.04 |
| G2 | 2 | 122 | 0.28 | 10.46 | 4.431 | 0.01 | 0.04 |
| G3 | 3 | 122 | 0.00 | 10.46 | 5.674 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.2 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ(เขื่อน)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR (%) NERC |
|------------------------|-------|----------------|--------------|
| H1 | 1 | 779.20 | 3.58 |
| H2 | 1 | 500.00 | 3.58 |
| H3 | 1 | 720.00 | 3.58 |
| H4 | 1 | 300.00 | 3.58 |
| H5 | 1 | 240.00 | 3.58 |
| H6 | 1 | 72.00 | 3.58 |
| H7 | 1 | 39.00 | 3.58 |
| H8 | 1 | 19.00 | 6.76 |
| H9 | 1 | 9.00 | 6.76 |
| H10 | 1 | 25.20 | 6.76 |
| H11 | 1 | 6.00 | 6.76 |
| H12 | 1 | 36.00 | 3.58 |
| H13 | 1 | 40.00 | 3.58 |
| H14 | 1 | 1.06 | 6.76 |

ตารางที่ ง.2 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต(MW) | FOR (%) NERC |
|------------------------|-------|---------------|--------------|
| H15 | 1 | 136.00 | 3.58 |
| H16 | 1 | 500.00 | 2.86 |
| H17 | 1 | 1.28 | 6.76 |

ตารางที่ ง.3 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|------|----------------------------|-------------------------------|
| H18 | 1 | 0.85 | 6.76 | 3.00 | 40.29 |
| H19 | 2 | 1.6 | 6.76 | 14.00 | 49.94 |
| H20 | 1 | 0.86 | 6.76 | 3.00 | 39.82 |
| H21 | 2 | 0.625 | 6.76 | 2.00 | 18.26 |
| H22 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H23 | 2 | 6.1 | 6.76 | 26.00 | 24.33 |
| H24 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H25 | 2 | 2.3 | 6.76 | 10.00 | 24.82 |
| H26 | 2 | 0.68 | 6.76 | 2.00 | 16.79 |
| H27 | 2 | 2.52 | 6.76 | 24.00 | 54.36 |
| H28 | 2 | 0.409 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H29 | 2 | 0.125 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H30 | 2 | 0.591 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H31 | 2 | 0.515 | 6.76 | 3.00 | 33.25 |
| H32 | 2 | 0.33 | 6.76 | 2.00 | 34.59 |
| H33 | 2 | 0.34 | 6.76 | 2.00 | 33.58 |
| H34 | 2 | 2.25 | 6.76 | 12.00 | 30.44 |
| H35 | 2 | 0.175 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H36 | 2 | 0.479 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H37 | 1 | 0.85 | 6.76 | 3.00 | 40.29 |
| H38 | 2 | 0.85 | 6.76 | 8.00 | 53.72 |
| H39 | 1 | 0.85 | 6.76 | 2.00 | 26.86 |

ตารางที่ ง.3 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|------|----------------------------|----------------------------|
| H40 | 2 | 0.0056 | 6.76 | 0.09 | 91.32 |
| | 1 | 0.0125 | 6.76 | 0.10 | 91.32 |
| H41 | 2 | 0.09 | 6.76 | 0.90 | 57.08 |
| | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.10 | 57.08 |
| H42 | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H43 | 1 | 0.6 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H44 | 1 | 2 | 6.76 | 9.00 | 51.37 |
| H45 | 1 | 1 | 6.76 | 3.00 | 34.25 |
| H46 | 1 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H47 | 2 | 0.965 | 6.76 | 3.00 | 17.74 |
| H48 | 1 | 0.875 | 6.76 | 3.00 | 39.14 |
| H49 | 2 | 1 | 6.76 | 9.00 | 51.37 |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ง. 2 ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2548

ระบบทดสอบนี้ ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย2548 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทั้งหมด181 เครื่อง โดยมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ6,269 MW โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภทดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (TH) จำนวน 24 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม7,990 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (C) จำนวน 38 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งรวม11,691 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (G) จำนวน 13 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งรวม847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดใหญ่(H) จำนวน 49 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งรวม3423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก (H) จำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้ง รวม9.73 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากต่างประเทศมีกำลังผลิตติดตั้ง รวม847 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก(SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้ง รวม2,218 MW

ตารางที่ ง.4 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| TH1 | 4 | 150 | 87.33 | 5.76 | 0.541 | 0.01 | 0.04 |
| | 6 | 300 | 87.33 | 5.76 | 0.541 | 0.01 | 0.04 |
| C1 | 2 | 356.5 | 74.39 | 6.10 | 1.725 | 0.11 | 0.09 |
| C2 | 1 | 700 | 87.10 | 6.10 | 1.728 | 0.11 | 0.09 |
| C3 | 1 | 350 | 85.68 | 6.10 | 1.751 | 0.11 | 0.09 |
| C4 | 1 | 700 | 70.94 | 6.10 | 1.780 | 0.11 | 0.09 |
| C5 | 2 | 205.4 | 75.67 | 6.10 | 1.880 | 0.11 | 0.09 |
| | 4 | 223.4 | 75.67 | 6.10 | 1.880 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 233 | 75.67 | 6.10 | 1.880 | 0.11 | 0.09 |
| C6 | 1 | 256.7 | 75.67 | 6.10 | 1.880 | 0.11 | 0.09 |
| | 3 | 725 | 77.66 | 6.10 | 1.885 | 0.11 | 0.09 |

ตารางที่ ง.4 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลัง ผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้าน บาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|-----------------------|------------------------|--------------------|------------------------|-------------------------------|-------------------------|
| C7 | 2 | 110 | 75.52 | 6.10 | 1.905 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 115 | 75.52 | 6.10 | 1.905 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 200 | 75.52 | 6.10 | 1.905 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 218 | 75.52 | 6.10 | 1.905 | 0.11 | 0.09 |
| C8 | 4 | 308 | 61.21 | 6.10 | 1.986 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 1 | 120.7 | 23.32 | 6.10 | 2.072 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 121.9 | 23.32 | 6.10 | 2.072 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 123.7 | 23.32 | 6.10 | 2.072 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 124 | 23.32 | 6.10 | 2.072 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 125 | 23.32 | 6.10 | 2.072 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 1 | 674 | 90.88 | 6.10 | 2.114 | 0.11 | 0.09 |
| TH2 | 2 | 386.3 | 21.53 | 6.10 | 2.120 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 328.5 | 21.53 | 6.10 | 2.120 | 0.11 | 0.09 |
| TH2 | 2 | 550 | 52.93 | 6.96 | 2.375 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 600 | 52.93 | 6.96 | 2.375 | 0.01 | 0.04 |
| C11 | 2 | 735 | 66.97 | 11.25 | 2.397 | 0.01 | 0.04 |
| TH3 | 3 | 310 | 52.93 | 5.31 | 2.545 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 200 | 52.93 | 5.31 | 2.545 | 0.01 | 0.04 |
| TH4 | 1 | 340 | 38.44 | 3.87 | 2.987 | 0.17 | 0.14 |
| C12 | 2 | 75 | 84.02 | 8.36 | 3.045 | 0.01 | 0.04 |
| G1 | 1 | 13 | 61.03 | 8.36 | 3.357 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 14 | 61.03 | 8.36 | 3.357 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 16 | 61.03 | 8.36 | 3.357 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 22 | 61.03 | 8.36 | 3.357 | 0.01 | 0.04 |
| | 1 | 120 | 61.03 | 6.21 | 3.357 | 0.01 | 0.04 |
| G2 | 2 | 122 | 1.87 | 10.46 | 4.211 | 0.01 | 0.04 |
| G3 | 3 | 122 | 0.22 | 10.46 | 5.099 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.5 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | Number of unit | Capacity (MW) | FOR (%) NERC |
|------------------------|----------------|---------------|--------------|
| H1 | 1 | 779.20 | 3.58 |
| H2 | 1 | 500.00 | 3.58 |
| H3 | 1 | 720.00 | 3.58 |
| H4 | 1 | 300.00 | 3.58 |
| H5 | 1 | 240.00 | 3.58 |
| H6 | 1 | 72.00 | 3.58 |
| H7 | 1 | 39.00 | 3.58 |
| H8 | 1 | 19.00 | 6.76 |
| H9 | 1 | 9.00 | 6.76 |
| H10 | 1 | 25.20 | 6.76 |
| H11 | 1 | 6.00 | 6.76 |
| H12 | 1 | 36.00 | 3.58 |
| H13 | 1 | 40.00 | 3.58 |
| H14 | 1 | 1.06 | 6.76 |
| H15 | 1 | 136.00 | 3.58 |
| H16 | 1 | 500.00 | 2.86 |
| H17 | 1 | 1.28 | 6.76 |

ตารางที่ ง.6 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|----------------|------|-------------------------|----------------------------|
| H18 | 1 | 0.85 | 6.76 | 1.00 | 13.43 |
| H19 | 2 | 1.6 | 6.76 | 13.00 | 46.38 |
| H20 | 1 | 0.86 | 6.76 | 3.00 | 39.82 |
| H21 | 2 | 0.625 | 6.76 | 2.00 | 18.26 |
| H22 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H23 | 2 | 6.1 | 6.76 | 18.00 | 16.84 |
| H24 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H25 | 2 | 2.165 | 6.76 | 7.00 | 18.45 |
| H26 | 2 | 0.68 | 6.76 | 2.00 | 16.79 |

ตารางที่ ง.6 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|------|--------------------------------|----------------------------------|
| H27 | 2 | 2.52 | 6.76 | 24.00 | 54.36 |
| H28 | 2 | 0.409 | 6.76 | 1.00 | 13.96 |
| H29 | 2 | 0.125 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H30 | 2 | 0.591 | 6.76 | 5.00 | 48.29 |
| H31 | 2 | 0.515 | 6.76 | 3.00 | 33.25 |
| H32 | 2 | 0.33 | 6.76 | 2.00 | 34.59 |
| H33 | 2 | 0.34 | 6.76 | 2.00 | 33.58 |
| H34 | 2 | 2.25 | 6.76 | 6.00 | 15.22 |
| H35 | 2 | 0.175 | 6.76 | 1.00 | 32.62 |
| H36 | 2 | 0.479 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H37 | 1 | 0.85 | 6.76 | 1.00 | 13.43 |
| H38 | 2 | 0.85 | 6.76 | 8.00 | 53.72 |
| H39 | 1 | 0.85 | 6.76 | 2.00 | 26.86 |
| H40 | 2 | 0.0056 | 6.76 | 0.09 | 11.05 |
| | 1 | 0.0125 | 6.76 | 0.10 | 91.32 |
| H41 | 2 | 0.09 | 6.76 | 0.90 | 91.32 |
| | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.10 | 57.08 |
| H42 | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.00 | 57.08 |
| H43 | 1 | 0.6 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H44 | 1 | 2.25 | 6.76 | 7.00 | 0.00 |
| H45 | 1 | 1 | 6.76 | 4.00 | 35.51 |
| H46 | 1 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 45.66 |
| H47 | 2 | 0.965 | 6.76 | 3.00 | 0.00 |
| H48 | 1 | 0.875 | 6.76 | 3.00 | 17.74 |
| H49 | 2 | 1.25 | 6.76 | 9.00 | 39.14 |
| H50 | | | | | 41.10 |

ง. 3 ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2549

ระบบทดสอบนี้ ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย2549 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทั้งหมด186 เครื่อง โดยมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ26,815 MW โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภทดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (TH) จำนวน 25 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม8,623 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (C) จำนวน 42 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม11,504 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (G) จำนวน 13 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้ง รวม847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดใหญ่(H) จำนวน 49 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้ง รวม3423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก (H) จำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้ง รวม9.73 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากต่างประเทศมีกำลังผลิตติดตั้ง รวม847 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก(SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้ง รวม2,316 MW

ตารางที่ ง.7 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| TH1 | 4 | 150 | 85.83 | 5.76 | 0.537 | 0.01 | 0.04 |
| | 6 | 300 | 85.83 | 5.76 | 0.537 | 0.01 | 0.04 |
| TH2 | 1 | 673.3 | 68.23 | 6.29 | 0.820 | 0.01 | 0.04 |
| C1 | 2 | 356.5 | 86.86 | 6.10 | 1.745 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 230 | 77.40 | 6.10 | 1.752 | 0.11 | 0.09 |
| C2 | 1 | 240 | 77.40 | 6.10 | 1.752 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 350 | 77.79 | 6.10 | 1.755 | 0.11 | 0.09 |
| C4 | 2 | 230 | 68.36 | 6.10 | 1.782 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 240 | 68.36 | 6.10 | 1.782 | 0.11 | 0.09 |
| C5 | 1 | 685 | 83.91 | 6.10 | 1.804 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 675 | 83.91 | 6.10 | 1.804 | 0.11 | 0.09 |

ตารางที่ ง.7 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| C5 | 1 | 681 | 83.91 | 6.10 | 1.804 | 0.11 | 0.09 |
| C6 | 2 | 205.4 | 71.62 | 6.10 | 1.879 | 0.11 | 0.09 |
| | 4 | 223.4 | 71.62 | 6.10 | 1.879 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 233 | 71.62 | 6.10 | 1.879 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 256.7 | 71.62 | 6.10 | 1.879 | 0.11 | 0.09 |
| C7 | 2 | 110 | 75.13 | 6.10 | 1.904 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 115 | 75.13 | 6.10 | 1.904 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 200 | 75.13 | 6.10 | 1.904 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 218 | 75.13 | 6.10 | 1.904 | 0.11 | 0.09 |
| C8 | 1 | 678 | 73.91 | 6.10 | 2.095 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 1 | 294.6 | 55.87 | 6.10 | 2.102 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 287.6 | 55.87 | 6.10 | 2.102 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 289.8 | 55.87 | 6.10 | 2.102 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 302.9 | 55.87 | 6.10 | 2.102 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 1 | 120.7 | 24.62 | 6.10 | 2.111 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 121.9 | 24.62 | 6.10 | 2.111 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 123.7 | 24.62 | 6.10 | 2.111 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 124 | 24.62 | 6.10 | 2.111 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 125 | 24.62 | 6.10 | 2.111 | 0.11 | 0.09 |
| C11 | 2 | 386.3 | 36.39 | 6.10 | 2.145 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 328.5 | 36.39 | 6.10 | 2.145 | 0.11 | 0.09 |
| TH3 | 2 | 550 | 51.82 | 6.96 | 2.381 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 600 | 51.82 | 11.25 | 2.381 | 0.01 | 0.04 |
| TH2 | 2 | 720 | 76.80 | 11.25 | 2.400 | 0.01 | 0.04 |
| TH4 | 3 | 310 | 51.82 | 5.31 | 2.554 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 200 | 51.82 | 5.31 | 2.554 | 0.01 | 0.04 |
| TH5 | 1 | 340 | 37.81 | 3.87 | 2.988 | 0.17 | 0.14 |
| C12 | 1 | 69.9 | 91.42 | 8.36 | 3.003 | 0.01 | 0.04 |
| | 1 | 70.2 | 91.42 | 8.36 | 3.003 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.7 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| G1 | 1 | 13 | 52.26 | 8.36 | 3.215 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 14 | 52.26 | 8.36 | 3.215 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 16 | 52.26 | 8.36 | 3.215 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 22 | 52.26 | 8.36 | 3.215 | 0.01 | 0.04 |
| | 1 | 120 | 52.26 | 6.21 | 3.215 | 0.01 | 0.04 |
| G2 | 2 | 122 | 0.14 | 10.46 | 5.000 | 0.01 | 0.04 |
| G3 | 3 | 122 | 0.03 | 34.15 | 6.233 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.8 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | Number of unit | Capacity (MW) | FOR (%) NERC |
|------------------------|----------------|---------------|--------------|
| H1 | 1 | 779.20 | 3.58 |
| H2 | 1 | 500.00 | 3.58 |
| H3 | 1 | 720.00 | 3.58 |
| H4 | 1 | 300.00 | 3.58 |
| H5 | 1 | 240.00 | 3.58 |
| H6 | 1 | 72.00 | 3.58 |
| H7 | 1 | 39.00 | 3.58 |
| H8 | 1 | 19.00 | 6.76 |
| H9 | 1 | 9.00 | 6.76 |
| H10 | 1 | 25.20 | 6.76 |
| H11 | 1 | 6.00 | 6.76 |
| H12 | 1 | 36.00 | 3.58 |
| H13 | 1 | 40.00 | 3.58 |
| H14 | 1 | 1.06 | 6.76 |
| H15 | 1 | 136.00 | 3.58 |
| H16 | 1 | 500.00 | 2.86 |
| H17 | 1 | 1.28 | 6.76 |

ตารางที่ ง.9 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|------|--------------------------------|----------------------------------|
| H18 | 1 | 0.85 | 6.76 | 1.00 | 13.43 |
| H19 | 2 | 1.6 | 6.76 | 13.00 | 46.38 |
| H20 | 1 | 0.86 | 6.76 | 3.00 | 39.82 |
| H21 | 2 | 0.625 | 6.76 | 2.00 | 18.26 |
| H22 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H23 | 2 | 6.1 | 6.76 | 18.00 | 16.84 |
| H24 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H25 | 2 | 2.165 | 6.76 | 7.00 | 18.45 |
| H26 | 2 | 0.68 | 6.76 | 2.00 | 16.79 |
| H27 | 2 | 2.52 | 6.76 | 24.00 | 54.36 |
| H28 | 2 | 0.409 | 6.76 | 1.00 | 13.96 |
| H29 | 2 | 0.125 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H30 | 2 | 0.591 | 6.76 | 5.00 | 48.29 |
| H31 | 2 | 0.515 | 6.76 | 3.00 | 33.25 |
| H32 | 2 | 0.33 | 6.76 | 2.00 | 34.59 |
| H33 | 2 | 0.34 | 6.76 | 2.00 | 33.58 |
| H34 | 2 | 2.25 | 6.76 | 6.00 | 15.22 |
| H35 | 2 | 0.175 | 6.76 | 1.00 | 32.62 |
| H36 | 2 | 0.479 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H37 | 1 | 0.85 | 6.76 | 1.00 | 13.43 |
| H38 | 2 | 0.85 | 6.76 | 8.00 | 53.72 |
| H39 | 1 | 0.85 | 6.76 | 2.00 | 26.86 |
| H40 | 2 | 0.0056 | 6.76 | 0.09 | 11.05 |
| | 1 | 0.0125 | 6.76 | 0.10 | 91.32 |
| H41 | 2 | 0.09 | 6.76 | 0.90 | 91.32 |
| | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.10 | 57.08 |
| H42 | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.00 | 57.08 |
| H43 | 1 | 0.6 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H44 | 1 | 2.25 | 6.76 | 7.00 | 0.00 |
| H45 | 1 | 1 | 6.76 | 4.00 | 35.51 |

ตารางที่ ง.9 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|------|--------------------------------|----------------------------------|
| H46 | 1 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 45.66 |
| H47 | 2 | 0.965 | 6.76 | 3.00 | 0.00 |
| H48 | 1 | 0.875 | 6.76 | 3.00 | 17.74 |
| H49 | 2 | 1.25 | 6.76 | 9.00 | 39.14 |



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ง. 4 ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2550

ระบบทดสอบนี้ ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย 2550 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทั้งหมด 184 เครื่อง โดยมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 28,285 MW โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภทดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (TH) จำนวน 26 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9,297 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (C) จำนวน 39 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 12,238 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (G) จำนวน 13 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ (H) จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3,423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก (H) จำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9.73 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากต่างประเทศ มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP&VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,388 MW

ตารางที่ ง.10 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| TH1 | 4 | 150 | 88.08 | 5.76 | 0.529 | 0.01 | 0.04 |
| | 6 | 300 | 88.08 | 5.76 | 0.529 | 0.01 | 0.04 |
| TH2 | 2 | 673.3 | 86.62 | 6.29 | 0.836 | 0.01 | 0.17 |
| C1 | 1 | 350 | 86.40 | 6.10 | 1.708 | 0.11 | 0.09 |
| C2 | 2 | 356.5 | 84.39 | 6.10 | 1.727 | 0.11 | 0.09 |
| C3 | 1 | 734 | 55.83 | 6.10 | 1.748 | 0.11 | 0.09 |
| C4 | 1 | 700 | 87.65 | 6.10 | 1.752 | 0.11 | 0.09 |
| C5 | 1 | 685 | 77.29 | 6.10 | 1.763 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 675 | 77.29 | 6.10 | 1.763 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 681 | 77.29 | 6.10 | 1.763 | 0.11 | 0.09 |
| C6 | 1 | 700 | 78.83 | 6.10 | 1.770 | 0.11 | 0.09 |

ตารางที่ ง.10 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| C7 | 2 | 205.4 | 64.05 | 6.10 | 1.886 | 0.11 | 0.09 |
| | 4 | 223.4 | 64.05 | 6.10 | 1.886 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 233 | 64.05 | 6.10 | 1.886 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 256.7 | 64.05 | 6.10 | 1.886 | 0.11 | 0.09 |
| C8 | 2 | 110 | 58.24 | 6.10 | 1.935 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 115 | 58.24 | 6.10 | 1.935 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 200 | 58.24 | 6.10 | 1.935 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 218 | 58.24 | 6.10 | 1.935 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 1 | 678 | 86.58 | 6.10 | 2.065 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 1 | 120.7 | 74.19 | 6.10 | 2.081 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 121.9 | 74.19 | 6.10 | 2.081 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 123.7 | 74.19 | 6.10 | 2.081 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 124 | 74.19 | 6.10 | 2.081 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 125 | 74.19 | 6.10 | 2.081 | 0.11 | 0.09 |
| C11 | 2 | 386.3 | 31.23 | 6.10 | 2.094 | 0.11 | 0.09 |
| | 2 | 328.5 | 31.23 | 6.10 | 2.094 | 0.11 | 0.09 |
| C12 | 1 | 294.6 | 39.17 | 6.10 | 2.129 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 287.6 | 39.17 | 6.10 | 2.129 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 289.8 | 39.17 | 6.10 | 2.129 | 0.11 | 0.09 |
| | 1 | 302.9 | 39.17 | 6.10 | 2.129 | 0.11 | 0.09 |
| TH3 | 2 | 720 | 53.33 | 11.25 | 2.320 | 0.01 | 0.04 |
| TH4 | 2 | 550 | 42.41 | 6.96 | 2.393 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 600 | 42.41 | 11.25 | 2.393 | 0.01 | 0.04 |
| TH5 | 2 | 200 | 34.93 | 5.31 | 2.631 | 0.01 | 0.04 |
| | 3 | 310 | 34.93 | 5.31 | 2.631 | 0.01 | 0.04 |
| C13 | 1 | 69.9 | 84.01 | 8.36 | 2.880 | 0.01 | 0.04 |
| | 1 | 70.2 | 84.01 | 8.36 | 2.880 | 0.01 | 0.04 |
| TH6 | 1 | 340 | 34.08 | 3.87 | 3.147 | 0.17 | 0.14 |
| G1 | 1 | 13 | 43.25 | 8.36 | 3.289 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.10 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| G1 | 2 | 14 | 43.25 | 8.36 | 3.289 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 16 | 43.25 | 8.36 | 3.289 | 0.01 | 0.04 |
| | 2 | 22 | 43.25 | 8.36 | 3.289 | 0.01 | 0.04 |
| | 1 | 120 | 43.25 | 6.21 | 3.289 | 0.01 | 0.04 |
| G2 | 2 | 122 | 0.09 | 10.46 | 4.905 | 0.01 | 0.04 |
| G3 | 3 | 122 | 0.03 | 34.15 | 5.616 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.11 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | Number of unit | Capacity (MW) | FOR (%) NERC |
|------------------------|----------------|---------------|--------------|
| H1 | 1 | 779.20 | 3.58 |
| H2 | 1 | 500.00 | 3.58 |
| H3 | 1 | 720.00 | 3.58 |
| H4 | 1 | 300.00 | 3.58 |
| H5 | 1 | 240.00 | 3.58 |
| H6 | 1 | 72.00 | 3.58 |
| H7 | 1 | 39.00 | 3.58 |
| H8 | 1 | 19.00 | 6.76 |
| H9 | 1 | 9.00 | 6.76 |
| H10 | 1 | 25.20 | 6.76 |
| H11 | 1 | 6.00 | 6.76 |
| H12 | 1 | 36.00 | 3.58 |
| H13 | 1 | 40.00 | 3.58 |
| H14 | 1 | 1.06 | 6.76 |
| H15 | 1 | 136.00 | 3.58 |
| H16 | 1 | 500.00 | 2.86 |
| H17 | 1 | 1.28 | 6.76 |

ตารางที่ ง.12 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|-------|--------------------------------|----------------------------------|
| H18 | 1 | 0.85 | 7.9 | 5.00 | 67.15 |
| H19 | 2 | 1.6 | 7.9 | 11.00 | 39.24 |
| H20 | 2 | 0.625 | 7.9 | 2.00 | 18.26 |
| H21 | 2 | 0.1 | 7.9 | 0.00 | 0.00 |
| H22 | 2 | 0.1 | 7.9 | 0.00 | 0.00 |
| H23 | 2 | 0.409 | 7.9 | 3.00 | 41.87 |
| H24 | 2 | 0.125 | 7.9 | 0.00 | 0.00 |
| H25 | 2 | 0.591 | 7.9 | 5.00 | 48.29 |
| H26 | 2 | 0.515 | 7.9 | 4.00 | 44.33 |
| H27 | 2 | 0.33 | 7.9 | 2.00 | 34.59 |
| H28 | 2 | 0.34 | 7.9 | 2.00 | 33.58 |
| H29 | 2 | 0.175 | 7.9 | 1.00 | 32.62 |
| H30 | 2 | 0.479 | 7.9 | 2.00 | 23.83 |
| H31 | 1 | 0.85 | 7.9 | 2.00 | 26.86 |
| H32 | 2 | 0.85 | 7.9 | 8.00 | 53.72 |
| H33 | 1 | 0.85 | 7.9 | 1.00 | 13.43 |
| H34 | 1 | 2.25 | 7.9 | 10.00 | 50.74 |
| H35 | 1 | 1 | 7.9 | 6.00 | 68.49 |
| H36 | 1 | 0.1 | 7.9 | 0.00 | 0.00 |
| H37 | 2 | 0.965 | 7.9 | 5.00 | 29.57 |
| H38 | 1 | 0.875 | 7.9 | 3.00 | 39.14 |
| H39 | 2 | 1.25 | 7.9 | 8.00 | 36.53 |
| H40 | 1 | 0.037 | 7.9 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.0056 | 0.079 | 0.00 | 0.00 |
| H41 | 1 | 0.0125 | 0.079 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.09 | 0.079 | 0.90 | 57.08 |
| H42 | 1 | 0.02 | 0.079 | 0.10 | 57.08 |
| H43 | 1 | 0.02 | 0.079 | 0.00 | 0.00 |
| H44 | 1 | 0.6 | 0.079 | 0.00 | 0.00 |
| H45 | 1 | 0.86 | 0.079 | 2.00 | 26.55 |

ตารางที่ ง.12 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|-------|--------------------------------|----------------------------------|
| H46 | 2 | 6.1 | 0.079 | 22.00 | 20.59 |
| H47 | 2 | 2.165 | 0.079 | 7.00 | 18.45 |
| H48 | 2 | 0.68 | 0.079 | 3.00 | 25.18 |
| H49 | 2 | 2.52 | 0.079 | 24.00 | 54.36 |
| H50 | 2 | 2.25 | 0.079 | 16.00 | 40.59 |



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ง. 5 ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2551

ระบบทดสอบนี้ ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย 2551 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทั้งหมด 191 เครื่อง โดยมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 30,508 MW โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภทดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (TH) จำนวน 23 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 8,586.7 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (C) จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 15,081.9 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (G) จำนวน 13 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 847 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ (H) จำนวน 49 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3,423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก (H) จำนวน 57 เครื่อง มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 1,074 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากต่างประเทศ มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 380 MW
- การซื้อ ไฟฟ้าจากเอกชนขนาดเล็ก (SPP & VSPP) มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,476.9 MW

ตารางที่ ง.13 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| TH1 | 4 | 150 | 88.90 | 5.76 | 0.533 | 0.01 | 0.04 |
| TH1 | 6 | 300 | 88.90 | 5.76 | 0.533 | 0.01 | 0.04 |
| TH2 | 2 | 673.3 | 91.56 | 6.29 | 0.837 | 0.01 | 0.04 |
| C1 | 1 | 350 | 87.08 | 6.10 | 1.720 | 0.11 | 0.09 |
| C2 | 2 | 230 | 88.11 | 6.10 | 1.720 | 0.11 | 0.09 |
| C2 | 1 | 240 | 88.11 | 6.10 | 1.703 | 0.11 | 0.09 |
| C3 | 1 | 685 | 74.40 | 6.10 | 1.728 | 0.11 | 0.09 |
| C3 | 1 | 675 | 74.40 | 6.10 | 2.040 | 0.11 | 0.09 |
| C3 | 1 | 681 | 74.40 | 6.10 | 1.726 | 0.11 | 0.09 |
| C4 | 2 | 356.5 | 82.39 | 6.10 | 1.726 | 0.11 | 0.09 |
| C5 | 2 | 734 | 71.50 | 6.10 | 1.726 | 0.11 | 0.09 |

ตารางที่ ง.13 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| C6 | 2 | 230 | 74.27 | 6.10 | 1.872 | 0.11 | 0.09 |
| C6 | 1 | 240 | 74.27 | 6.10 | 1.872 | 0.11 | 0.09 |
| C7 | 2 | 700 | 47.39 | 6.10 | 1.872 | 0.11 | 0.09 |
| C8 | 2 | 230 | 60.36 | 6.10 | 1.872 | 0.11 | 0.09 |
| C8 | 1 | 250 | 60.36 | 6.10 | 1.756 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 2 | 110 | 74.30 | 6.10 | 1.756 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 1 | 115 | 74.30 | 6.10 | 1.738 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 2 | 200 | 74.30 | 6.10 | 2.075 | 0.11 | 0.09 |
| C9 | 1 | 218 | 74.30 | 6.10 | 2.075 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 2 | 205.4 | 56.62 | 6.10 | 2.075 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 4 | 223.4 | 56.62 | 6.10 | 2.075 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 2 | 233 | 56.62 | 6.10 | 2.075 | 0.11 | 0.09 |
| C10 | 1 | 256.7 | 56.62 | 6.10 | 2.890 | 0.11 | 0.09 |
| C11 | 1 | 678 | 82.18 | 6.10 | 2.890 | 0.11 | 0.09 |
| C12 | 2 | 386.3 | 21.84 | 6.10 | 1.771 | 0.11 | 0.09 |
| C12 | 2 | 328.5 | 21.84 | 6.10 | 1.771 | 0.11 | 0.09 |
| C13 | 1 | 120.7 | 68.74 | 6.10 | 1.918 | 0.11 | 0.09 |
| C13 | 2 | 121.9 | 68.74 | 6.10 | 1.918 | 0.11 | 0.09 |
| C13 | 1 | 123.7 | 68.74 | 6.10 | 1.918 | 0.11 | 0.09 |
| C13 | 1 | 124 | 68.74 | 6.10 | 1.918 | 0.11 | 0.09 |
| C13 | 1 | 125 | 68.74 | 6.10 | 2.667 | 0.11 | 0.09 |
| C14 | 1 | 294.6 | 22.76 | 6.10 | 1.763 | 0.11 | 0.09 |
| C14 | 1 | 287.6 | 22.76 | 6.10 | 2.387 | 0.11 | 0.09 |
| C14 | 1 | 289.8 | 22.76 | 6.10 | 2.387 | 0.11 | 0.09 |
| C14 | 1 | 302.9 | 22.76 | 6.10 | 3.413 | 0.11 | 0.09 |
| TH3 | 2 | 720 | 29.49 | 11.25 | 3.413 | 0.01 | 0.04 |
| TH4 | 2 | 550 | 35.89 | 6.96 | 3.413 | 0.01 | 0.04 |
| TH4 | 2 | 600 | 35.89 | 6.96 | 3.413 | 0.01 | 0.04 |
| TH5 | 2 | 310 | 55.33 | 5.31 | 3.413 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.13 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | Plant factor (%) | FOR (%) NERC | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|------------------------|-------|----------------|------------------|--------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| C15 | 1 | 69.9 | 66.24 | 8.36 | 2.322 | 0.01 | 0.04 |
| C15 | 1 | 70.2 | 66.24 | 8.36 | 2.141 | 0.01 | 0.04 |
| G1 | 1 | 13 | 32.46 | 8.36 | 2.141 | 0.01 | 0.04 |
| G1 | 2 | 14 | 32.46 | 8.36 | 2.141 | 0.01 | 0.04 |
| TH6 | 1 | 340 | 6.78 | 3.87 | 2.141 | 0.17 | 0.14 |
| G1 | 2 | 16 | 32.46 | 8.36 | 2.061 | 0.01 | 0.04 |
| G1 | 2 | 22 | 32.46 | 8.36 | 2.061 | 0.01 | 0.04 |
| G1 | 1 | 120 | 32.46 | 6.21 | 3.112 | 0.01 | 0.04 |
| G2 | 2 | 122 | 0.05 | 10.46 | 4.087 | 0.01 | 0.04 |
| G3 | 3 | 122 | 0.00 | 10.46 | 6.268 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ง.14 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | Number of unit | Capacity (MW) | FOR (%) NERC |
|------------------------|----------------|---------------|--------------|
| H1 | 1 | 779.20 | 3.58 |
| H2 | 1 | 500.00 | 3.58 |
| H3 | 1 | 720.00 | 3.58 |
| H4 | 1 | 300.00 | 3.58 |
| H5 | 1 | 240.00 | 3.58 |
| H6 | 1 | 72.00 | 3.58 |
| H7 | 1 | 39.00 | 3.58 |
| H8 | 1 | 19.00 | 6.76 |
| H9 | 1 | 9.00 | 6.76 |
| H10 | 1 | 25.20 | 6.76 |
| H11 | 1 | 6.00 | 6.76 |
| H12 | 1 | 36.00 | 3.58 |
| H13 | 1 | 40.00 | 3.58 |
| H14 | 1 | 1.06 | 6.76 |

ตารางที่ ง.14 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | Number of unit | Capacity (MW) | FOR (%) NERC |
|------------------------|----------------|---------------|--------------|
| H15 | 1 | 136.00 | 3.58 |
| H16 | 1 | 500.00 | 2.86 |
| H17 | 1 | 1.28 | 6.76 |

ตารางที่ ง.15 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|----------------|------|-------------------------|----------------------------|
| H18 | 1 | 0.85 | 6.76 | 5.00 | 67.15 |
| H19 | 2 | 1.6 | 6.76 | 11.00 | 39.24 |
| H20 | 1 | 0.86 | 6.76 | 2.00 | 26.55 |
| H21 | 2 | 0.625 | 6.76 | 2.00 | 18.26 |
| H22 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H23 | 2 | 6.1 | 6.76 | 22.00 | 20.59 |
| H24 | 2 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H25 | 2 | 2.165 | 6.76 | 7.00 | 18.45 |
| H26 | 2 | 0.68 | 6.76 | 3.00 | 25.18 |
| H27 | 2 | 2.52 | 6.76 | 24.00 | 54.36 |
| H28 | 2 | 0.409 | 6.76 | 3.00 | 41.87 |
| H29 | 2 | 0.125 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H30 | 2 | 0.591 | 6.76 | 5.00 | 48.29 |
| H31 | 2 | 0.515 | 6.76 | 4.00 | 44.33 |
| H32 | 2 | 0.33 | 6.76 | 2.00 | 34.59 |
| H33 | 2 | 0.34 | 6.76 | 2.00 | 33.58 |
| H34 | 2 | 2.25 | 6.76 | 16.00 | 40.59 |
| H35 | 2 | 0.175 | 6.76 | 1.00 | 32.62 |
| H36 | 2 | 0.479 | 6.76 | 2.00 | 23.83 |
| H37 | 1 | 0.85 | 6.76 | 2.00 | 26.86 |
| H38 | 2 | 0.85 | 6.76 | 8.00 | 53.72 |
| H39 | 1 | 0.85 | 6.76 | 1.00 | 13.43 |
| H40 | 2 | 0.0056 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| | 1 | 0.0125 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |

ตารางที่ ง.15 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดเล็ก(ต่อ)

| ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | จำนวน | กำลังผลิต (MW) | FOR | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWh) | Plant factor (%) each unit |
|------------------------|-------|-------------------|------|--------------------------------|----------------------------------|
| H41 | 2 | 0.09 | 6.76 | 0.90 | 57.08 |
| | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.10 | 57.08 |
| H42 | 1 | 0.02 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H43 | 1 | 0.6 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H44 | 1 | 2 | 6.76 | 10.00 | 57.08 |
| H45 | 1 | 1 | 6.76 | 6.00 | 68.49 |
| H46 | 1 | 0.1 | 6.76 | 0.00 | 0.00 |
| H47 | 2 | 0.965 | 6.76 | 5.00 | 29.57 |
| H48 | 1 | 0.875 | 6.76 | 3.00 | 39.14 |
| H49 | 2 | 1 | 6.76 | 8.00 | 45.66 |
| H50 | 1 | 5.3 | 6.76 | 2.00 | 4.31 |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก จ ข้อมูลค่าใช้จ่ายแยกตามชนิดโรงไฟฟ้า

ข้อมูลค่าใช้จ่ายแยกตามชนิดโรงไฟฟ้าประกอบค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า, ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า แบ่งเป็นค่าเชื้อเพลิง ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา โดยมีรายละเอียดข้อมูลค่าใช้จ่ายที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยแสดงดังต่อไปนี้

จ. 1 ข้อมูลระบบข้อมูลค่าใช้จ่ายที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ตารางที่ จ.1 ข้อมูลค่าใช้จ่ายแยกตามชนิดโรงไฟฟ้า

| ชนิดเชื้อเพลิง | Capital | Fixed O&M | Varied O&M | Fuel cost |
|----------------------------|------------|------------|------------|------------|
| | ล้านบาท/MW | ล้านบาท/MW | บาท/kWh | บาท/ MMbtu |
| โรงไฟฟ้าพลังน้ำ | | | | |
| | 87.5 | 0.04 | 0.13 | 0 |
| โรงไฟฟ้าพลังความร้อน | | | | |
| เชื้อเพลิงชนิดน้ำมัน | 38.5 | 0.17 | 0.14 | 335 |
| เชื้อเพลิงชนิดถ่านหิน | 42 | 0.29 | 0.17 | 92 |
| เชื้อเพลิงชนิดก๊าซธรรมชาติ | 9.1 | 0.01 | 0.04 | 250 |
| โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวม | | | | |
| | 17.5 | 0.11 | 0.09 | 250 |
| โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ | | | | |
| | 9.1 | 0.01 | 0.04 | 250 |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

**ภาคผนวก ฉ ข้อมูลการคำนวณคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงาน
ของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า**

ในภาคผนวกนี้ จะแสดงผลการทดสอบในหัวข้อ7.3 ตามระเบียบวิธีการในบทที่ 6 ซึ่งสามารถคำนวณหาคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานโดยจะแยกพิจารณาในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าโดยคาดการณ์ว่าโครงการอนุรักษ์พลังงานนี้ จะมีเป้าหมายที่จะลดการใช้พลังงานได้ % ,2%และ3%โดยในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแบ่งตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย 1) ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า150 หน่วย 2) ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยมากกว่า150 หน่วย 3) ผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดเล็ก 4) ผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดกลาง5) ผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดใหญ่6) ผู้ใช้ไฟธุรกิจเฉพาะอย่าง7) ผู้ใช้ไฟเพื่อสูบน้ำ ำเพื่อการเกษตร และ8) ผู้ใช้ไฟหน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงกำไรดังแสดงต่อไปนี้

ฉ. 1 ผลการคำนวณคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานที่มีเป้าหมายที่จะลดการใช้พลังงานได้ 1%

ตารางที่ ฉ.1 ประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า150 หน่วย

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ที่อยู่อาศัยน้อยกว่า150หน่วย | 0.000008 | 0.012715 | 233,416.31 | 767.25 | 137,771.42 |
| ผลต่างที่ ๑2 กรณี | 0.000000 | -0.000660 | 265.129312 | -39.817237 | 118.785129 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2320 | | |

ตารางที่ ฉ.2 ประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า150 หน่วย

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|-----------------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ที่อยู่อาศัยมากกว่า150หน่วย | 0.000007 | 0.012534 | 233,299.00 | 756.32 | 137,718.77 |
| ผลต่างที่ ๑2 กรณี | 0.000000 | -0.000841 | 382.440531 | -50.746114 | 171.431363 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2309 | | |

ตารางที่ ๑.3 ประเภทผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดเล็ก

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้า ดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดเล็ก | 0.000007 | 0.012522 | 233,387.37 | 755.58 | 137,758.37 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | 0.000000 | -0.000853 | 294.070095 | -51.485680 | 131.831791 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2306 | | |

ตารางที่ ๑.4 ประเภทธุรกิจขนาดกลาง

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้า ดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดกลาง | 0.000007 | 0.011090 | 233,079.44 | 669.20 | 137,620.89 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000001 | -0.002285 | 601.997976 | -137.873420 | 269.317139 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2353 | | |

ตารางที่ ๑.5 ประเภทธุรกิจขนาดใหญ่

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้า ดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 0.000006 | 0.009385 | 232,086.08 | 566.30 | 137,176.45 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000002 | -0.003990 | 1595.353488 | -240.774165 | 713.753546 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2352 | | |

ตารางที่ ๑.6 ประเภทธุรกิจเฉพาะอย่าง

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|--|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจเฉพาะอย่าง | 0.000008 | 0.013122 | 233,593.97 | 791.80 | 137,850.80 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | 0.000000 | -0.000253 | 87.465903 | -15.270691 | 39.399508 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2200 | | |

ตารางที่ ๑.7 ประเภทเพื่อสนับสนุนการเกษตร

| | LOLE(วัน/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|---|--|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| การเกษตร | 0.000008 | 0.013318 | 233,677.46 | 803.60 | 137,888.36 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | 0.000000 | -0.000057 | 3.975011 | -3.466282 | 1.840415 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.1598 | | |

ตารางที่ ๑.8 ประเภทหน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงกำไร

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการ การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|--|--|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| หน่วยงานราชการ | 0.000008 | 0.012777 | 233,561.36 | 770.98 | 137,836.17 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | 0.000000 | -0.000598 | 120.080415 | -36.094598 | 54.028277 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2225 | | |

ฉ. 2 ผลการคำนวณคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานที่มีเป้าหมายที่จะลดการใช้พลังงานได้ 2%

ตารางที่ ฉ.9 ประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วย

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|--------------------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ที่อยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วย | 0.000007 | 0.012099 | 233,149.93 | 730.06 | 137,652.43 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000001 | -0.001276 | 531.50 | -77.01 | 237.77 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2353 | | |

ตารางที่ ฉ.10 ประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วย

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ที่อยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วย | 0.000007 | 0.011779 | 232,928.05 | 710.76 | 137,552.79 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000001 | -0.001596 | 753.38 | -96.31 | 337.41 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2328 | | |

ตารางที่ ฉ.11 ประเภทผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดเล็ก

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดเล็ก | 0.000007 | 0.011763 | 233,080.76 | 709.79 | 137,621.33 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000001 | -0.001612 | 600.68 | -97.28 | 268.87 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2341 | | |

ตารางที่ ๑๒ ประเภทธุรกิจขนาดกลาง

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟาดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|-----------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดกลาง | 0.000006 | 0.009261 | 232,485.39 | 558.84 | 137,355.94 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | -0.000002 | -0.004114 | 1,196.05 | -248.23 | 534.27 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2387 | | |

ตารางที่ ๑๓ ประเภทธุรกิจขนาดใหญ่

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟาดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|-----------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 0.000004 | 0.006571 | 230,505.53 | 396.49 | 136,471.40 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | -0.000004 | -0.006804 | 3,175.91 | -410.58 | 1,418.80 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2384 | | |

ตารางที่ ๑๔ ประเภทธุรกิจเฉพาะอย่าง

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟาดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|-----------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจเฉพาะอย่าง | 0.000008 | 0.012932 | 233,504.80 | 780.31 | 137,810.82 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | 0.000000 | -0.000444 | 176.64 | -26.76 | 79.39 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2250 | | |

ตารางที่ ๑๕ ประเภทเพื่อสนับสนุนการเกษตร

| | LOLE(วัน/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| การเกษตร | 0.000008 | 0.013273 | 233,668.30 | 800.90 | 137,884.11 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | 0.000000 | -0.000102 | 13.14 | -6.17 | 6.09 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.1581 | | |

ตารางที่ ๑๖ ประเภทหน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงกำไร

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| หน่วยงานราชการ | 0.000007 | 0.012234 | 233,427.61 | 738.19 | 137,776.42 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | -0.000001 | -0.001142 | 253.83 | -68.88 | 113.78 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2309 | | |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จ. 3 ผลการคำนวณคุณค่าผ่านโครงการอนุรักษ์พลังงานที่มีเป้าหมายที่จะลดการใช้พลังงานได้ 3%

ตารางที่ จ.17 ประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า150 หน่วย

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ที่อยู่อาศัยน้อยกว่า150หน่วย | 0.000007 | 0.011540 | 232,890.72 | 696.35 | 137,536.68 |
| ผลต่างที่ ๖2 กรณี | -0.000001 | -0.001835 | 790.719458 | -110.725047 | 353.517718 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2367 | | |

ตารางที่ จ.18 ประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า150 หน่วย

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|-----------------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ที่อยู่อาศัยมากกว่า150หน่วย | 0.000007 | 0.011081 | 232,554.68 | 668.62 | 137,385.98 |
| ผลต่างที่ ๖2 กรณี | -0.000001 | -0.002295 | 1126.753569 | -138.452962 | 504.227017 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2346 | | |

ตารางที่ จ.19 ประเภทผู้ใช้ไฟธุรกิจขนาดเล็ก

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดเล็ก | 0.000007 | 0.011043 | 232,785.57 | 666.35 | 137,489.46 |
| ผลต่างที่ ๖2 กรณี | -0.000001 | -0.002332 | 895.866722 | -140.719530 | 400.746368 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2355 | | |

ตารางที่ ฉ.20 ประเภทธุรกิจขนาดกลาง

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้า ดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดกลาง | 0.000005 | 0.007715 | 231,886.67 | 465.51 | 137,089.58 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000003 | -0.005661 | 1794.765475 | -341.565247 | 800.626187 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2417 | | |

ตารางที่ ฉ.21 ประเภทธุรกิจขนาดใหญ่

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้า ดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจขนาดใหญ่ | 0.000003 | 0.004586 | 228,914.24 | 276.73 | 135,763.31 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | -0.000005 | -0.008789 | 4767.193457 | -530.343797 | 2126.895833 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2414 | | |

ตารางที่ ฉ.22 ประเภทธุรกิจเฉพาะอย่าง

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้า ดับ (บาท) | พลังงานที่ ผลิตได้ (GWhr) |
|-------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|---|---------------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| ธุรกิจเฉพาะอย่าง | 0.000008 | 0.012739 | 233,429.98 | 768.66 | 137,777.10 |
| ผลต่างทั้ง 2 กรณี | 0.000000 | -0.000637 | 251.459235 | -38.407839 | 113.098117 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2234 | | |

ตารางที่ ๑.23 ประเภทเพื่อสนับสนุนการเกษตร

| | LOLE(วัน/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| การเกษตร | 0.000008 | 0.013239 | 233,661.23 | 798.86 | 137,880.88 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | 0.000000 | -0.000136 | 20.203281 | -8.205441 | 9.322682 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.1671 | | |

ตารางที่ ๑.24 ประเภทหน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงกำไร

| | LOLE(day/year) | EENS(MW) | ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท) | พลังงานที่ผลิตได้ (GWhr) |
|------------------|----------------|-----------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| กรณีฐาน | 0.000008 | 0.013375 | 233,681.44 | 807.07 | 137,890.20 |
| หน่วยงานราชการ | 0.000007 | 0.011718 | 233,315.08 | 707.04 | 137,726.01 |
| ผลต่างที่ ๒ กรณี | -0.000001 | -0.001658 | 366.359978 | -100.030267 | 164.188860 |
| คุณค่า (บาท/kWh) | | | 2.2313 | | |

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ข. 1 ข้อมูลการจัดเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2551

ระบบทดสอบนี้ ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย 2551 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทั้งหมด 191 เครื่อง โดยสามารถจัดเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ดังนี้

ตารางที่ ข.1 รายละเอียดข้อมูลจัดเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

| ลำดับ | ชนิดเครื่อง * กำเนิดไฟฟ้า | MW | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|-------|------------------------------|-------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| 1 | TH1 | 150 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 2 | TH1 | 150 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 3 | TH1 | 150 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 4 | TH1 | 150 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 5 | TH1 | 300 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 6 | TH1 | 300 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 7 | TH1 | 300 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 8 | TH1 | 300 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 9 | TH1 | 300 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 10 | TH1 | 300 | 0.53 | 0.01 | 0.04 |
| 11 | TH2 | 673.3 | 0.84 | 0.01 | 0.04 |
| 12 | TH2 | 673.3 | 0.84 | 0.01 | 0.04 |
| 13 | Imp1 | 115 | 1.57 | 0.00 | 0.00 |
| 14 | Imp1 | 115 | 1.57 | 0.00 | 0.00 |
| 15 | Imp2 | 75 | 1.57 | 0.00 | 0.00 |
| 16 | Imp2 | 75 | 1.57 | 0.00 | 0.00 |
| 17 | C1 | 350 | 1.72 | 0.11 | 0.09 |
| 18 | C2 | 230 | 1.72 | 0.11 | 0.09 |
| 19 | C2 | 230 | 1.72 | 0.11 | 0.09 |
| 20 | C2 | 240 | 1.70 | 0.11 | 0.09 |
| 21 | C3 | 685 | 1.73 | 0.11 | 0.09 |
| 22 | C3 | 675 | 2.04 | 0.11 | 0.09 |
| 23 | C3 | 681 | 1.73 | 0.11 | 0.09 |
| 24 | C4 | 356.5 | 1.73 | 0.11 | 0.09 |
| 25 | C4 | 356.5 | 1.73 | 0.11 | 0.09 |

ตารางที่ ข.1 รายละเอียดข้อมูลจัดเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ต่อ)

| ลำดับ | ชนิดเครื่องกำเนิด * ไฟฟ้า | MW | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|-------|------------------------------|-------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| 26 | C4 | 230 | 1.87 | 0.11 | 0.09 |
| 27 | C5 | 734 | 1.73 | 0.11 | 0.09 |
| 28 | C5 | 734 | 1.73 | 0.11 | 0.09 |
| 29 | C4 | 230 | 1.87 | 0.11 | 0.09 |
| 30 | C4 | 240 | 1.87 | 0.11 | 0.09 |
| 31 | C6 | 700 | 1.87 | 0.11 | 0.09 |
| 32 | C6 | 700 | 1.87 | 0.11 | 0.09 |
| 33 | C7 | 230 | 1.87 | 0.11 | 0.09 |
| 34 | C7 | 230 | 1.87 | 0.11 | 0.09 |
| 35 | C7 | 250 | 1.76 | 0.11 | 0.09 |
| 36 | C8 | 110 | 1.76 | 0.11 | 0.09 |
| 37 | C8 | 110 | 1.76 | 0.11 | 0.09 |
| 38 | C8 | 115 | 1.76 | 0.11 | 0.09 |
| 39 | SPP&VSPP | 0 | 2.02 | 0 | 0 |
| 40 | C8 | 200 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 41 | C8 | 200 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 42 | C8 | 218 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 43 | C9 | 205.4 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 44 | C9 | 205.4 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 45 | C9 | 223.4 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 46 | C9 | 223.4 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 47 | C9 | 223.4 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 48 | C9 | 223.4 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 49 | C9 | 233 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 50 | C9 | 233 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |

ตารางที่ ข.1 รายละเอียดข้อมูลจัดเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ต่อ)

| ลำดับ | ชนิดเครื่องกำเนิด* ไฟฟ้า | MW | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|-------|-----------------------------|-------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| 51 | C9 | 256.7 | 2.08 | 0.11 | 0.09 |
| 52 | C10 | 678 | 2.89 | 0.11 | 0.09 |
| 53 | C11 | 386.3 | 1.77 | 0.11 | 0.09 |
| 54 | C11 | 386.3 | 1.77 | 0.11 | 0.09 |
| 55 | C11 | 328.5 | 1.77 | 0.11 | 0.09 |
| 56 | C11 | 328.5 | 1.77 | 0.11 | 0.09 |
| 57 | C12 | 120.7 | 1.92 | 0.11 | 0.09 |
| 58 | C12 | 121.9 | 1.92 | 0.11 | 0.09 |
| 59 | C12 | 121.9 | 1.92 | 0.11 | 0.09 |
| 60 | C12 | 123.7 | 1.92 | 0.11 | 0.09 |
| 61 | C12 | 124 | 1.92 | 0.11 | 0.09 |
| 62 | C12 | 125 | 2.67 | 0.11 | 0.09 |
| 63 | C13 | 294.6 | 1.76 | 0.11 | 0.09 |
| 64 | C13 | 287.6 | 2.39 | 0.11 | 0.09 |
| 65 | C13 | 289.8 | 2.39 | 0.11 | 0.09 |
| 66 | C13 | 302.9 | 3.41 | 0.11 | 0.09 |
| 67 | TH3 | 720 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 68 | TH3 | 720 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 69 | TH4 | 550 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 70 | TH4 | 550 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 71 | TH4 | 600 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 72 | TH4 | 600 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 73 | TH5 | 310 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 74 | TH5 | 310 | 3.41 | 0.01 | 0.04 |
| 75 | C14 | 69.9 | 2.32 | 0.01 | 0.04 |

ตารางที่ ข.1 รายละเอียดข้อมูลจัดเรียงลำดับความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ต่อ)

| ลำดับ | ชนิดเครื่องกำเนิด * ไฟฟ้า | MW | Fuel cost (บาท/kWh) | Fixed O&M (ล้านบาท/MW) | Varied O&M (บาท/kWh) |
|-------|------------------------------|------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| 76 | C14 | 70.2 | 2.14 | 0.01 | 0.04 |
| 77 | TH6 | 340 | 2.14 | 0.17 | 0.14 |
| 78 | G1 | 13 | 2.14 | 0.01 | 0.04 |
| 79 | G1 | 14 | 2.14 | 0.01 | 0.04 |
| 80 | G1 | 14 | 2.14 | 0.01 | 0.04 |
| 81 | G1 | 16 | 2.06 | 0.01 | 0.04 |
| 82 | G1 | 16 | 2.06 | 0.01 | 0.04 |
| 83 | G1 | 22 | 2.06 | 0.01 | 0.04 |
| 84 | G1 | 22 | 2.06 | 0.01 | 0.04 |
| 85 | G1 | 120 | 3.11 | 0.01 | 0.04 |
| 86 | SPP&VSPP | 0 | 3.76 | 0 | 0 |
| 87 | G2 | 122 | 4.09 | 0.01 | 0.04 |
| 88 | G2 | 122 | 4.09 | 0.01 | 0.04 |
| 89 | G3 | 122 | 6.27 | 0.01 | 0.04 |
| 90 | G3 | 122 | 6.27 | 0.01 | 0.04 |
| 91 | G3 | 122 | 6.27 | 0.01 | 0.04 |

* TH คือ ตัวแทนโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

C คือ ตัวแทนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

G คือ ตัวแทนโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส

Imp คือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

SPP&VSPP คือ การซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย ยอด นิติกิจไพบูลย์ เกิดวันที่ 29 กันยายน พ.ศ. 2526 ที่จังหวัดขอนแก่น สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น เมื่อปี พ.ศ. 2549 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้าที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยพ.ศ. 2551



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย