

การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า



นายพรเทพ เทียบรัตน์

สถาบันวิทยบริการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

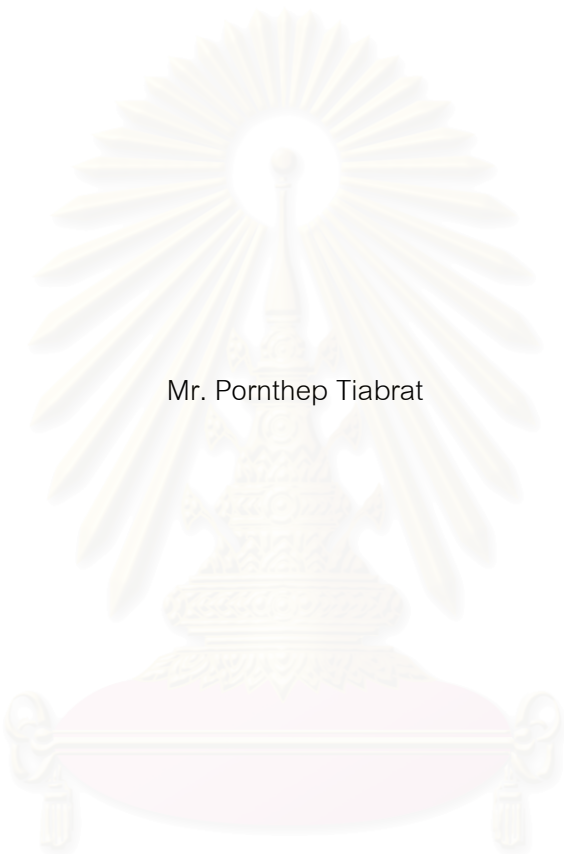
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2550

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

GENERATION SYSTEM PLANNING
WITH CONSIDERATION OF LOAD FORECAST UNCERTAINTY



Mr. Pornthep Tiabrat

สถาบันวิทยบริการ
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 2007

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงความไม่แน่นอน
ของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

โดย

นายพรเทพ เทียบรัตน์


สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษา

ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

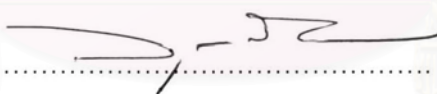
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต


..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศฤทธิ์วงค์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


..... ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)


..... อาจารย์ที่ปรึกษา
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)


..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(นาย วราวุธ ศิริผล)


..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล)

สถาบันวิจัยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พรเทพ เทียบรัตน์ : การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า. (GENERATION SYSTEM PLANNING WITH CONSIDERATION OF LOAD FORECAST UNCERTAINTY) อ. ที่ปรึกษา : ศ. ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, 109 หน้า.

ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้นตามการพัฒนาทางเศรษฐกิจที่เติบโตเพิ่มขึ้นในแต่ละปีซึ่งความเพียงพอของกำลังการผลิตไฟฟ้าจัดเป็นปัจจัยสำคัญต่อการพัฒนาประเทศในระยะยาว การวางแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าในอนาคตโดยคำนึงถึงประสิทธิภาพและความพร้อมของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งจึงเป็นสิ่งจำเป็น ทั้งนี้การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาวให้แม่นยำนั้นเป็นสิ่งที่เป็นไปได้ยาก การวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจึงควรคำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า อันจะนำไปสู่แผนการขยายกำลังการผลิตที่ดีมีความเชื่อถือได้สูงและมีการลงทุนอย่างเหมาะสม อีกทั้งมีความยืดหยุ่นต่อการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงต่อเหตุการณ์ที่แตกต่างไปจากที่คาดหมายได้ในอนาคต

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและขีดจำกัดทางด้านพลังงานของโรงไฟฟ้าโดยอาศัยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประกอบกับการประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้หลักวิธีการทางทฤษฎีความน่าจะเป็นประกอบการแก้ไขปัญหา

โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นได้นำไปทดสอบกับระบบผลิตไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งพิจารณาขีดจำกัดของพลังงานของโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และ โรงไฟฟ้าสูบกกลับ สมรรถนะการทำงานของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ผลจากการทดสอบได้นำไปสู่ข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะ ในการกำหนดแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศต่อไป

ภาควิชา..... วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อนิสิต..... วรวิทย์ เทียบรัตน์
สาขาวิชา..... วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....
ปีการศึกษา..... 2550.....

4970453021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD: RELIABILITY ASSESSMENT / LOSS-OF-LOAD EXPECTATION (LOLE) / ENERGY LIMITED UNITS / POWER GENERATION EXPANSION PLANNING / LOAD UNCERTAINTY

PORNTHEP TIABRAT : GENERATION SYSTEM PLANNING WITH CONSIDERATION OF LOAD FORECAST UNCERTAINTY. THESIS ADVISOR : PROF. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D., 109 pp.

Electrical demand tends to increase according to the economic growth along the years. The adequacy of the generation system is a major factor for long-term development of the country. To ensure adequacy of the generation system, generation expansion planning should comply with the future demand taking into account operating cost and availability of each power plant. In addition, it is hard to receive long-term demand forecast with high accuracy. Hence, the uncertainty of the forecasted demand must be considered. Consequently, it will lead to appropriate generation expansion planning, resulting in acceptable reliability with flexibility and appropriate investment level for handling with unexpected event occurred in the future.

This thesis presents the generation system planning with consideration of load forecast uncertainty and energy limited units based on specified reliability indices.

The developed computer program has been tested with a modified generation system of Thailand considering energy limitation in power plants i.e. hydro power and pumped storage. The test result leads to comments and suggestion in improving the development of the power development plan for the country.

Department : Electrical Engineering Student's signature : *ปิ่นทิพย์ ทิพย์ทิพย์*

Field of study : Electrical Engineering Advisor's signature : *Prof. Bundhit*

Academic year : 2007

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบ แก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี คุณวรารุท ศิริผล และอาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำ วิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี นอกจากนี้ผู้วิจัยต้องขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยเป็นอย่างสูง ที่ให้ทุนอุดหนุนสำหรับการวิจัยนี้ ภายใต้โครงการ “ศิษย์ก้นกุฏิ”

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดา มารดา และน้อง ที่คอยให้กำลังใจตลอดมา และขอขอบคุณ อิศราพร กุลกำจร ณัฐพล ตาทิคุณ และ รัชชานัย นิธิฤทธิไกร และเพื่อน พี่ น้อง ที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ตลอดระยะเวลาทำการวิจัยนี้

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญภาพ	ฏ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	2
1.3 วัตถุประสงค์	3
1.4 ขอบเขตวิทยานิพนธ์	4
1.5 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน.....	4
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์	4
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	4
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	6
2.1 แนวคิดพื้นฐานและหลักการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง (Power system reliability evaluation).....	6
2.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.....	8
2.3 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า	9
2.3.1 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ	9
2.3.2 แบบจำลองมาร์คอฟฟี 2 สถานะ (2-states Markov model).....	10
2.3.3 ตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT)	15
2.4 แบบจำลองของโหลด (Load model)	17
2.4.1 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve)	17
2.4.2 แบบจำลองของโหลดชนิด Individual state.....	19

บทที่	หน้า
2.5 สรุป.....	21
บทที่ 3 ระเบียบวิธีการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้	22
3.1 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า	22
3.1.1 การคำนวณค่าดัชนี Loss of Load Expectation (LOLE)	22
3.1.2 การคำนวณค่าดัชนี Expected Energy Not Supplied (EENS)	24
3.1.3 การประยุกต์การคำนวณค่าดัชนี EENS	25
3.1.4 ตัวอย่างการคำนวณค่าดัชนีความเสี่ยง.....	30
3.2 ผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด	34
3.3 หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic analysis)	38
3.4 สรุป.....	41
บทที่ 4 หลักการการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า.....	42
4.1 แนวคิดในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า.....	42
4.1.1 ขั้นตอนในการเลือกโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า.....	45
4.1.2 ตัวอย่างการเลือกเพื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	49
4.2 ความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53
4.3 สรุป.....	58
บทที่ 5 ผลการทดสอบ	59
5.1 ผลการทดสอบโดยใช้วิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า	59
5.2 ผลการทดสอบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีที่นำเสนอ.....	61
5.2.1 ระบบทดสอบดัดแปลงประเทศไทย	61
5.3 ผลการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า	62
5.4 ผลของการใช้ระยะเวลาการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้ข้อมูลโหลดรายวัน	68
5.5 ผลของการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์	73
5.6 ผลของการเปลี่ยนลักษณะโหลดในแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	78
5.7 สรุปผลการทดลอง.....	81
บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	82
6.1 สรุปผลการวิจัย	82
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	83

บทที่	หน้า
รายการอ้างอิง.....	84
ภาคผนวก.....	87
ภาคผนวก ก.....	88
ภาคผนวก ข.....	91
ภาคผนวก ค.....	95
ภาคผนวก ง.....	101
ภาคผนวก จ.....	105
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	109



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญญัตราง

ตาราง	หน้า
ตารางที่ 2.1 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี FOR.....	12
ตารางที่ 2.2 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี EFOR	12
ตารางที่ 2.3 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี AF	13
ตารางที่ 2.4 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี EAF	14
ตารางที่ 3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าตัวอย่าง.....	26
ตารางที่ 3.2 ดัชนี EENS เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 เข้าสู่ระบบ	28
ตารางที่ 3.3 ดัชนี EENS เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 เข้าสู่ระบบ	28
ตารางที่ 3.4 ดัชนี EENS เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 เข้าสู่ระบบ	29
ตารางที่ 3.5 การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตทั้งหมดของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง.....	30
ตารางที่ 3.6 ตาราง COPT บางส่วนของระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System.....	31
ตารางที่ 3.7 ตารางตัวอย่างการคำนวณค่า LOLE และ EENS	33
ตารางที่ 3.8 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอย่าง.....	36
ตารางที่ 3.9 การกระจายของพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอย่าง	37
ตารางที่ 3.10 สูตรแสดงความสัมพันธ์ต่างๆ	40
ตารางที่ 4.1 ทางเลือกในการขยายกำลังการผลิต	48
ตารางที่ 4.2 รูปแบบของชุดค่าตอบของโรงไฟฟ้าที่จะทำการเพิ่ม	51
ตารางที่ 4.3 เปรียบเทียบความผิดพลาดของชุดพยากรณ์ต่ำ กลาง และ สูง ปี 2541	55
ตารางที่ 5.1 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง.....	60
ตารางที่ 5.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบตัวอย่าง	60
ตารางที่ 5.3 ชุดค่าพยากรณ์โหลดสูงสุดปี พ.ศ2541.....	62
ตารางที่ 5.4 แผนการขยายกำลังการผลิตปี พ.ศ2546 - 2542	62
ตารางที่ 5.5 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้แบบจำลอง ค่าโหลดสูงสุด 4 แบบ.....	63
ตารางที่ 5.6 สรุปผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตแบบต่างๆ.....	64
ตารางที่ 5.7 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตปีพ.ศ2551	65
ตารางที่ 5.8 เปอร์เซนต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบ.....	66
ตารางที่ 5.9 เปรียบเทียบผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมง และโหลดรายวัน.....	69

ตาราง

ตารางที่ 5.10	เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบ เมื่อใช้ข้อมูลโหลดรายวันในการพิจารณา	71
ตารางที่ 5.11	ค่าพยากรณ์ปรับปรุง	73
ตารางที่ 5.12	เปรียบเทียบผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตเมื่อเพิ่มค่าโหลด พยากรณ์สูงสุด	74
ตารางที่ 5.13	เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบ โดยการเพิ่มค่าพยากรณ์โหลด	77
ตารางที่ 5.14	ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของลักษณะโหลดตัวอย่าง	79
ตารางที่ 5.15	สรุปผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตเมื่อใช้ลักษณะโหลดแบบต่างๆ	80
ตารางที่ 5.16	สรุปการวางแผนขยายกำลังการผลิตทั้งหมด	81

สารบัญภาพ

ภาพประกอบ	หน้า
รูปที่ 2.1 ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง	7
รูปที่ 2.2 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1	8
รูปที่ 2.3 แบบจำลองที่ใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ในระบบผลิตไฟฟ้า	8
รูปที่ 2.4 ลักษณะสถานการณ์ทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	9
รูปที่ 2.5 การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไฟฟ้าเมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์ อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย	10
รูปที่ 2.6 แบบจำลองมาร์คอฟฟี 2 สถานะสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	10
รูปที่ 2.7 เปรียบเทียบสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระหว่างการใช้ค่าสมรรถนะแบบ AF (ก) และแบบ EAF (ข).....	15
รูปที่ 2.8 เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง.....	18
รูปที่ 2.9 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve).....	18
รูปที่ 2.10 แบบจำลองของโหลดชนิด Individual state	19
รูปที่ 2.11 ลักษณะของแบบจำลองของโหลดชนิด Individual state	20
รูปที่ 2.12 แผนภาพการเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับแบบจำลองของโหลดชนิด Individual state.....	20
รูปที่ 3.1 การคำนวณค่าดัชนี LOLE โดยการพิจารณาเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (LDC) ...	23
รูปที่ 3.2 คำนวณค่าดัชนี EENS โดยการพิจารณาเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (LDC).....	24
รูปที่ 3.3 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดตัวอย่าง.....	27
รูปที่ 3.4 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System.....	32
รูปที่ 3.5 แผนภาพขั้นตอนการตัดโหลด.....	34
รูปที่ 3.6 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของระบบตัวอย่างที่ 3.1.....	36
รูปที่ 3.7 เปรียบเทียบเส้นโค้งช่วงระยะเวลาดังเดิม เส้นโหลดปรับปรุงความจุ และเส้นโหลดปรับปรุงสุดท้าย.....	37
รูปที่ 4.1 แนวคิดในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้า.....	43
รูปที่ 4.2 แผนภาพขั้นตอนการวางแผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้า	44
รูปที่ 4.3 แผนภาพแสดงค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด	46
รูปที่ 4.4 แผนภาพขั้นตอนการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้ามาในระบบ.....	47
รูปที่ 4.5 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดดั้งเดิม	53

ภาพประกอบ	หน้า
รูปที่ 4.6 การประมาณการกระจายแบบปกติออกเป็นช่วง 7 ช่วงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	53
รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบโหลดค่าจริงกับชุดค่าพยากรณ์โหลดสูงสุดปี 2541	54
รูปที่ 4.8 แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอ	55
รูปที่ 4.9 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง	56
รูปที่ 4.10 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำต่ำ	57
รูปที่ 4.11 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง	57
รูปที่ 4.12 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง	58
รูปที่ 5.1 ดัชนี LOLE จากการคำนวณในการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้ แบบจำลองค่าโหลดสูงสุด 4 แบบ	65
รูปที่ 5.2 เปรียบเทียบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้ง สำรองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอ	67
รูปที่ 5.3 ตัวอย่างเปรียบเทียบการใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงและโหลดรายวัน	70
รูปที่ 5.4 เปรียบเทียบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้ง สำรองของระบบผลิตไฟฟ้าและวิธีที่นำเสนอโดยเพิ่มค่าโหลดสูงสุด	72
รูปที่ 5.5 ค่าพยากรณ์ปรับปรุง	73
รูปที่ 5.6 เปรียบเทียบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้ง สำรองของระบบผลิตไฟฟ้าและวิธีที่นำเสนอโดยเพิ่มค่าโหลดสูงสุด	75
รูปที่ 5.7 เปรียบเทียบลักษณะโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า	79

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ส่วนในหัวข้อสุดท้ายจะกล่าวถึงเนื้อหาในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเปรียบเสมือนปัจจัยในการดำรงชีวิตที่สำคัญอีกปัจจัยหนึ่งของมนุษย์ กิจกรรมหลายชนิดจะต้องมีไฟฟ้าเข้าไปเกี่ยวข้อง ดังนั้น การขาดพลังงานไฟฟ้าอาจส่งผลกระทบต่อกิจกรรมต่างๆ ที่กำลังดำเนินอยู่ ยกตัวอย่างเช่น การขาดพลังงานไฟฟ้าส่งผลให้ระบบการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรมต้องหยุดชะงัก ก่อให้เกิดผลเสียหายในด้านเศรษฐศาสตร์และกระทบต่อผลประโยชน์ของประเทศ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างพอเพียง มีประสิทธิภาพ และมีความเชื่อถือ (Reliability) อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ยอมรับได้ โดยที่ยังคงไว้ซึ่งราคาที่เหมาะสม

ในสภาวะสังคมปัจจุบัน ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคมีความต้องการสูงขึ้นตามการพัฒนาทางเศรษฐกิจที่เติบโตเพิ่มขึ้นในแต่ละปี และผู้บริโภคยังมีความคาดหวังต่อความเชื่อถือได้ และคุณภาพของไฟฟ้าที่จะได้รับ ไม่ว่าจะเป็นระดับแรงดัน ความถี่หรือระดับฮาร์โมนิก เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ในระบบไฟฟ้ากำลังอาจมีเหตุการณ์ผิดปกติเกิดขึ้นได้หลากหลาย ซึ่งอาจทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับการจ่ายไฟฟ้าที่ระดับต่ำกว่ามาตรฐานที่ควรจะเป็น โดยเหตุการณ์ต่างๆ เหล่านี้อยู่นอกเหนือการควบคุมของวิศวกรที่ดูแลระบบ ยกตัวอย่างเช่น การเกิดความบกพร่องของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบไฟฟ้า การเกิดความผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ การขาดกำลังการผลิต เป็นต้น ซึ่งเหตุการณ์เหล่านี้ล้วนแต่ส่งผลให้เกิดความเสียหายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น

ความเพียงพอของกำลังการผลิตไฟฟ้านับเป็นปัจจัยสำคัญต่อการพัฒนาประเทศในระยะยาว จึงต้องมีการวางแผนให้ระบบไฟฟ้ามีความพอเพียงและความเชื่อถือได้สูงขึ้นอย่างเหมาะสม เนื่องจาก โดยปกติแล้ว โรงไฟฟ้าโรงหนึ่งจะใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างประมาณ 5-7 ปี ดังนั้น เพื่อให้พลังงานไฟฟ้ามีความเพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าในอนาคต จึงต้องมีการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงประสิทธิภาพและความพร้อมของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง นอกจากนี้ยังต้องคำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาว หากพยากรณ์ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงเกินไปจะส่งผลให้เกิดการลงทุนมากเกินไปจนความจำเป็น

มีผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นด้วย ในทางกลับกัน หากพยากรณ์ค่าความต้องการไฟฟ้าต่ำเกินไป ก็จะทำให้เกิดผลในทางตรงกันข้าม คือ ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าก็จะลดลงไปด้วย จากเหตุผลดังกล่าว จึงมีความจำเป็นที่จะต้องทำการประเมินสถานภาพที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าที่ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ในระดับที่ยอมรับได้ นั่นคือผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับการจ่ายไฟฟ้าที่พอเพียง ความเชื่อถือได้สูง และในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายของการผลิตไฟฟ้ายังอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ดัชนี LOLE (Loss of Load Expectation) ประกอบการประเมินความเชื่อถือได้ (Reliability assessment) และการประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง ซึ่งโดยทั่วไปนั้นในการประเมินความเชื่อถือได้สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธี คือ วิธีการวิเคราะห์แบบความน่าจะเป็น (Probabilistic method) และวิธีการวิเคราะห์ด้วยวิธีจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) สำหรับวิธีการวิเคราะห์แบบความน่าจะเป็นนั้นจะเป็นการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังขึ้นมาก่อน จากนั้นจึงทำการคำนวณด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ให้สอดคล้องกับแบบจำลอง ส่วนวิธีการวิเคราะห์ด้วยวิธีจำลองเหตุการณ์นั้น เป็นการจำลองเหตุการณ์การขัดข้องของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าด้วยการสุ่มตามหลักการทางคณิตศาสตร์แล้วจึงพิจารณาถึงผลการทำงานของระบบแทนการแก้ปัญหาด้วยการแทนค่าสมการโดยตรง โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการวิเคราะห์แบบความน่าจะเป็น (Probabilistic method) เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าว

1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ปัญหาสำคัญประการหนึ่งในการวางแผนขยายกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้ากำลัง คือ การกำหนดกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในอนาคตเพื่อให้เพียงพอและมีต้นทุนที่เหมาะสมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ในอดีตได้มีผู้เสนอแนวทางการวางแผนไว้หลายรูปแบบ วิธีหนึ่งที่ใช้กันอย่างแพร่หลายคือ วิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า (Deterministic method) โดยวิธีนี้จะเป็นการกำหนดกำลังผลิตสำรองล่วงหน้าเมื่อพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เช่นวางแผนให้กำลังไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นสัดส่วนของค่าโหลดสูงสุดที่พยากรณ์ได้รวมกับค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในระบบผลิตไฟฟ้า [1]

อีกแนวทางหนึ่งคือการประยุกต์วิธีทางความน่าจะเป็น (Probabilistic method) ในการประเมินความเชื่อถือได้เพื่อการวางแผนการขยายกำลังการผลิตซึ่งจะมีปัจจัยที่ต้องพิจารณาอีก 2 ส่วนคือ ข้อจำกัดในการวางแผน และ ข้อมูลป้อนเข้าที่ใช้ในการวางแผนกำลังการผลิต

ในด้านข้อจำกัดในการวางแผนได้มีผู้เสนอข้อจำกัดต่างๆในการพิจารณา ยกตัวอย่างเช่น การวางแผนเพื่อให้มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนและการปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ามีราคาถูก และมีความเชื่อถือได้ในเกณฑ์ที่กำหนด [2,3] การวางแผนที่คำนึงถึงสิ่งแวดล้อมโดยการจำกัดการปล่อยของเสีย (Emission Controls) [4] การวางแผนที่คำนึงถึงขีดจำกัดทางด้านพลังงานของโรงไฟฟ้า (Energy limited units) [5]

ในด้านข้อมูลป้อนเข้าที่ใช้ในการวางแผนได้มีผู้เสนอแนวทางในการจัดการกับข้อมูลป้อนเข้าโดยมีการคำนึงความไม่แน่นอนของข้อมูลป้อนเข้า ตัวอย่างเช่น การประยุกต์ใช้ทฤษฎีฟัซซี (Fuzzy theory) ในการประเมินความเชื่อถือได้ [6] หรือ การวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยการสมมติให้ลักษณะโหลด (load profile) ของผู้ใช้ไฟฟ้ามีการกระจายตัวเป็นแบบเรย์ลี (Rayleigh Distribution) [7]

ในการแก้ไขปัญหาเพื่อจัดการกับข้อจำกัดและข้อมูลป้อนเข้าที่มีจำนวนมากเหล่านี้ในการวางแผนการขยายกำลังการผลิตระบบไฟฟ้ากำลัง ได้มีผู้เสนอแนวทางในการแก้ไขปัญหาไว้หลากหลายวิธี เช่น การแก้ปัญหาดังกล่าวด้วยวิธีจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) [8] หรือ การแก้ปัญหาดังกล่าวด้วยการประยุกต์ใช้กระบวนการวิเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm) [4,9] แต่วิธีเหล่านี้จะใช้ระยะเวลาในการคำนวณนาน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและขีดจำกัดทางด้านพลังงานของโรงไฟฟ้าโดยอาศัยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประกอบกับการประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้หลักวิธีการทางทฤษฎีความน่าจะเป็นประกอบการแก้ไขปัญหา

1.3 วัตถุประสงค์

- 1) นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระเบียบวิธีความน่าจะเป็นแบบการวิเคราะห์
- 2) เพื่อนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้จากวิธีการที่นำเสนอใช้ประกอบการตัดสินใจในขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังการผลิต
- 3) เพื่อออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการคำนวณค่าความเชื่อถือได้และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตกำลังไฟฟ้า
- 4) เปรียบเทียบและวิเคราะห์ความเหมาะสมของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีการจัดทำมาในอดีต

1.4 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) ทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ไม่รวมระบบส่งไฟฟ้า และ ระบบจำหน่าย
- 2) ทราบข้อมูลสถิติการทำงานที่ผ่านมาในอดีต ของโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบผลิตไฟฟ้า เช่น ขนาดกำลังผลิตติดตั้งและข้อมูลสมรรถนะของโรงไฟฟ้า เป็นต้น
- 3) พิจารณาแบบจำลองสภาวะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบจำลองสองสถานะ
- 4) การเลือกขนาดและประเภทของโรงไฟฟ้าที่จะทำการสร้างเพิ่มให้เป็นไปตามข้อเท็จจริงในทางปฏิบัติ
- 5) ไม่คำนึงถึงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะซ่อมบำรุง

1.5 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

- 1) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้และกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้า
- 2) รวบรวมข้อมูลระบบไฟฟ้าที่จะนำมาใช้ทดสอบ และข้อมูลอื่นๆที่จำเป็น
- 3) ศึกษาการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม MATLAB
- 4) ทำการออกแบบ ทดสอบ ปรับปรุง และแก้ไขโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น
- 5) ทำการจำลองผลโดยอาศัยข้อมูลที่เก็บรวบรวมได้ในข้อที่ 2

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) ทราบวิธีการประเมินขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้า
- 2) ทราบแนวทางการปรับปรุงวิธีการวางแผนเพื่อหากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองภายใต้แผนพัฒนา กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอในแต่ละบทเป็นดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 นำเสนอทฤษฎีพื้นฐานการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ได้แก่ แนวคิดพื้นฐาน แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

บทที่ 3 แสดงระเบียบวิธีที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของดัชนี Loss of Load Expectation (LOLE) เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการวางแผนกำลังการผลิต และดัชนี Expected Energy Not Supplied (EENS) เพื่อใช้ในการประยุกต์คำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้ในตอนท้ายของบทยังได้กล่าวถึงผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด และหลักการวิเคราะห์หาค่าทางเศรษฐศาสตร์

บทที่ 4 นำเสนอแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตของระบบไฟฟ้า กำลังรวมถึงนำเสนอแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

บทที่ 5 แสดงผลการทดสอบระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศ ไทยโดยใช้ระเบียบวิธีการวางแผน และ แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอเปรียบเทียบกับวิธี กำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า

บทที่ 6 เป็นการสรุปและให้ข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไป

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้ได้กล่าวถึง แนวคิดพื้นฐานและหลักการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองของโหลดเพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้

2.1 แนวคิดพื้นฐานและหลักการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง (Power system reliability evaluation)

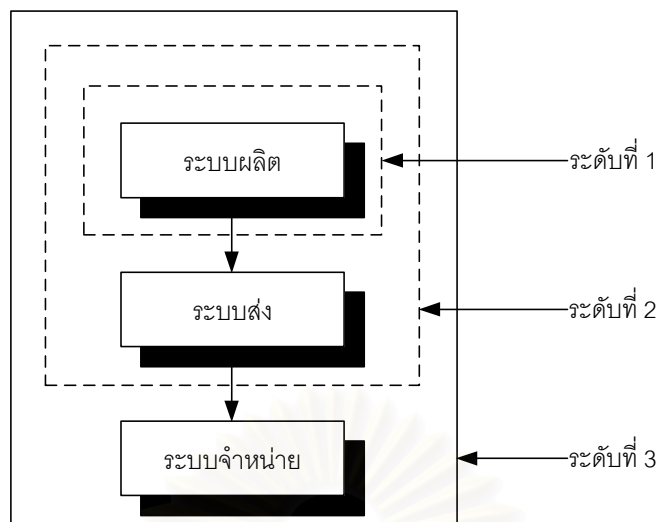
ในการพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถแบ่งหัวข้อในการพิจารณาออกเป็น 2 หัวข้อ [10]

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

ความเพียงพอของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังยังคงทำงานภายใต้ค่าพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด การศึกษาความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความเพียงพอของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-State condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้ากำลัง

ความมั่นคงของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถทนหรือรองรับต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

ในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้านั้น จะคำนึงถึงความเชื่อถือได้ในแง่ของความเพียงพอของระบบเป็นหลัก โดยที่จะต้องมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยทั่วไป เราสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน ดังในรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง

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

ลำดับชั้นที่ 1 (Hierarchical Level One: HL1) เป็นการพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า

ลำดับชั้นที่ 2 (Hierarchical Level Two: HL2) เป็นการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งไฟฟ้า

ลำดับชั้นที่ 3 (Hierarchical Level Three: HL3) เป็นการพิจารณารวมทั้ง 3 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นการศึกษาระดับชั้นที่ 1 คือพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียวซึ่งเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังรวมถึงหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบ อันเป็นผลเนื่องจากสถานะการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอกับความต้องการของโหลดโดยในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้นจึงสามารถจำลองระบบที่ทำการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 ได้ดังรูปที่ 2.2

กำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของระบบ



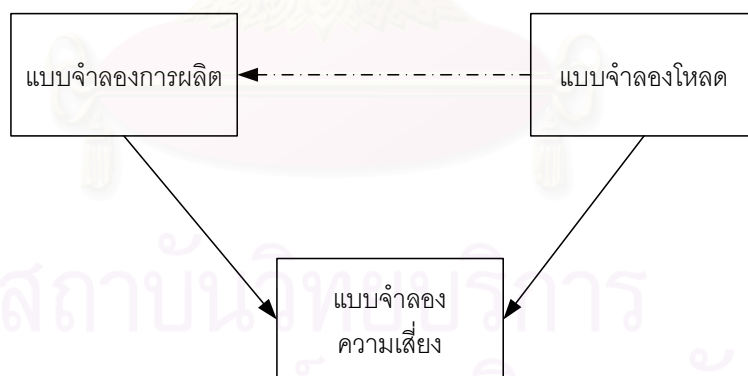
รูปที่ 2.2 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 1

2.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

การพิจารณาค่าความต้องการปริมาณกำลังไฟฟ้าในระบบที่จะต้องผลิต เพื่อให้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอกับปริมาณความต้องการ เป็นปัญหาสำคัญประการหนึ่งในการวางแผนขยายกำลังผลิตในระบบไฟฟ้า ในการพิจารณาค่าความเพียงพอในระบบการผลิตจะมีการสร้างแบบจำลองพื้นฐานเพื่อเป็นตัวแทนของระบบไฟฟ้าที่จำเป็น 3 ส่วน [10] ได้แก่

- 1) แบบจำลองการผลิต (Generation model)
- 2) แบบจำลองโหลด (Load model)
- 3) แบบจำลองความเสี่ยง (Risk model)

โดยแบบจำลองของการผลิตและโหลด จะถูกนำมารวมกันเป็นแบบจำลองของความเสี่ยงที่เหมาะสมดังแสดงในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 แบบจำลองที่ใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ในระบบผลิตไฟฟ้า

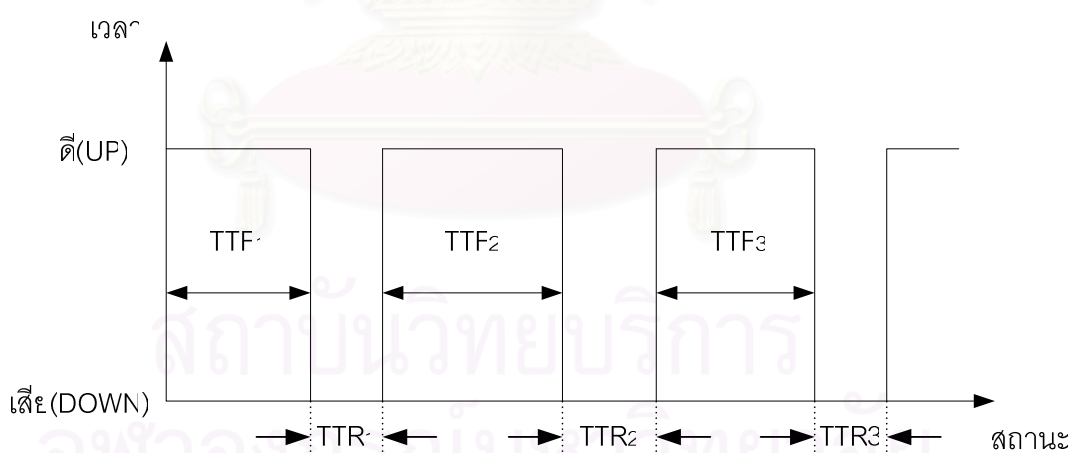
จากรูปที่ 2.3 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าสามารถสร้างขึ้นได้โดยการสร้างตารางความน่าจะเป็นของการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT) โดยตารางนี้จะแสดงสถานะกำลังการผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องที่เป็นไปได้ทั้งหมด อีกทั้งยังแสดงค่าความน่าจะเป็นและความถี่ของการเกิดสถานะต่างๆ ดังกล่าว ส่วนแบบจำลองของโหลดนั้นสามารถ

พิจารณาได้หลายแบบ ยกตัวอย่างเช่น แบบจำลองการเปลี่ยนแปลงของโหลดสูงสุดรายวัน (Daily peak load variation curve) ซึ่งจะพิจารณาเฉพาะโหลดสูงสุดรายวันเท่านั้น หรือโหลดที่เวลาต่างๆ (Load Duration Curve : LDC) ซึ่งจะพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของโหลดทุกๆ ชั่วโมงหรือทุกๆ วัน ส่วนแบบจำลองความเสี่ยงนั้น สามารถคำนวณได้โดยการรวม (Convolution) แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองของโหลดเข้าด้วยกัน ซึ่งก็จะทำให้สามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าได้ในที่สุด

2.3 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า

2.3.1 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 2.4 จะเห็นว่าการทำงานปกติของอุปกรณ์มีลักษณะเป็นช่วงตามคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Non-periodic) ประกอบด้วยสถานะทำงานปกติ “สถานะดี” (Operable state) สลับกับสถานะขัดข้อง “สถานะเสีย” (Failed state) แต่ในการสร้างแบบจำลอง 2 สถานะ “ดี-เสีย” เพื่อแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในช่วงระยะเวลายาว จะสามารถประมาณช่วงระยะเวลาในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย และช่วงคาบเวลาแสดงพฤติกรรมของอุปกรณ์มีลักษณะเป็นคาบเวลาที่สม่ำเสมอ (Periodic) ได้ดังแสดงในรูปที่ 2.5

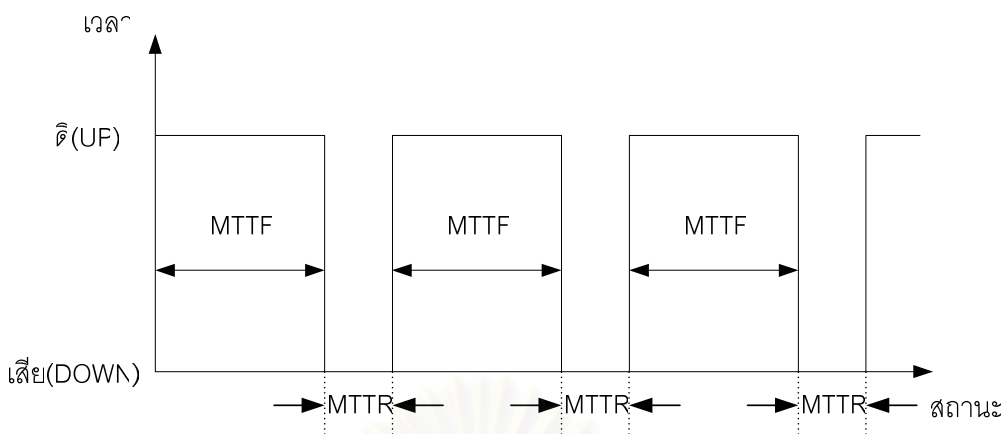


รูปที่ 2.4 ลักษณะสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โดยที่

TTF_i คือ เวลาที่อุปกรณ์จะเสีย หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ในครั้งที่ i

TTR_i คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์เสียในครั้งที่ i



รูปที่ 2.5 การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไฟฟ้าเมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย

โดยที่

MTTF คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ (ค่าเฉลี่ยของ TTF) = $1/\lambda$

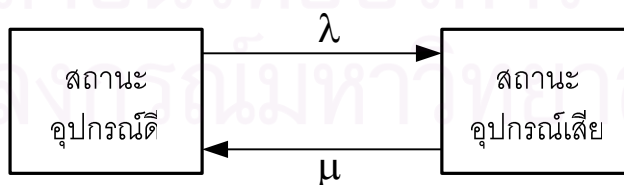
MTTR คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์เสีย (ค่าเฉลี่ยของ TTR) = $1/\mu$

λ คือ อัตราการเสีย (Failure Rate) หรืออัตราการออกจากสถานะดี

μ คือ อัตราการซ่อม (Repair Rate) หรืออัตราการเข้าสู่สถานะดี

2.3.2 แบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ (2-states Markov model) [11]

โดยทั่วไปลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีลักษณะการทำงานเป็นคาบเวลาระหว่างสถานะที่ทำงานได้และทำงานไม่ได้ สลับกันไป โดยสถานะที่ทำงานไม่ได้นั้น มักเกิดจากการที่อุปกรณ์ขัดข้องหรือเสียหาย แต่หลังจากทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วก็สามารถใช้งานได้ต่อไป ดังแสดงในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 แบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

พิจารณาแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะในรูปที่ 2.6 จากการประยุกต์ใช้เมตริกซ์ความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะแบบพหุคูณ (Stochastic transitional probability matrix) สำหรับ

กระบวนการมาร์คอฟแบบต่อเนื่อง (Continuous Markov process) [10] เราจะได้สมการการเปลี่ยนแปลงสถานะแบบพหุคูณ (Stochastic transition equation) คือ

$$\begin{bmatrix} 1-\lambda & \mu \\ \lambda & 1-\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Up} \\ P_{Down} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{Up} \\ P_{Down} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

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

โดยที่

P_{Up} คือ ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะดี (พิจารณาที่สถานะอยู่ตัว: Steady State)

P_{Down} คือ ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะเสีย (พิจารณาที่สถานะอยู่ตัว: Steady State)

λ คือ อัตราการเสีย (Failure Rate) หรืออัตราการออกจากสถานะดี

μ คือ อัตราการซ่อม (Repair Rate) หรืออัตราการเข้าสู่สถานะดี

ผลลัพธ์ของสมการ (2.1) ซึ่งแสดงถึงความน่าจะเป็นในสถานะอยู่ตัวคือ

$$P_{Up} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad ; \quad P_{Down} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.2)$$

จากสมการ (2.2) ค่า P_{Down} คือ ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะเสีย ในทางตรงกันข้าม ค่า P_{Up} คือ ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะสามารถทำงานได้ โดยปกติแล้วค่าความน่าจะเป็นของสถานะต่างๆและอัตราการเปลี่ยนแปลงระหว่างสถานะต่างๆนั้น เราสามารถทราบได้จากสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ซึ่งโดยทั่วไปหน่วยงานที่รับผิดชอบจะมีการบันทึกไว้ ซึ่งในการสร้างแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่า P_{Up} และ P_{Down} นั้นสามารถพิจารณาได้ในหลายลักษณะ โดยที่มีดัชนีที่น่าสนใจในการวิเคราะห์ 4 แบบ [12] คือ

1) ดัชนี FOR (Forced Outage Rate) คือ ช่วงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะที่ไม่สามารถทำงานได้ภายในช่วงเวลาการทำงานทั้งหมด โดยช่วงเวลาการทำงานทั้งหมด คือ ผลรวมของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดให้ทำงาน โดยไม่คำนึงถึงการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถทำงานตามที่กำหนดได้หรือไม่ซึ่งสามารถเขียนได้ดัง (2.3) และดัชนี FOR จะใช้แทนค่า P_{Down} ในสมการ (2.2)

$$FOR = \left(\frac{FOH}{FOH + SH} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (2.3)$$

โดยที่ความหมายของตัวแปรเป็นดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี FOR

ตัวย่อ	ชื่อเต็ม	ความหมาย
<i>FOH</i>	Forced Outage Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะไม่พร้อมใช้งานทั้งที่ไม่ได้วางแผน
<i>SH</i>	Service Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะทำงาน

2) ดัชนี EFOR (Equivalent Forced Outage Rate) คือ ดัชนีที่คล้ายกับดัชนี FOR เพียงแต่เพิ่มการพิจารณาถึงผลกระทบของการลดหย่อน (Derate) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อค่าดัชนี FOR อยู่ด้วย โดยดัชนี EFOR จะมีการเพิ่มพิจารณาผลของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเผชิญกับสภาวะที่จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ไม่เต็มกำลังให้เทียบเท่ากับเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มกำลังซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการ (2.4) โดยที่จะใช้ดัชนี EFOR จะใช้แทนค่า P_{Down} ในสมการ (2.2)

$$EFOR = \left(\frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + EFDHRS} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (2.4)$$

โดยที่ความหมายของตัวแปรเป็นดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี EFOR

ตัวย่อ	ชื่อเต็ม	ความหมาย
<i>FOH</i>	Forced Outage Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะไม่พร้อมใช้งานทั้งที่ไม่ได้วางแผน
<i>SH</i>	Service Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะทำงาน
<i>EFDH</i>	Equivalent Forced Derated Hours	ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อนหารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
<i>EFDHRS</i>	Equivalent Forced Derated Hours During Reserve Shutdowns	ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อนในช่วงระหว่างเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะสำรองใช้งานหารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3) ดัชนี AF (Available Factor) คือ ผลรวมของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ต่อช่วงเวลาทั้งหมด โดยช่วงเวลาทั้งหมด คือ ผลรวมของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดให้อยู่ในระบบ โดยไม่คำนึงถึงการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นจะใช้งานได้หรือไม่ ซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการ (2.5) และดัชนี AF จะใช้แทนค่า P_{Up} ใน (2.2)

$$AF = \left(\frac{AH}{PH} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (2.5)$$

โดยที่ความหมายของตัวแปรเป็นดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี AF

ตัวย่อ	ชื่อเต็ม	ความหมาย
<i>AH</i>	Available Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมใช้งาน
<i>PH</i>	Period Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ active

4) ดัชนี EAF (Equivalent Available Factor) คือ ดัชนีที่คล้ายกับดัชนี AF เพียงแต่เพิ่มการพิจารณาถึงผลกระทบของการลดหย่อน (Derate) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อค่าดัชนี AF อยู่ด้วย โดยดัชนี EAF จะเพิ่มพิจารณาผลของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเผชิญกับสภาวะที่จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ไม่เต็มกำลังให้เทียบเท่ากับเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มกำลังซึ่งแสดงเป็นตัวอย่งดังรูปที่ 2.7 และเขียนเป็นสมการดังสมการ (2.4) โดยที่จะใช้ดัชนี EAF จะใช้แทนค่า P_{Up} ในสมการ (2.2)

$$EAF = \frac{AH}{PH} \times (EUDH + EPDH + ESEDH) \times 100 \quad (\%) \quad (2.6)$$

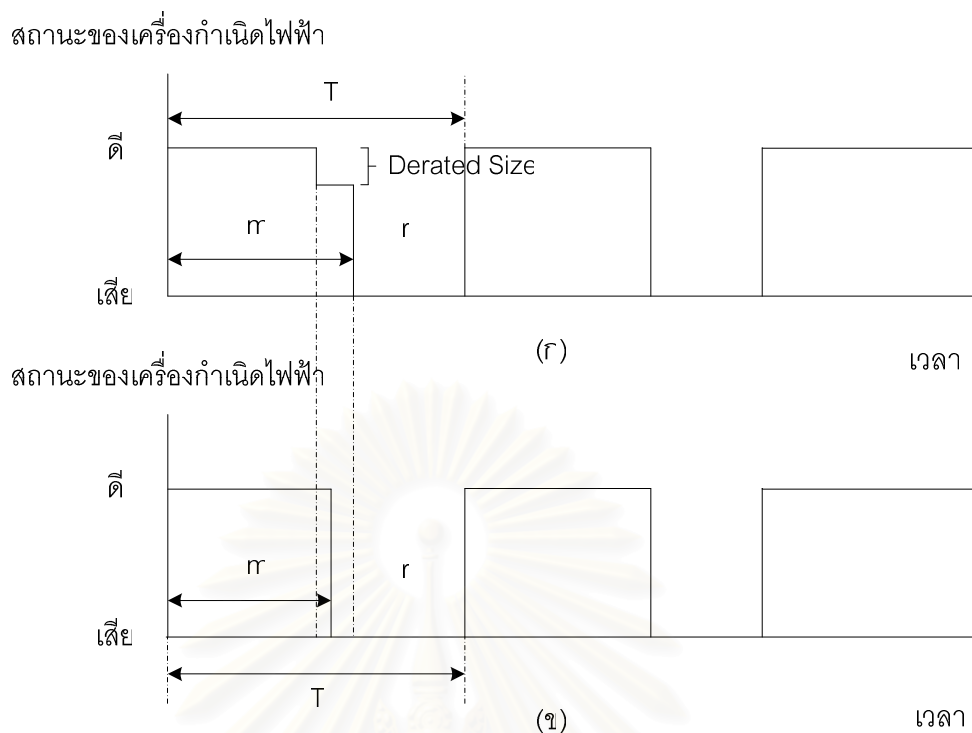
โดยที่โดยที่ความหมายของตัวแปรเป็นดังตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 ความหมายของตัวแปรของค่าดัชนี EAF

ตัวย่อ	ชื่อเต็ม	ความหมาย
<i>AH</i>	Available Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมใช้งาน
<i>PH</i>	Period Hours	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ active
<i>EUDH</i>	Equivalent Unplanned Derated Hours	ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อน (ในช่วงที่ไม่ได้วางแผน) หารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพิจารณาในช่วงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
<i>EPDH</i>	Equivalent Planned Derated Hours	ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อน (ในช่วงที่วางแผน) หารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
<i>ESEDH</i>	Equivalent SEasonal Derated Hours	กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้ตามช่วงฤดูกาลคูณกับระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมใช้งานหารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โดยที่นิยามคำศัพท์ที่ใช้ในหัวข้อนี้ทั้งหมดจะอยู่ในภาคผนวก ก. และในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะเลือกใช้ค่าสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นค่าดัชนี FOR ในการวิเคราะห์เนื่องจากเป็นดัชนีที่นิยมและสะดวกต่อการแบ่งสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.7 เปรียบเทียบสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระหว่างการใช้ค่าสมรรถนะแบบ AF (ก) และแบบ EAF (ข)

โดยในรูปที่ 2.7 แสดงตัวอย่างช่วงระยะเวลาในการพิจารณาของค่าดัชนี EAF และดัชนี AF ซึ่งสังเกตว่ารูปที่ 2.7 ก. ช่วงเวลาที่พิจารณาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ (m) จะยาวนานกว่าช่วงเวลาที่พิจารณาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ (m) โดยใช้ค่าดัชนี EAF ดังรูป 2.7 ข.

2.3.3 ตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT)

การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านั้น เริ่มต้นจากการคำนวณแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า โดยสร้างเป็นตารางการขาดกำลังการผลิตแต่ละขนาดที่มีโอกาสเกิดขึ้นด้วยค่าที่แตกต่างกัน ซึ่งเกิดขึ้นเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเกิดเหตุขัดข้อง ตารางดังกล่าวประกอบด้วยข้อมูล 2 ส่วนคือ ความน่าจะเป็นและความถี่ของค่ากำลังผลิตที่อาจจะเกิดเหตุขัดข้องหรือค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ ซึ่งจะได้อธิบายดังนี้

การคำนวณหรือการสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนของความน่าจะเป็นเรียกว่า การสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต หรือตาราง COPT (Capacity Outage Probability Table) [10] โดยในการสร้างตาราง COPT จะอาศัยวิธีการคำนวณซ้ำ

ขั้นตอนเดิม (Recursive method) โดยมีหลักการคือ การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในการคำนวณเพื่อคำนวณหาความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิตในแต่ละระดับกำลังไฟฟ้า เนื่องจากการที่ระบบสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จนครบทุกเครื่องก็จะได้ตาราง COPT ของระบบ ในที่นี้จะอธิบายถึงวิธีการสร้างตาราง COPT ในกรณีที่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีลักษณะการทำงานแบบ 2 สถานะคือ ดีและเสีย ที่นิยามตามแบบจำลองมาร์คอฟ [10] ดังต่อไปนี้

เราสามารถคำนวณค่าความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative probability) ของสถานะกำลังการผลิตที่เกิดขัดข้อง X MW หลังจากรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW ซึ่งมีค่า $FOR = U$ ได้ตามสมการ (2.7) คือ

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

โดยที่

$P(X)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นสะสมของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

$P'(X)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นสะสมของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

โดยกำหนดให้ค่าเริ่มต้น (Initial condition) คือ

$$P(X) = 1.0 \text{ เมื่อ } X \leq 0 \text{ และ } P(X) = 0 \text{ เมื่อ } X > 0$$

นอกจากนี้เราสามารถคำนวณค่าความน่าจะเป็นของแต่ละสถานะกำลังการผลิต (Individual probability) ที่เกิดขัดข้อง X MW หลังจากรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW ซึ่งมีค่า $FOR = U$ ได้ตามสมการ (2.8) คือ

$$p(X) = (1-U)p'(X) + Up'(X-C) \quad (2.8)$$

โดยที่

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

$p'(X)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นของแต่ละสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

โดยกำหนดให้ค่าเริ่มต้น (Initial condition) คือ

$$p(X) = 1.0 \text{ เมื่อ } X = 0 \text{ และ } p(X) = 0 \text{ เมื่อ } X > 0$$

2.4 แบบจำลองของโหลด (Load model)

ในการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น โดยทั่วไปมีการเลือกใช้โหลดลักษณะต่างๆตามความเหมาะสม ซึ่งมักประกอบด้วย

- 1) โหลดสูงสุดประจำเดือน (Monthly Load Curve)
- 2) โหลดสูงสุดประจำวัน (Daily Load Curve)
- 3) โหลดประจำชั่วโมง (Hourly Load Curve)

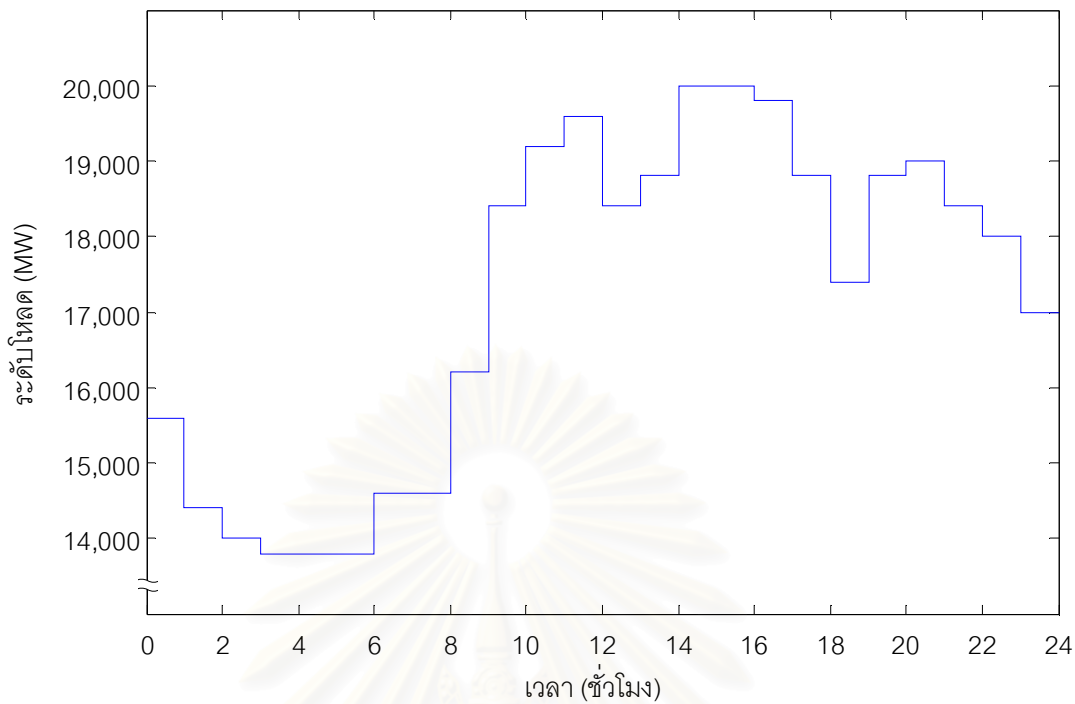
แบบจำลองของโหลดอาจพิจารณาสร้างขึ้นจากข้อมูลประเภทต่างๆ ดังกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตามถ้าเลือกพิจารณารายละเอียดของโหลดเป็นแบบรายชั่วโมง ก็จะส่งผลให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้มีความละเอียดมากกว่าการนำรายละเอียดของโหลดอีก 2 ประเภทมาพิจารณา

แบบจำลองของโหลดที่นิยมใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้มี 2 รูปแบบคือ

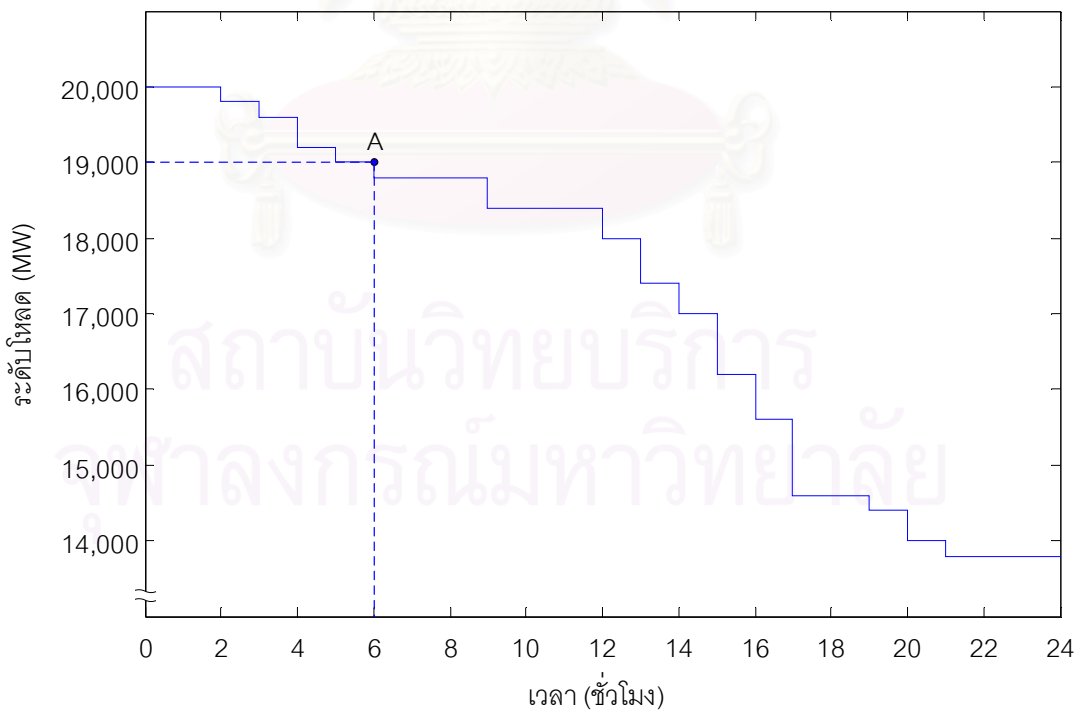
2.4.1 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve) [13]

เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดแสดงถึงระยะเวลาสะสมของการเกิดโหลดที่มีขนาดมากกว่าหรือเท่ากับค่าโหลดที่กำหนด เช่นจุด A ในรูปที่ 2.9 หมายถึงในช่วงที่พิจารณาคือ 24 ชั่วโมง ระยะเวลาที่มีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 19,000 MW มีอยู่ 6 ชั่วโมง

เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดอาจใช้แสดงแทนความต้องการใช้ไฟฟ้าประจำวัน เดือน หรือประจำปีก็ได้ วิธีการสร้างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดสามารถทำได้โดย เมื่อเราทราบรายละเอียดของโหลดในช่วงที่พิจารณากตัวอย่างดังรูปที่ 2.8 เราจะสามารถนำข้อมูลเหล่านี้มาสร้างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด โดยเรียงปริมาณโหลดจากสูงสุดไปต่ำสุดจนครบช่วงเวลาที่พิจารณาเรียกแบบจำลองนี้ว่าเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve: LDC) มีลักษณะดังรูปที่ 2.9



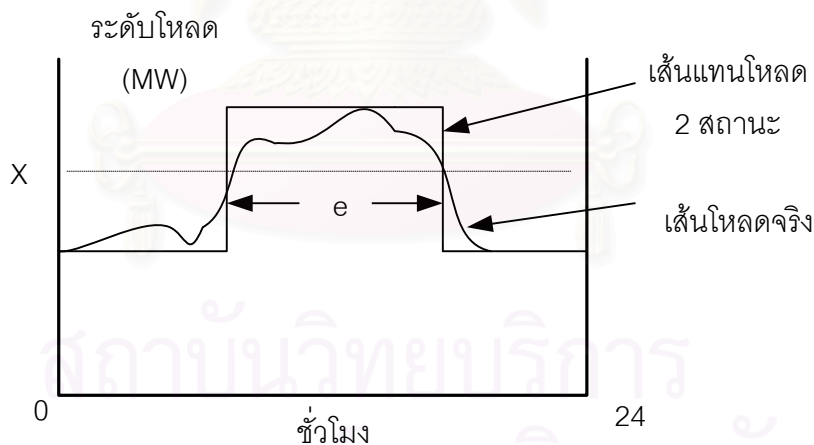
รูปที่ 2.8 เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง



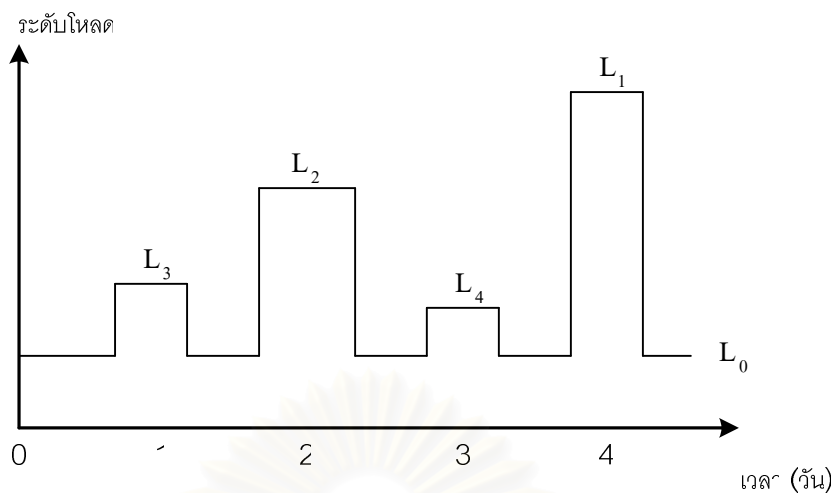
รูปที่ 2.9 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve)

2.4.2 แบบจำลองของโหลดชนิด Individual state

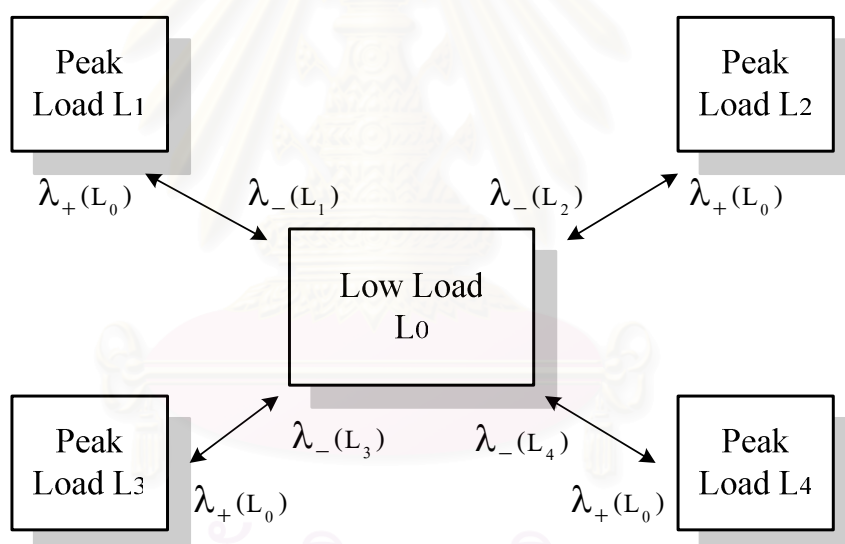
แบบจำลองของโหลดชนิดนี้ [10] เหมาะสำหรับการพิจารณารายละเอียดของโหลดเป็นแบบรายวัน คือ พิจารณาโหลดเป็น 2 ระดับ คือ โหลดต่ำสุดในแต่ละวันและโหลดสูงสุดในแต่ละวัน โดยโหลดในแต่ละวันจะมีการเปลี่ยนแปลงจากโหลดต่ำสุดไปยังโหลดสูงสุดแล้วกลับมาถึงโหลดต่ำสุดอีกครั้งเป็นวัฏจักรของโหลด (Load cycle) โดยที่ในช่วงเวลา 1 ปีจะแบ่งเป็นลำดับของโหลดจำนวน N ระดับ โดยแต่ละวันจะมีโหลดสูงสุดเป็นช่วงเวลาโดยเฉลี่ย e ชั่วโมง ซึ่งค่า e จะถูกเรียกว่าเป็นค่า Exposure factor และมีช่วงเวลาในการเกิดโหลดต่ำสุดเท่ากับ $1-e$ ชั่วโมง แสดงได้ดังรูปที่ 2.10 และวัฏจักรของการเกิดโหลดแสดงได้ดังรูปที่ 2.11 จะเห็นได้ว่าโหลดสูงสุดในแต่ละวันจะกลับมาถึงโหลดต่ำสุดเสมอก่อนที่จะไปสู่ค่าโหลดสูงสุดอีกครั้งในวันถัดไป ส่วนรูปที่ 2.12 แสดงแผนภาพการเปลี่ยนแปลงของโหลดชนิด Individual หนึ่ง ปกติค่า X ในรูปที่ 2.10 นั้นไม่มีมาตรฐานใดที่กำหนดแน่ชัดลงไปว่าค่า X ควรมีค่าเป็นเท่าใด โดยถ้าค่า X มีค่าลดลง ค่า e จะมีค่าสูงขึ้น และถ้าค่า e มีค่าเท่ากับ 1 ย่อมหมายถึงว่าโหลดที่พิจารณาคือโหลดสูงสุดนั่นเอง ซึ่งปกติแล้วมักจะกำหนดให้ X มีค่าเท่ากับ 85% ของโหลดสูงสุด



รูปที่ 2.10 แบบจำลองของโหลดชนิด Individual state



รูปที่ 2.11 ลักษณะของแบบจำลองของโหลดชนิด Individual state



รูปที่ 2.12 แผนภาพการเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับแบบจำลองของโหลดชนิด Individual state

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้เส้นโค้งระยะเวลาโหลดเป็นตัวแทนของแบบจำลองโหลด เนื่องจากโหลดที่พิจารณาของระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่จะมีลักษณะโหลด (Load profile) ที่คล้ายคลึงกันทุกปี เมื่อเราสามารถหาตัวแทนของลักษณะโหลดมาได้ ก็จะทราบถึงลักษณะโหลด ทุกๆปี

การใช้แบบจำลองของโหนดชนิด Individual state มีข้อดีคือง่ายต่อการนำไปคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ แต่มี ข้อเสีย คือ อาจจะทำให้รายละเอียดข้อมูลหายไป เช่น ลักษณะโหนดที่เกิดขึ้น

2.5 สรุป

ในบทนี้ได้เสนอ แนวคิดพื้นฐานและหลักการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ค่าสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตาราง COPT ซึ่งเป็นตัวแทนแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหนดซึ่งเป็นตัวแทนของแบบจำลองโหนดเพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่กล่าวถึงในบทต่อไป



บทที่ 3

ระเบียบวิธีการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้

บทนี้จะกล่าวถึงระเบียบวิธีที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของดัชนี Loss of Load Expectation (LOLE) เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการวางแผนกำลังการผลิตที่จะกล่าวถึงในบทต่อไป ดัชนี Expected Energy Not Supplied (EENS) เพื่อการประยุกต์ใช้ในการคำนวณหาพลังงานคาดหวังที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจ่ายออกมา นอกจากนี้ในตอนท้ายของบทยังได้กล่าวถึงผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด และหลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์

3.1 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

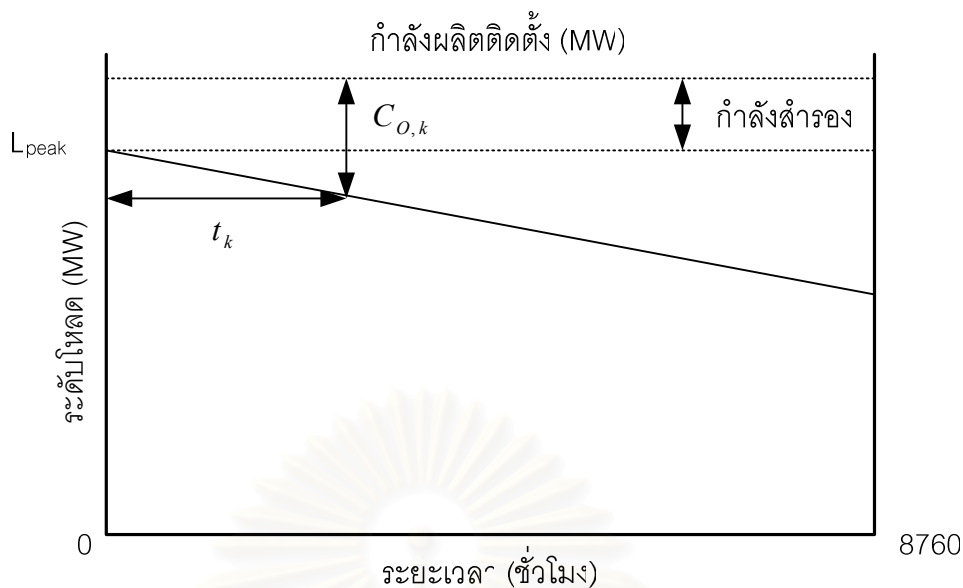
ในการประเมินความเชื่อถือได้เพื่อการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีประเมินความเพียงพอของระบบตามที่ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 2.1 ผ่านค่าดัชนีความเชื่อถือได้ อันได้แก่ ค่า Loss of Load Expectation (LOLE) จากนั้นจึงอาศัยค่าดัชนีดังกล่าวเพื่อนำไปปรับปรุงแผนการเตรียมกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้าต่อไป

3.1.1 การคำนวณค่าดัชนี Loss of Load Expectation (LOLE)

ดัชนี LOLE คือ ค่าที่บ่งบอกถึงช่วงเวลาเฉลี่ย เช่น ชั่วโมงหรือวัน ซึ่งคาดว่ากำลังการผลิตที่มีอยู่จะไม่เพียงพอต่อโหลดเมื่อเทียบกับระยะเวลาทั้งหมดที่พิจารณาซึ่งโดยทั่วไปจะพิจารณาที่ระยะเวลา 1 ปี

ในการคำนวณค่าดัชนี LOLE นั้นเราจะนำตาราง COPT ซึ่งเป็นตัวแทนแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve: LDC) ซึ่งเป็นตัวแทนของแบบจำลองของโหลดมาพิจารณารวมกัน

สิ่งที่จำเป็นต้องทราบก่อนที่จะทำการคำนวณดัชนี LOLE คือ การสูญเสียของโหลด (Loss of Load) ซึ่งจะเกิดขึ้นเมื่อกำลังการผลิตที่มีอยู่น้อยกว่าปริมาณความต้องการของโหลดในขณะนั้น ดังจะเห็นได้จากรูปที่ 3.1 ซึ่งแสดงตัวอย่างของเส้นโค้ง LDC และกำลังผลิตติดตั้งที่ใช้ในการคำนวณค่า LOLE



รูปที่ 3.1 การคำนวณค่าดัชนี LOLE โดยการพิจารณาเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (LDC)

จากรูปที่ 3.1 ค่า L_{peak} คือ ค่าโหลดสูงสุดในรอบปี โดยพิจารณาจากค่าโหลดรายชั่วโมง ส่วน $C_{O,k}$ (MW) คือค่ากำลังการผลิตที่คาดว่าจะเกิดเหตุขัดข้อง (Outage capacity) ของสถานะ k ในตาราง COPT ซึ่งทำให้เกิดการสูญเสียโหลดเป็นระยะเวลา t_k ชั่วโมงตามลำดับ ด้วยเหตุนี้เราสามารถคำนวณ LOLE ได้ตามสมการ (3.1)

$$LOLE = \sum_{k=1}^N p_k t_k \tag{3.1}$$

โดยที่

- p_k คือ ค่าความน่าจะเป็นของสถานะ $C_{O,k}$ MW
- t_k คือ ระยะเวลาที่โหลดไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการขาดหายของกำลังการผลิตที่มีค่าเท่ากับ $C_{O,k}$ MW
- N คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของตาราง COPT

สมการ (3.1) สามารถปรับปรุงได้โดยใช้ค่าความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative probability: P_k) แทนความน่าจะเป็นของแต่ละสถานะ (Individual probability: p_k) ดังแสดงไว้ในสมการ (3.2)

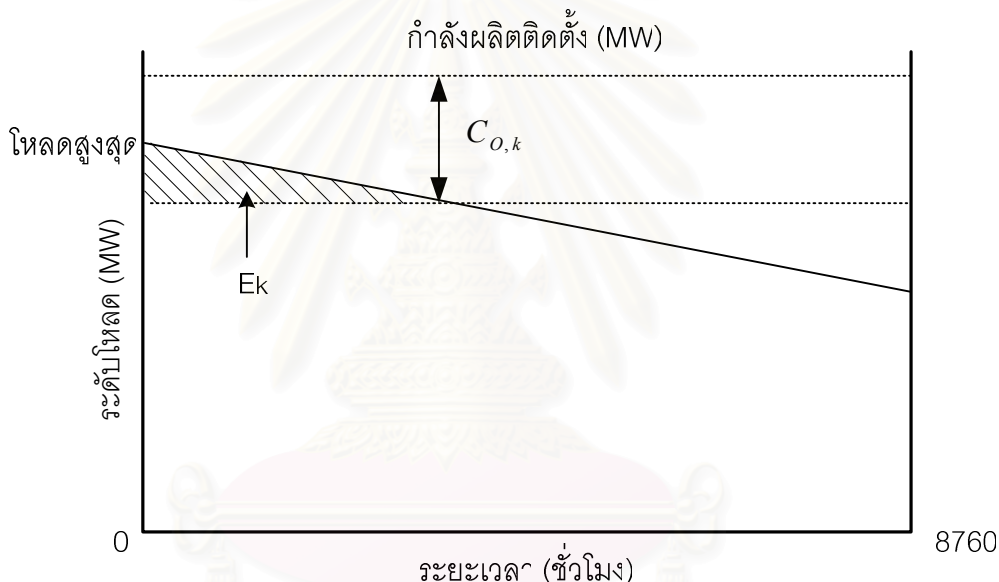
$$\text{LOLE} = \sum_{k=1}^N (t_k - t_{k-1}) P_k \quad (3.2)$$

โดยที่

P_k คือ ค่าความน่าจะเป็นสะสมของสถานะ $C_{o,k}$ MW

3.1.2 การคำนวณค่าดัชนี Expected Energy Not Supplied (EENS)

ดัชนี EENS (Expected Energy Not Supplied) คือ ดัชนีที่บอกถึงค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าอันเนื่องมาจากปริมาณโหลดมีค่ามากกว่าปริมาณกำลังการผลิตที่มีอยู่ ดังแสดงในรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 คำนวณค่าดัชนี EENS โดยการพิจารณาเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (LDC)

การคำนวณค่าดัชนี EENS สามารถทำได้โดยการพิจารณาปริมาณพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากกำลังการผลิตขาดหายไปโดยพิจารณาจากเส้นโค้ง LDC ดังแสดงไว้ในรูปที่ 3.2 โดย E_k คือพื้นที่ใต้เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดที่อยู่เหนือจุดโหลดที่พิจารณาจากค่าอื่น ๆ หนึ่งคือพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากกำลังการผลิตขาดหายไปเป็นปริมาณเท่ากับ $C_{o,k}$ MW ดังนั้นเราสามารถคำนวณค่าดัชนี EENS ได้จากสมการ (3.3) ดังนี้

$$\text{EENS} = \sum_{k=1}^N p_k E_k \quad (3.3)$$

โดยที่

p_k	คือ	ค่าความน่าจะเป็นแบบ Individual ของ $C_{O,k}$ MW
E_k	คือ	ปริมาณพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการขาดหายของกำลังการผลิตที่มีค่าเท่ากับ $C_{O,k}$ MW
N	คือ	จำนวนสถานะทั้งหมดของตาราง COPT

3.1.3 การประยุกต์การคำนวณค่าดัชนี EENS

ดัชนี EENS สามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิต (Production Cost: PC) ของระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณา ซึ่งค่าใช้จ่ายดังกล่าวสามารถคำนวณได้จากผลรวมทั้งหมดของพลังงานที่คาดหวังว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจ่ายออกมา (Expected Energy Output: EEO) คูณกับค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการ (Operation Cost: OC) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ดังสมการ (3.4)

$$PC = \sum_{i=1}^N EEO_i \times OC_i \quad (3.4)$$

โดยที่

PC	คือ	ค่าใช้จ่ายในการผลิตทั้งหมดของระบบไฟฟ้าที่พิจารณา
EEO_i	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i จ่ายออกมา
OC_i	คือ	ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i
N	คือ	จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา

พลังงานที่คาดหวังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจ่ายออกมาสามารถคำนวณได้ดังสมการ (3.5)

$$EEO_i = EENS_{i-1} - EENS_i \quad (3.5)$$

โดยที่

EEO_i	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i จ่ายออกมา
$EENS_i$	คือ	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าในสถานะที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i เข้าสู่ระบบ

ยกตัวอย่างเช่น $EENS_0$ หมายถึง ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าในสถานะที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้า นั่นคือ $EENS_0$ จะมีการเท่ากับความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดในระบบส่วน $EENS_1$ หมายถึง ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าในสถานะที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 เข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้า

ดังนั้น ค่าของ $EENS_0 - EENS_1$ จะมีค่าเท่ากับพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 สามารถจ่ายได้ เพื่อให้เกิดความเข้าใจในการคำนวณมากยิ่งขึ้น จึงขอเสนอตัวอย่างการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตต่อปีของระบบไฟฟ้างานี้

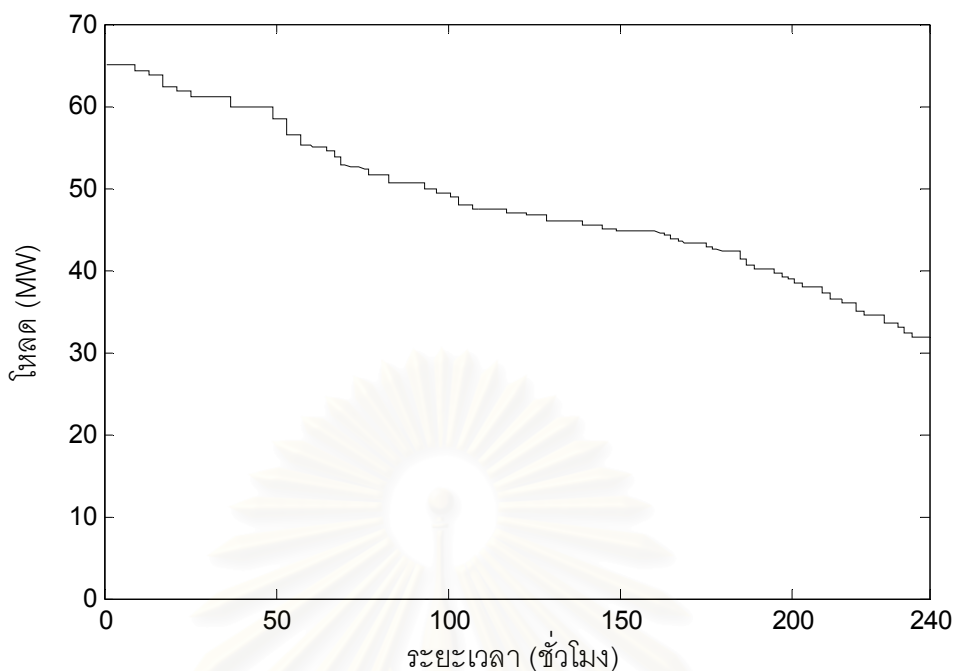
3.1.3.1 ตัวอย่างแสดงวิธีการคำนวณค่าใช้จ่ายต่อปีในการปฏิบัติการของระบบผลิตไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าตัวอย่างประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 เครื่อง และมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 100 MW ซึ่งมีรายละเอียดดังตารางที่ 3.1 โดยที่โหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 65 MW และมีความต้องการพลังงานไฟฟ้า 11,588.44 MWh ซึ่งสามารถแสดงเป็นเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดได้ดังรูปที่ 3.3

ตารางที่ 3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าตัวอย่าง

โรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	ขนาด (MW)	จำนวน	FOR (%)	ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการ (บาท/kWh)
ความร้อน	ก๊าซธรรมชาติ	25	2	2	1.80
	ก๊าซธรรมชาติ	50	1	2	1.78

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.3 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดตัวอย่าง

การคำนวณค่าใช้จ่ายต่อปีในการปฏิบัติการของระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มต้นจากการคำนวณดัชนี EENS ของระบบผลิตไฟฟ้าของแต่ละขั้นตอนในการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่กระบวนการสร้างตาราง COPT

ลำดับในการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเรียงโดยวิธีจัดเรียงความสำคัญ (Priority list) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่ถูกที่สุดมีสิทธิในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าก่อน จากตารางที่ 3.1 พบว่าลำดับในการจ่ายพลังงานเข้าสู่ระบบไฟฟ้าอันดับแรกคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 50 MW ลำดับที่ 2 และ ลำดับที่ 3 คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 25 MW

$EENS_0$ หมายถึง ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าในสถานะที่ไม่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเลย ดังนั้นค่า $EENS_0$ ในกรณีนี้จะมีการเท่ากับความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดในระบบเท่ากับ 11,588.44 MWh

$EENS_1$ หมายถึง ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าในสถานะที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ 1 เข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ดังแสดงในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ดัชนี EENS เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 เข้าสู่ระบบ

state	Capacity Outage (MW)	Individual probability	Cumulative Probability	E_k	$p_k * E_k$
1	0	0.98	1.00	734.80	720.10
2	50	0.02	0.02	11,588.44	231.77
EENS ₁					951.87

ดัชนี EENS₁ สามารถคำนวณได้จากสมการ (3.3) ดังนี้

$$EENS = \sum_{k=1}^N p_k E_k$$

$$EENS_1 = (0.98 \times 734.8) + (0.02 \times 11,588.44) = 951.87 \text{ MWh} \quad (3.6)$$

พลังงานที่คาดว่าจะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 จ่ายออกมาคำนวณได้จากสมการ (3.5) ดังนี้

$$EENS_0 - EENS_1 = 11,588.44 - 951.87 = 10,636.57 \text{ MWh} \quad (3.7)$$

EENS₂ หมายถึง ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าในสถานะที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟาลำดับที่ 2 เข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ดังแสดงไว้ในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ดัชนี EENS เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 เข้าสู่ระบบ

state	Capacity Outage (MW)	Individual probability	Cumulative Probability	E_k	$p_k * E_k$
1	0	0.9604	1.0000	0.00	0.00
2	25	0.0196	0.0396	734.80	14.40
3	50	0.0196	0.0200	5,588.44	109.53
4	75	0.0004	0.0004	11,588.44	4.64
EENS ₂					128.57

ดัชนี EENS₂ สามารถคำนวณได้จากสมการ (3.3) ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{EENS}_2 &= \sum_{k=1}^4 p_k E_k = p_1 \times E_1 + p_2 \times E_2 + p_3 \times E_3 + p_4 \times E_4 \\ &= (0.9604 \times 0) + (0.00196 \times 734.8) + (0.0196 \times 5,588.44) \\ &= + (0.0004 \times 11,588.44) = 128.57 \text{ MWh} \end{aligned} \quad (3.8)$$

พลังงานที่คาดว่าจะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 จ่ายออกมาคำนวณได้จากสมการ (3.5) ดังนี้

$$\text{EENS}_1 - \text{EENS}_2 = 951.87 - 128.57 = 823.30 \text{ MWh} \quad (3.9)$$

EENS₃ หมายถึง ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าในสถานะที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ 3 เข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ดังแสดงในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ดัชนี EENS เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 เข้าสู่ระบบ

state	Capacity Outage (MW)	Individual probability	Cumulative Probability	E _k	p _k *E _k
1	0	0.9412	1.0000	0.00	0.00
2	25	0.0384	0.0588	0.00	0.00
3	50	0.0196	0.0204	734.80	14.40
4	75	0.0008	0.0008	5,588.44	4.38
5	100	8 × 10 ⁻⁶	8 × 10 ⁻⁶	11,588.44	0.09
EENS ₃					18.88

ดัชนี EENS₃ สามารถคำนวณได้จากสมการ (3.3) ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{EENS}_3 &= \sum_{k=1}^5 p_k E_k = p_1 \times E_1 + p_2 \times E_2 + p_3 \times E_3 + p_4 \times E_4 + p_5 \times E_5 \\ &= (0.9412 \times 0) + (0.0384 \times 0) + (0.0196 \times 734.8) + (0.0008 \times 5,588.44) \\ &\quad + (8 \times 10^{-6} \times 11,588.44) = 18.88 \text{ MWh} \end{aligned} \quad (3.10)$$

พลังงานที่คาดว่าจะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 จ่ายออกมาคำนวณได้จากสมการ (3.5) ดังนี้

$$EENS_2 - EENS_3 = 128.57 - 18.88 = 109.69 \text{ MWh} \quad (3.11)$$

เมื่อทราบพลังงานที่คาดหวังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวในระบบไฟฟ้า เราจะสามารถคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิต (Production Cost: PC) ของระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาดังสมการ (3.4) ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตทั้งหมดของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง

เครื่องที่	ขนาด (MW)	ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการ (บาท/kWh)	พลังงานที่คาดหวังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MWh)	ค่าใช้จ่ายในการผลิต (ล้านบาท)
1	50	1.78	10,636.57	18.93
2	25	1.80	823.30	1.48
3	25	1.80	109.69	0.20
PC				20.61

จากตารางที่ 3.5 สามารถสรุปได้ว่า ค่าใช้จ่ายในการผลิตของระบบไฟฟ้าตัวอย่างทั้งหมดเท่ากับ 20.61 ล้านบาท ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 มากที่สุดเนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่อหน่วยถูกที่สุดจึงถูกนำมาใช้ในการจ่ายพลังงานในระบบมากที่สุด

3.1.4 ตัวอย่างการคำนวณค่าดัชนีความเสี่ยง

ระบบที่ใช้เป็นตัวอย่างในการคำนวณ คือ ระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System [14] ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 32 เครื่อง และมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 3405 MW โหลดสูงสุดในระบบทดสอบมีค่าเท่ากับ 2850 MW ซึ่งรายละเอียดของค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องรวมถึงข้อมูลโหลดแสดงไว้ในภาคผนวก ข.

จากข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าเราสามารถสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT) ได้ตามหัวข้อ 2.3.3 ตาราง COPT บางส่วนแสดงดังตารางที่ 3.6

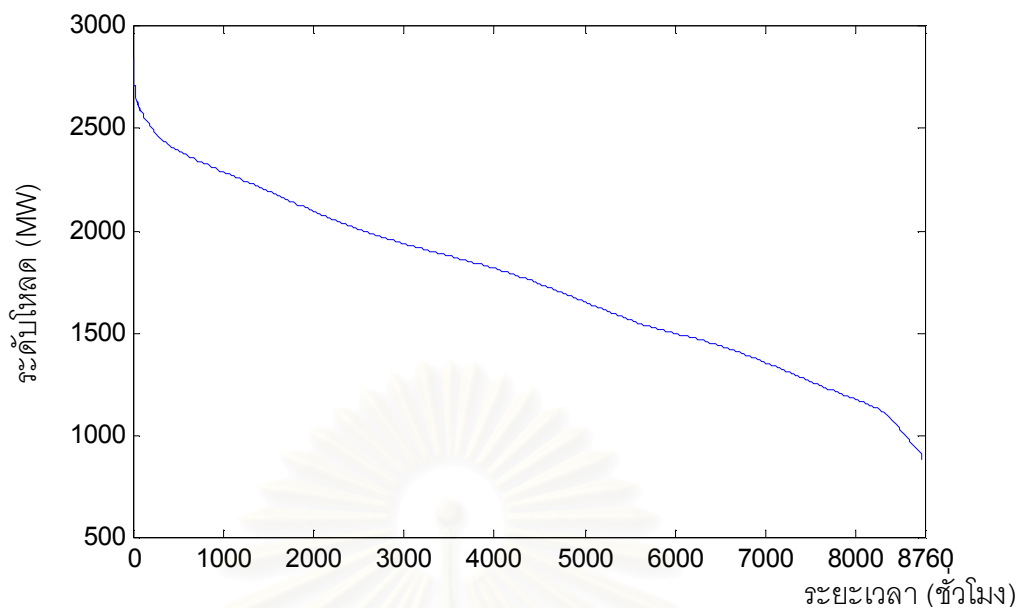
ตารางที่ 3.6 ตาราง COPT บางส่วนของระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System

state	Capacity Outage (MW)	Individual probability	Cumulative Probability
(1)	(2)	(3)	(4)
1	0	0.2363951	1.0
31	100	0.0299916	0.5476011
90	200	0.0012867	0.3813281
153	265	0.0000131	0.3355667
288	400	0.0657283	0.2618734
444	556	0.0000035	0.0845781
488	600	0.0003577	0.0621129
838	950	0.0000643	0.0074920
1088	1200	0.0000241	0.0007913
1388	1500	0.0000003	0.0000404
...

โดยที่

- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 1 หมายถึง สถานะที่ i ของแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณา
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 2 หมายถึง ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ขาดกำลังการผลิต ของสถานะที่ i
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 3 หมายถึง ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการขาดกำลังการผลิตเป็นปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้างดคอลัมน์ที่ 2 ของแต่ละสถานะ i
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 4 หมายถึง ความน่าจะเป็นสะสม ที่จะเกิดการขาดกำลังการผลิตเป็นอย่างน้อยเป็นปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้างดคอลัมน์ที่ 2 ของสถานะ i

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.4 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System

จากข้อมูลโหลดที่ได้เราสามารถสร้างแบบจำลองโหลดแบบเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve: LDC) ตามหัวข้อ 2.4.1 ได้ดังรูปที่ 3.4

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.7 ตารางตัวอย่างการคำนวณค่า LOLE และ EENS

state	Capacity Outage (MW)	Individual probability	Cumulative probability	t_k	$p_k * t_k$	E_k	$p_k * E_k$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	0	0.2363951	1.0	0	0	0	0
31	100	0.0299916	0.5476011	0	0	0	0
90	200	0.0012867	0.3813281	0	0	0	0
153	265	0.0000131	0.3355667	0	0	0	0
288	400	0.0657283	0.2618734	0	0	0	0
444	556	0.0000035	0.0845781	2	0.000007	2	0.000007
488	600	0.0003577	0.0621129	3	0.001073	106.5	0.038094
838	950	0.0000643	0.0074920	315	0.020256	31427.9	2.021000
1088	1200	0.0000241	0.0007913	1466	0.035378	237916.6	5.741419
1388	1500	0.0000003	0.0000404	3276	0.000980	919630.5	0.275108
...

ค่า LOLE หาได้จากผลรวมของคอลัมน์ที่ 6 ในตารางที่ 3.7 โดยใช้วิธีการคำนวณตามสมการ (3.1) ได้ LOLE = 1.3689 วันต่อปี

ค่า EENS หาได้จากผลรวมของคอลัมน์ที่ 8 ในตารางที่ 3.7 โดยใช้วิธีการคำนวณตามสมการ (3.3) ได้ EENS = 1147.83 MWh

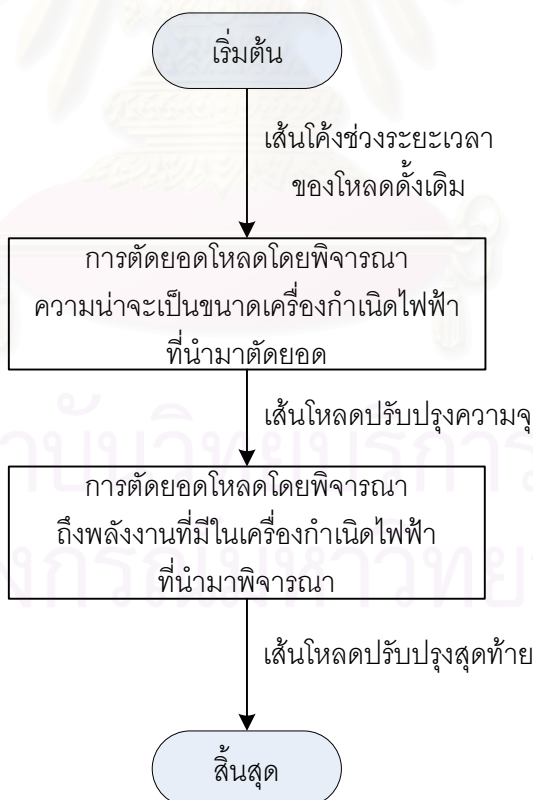
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.2 ผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด [15]

เทคนิคการประเมินความเชื่อถือได้ที่มีการคำนึงถึงขีดจำกัดของพลังงานในเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นมีอยู่พอสมควร [5,15] จากงานวิจัย [15] การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าที่มีการพิจารณาผลของการจำกัดของพลังงานแบ่งได้ออกเป็น 3 ประเภท

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานจำนวนมากและสามารถทำงานได้หลายวัน เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่มีเขื่อนขนาดใหญ่
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานจำกัดแต่พอเพียงสำหรับ 1 วัน
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานจำกัดหรือมีแต่ไม่เพียงพอสำหรับจ่ายในวันต่อไป เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่ไม่มีเขื่อน (run-of-river hydro facilities)

แนวคิดในการคำนวณเรื่องขีดจำกัดของพลังงานคือ “การตัดยอดของโหลด” (peak shaving) ซึ่งสะท้อนความเป็นจริงในการปฏิบัติงานและการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า ระเบียบวิธีการคำนวณของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้แบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอนดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 แผนภาพขั้นตอนการตัดโหลด

จากแผนภาพขั้นตอนในรูปที่ 3.5 สามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 นำโหลดสะสมรายวันมาปรับปรุง โดยให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานจำกัด เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทสูบกลับ (pumped storage) มีสิทธิในการตัดโหลดก่อน ซึ่งในขั้นตอนนี้จะพิจารณาเฉพาะเงื่อนไขของความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่นำมาตัดยอด (Capacity of generator probability) เมื่อปรับปรุงเส้นโค้งดังกล่าวแล้วจะเรียกว่า “เส้นโหลดปรับปรุงความจุ” (capacity-modified) ซึ่งเป็นโหลดสะสมรายวันเทียบเท่า ดังแสดงไว้ในสมการ (3.12) เพื่อนำไปใช้ในขั้นตอนที่ 2 ต่อไป

$$D(L) = \sum_{i=1}^N d_i(L) \times p_i \quad (3.12)$$

โดยที่

- $D(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลด L MW ของเส้นโหลดปรับปรุงความจุ
- N คือ จำนวนสถานะความจุทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการตัดยอด
- p_i คือ ความน่าจะเป็นของสถานะความจุ C_i
- C_i คือ ขนาดความจุของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการตัดยอดสถานะที่ i
- $d_i(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลดขนาด L MW ของเส้นโหลดเดิมที่ถูกหักออก C_i MW

ขั้นตอนที่ 2 ของเทคนิคการตัดยอด คือ การพิจารณาพลังงานที่มีอยู่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยพื้นที่ระหว่างเส้นโหลดดั้งเดิมกับเส้นโหลดปรับปรุงความจุคือพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการตัดยอด หากว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีพลังงานเพียงพอในสถานะโหลดที่ทำการพิจารณา เส้นโหลดปรับปรุงสุดท้ายจะมีค่าเหมือนกับเส้นโหลดปรับปรุงความจุเช่นกัน แต่ถ้าผลรวมพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีไม่เพียงพอแล้วเส้นโหลดปรับปรุงสุดท้ายก็จะเหมือนกับเส้นโหลดดั้งเดิม ดังสมการ (3.13)

$$D(L) = d_c(L) \times P[E(L)] + d_o(L) \times (1 - P[E(L)]) \quad (3.13)$$

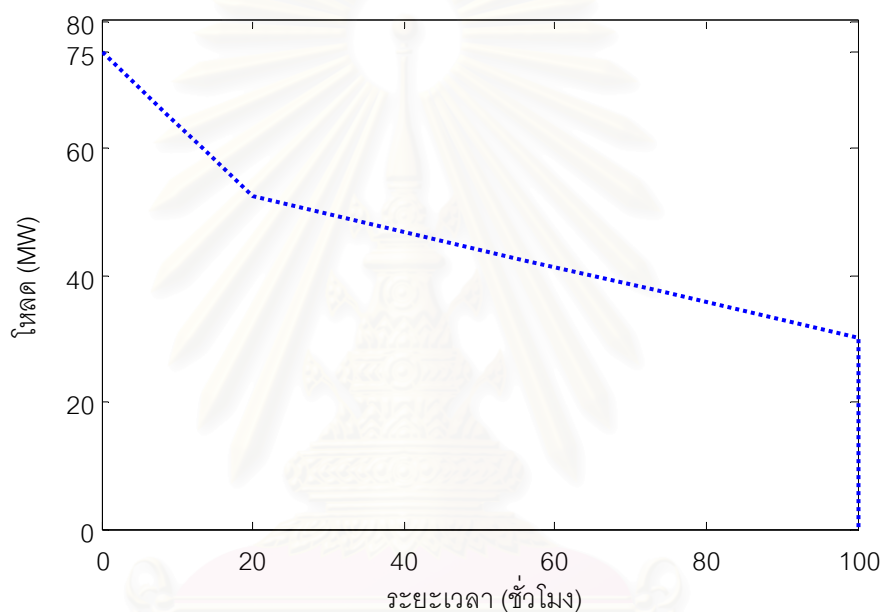
โดยที่

- $D(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลด L MW ของเส้นโหลดปรับปรุงสุดท้าย
- $d_c(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลด L MW พิจารณานบนเส้นโหลดปรับปรุงความจุ
- $d_o(L)$ คือ ระยะเวลาของโหลด L MW พิจารณานบนเส้นโหลดดั้งเดิม

$E(L)$ คือ ค่าคาดการณ์พลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ค่าโหลดรวม(system load) ของระบบมีค่าเท่าหรือเกินค่า L MW

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

ตัวอย่างในการแสดงให้เห็นถึงผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานที่นำเสนอในที่นี้ ประกอบด้วย โหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 75 MW ซึ่งแสดงเป็นเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดในรูปแบบที่ 3.6 และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัดขนาด 15 MW มีข้อมูลดังตารางที่ 3.8 - 3.9



รูปที่ 3.6 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของระบบตัวอย่างที่ 3.1

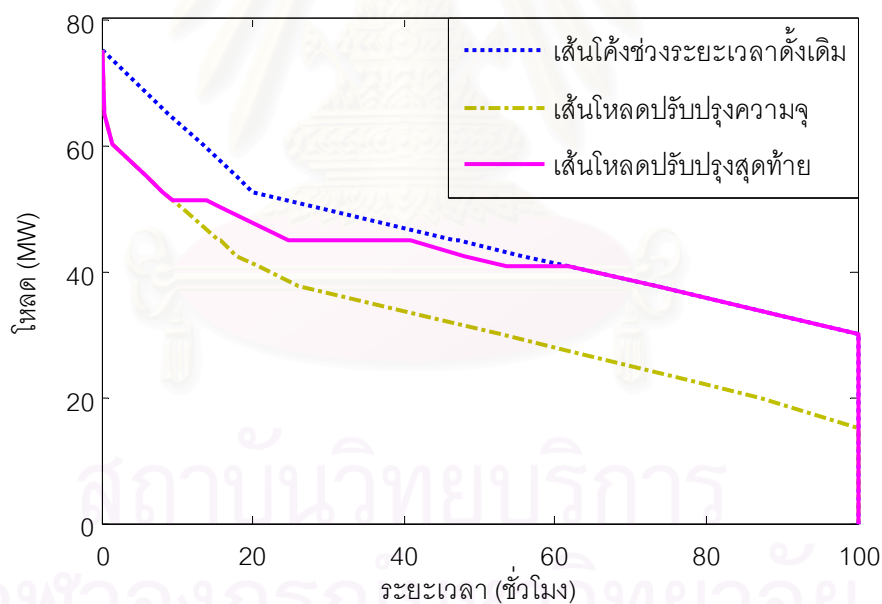
ตารางที่ 3.8 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอย่าง

state	Capacity Outage (MW)	Individual probability	Cumulative Probability
1	0	0.03	1
2	10	0.25	0.97
3	15	0.72	0.72

ตารางที่ 3.9 การกระจายของพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอย่าง

Energy MW-hr	Cumulative Probability
200	1
350	0.7
500	0.2

เมื่อทำการตัดยอดโหลดโดยพิจารณาความน่าจะเป็นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่นำมาตัดยอดตามขั้นตอนที่ 1 ของระเบียบวิธีการพิจารณาผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัดโดยอาศัยข้อมูลจากตารางที่ 3.8 แทนลงในสมการ (3.12) ผลที่ได้ คือ เส้นโหลดปรับปรุงความจุ ดังรูปที่ 3.7 โดยที่ขั้นตอนนี้จะเป็นการพิจารณาเหมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานไม่จำกัดทั่วไปจากนั้นนำเส้นโหลดปรับปรุงความจุ มาพิจารณาถึงพลังงานที่มีอยู่ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยอาศัยข้อมูลจากตารางที่ 3.9 แทนลงในสมการ (3.13) ผลที่ได้คือเส้นโหลดปรับปรุงสุดท้ายดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 เปรียบเทียบเส้นโค้งช่วงระยะเวลาดั้งเดิม เส้นโหลดปรับปรุงความจุ และ เส้นโหลดปรับปรุงสุดท้าย

ซึ่งเส้นโหลดปรับปรุงสุดท้ายที่ได้จะถูกนำไปใช้เป็นแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และ โรงไฟฟ้าสูบกกลับ

3.3 หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic analysis) [16]

ปัญหาทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้นนับเป็นส่วนหนึ่งในงานทางด้านวิศวกรรม เนื่องจากวิศวกรมีหน้าที่รับผิดชอบโดยตรงในการประเมินราคาโครงการอยู่แล้ว ซึ่งโดยปกติจะต้องพิจารณา ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์หรือค่าปฏิบัติการล่วงหน้าในอนาคตประกอบการตัดสินใจด้วย ซึ่งในทางเศรษฐศาสตร์มูลค่าของจำนวนเงินในปัจจุบันและมูลค่าของจำนวนเงินในอนาคตข้างหน้า เช่น 10 ปีข้างหน้า จะมีมูลค่าต่างกันโดยขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทนที่ได้ในแต่ละช่วงเวลา ดังนั้น เราจึงไม่สามารถที่จะนำมูลค่าเงินในปัจจุบันมาคิดรวมกับเงินในอีก 10 ปีข้างหน้าได้โดยตรง แต่จะต้องคิดมูลค่าของเงินให้มาอยู่ในช่วงเวลาเดียวกันโดยใช้หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อที่จะสามารถนำเงินในช่วงเวลาที่ต่างกันมาคิดรวมกันได้

ส่วนต่อไปจะเป็นการนำเสนอวิธีการวิเคราะห์มูลค่าของเงินในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งเราจะใช้สัญลักษณ์ต่างๆ ดังนี้

n	คือ จำนวนของช่วงเวลาที่สนใจ เช่น เดือน, ปี
i	คือ อัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทนที่ได้รับประจำทุกๆ ช่วงเวลาที่สนใจ
P	คือ มูลค่าของเงิน ณ เวลาปัจจุบัน
S_n	คือ มูลค่าของเงิน ณ ช่วงเวลา n
R	คือ จำนวนเงินที่จ่ายไปในแต่ละปี อาจคิดเป็นมูลค่าต่อเดือนหรือต่อปี

1) พิจารณามูลค่าของเงิน ณ เวลาปัจจุบัน (P) และมูลค่าของเงิน ณ ช่วงเวลา n (S_n)
 ถ้าเราลงทุนด้วยเงิน P บาทในปีแรก โดยได้รับดอกเบี้ยในอัตรา i บาท/ปี ดังนั้น ดอกเบี้ยที่จะได้คืนกลับมาในปีแรกจะมีค่าเท่ากับ $i \times P$ บาท ทำให้เงินต้นในปีที่สองเพิ่มขึ้นจากเดิม P บาท เป็น $(1+i) \times P$ บาท ผลจากเงินต้นที่เพิ่มขึ้นจะทำให้ในปีที่สองเราจะได้ดอกเบี้ย $i \times (1+i) \times P$ บาท เมื่อนำไปรวมกับเงินต้นในปีที่สองคือ $(1+i) \times P$ บาท จะทำให้ในปีถัดมามีเงินต้นเป็น $(1+i)^2 P$ บาท และจะเป็นเช่นนี้ไปต่อไป ดังนั้น ถ้าเราฝากเงิน n ปี เราจะได้เงินสุทธิรวมในปีที่ n เท่ากับ

$$S_n = (1+i)^n P \quad (3.14)$$

แต่ถ้าเรากำหนดว่าจะต้องจ่ายเงิน S_n บาท ในอีก n ปีข้างหน้า เราสามารถคำนวณหามูลค่าเงินในปัจจุบัน (P) ได้โดยกลับสมการ (3.14) ดังนี้

$$P = (1+i)^{-n} S_n \quad (3.15)$$

2) พิจารณาจำนวนเงินที่จ่ายไปในแต่ละปี (R) และมูลค่าของเงิน ณ ช่วงเวลา n (S_n)

ถ้าเราต้องจ่ายเงินทุกปี ณ เวลาสิ้นปีเป็นเงิน R บาท เป็นระยะเวลา n ปี หลังการจ่ายเงินครั้งแรก ณ เวลาสิ้นปีแรกจะทำให้เหลือช่วงเวล่อีก $(n-1)$ ปี ดังนั้นอธิบายจากสมการ (3.14) จะทำให้เงิน R บาท ณ ปีแรกที่จ่ายไปมีมูลค่าเท่ากับ $(1+i)^{n-1} \times R$ บาท ณ เวลาสิ้นปีที่ n จากนั้นจ่ายเงินครั้งที่สอง ณ เวลาสิ้นปีที่สองจะทำให้เหลือช่วงเวล่อีก $(n-2)$ ปี ในทำนองเดียวกันมูลค่าเงิน R บาท ณ ปีที่สอง จะมีมูลค่าเท่ากับ $(1+i)^{n-2} \times R$ บาท ณ เวลาสิ้นปีที่ n และจะเป็นเช่นนี้ต่อไป จนกระทั่งหมดระยะเวลา n ปี ซึ่งเราสามารถเขียนสมการมูลค่าสุทธิรวมในปีที่ n ได้เท่ากับ

$$\begin{aligned} S_n &= (1+i)^{n-1} R + \dots + (1+i)R + R \\ &= [(1+i)^{n-1} + \dots + (1+i) + 1]R \\ &= (1/i)[(1+i)^n - 1]R \end{aligned} \quad (3.16)$$

เช่นเดียวกัน ถ้าเรารู้ว่าต้องจ่ายเงิน S_n บาท ในอีก n ปีข้างหน้า เราสามารถหามูลค่าเงินที่ต้องจ่ายประจำปีตลอดระยะเวลา n ปีได้ โดยการกลับสมการ (3.16) ดังนี้

$$R = \frac{iS_n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.17)$$

3) พิจารณาจำนวนเงินที่จ่ายไปในแต่ละปี (R) และมูลค่าของเงิน ณ เวลาปัจจุบัน (P)

การจ่ายเงินทุกปี ณ เวลาสิ้นปีด้วยเงิน R บาท เป็นระยะเวลา n ปี สามารถแสดงให้อยู่ในรูปของมูลค่าเงิน ณ ปัจจุบันได้ โดยการรวมกันระหว่างสมการ (3.15) และ (3.16) จะได้

$$P = (1/i)[1 - (1+i)^{-n}]R \quad (3.18)$$

และท้ายที่สุด เราสามารถแสดงมูลค่าเงิน ณ ปัจจุบันให้อยู่ในรูปของมูลค่าเงินทุกปี ณ เวลาสิ้นปีด้วยเงิน R บาทเป็นระยะเวลา n ปีได้โดยการกลับสมการ (3.18) จะได้

$$R = \frac{iP}{[1 - (1+i)^{-n}]} \quad (3.19)$$

จากความสัมพันธ์ที่ได้กล่าวมาทั้งหมด เราสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.10 ตารางที่ 3.10 สูตรแสดงความสัมพันธ์ต่างๆ

ค่าที่ต้องการ	ค่าที่กำหนดให้	ตัวคูณ
S_n	P	$(1+i)^n$
P	S_n	$(1+i)^{-n}$
S_n	R	$(1/i)[(1+i)^n - 1]$
R	S_n	$\frac{i}{[(1+i)^n - 1]}$
P	R	$(1/i)[1 - (1+i)^{-n}]$
R	P	$\frac{i}{[1 - (1+i)^{-n}]}$

วิธีการวิเคราะห์มูลค่าของเงินในช่วงเวลาต่างๆ นี้ จะนำไปประยุกต์ใช้กับการคิดค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการลงทุนการขยายกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้า เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการลงทุนนั้น นอกจากจะมีค่าใช้จ่ายในส่วนของเงินลงทุนเริ่มต้นของโรงไฟฟ้าแล้วในทางปฏิบัติต้องมีการพิจารณาค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการกำหนดรูปแบบการขยายตัวของต้นทุนประเภทต่างๆ (Escalation cost) เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพความเป็นจริงในการวิเคราะห์ซึ่งเกิดจากค่าปฏิบัติการ (Operation) และค่าบำรุงรักษา (maintenance) ซึ่งเป็นการประมาณการเบื้องต้นที่ได้มาจากการเก็บสถิติของโรงไฟฟ้าที่ใช้งานอยู่โดยเป็นค่าใช้จ่ายรายปี ดังนั้น เวลาที่เราจะพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมต่อปีเพื่อเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในการลงทุนของแต่ละโรงไฟฟ้า ต้องมีการแปลงมูลค่าของเงินลงทุนเริ่มต้นของโรงไฟฟ้า ณ เวลาปัจจุบันเป็นจำนวนเงินที่จ่ายไปในแต่ละปีตามอายุการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยใช้สมการ (3.19) แล้วจึงนำมาคิดรวมกับค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการกำหนดรูปแบบการขยายตัวของต้นทุนประเภทต่างๆ

ตัวอย่างต่อไปนี้จะแสดงถึงวิธีการหาค่าใช้จ่ายในแต่ละปี ของโรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหิน ขนาด 700 MW ที่ต้องใช้เงินลงทุน 840 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และมีค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการกำหนดรูปแบบการขยายตัวของต้นทุนประเภทต่างๆ 29.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี โดยโรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหินมีอายุการใช้งาน 20 ปี อัตราดอกเบี้ยที่นำมาคิดคือ 3% ต่อปี จากสมการ (3.19)

$$R = \frac{0.03 \times 840}{[1 - (1 + 0.03)^{-20}]} = 56.46 \quad (3.20)$$

จะได้ว่าเงินลงทุน 840 ล้านดอลลาร์สหรัฐมีค่าเทียบเท่ากับ 56.46 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ตลอดระยะเวลา 20 ปีคิดเป็นค่าใช้จ่ายรวมกับค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการกำหนดรูปแบบการขยายตัวของต้นทุนประเภทต่างๆ 85.86 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี

3.4 สรุป

บทนี้นำเสนอระเบียบวิธีที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของค่า Loss of Load Expectation (LOLE) เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการวางแผนกำลังการผลิตที่จะกล่าวถึงในบทถัดไป ผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัดที่มีต่อแบบจำลองของระบบไฟฟ้า ดัชนี Expected Energy Not Supplied (EENS) เพื่อการประยุกต์ใช้ในการคำนวณหาพลังงานคาดหวังที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจ่ายออกมา และหลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เพื่อใช้ในการคำนวณค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่อปีของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง

บทที่ 4

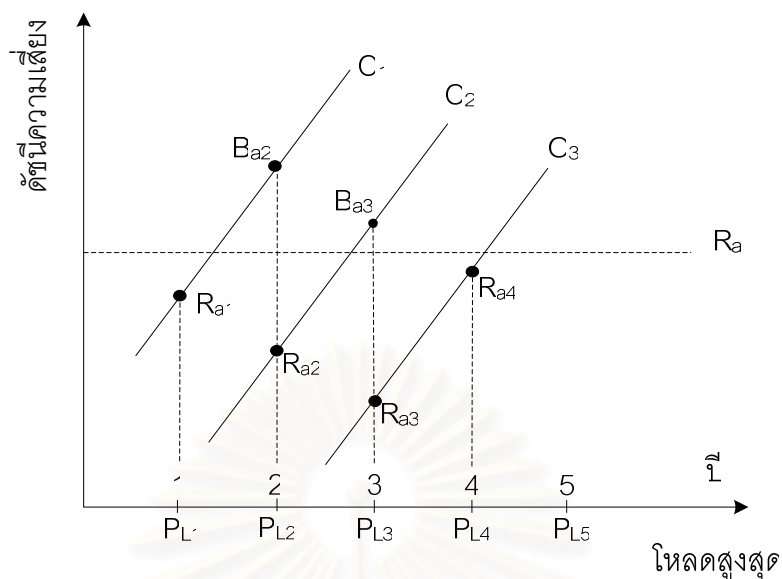
หลักการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า

4.1 แนวคิดในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า

ปัญหาสำคัญประการหนึ่งในการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลัง คือ การกำหนดกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในอนาคตเพื่อให้เพียงพอและมีต้นทุนที่เหมาะสมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่อดีตได้มีผู้เสนอแนวทางในการวางแผนไว้หลายรูปแบบ วิธีหนึ่งที่ใช้กันอย่างแพร่หลาย คือ วิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า (Deterministic method) เช่น วางแผนให้กำลังไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นสัดส่วนของค่าโหลดสูงสุดที่พยากรณ์ได้รวมกับค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในระบบผลิตไฟฟ้า [1] ซึ่งในการพยากรณ์ค่าความต้องการไฟฟ้าย่อมมีความไม่แน่นอนรวมอยู่ด้วย หากพยากรณ์ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงเกินไปย่อมที่จะส่งผลให้เกิดการลงทุนมากเกินความจำเป็นและส่งผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นด้วย ในทางกลับกันหากพยากรณ์ค่าความต้องการไฟฟ้าต่ำเกินไป อาจส่งผลในทางตรงกันข้าม กล่าวคือความเชื่อถือได้ของระบบจะลดลงตามไปด้วย

จากเหตุผลดังกล่าว จึงมีความจำเป็นที่จะต้องทำการวางแผนขยายกำลังการผลิตที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ในระดับที่ยอมรับได้ นั่นคือผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับการจ่ายไฟฟ้าที่พอเพียง และในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายของการผลิตไฟฟ้ายังอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ ดัชนี LOLE ดังที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 3.1 เป็นดัชนีความเสี่ยงที่ใช้เป็นเกณฑ์เพื่อบ่งบอกถึงความเพียงพอของระบบ (System adequacy) ในกรณีที่ดัชนีความเสี่ยงของระบบเกินกว่าค่าที่ยอมรับได้ หมายความว่าระบบจะไม่สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามเกณฑ์ที่ตั้งขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้มากขึ้นโดยการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งเข้าไปในระบบให้ถึงเกณฑ์ที่ยอมรับได้ดังแนวคิดที่แสดงในรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 แนวคิดในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

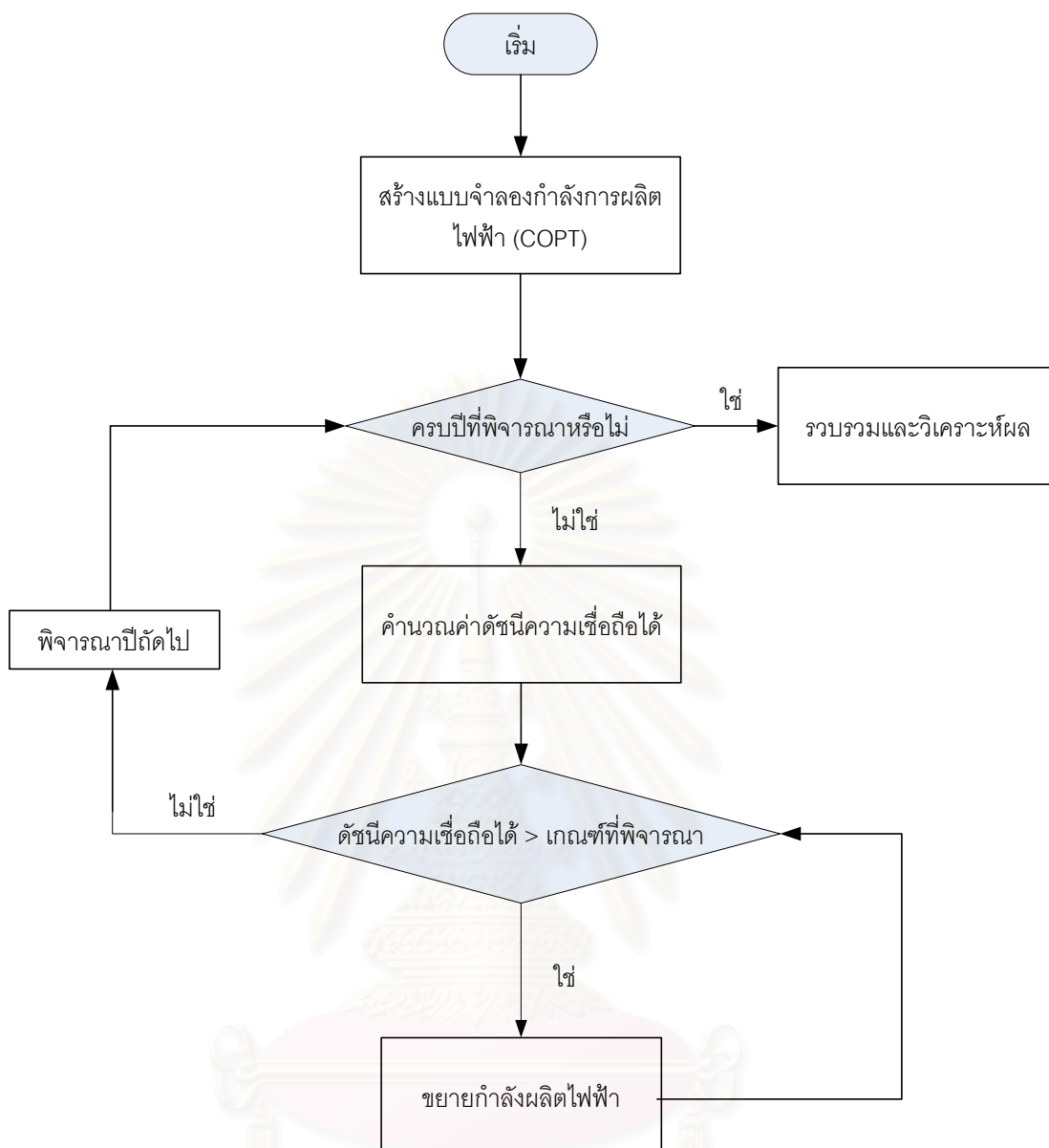
จากรูปที่ 4.1 เราได้กำหนดเกณฑ์ที่ยอมรับได้เป็น R_a เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าในปีที่ 1 พบว่าระบบมีกำลังผลิตติดตั้ง C_1 MW และมีโหลดสูงสุดคือ P_{L1} จากข้อมูลข้างต้นจะสามารถคำนวณค่าดัชนีความเสี่ยงได้เป็น R_{a1} ซึ่งมีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้คือน้อยกว่า R_a ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ในปีที่ 1 ระบบไฟฟ้าที่พิจารณาไม่จำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตติดตั้ง

เมื่อพิจารณาในปีถัดไป คือ ปีที่ 2 พบว่าระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นโดยมีค่าพยากรณ์โหลดสูงสุดเป็น P_{L2} จากข้อมูลข้างต้นจะสามารถคำนวณค่าดัชนีความเสี่ยงได้เป็น B_{a2} ซึ่งมีค่ามากกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้คือมากกว่า R_a ซึ่งแสดงให้เห็นว่าในปีที่ 2 ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มอีก “a” MW ทำให้ระบบไฟฟ้าในปีที่ 2 มีขนาดกำลังไฟฟ้าติดตั้ง คือ

$$C_2 = C_1 + a \text{ MW} \quad (4.1)$$

และเมื่อทำการคำนวณค่าดัชนีความเสี่ยงใหม่พบว่ามีความเท่ากับ R_{a2} ซึ่งมีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

ขั้นตอนในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจะมีกระบวนการดังที่กล่าวไว้ข้างต้นจนครบทุกปีที่พิจารณา ขั้นตอนดังกล่าวสามารถแสดงเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แผนภาพขั้นตอนการวางแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า

จากแผนภาพขั้นตอนในรูปที่ 4.2 สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

- 1) พยากรณ์ค่าโหลดสูงสุดจากปัจจุบันจนถึงปีที่พิจารณา
- 2) ทำการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่
- 3) นำค่าโหลดสูงสุดในปีที่พิจารณาจากชุดค่าโหลดที่ทำการพยากรณ์ สร้างเป็นแบบจำลองที่เป็นตัวแทนของโหลด
- 4) คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตามหัวข้อ 3.1 โดยดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าวจะสะท้อนถึงความพอเพียงในระบบ โดยดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดความเพียงพอของระบบไฟฟ้า คือ ดัชนี LOLE โดยเกณฑ์ที่ใช้ คือ 1 วันต่อปี

และจะทำการขยายกำลังการผลิตโดยสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เมื่อดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำกว่าเกณฑ์ โดยมีขั้นตอนในการเลือกตามหัวข้อ 4.1.1 โดยขั้นตอนการวางแผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจะดำเนินไปในการทำงานของเดียวกันนี้จนจบปีที่พิจารณา

4.1.1 ขั้นตอนในการเลือกโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

เมื่อดัชนีความเสียหายที่ประเมินได้ในระบบมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้ นั้นหมายความว่ากำลังการผลิตที่มีอยู่ไม่เพียงพอ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา โดยขั้นตอนในการพิจารณาแสดงได้ดังรูปที่ 4.4 โดยการพิจารณาทางเลือกของโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้ามาในระบบเป็นไปตามที่กำหนดในทางปฏิบัติคือมีประเภทและขนาดทางเลือกตามตารางที่ 4.1 ซึ่งวิธีการในการเลือกโรงไฟฟ้าสามารถแสดงเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

1) คำนวณหาขนาดของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่จำเป็นต้องเพิ่ม โดยการจำลองเหตุการณ์เพื่อหาจำนวนโรงไฟฟ้าที่จำเป็นต้องเพิ่มเพื่อให้ดัชนีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยเลือกจากโรงไฟฟ้าที่สอดคล้องกับความเป็นจริงในทางปฏิบัติ ซึ่งควรจะเลือกโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่และมีค่า FOR สูง เพื่อให้รูปแบบของคำตอบที่ได้มีความครอบคลุม โดยขั้นตอนนี้ทำเพื่อลดจำนวนรูปแบบของคำตอบที่จะนำมาพิจารณา

2) สร้างรูปแบบของคำตอบที่เป็นไปได้ของการเพิ่มของโรงไฟฟ้าที่ทำให้ขนาดของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่จะเพิ่มในแต่ละชุดคำตอบมีค่าอยู่ในช่วงของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 1

3) นำรูปแบบจากขั้นตอนที่ 2 มาคำนวณความเชื่อถือได้ หากรูปแบบการติดตั้งใดที่ทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดจะไม่ถูกนำมาพิจารณา

4) นำรูปแบบจากขั้นตอนที่ 3 มาคำนวณค่าใช้จ่ายเพื่อเปรียบเทียบ จากนั้นเลือกรูปแบบที่มีค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด (Total Cost: TC) ถูกที่สุด

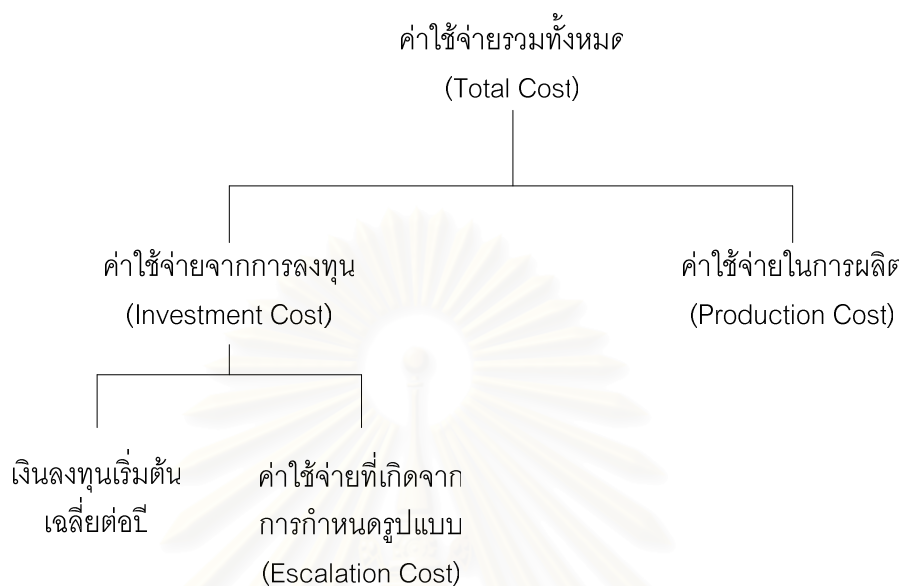
โดยที่ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด ที่นำมาเปรียบเทียบนี้เกิดจากค่าใช้จ่าย 2 ส่วน คือ ค่าใช้จ่ายจากการลงทุนเฉลี่ยต่อปี (Investment Cost: IC) อีกส่วนคือค่าใช้จ่ายในการผลิต (Production Cost: PC) อธิบายดังสมการ (4.2) และแสดงในรูปที่ 4.3

$$TC = IC + PC \quad (4.2)$$

โดยที่

TC	คือ	ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดต่อปี
IC	คือ	ค่าใช้จ่ายจากการลงทุนเฉลี่ยต่อปี

PC คือ ค่าใช้จ่ายในการผลิตต่อปี

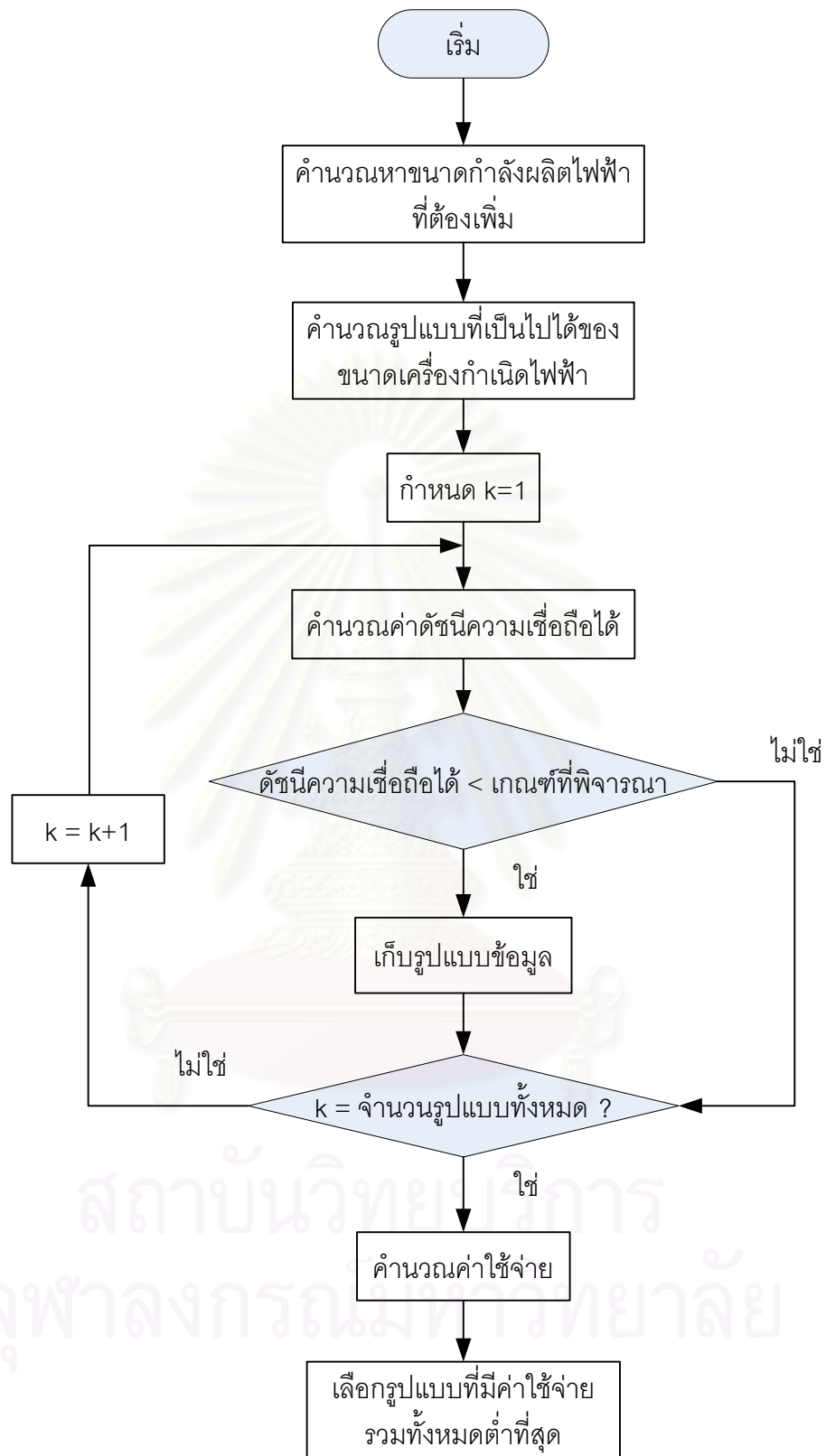


รูปที่ 4.3 แผนภาพแสดงค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนนั้นนอกจากจะมีค่าใช้จ่ายในส่วนของเงินลงทุนเริ่มต้นของโรงไฟฟ้าแล้ว ในทางปฏิบัติต้องมีการพิจารณาค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการกำหนดรูปแบบการขยายตัวของต้นทุนประเภทต่างๆ (Escalation cost) เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพความเป็นจริงในการวิเคราะห์ซึ่งเกิดจากค่าปฏิบัติการ (Operation) และค่าบำรุงรักษา (maintenance) ดังนั้นในขณะที่เราจะพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมต่อปี (Investment cost) เพื่อเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในการลงทุนของแต่ละโรงไฟฟ้า ต้องมีการแปลงมูลค่าของเงินลงทุนเริ่มต้นของโรงไฟฟ้า ณ เวลาปัจจุบันเป็นจำนวนเงินที่จ่ายไปในแต่ละปีตามอายุการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้วจึงนำค่าดังกล่าวมาคิดรวมกับค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการกำหนดรูปแบบการขยายตัวของต้นทุนประเภทต่างๆ (Escalation cost) ตามหัวข้อ 3.3

ค่าใช้จ่ายในการผลิต (Production cost) สามารถคำนวณได้จากผลคูณของพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวในระบบไฟฟ้าจ่ายออกมา ดังที่กล่าวมาในหัวข้อ 3.1.2 กับค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

โดยในการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตจะใช้วิธีจัดเรียงความสำคัญ (Priority list) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่ถูกที่สุดมีสิทธิในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าก่อน



รูปที่ 4.4 แผนภาพขั้นตอนการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้ามาในระบบ

ตารางที่ 4.1 ทางเลือกในการขยายกำลังการผลิต

โรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	ขนาด (MW)	เงินลงทุน (USD/kW)	% ค่าปฏิบัติการ และบำรุงรักษา ต่อเงินลงทุนต่อปี	FOR (%)	ค่าใช้จ่ายใน การปฏิบัติการ (บาท/kWh)	เงินลงทุน เริ่มต้น (MillionUSD)	ค่าปฏิบัติการและ บำรุงรักษาต่อปี (MillionUSD ต่อปี)	เงินลงทุนเริ่มต้น เฉลี่ยต่อปี (MillionUSD ต่อปี)	ค่าใช้จ่ายจาก การลงทุน (MillionUSD ต่อปี)	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท ต่อปี)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
ความร้อน											
	น้ำมัน	700	1,100	3	6.20	4.5	770	23.1	51.76	74.86	2,484
	ถ่านหิน	700	1,200	3.5	6.20	0.55	840	29.4	56.46	85.86	2,849
	ก๊าซธรรมชาติ	230	260	3	2.25	1.73	59.8	1.8	4.02	5.81	193
	นิวเคลียร์	1,000	1,600	4.1	2.85	0.4*	1600	65.6	107.55	173.15	5,746
พลังความร้อนร่วม											
	ก๊าซธรรมชาติ	700	500	4	0.98	1.16	350	14	23.53	37.53	1,245
	ก๊าซธรรมชาติ	350	550	4	0.98	1.06	192.5	7.7	12.94	20.64	685

*ค่าสมมุติ (Fictitious value)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากตารางที่ 4.1 เงินลงทุนเริ่มต้นในคอลัมน์ที่ 8 คำนวณได้จากผลคูณของขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในคอลัมน์ที่ 3 กับ เงินลงทุนในคอลัมน์ที่ 4

ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาต่อปีในคอลัมน์ที่ 9 คำนวณได้จากผลคูณของเปอร์เซ็นต์ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาต่อเงินลงทุนต่อปีในคอลัมน์ที่ 5 กับ เงินลงทุนเริ่มต้นในคอลัมน์ที่ 8

เงินลงทุนเริ่มต้นเฉลี่ยต่อปีในคอลัมน์ที่ 10 คำนวณได้จากแปลงเงินลงทุนเริ่มต้นในคอลัมน์ที่ 8 ให้อยู่ในรูปของมูลค่าเงินเฉลี่ยต่อปีด้วยสมการ (3.19)

ค่าใช้จ่ายจากการลงทุนในคอลัมน์ที่ 11 คำนวณได้จากผลรวมของค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาต่อปีในคอลัมน์ที่ 9 และเงินลงทุนเริ่มต้นเฉลี่ยต่อปีในคอลัมน์ที่ 10 ตามสมการ (4.2)

ส่วนค่าใช้จ่ายจากการลงทุนในคอลัมน์ที่ 12 คือ การแปลงค่าเงินเหรียญสหรัฐเป็นเงินบาท โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้อัตราแลกเปลี่ยน 1 เหรียญสหรัฐ เท่ากับ 33.1846 บาท จากธนาคารแห่งประเทศไทยโดยใช้อัตรากลางเฉลี่ยเดือนมกราคมปี 2551 [17]

4.1.2 ตัวอย่างการเลือกเพื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ

ตัวอย่างนี้จะแสดงวิธีการเลือกโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบ เพื่อให้ระบบมีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด คือ ดัชนี LOLE มีค่าน้อยกว่า 1 วันต่อปี

โดยกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าประกอบด้วยโรงไฟฟ้างดงามไว้ในภาคผนวก ค. และมีค่าโหลดสูงสุดคือ 25,018 MW โดยใช้ลักษณะโหลดรายชั่วโมงดังแสดงไว้ในภาคผนวก ง.

จากระบบไฟฟ้าที่พิจารณาดังกล่าว ทำการคำนวณค่าดัชนี LOLE ได้เท่ากับ 4.007 วันต่อปี ซึ่งมีค่ามากกว่าเกณฑ์ 1 วันต่อปีที่กำหนดจึงต้องมีการเพิ่มโรงไฟฟ้า ซึ่งวิธีการเลือกโรงไฟฟ้าสามารถแสดงเป็นขั้นตอนได้ ดังนี้

- 1) จากขนาดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่จะทำการเพิ่มในตารางที่ 4.1 พบว่ามี 4 ขนาด คือ 230, 350, 700 และ 1,000 MW จึงได้ทำการจำลองเหตุการณ์ โดยทดลองเพิ่มโรงไฟฟ้าประเภทความรื้อนร่วมขนาด 700 MW พบว่าต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าจำนวน 1 โรงจะทำให้ค่าดัชนี LOLE ของระบบไฟฟ้ามียุคเท่ากับ 0.732 วันต่อปี
- 2) ทำการหาชุดของคำตอบที่เป็นไปได้ในการเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำให้ขนาดของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่จะเพิ่มมีค่าอยู่ในช่วง 700 MW เพื่อหารูปแบบของคำตอบที่มีโอกาสที่ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ดังตารางที่ 4.2
- 3) ทำการคำนวณดัชนี LOLE ของชุดคำตอบดังแสดงไว้ในคอลัมน์ที่ 9 ในตารางที่ 4.2 รูปแบบของชุดคำตอบของโรงไฟฟ้าที่จะทำการเพิ่มซึ่งรูปแบบของคำตอบที่ค่าดัชนี LOLE มากกว่า 1 วันต่อปี จะไม่ถูกนำมาพิจารณา ยกตัวอย่างเช่น รูปแบบที่ 1 และ รูปแบบที่ 2

- 4) ทำการเลือกรูปแบบที่มีค่าใช้จ่ายถูกที่สุดเพื่อนำไปเป็นแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดจากคอลัมน์ที่ 10 จากตารางที่ 4.2 พบว่ารูปแบบที่ 12 คือ มีการวางแผนในการสร้างโรงไฟฟ้าประเภทความร้อนถ่านหินขนาด 700 MW จำนวน 2 โรง มีค่าใช้จ่ายถูกที่สุด



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.2 รูปแบบของชุดคำตอบของโรงไฟฟ้าที่จะทำการเพิ่ม

รูปแบบที่	กำลังผลิต ติดตั้งรวม (MW)	โรงไฟฟ้า						LOLE	ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด (ล้านบาทต่อปี)	เงินลงทุนเริ่มต้น (ล้านบาท)
		Thermal Oilfired 700	Thermal Coalfired 700	Thermal Gasturbine 230	Nuclear 1000	Combine Multi-Shaft 700	Combine Single-Shaft 350			
		จำนวน								
(1)	(2)							(9)	(10)	(11)
1	230	-	-	1	-	-	-	2.344		
2	350	-	-	-	-	-	1	1.738		
3	580	-	-	1	-	-	1	0.991	225,136	8,372
4	690	-	-	3	-	-	-	0.76	226,655	5,953
5	700	1	-	-	-	-	-	0.905	229,552	25,552
6	700	-	1	-	-	-	-	0.802	222,106	27,875
7	700	-	-	-	-	1	-	0.732	224,038	11,615
8	700	-	-	-	-	-	2	0.72	223,555	12,776
9	810	-	-	2	-	-	1	0.547	225,071	10,357
10	930	-	-	1	-	-	2	0.391	223,499	14,761
11	1000	-	-	-	1	-	-	0.411	220,467	53,095
12	1400	-	2	-	-	-	-	0.133	217,520	55,750

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดยที่

- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 1 หมายถึง รูปแบบที่ i ของการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของปีที่พิจารณา
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 2 หมายถึง กำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากรูปแบบที่ i
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 3-8 หมายถึง จำนวนโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่มีการวางแผนสร้างตามรูปแบบที่ i
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 10 หมายถึง ค่าดัชนี LOLE ที่คำนวณได้จากรูปแบบที่ i
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 11 หมายถึง ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นในแต่ละปีของรูปแบบที่ i ค่าใช้จ่ายนี้เกิดจากค่าใช้จ่าย 2 ส่วน คือ ค่าใช้จ่ายจากการลงทุนเฉลี่ยต่อปีอีกส่วนคือ ค่าใช้จ่ายในการผลิตต่อปี
- ข้อมูลในคอลัมน์ที่ 12 หมายถึง เงินลงทุนในการก่อสร้างทั้งหมดในรูปแบบที่ i

สรุปจากตารางที่ 4.2 รูปแบบที่สามารถเป็นคำตอบนำไปใช้ในการวางแผนกำลังผลิตเพื่อให้ดัชนีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดคือรูปแบบที่ 3 ถึงรูปแบบที่ 12 และในวิทยานิพนธ์นี้เลือกรูปแบบที่ 12 เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดต่อปีถูกที่สุด

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

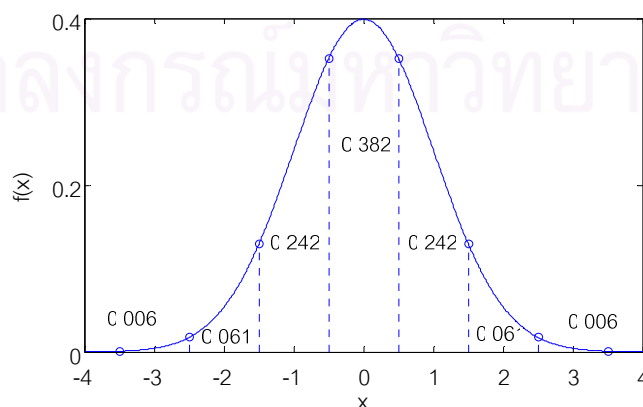
4.2 ความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

การวางแผนขยายกำลังการผลิตในกรณีที่ไม่คำนึงถึงความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจะใช้แบบจำลองโหลดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดค่าเดียวดังรูปที่ 4.5 ซึ่งจะพบว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีเพียงค่าเดียวทำให้ความน่าจะเป็นของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีค่าเท่ากับ 1.0



รูปที่ 4.5 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดดั้งเดิม

แต่โดยปกติแล้วในการวางแผนกำลังการผลิตควรที่จะมีการคำนึงถึงผลจากความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ด้วย กระบวนการวิธีหนึ่งที่ใช้ในการรวมผลของความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า คือ สมมติให้ลักษณะของโหลดมีการกระจายแบบปกติ (Normal distribution) [10] โดยมีค่าเฉลี่ยเท่ากับค่าโหลดจากการพยากรณ์ และฟังก์ชันการกระจายแบบปกติจะถูกแบ่งออกเป็นช่วงทั้งหมด 7 ช่วง ตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) โดยโหลดที่มีค่าเท่ากับค่าเฉลี่ยในแต่ละช่วงที่กำหนดนี้จะมีค่าความน่าจะเป็นในการเกิดขึ้นเท่ากับค่าความน่าจะเป็นในแต่ละช่วงนั้น ซึ่งก็คือพื้นที่ของฟังก์ชันการกระจายแบบปกติ ดังแสดงในรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 การประมาณการกระจายแบบปกติออกเป็นช่วง 7 ช่วงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน

ในการพิจารณาความไม่แน่นอนของโหลดที่ได้จากการพยากรณ์โดยสมมุติให้ค่าของโหลดมีการกระจายแบบปกติสามารถดำเนินการได้ในทางทฤษฎี แต่ความจริงในทางปฏิบัตินั้น การตัดสินใจถึงลักษณะความไม่แน่นอนของโหลดเป็นเรื่องที่ทำได้ยากขึ้นอยู่กับข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงในอดีต

แบบจำลองความไม่แน่นอนของโหลดที่พัฒนาขึ้นในวิทยานิพนธ์นี้อาศัยข้อมูลโหลดจริงที่มีหน่วยงานที่ทำการพยากรณ์โหลด ซึ่งโดยปกติจะพยากรณ์ออกมาเป็น 3 ค่า คือ กรณีต่ำ กรณีฐาน และกรณีสูง ตามอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจและปัจจัยต่างๆ ที่ไม่สามารถระบุเป็นความสัมพันธ์แน่นอนรวมอยู่ในการพยากรณ์

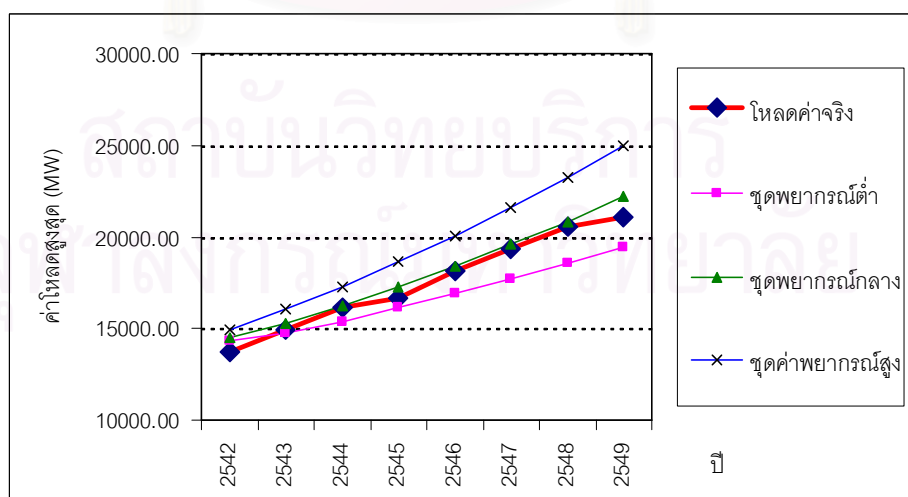
เมื่อพิจารณาข้อมูลการพยากรณ์โหลดสูงสุดในอดีต เช่น กรณี ข้อมูลการพยากรณ์โหลดปี พ.ศ. 2541 [18] ดังรูปที่ 4.7 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นมีค่าใกล้เคียงกับชุดพยากรณ์โหลดกลาง และอยู่ในช่วงระหว่างชุดพยากรณ์โหลดค่าสูงและชุดพยากรณ์โหลดค่าต่ำ

สำหรับความผิดพลาดของการพยากรณ์ เราจะคำนวณจากการหาเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของค่าพยากรณ์ที่เกิดขึ้นในแต่ละปีโดยใช้สมการ (4.3) ผลที่ได้ดังตารางที่ 4.3

$$\%Error = \frac{(F - A)}{A} \times 100\% \quad (4.3)$$

โดยที่

- A คือ ค่าโหลดจริง
 F คือ ค่าโหลดที่พยากรณ์

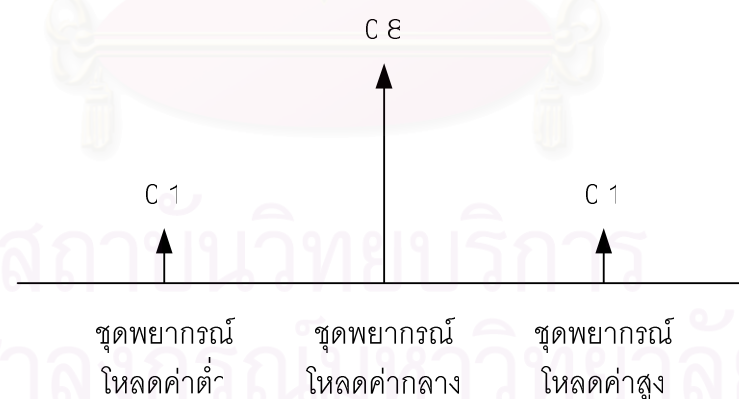


รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบโหลดค่าจริงกับชุดค่าพยากรณ์โหลดสูงสุดปี 2541

ตารางที่ 4.3 เปรียบเทียบความผิดพลาดของชุดพยากรณ์ต่ำ กลาง และ สูง ปี 2541

ปี	ค่าโหลดจริง (MW)	ชุดพยากรณ์ต่ำ (MW)	ความผิดพลาด (%)	ชุดพยากรณ์กลาง (MW)	ความผิดพลาด (%)	ชุดพยากรณ์สูง (MW)	ความผิดพลาด (%)
2542	13712	14287	4.19	14499	5.74	14972	9.19
2543	14918	14762	-1.05	15254	2.25	16037	7.50
2544	16126	15398	-4.52	16214	0.54	17286	7.19
2545	16681	16150	-3.18	17308	3.76	18678	11.97
2546	18121	16892	-6.78	18399	1.53	20042	10.60
2547	19326	17746	-8.17	19611	1.48	21597	11.75
2548	20538	18588	-9.49	20818	1.37	23223	13.08
2549	21064	19467	-7.58	22168	5.24	24958	18.49

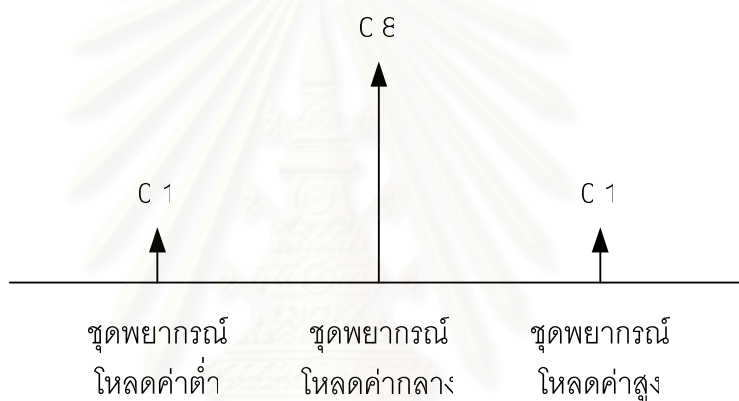
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่ได้จากการพยากรณ์โหลด 3 ค่า มีลักษณะดังรูปที่ 4.8 โดยที่แกนนอนแทนค่าโหลดสูงสุดที่พยากรณ์ ส่วนแกนตั้งแทนความน่าจะเป็นของการเกิดค่าที่พยากรณ์ โดยได้ทำการแบ่งชุดพยากรณ์โหลดออกเป็น 3 ส่วน คือ ชุดพยากรณ์โหลดค่าต่ำ ชุดพยากรณ์โหลดค่ากลาง และชุดพยากรณ์โหลดค่าสูง แกนตั้งแทนความน่าจะเป็นของการเกิดค่าที่พยากรณ์



รูปที่ 4.8 แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอ

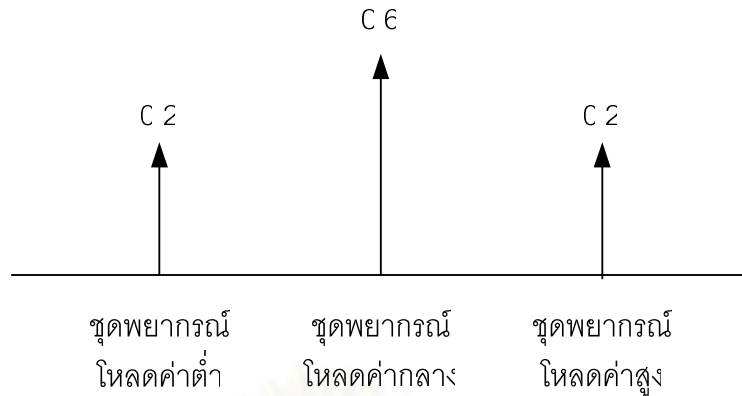
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแสดงถึงผลกระทบของความไม่แน่นอนของโหลดต่อการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยนำเสนอแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดเพื่อเป็นตัวแทนของเหตุการณ์ต่างๆ แบ่งออกเป็น 4 แบบดังนี้

- 1) แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง แสดงถึงการพยากรณ์ที่มีความแม่นยำสูงซึ่งสามารถพยากรณ์ได้ใกล้เคียงกับความเป็นจริง โดยให้โอกาสที่ค่าสูงสุดของโหลดมาจากชุดพยากรณ์โหลดค่ากลางมากกว่าชุดพยากรณ์โหลดค่าต่ำและสูงมากๆ ดังแสดงในรูปที่ 4.9 โดยสมมติให้โอกาสในการเกิดโหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 0.8 เป็นโหลดที่มาจากชุดพยากรณ์โหลดค่ากลาง ส่วนโอกาสในการเกิดโหลดสูงสุดจากชุดพยากรณ์โหลดค่าสูงและโอกาสในการเกิดโหลดสูงสุดจากชุดพยากรณ์โหลดค่าต่ำมีค่าเท่ากันเท่ากับ 0.1



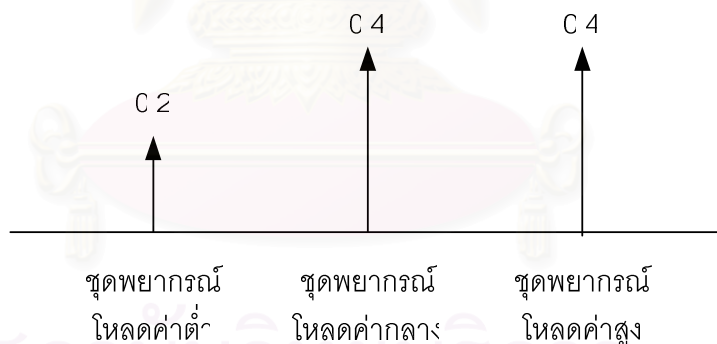
รูปที่ 4.9 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง

- 2) แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง แสดงถึงการพยากรณ์ที่มีความแม่นยำปานกลางเนื่องจากมีการเบี่ยงเบนในการพยากรณ์สูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับแบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง โดยให้โอกาสที่ค่าสูงสุดของโหลดเบี่ยงเบนไปจากชุดพยากรณ์โหลดค่ากลางมากกว่าแบบจำลองโหลดพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.10 โดยสมมติให้โอกาสในการเกิดโหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 0.6 เป็นโหลดที่มาจากชุดพยากรณ์โหลดค่ากลาง ส่วนโอกาสในการเกิดโหลดสูงสุดจากชุดพยากรณ์โหลดค่าสูงและโอกาสในการเกิดโหลดสูงสุดจากชุดพยากรณ์โหลดค่าต่ำมีค่าเท่ากันเท่ากับ 0.2



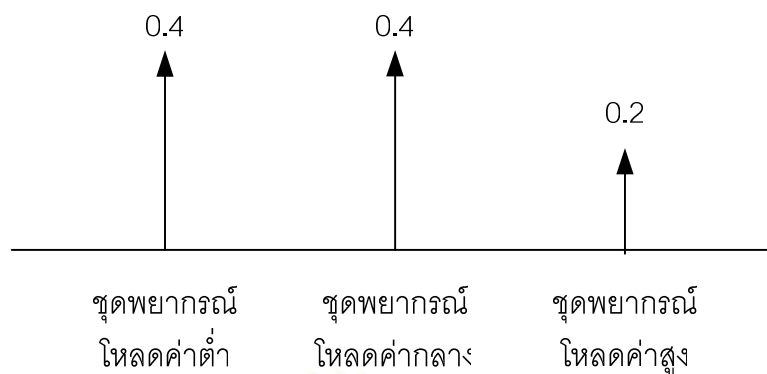
รูปที่ 4.10 แบบจำลองการพยากรณ์ไหลดแม่น้ำปานกลาง

- 3) แบบจำลองการพยากรณ์ไหลดสูงกว่าความเป็นจริง แสดงถึงการพยากรณ์ที่สูงกว่าความเป็นจริงที่มีการเบี่ยงเบนในการพยากรณ์ค่อนข้างไปทางด้านสูง โดยให้โอกาสที่ค่าสูงสุดของไหลดค่อนข้างไปทางด้านชุดพยากรณ์ไหลดค่าสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.11 โดยสมมติให้โอกาสในการเกิดไหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 0.4 เป็นไหลดที่มาจากชุดพยากรณ์ไหลดค่าสูงและชุดพยากรณ์ไหลดค่ากลาง โอกาสในการเกิดไหลดสูงสุดที่มาจากชุดพยากรณ์ไหลดค่าต่ำเป็น 0.2



รูปที่ 4.11 แบบจำลองการพยากรณ์ไหลดสูงกว่าความเป็นจริง

- 4) แบบจำลองการพยากรณ์ไหลดต่ำกว่าความเป็นจริง แสดงถึงการพยากรณ์ที่ต่ำกว่าความเป็นจริงที่มีการเบี่ยงเบนในการพยากรณ์ค่อนข้างไปทางด้านต่ำ โดยให้โอกาสที่ค่าสูงสุดของไหลดค่อนข้างไปทางด้านชุดพยากรณ์ไหลดค่าต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 4.12 โดยสมมติให้โอกาสในการเกิดไหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 0.4 เป็นไหลดที่มาจากชุดพยากรณ์ไหลดค่าต่ำและชุดพยากรณ์ไหลดค่ากลาง โอกาสในการเกิดไหลดสูงสุดที่มาจากชุดพยากรณ์ไหลดค่ากลางเป็น 0.2



รูปที่ 4.12 แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง

โดยแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอจะนำไปใช้เป็นค่าโหลดสูงสุดของแบบจำลองโหลดที่มีลักษณะโหลด (Load profile) จากภาคผนวก ก. เพื่อใช้ในการทดสอบในบทถัดไป

4.3 สรุป

ในบทนี้ได้กล่าวถึงแนวคิดและขั้นตอนที่ใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตของระบบไฟฟ้ากำลังรวมถึงนำเสนอแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดแสดงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้ในการวางแผนการขยายกำลังการผลิตต่อไป

บทที่ 5

ผลการทดสอบ

ในบทนี้จะกล่าวถึงผลกระทบของขนาดของระบบไฟฟ้าขนาดต่างๆ ต่อความเพียงพอของระบบโดยใช้การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า ผลการทดสอบที่ได้จากวิธีที่น่าเสนอ โดยได้ทำการทดสอบกับระบบทดสอบของประเทศไทยโดยมีรายละเอียดดังนี้

5.1 ผลการทดสอบโดยใช้วิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะเปรียบเทียบผลกระทบของระบบไฟฟ้าขนาดต่างๆ ต่อความเพียงพอของระบบ โดยใช้การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า (Deterministic method) เป็น 15 เปอร์เซ็นต์เท่ากัน โดยใช้ดัชนี LOLE เป็นดัชนีชี้วัด และเกณฑ์ที่ใช้ คือ 1 วันต่อปี

โดยระบบไฟฟ้าที่นำมาเป็นตัวอย่างในการทดสอบ คือ ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทย [19,21,22] แบ่งออกเป็น 3 ระบบดังนี้

1) ระบบทดสอบตัวอย่างที่ 1 ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2534 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 108 เครื่อง โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 9,630 เมกะวัตต์ ซึ่งรายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงไว้ในภาคผนวก ค.1 โดยให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบไฟฟ้าทดสอบมีค่าเท่ากับ 8,374 เมกะวัตต์

2) ระบบทดสอบตัวอย่างที่ 2 ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2537 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 113 เครื่อง โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 13,008 เมกะวัตต์ ซึ่งรายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงไว้ในภาคผนวก ค.2 โดยให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบไฟฟ้าทดสอบมีค่าเท่ากับ 11,311 เมกะวัตต์

3) ระบบทดสอบตัวอย่างที่ 3 ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2541 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 121 เครื่อง โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 18,423 เมกะวัตต์ ซึ่งรายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงไว้ในภาคผนวก ค.3 โดยให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบไฟฟ้าทดสอบมีค่าเท่ากับ 15,950 เมกะวัตต์

ระบบทดสอบตัวอย่างทั้ง 3 ระบบสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง

ระบบไฟฟ้าทดสอบ	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้าสำรอง (%)
1	9,630	8,374	15
2	13,008	11,311	15
3	18,423	15,950	15

เมื่อนำระบบทดสอบทั้ง 3 ไปคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ดังหัวข้อ 3.1.1 จะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบตัวอย่าง

ระบบไฟฟ้าทดสอบ	LOLE (วันต่อปี)
1	6.793485
2	0.337648
3	0.000816

จากตารางที่ 5.2 พบว่าระบบไฟฟ้าทดสอบตัวอย่างที่ 1 ซึ่งเป็นตัวแทนของระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก มีดัชนีความเสี่ยงมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด แสดงถึงระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างพอเพียงเมื่อเปรียบเทียบกับระบบไฟฟ้าตัวอย่างที่ 2 ซึ่งเป็นตัวแทนของระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาจากดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ

เมื่อเปรียบเทียบระบบไฟฟ้าทดสอบตัวอย่างที่ 2 กับระบบไฟฟ้าทดสอบตัวอย่างที่ 3 ซึ่งเป็นตัวแทนของระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ พบว่าดัชนีความเสี่ยงของระบบไฟฟ้าทดสอบตัวอย่างที่ 3 มีค่าที่ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดมาก แสดงให้เห็นถึงความเชื่อถือได้ที่ดีมาก แต่อาจจะก่อให้เกิดการลงทุนที่มากเกินไป

สรุปได้ว่า การวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าเป็น 15 เปอร์เซ็นต์เท่ากัน ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ประเมินได้มีความแตกต่างกัน แสดงให้เห็นถึงความไม่แน่นอนของการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งเพียงอย่างเดียว

5.2 ผลการทดสอบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีที่นำเสนอ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดระยะเวลาการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด 10 ปี โดยแบ่งช่วงการพิจารณาออกเป็น 2 ช่วงเหตุการณ์ [23,24]คือ

- 1) 5 ปีแรก (ปีที่ 1 – ปีที่ 5) เป็นกรณีฐาน โดยจะใช้ข้อมูลแผนเดิม คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีการจัดทำมาในอดีตมาพิจารณา เนื่องจากโดยปกติแล้วโรงไฟฟ้าโรงหนึ่งจะใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างประมาณ 5-7 ปี ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้กำหนดให้แผนในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าของ 5 ปีแรกได้ถูกตัดสินใจแล้ว
- 2) 5 ปีต่อมา (ปีที่ 6 – ปีที่ 10) เป็นกรณีศึกษา โดยเริ่มจากการนำข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของปีสุดท้ายของกรณีฐานมาเป็นระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มต้นในการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าตามแนวคิดในบทที่ 4

5.2.1 ระบบทดสอบดัดแปลงจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ข้อมูลระบบผลิตที่ใช้คือระบบทดสอบที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2541 [19,21,22] ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 18,423 เมกะวัตต์ โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภท ดังนี้

- | | |
|-----------------------------|--|
| 1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน | มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 6,860 เมกะวัตต์ |
| 2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม | มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 7,600 เมกะวัตต์ |
| 3. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ | มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 2,923 เมกะวัตต์ |
| 4. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ | มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 978 เมกะวัตต์ |

ในส่วนของ การสร้างแบบจำลองของโหลด จะใช้โหลดสะสมรายวันปี 2548 และ ปี 2549 เฉลี่ยเป็นฐานในการพิจารณาและใช้ค่าโหลดมาตรฐานรายวัน [20] เพื่อคำนวณค่าโหลดสะสมรายชั่วโมงโดยพิจารณารวมทั้งหมดเป็น 8760 ชั่วโมง (365 วัน) ต่อปี โดยรายละเอียดทั้งหมดแสดงไว้ในภาคผนวก ง. และชุดค่าพยากรณ์โหลดสูงสุดที่มีการพยากรณ์ไว้ใน ปี พ.ศ.2541 [25] ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ชุดค่าพยากรณ์โหลดสูงสุดปี พ.ศ.2541 [25]

ปี	ชุดพยากรณ์ต่ำ (MW)	ชุดพยากรณ์กลาง (MW)	ชุดพยากรณ์สูง (MW)
2542	14,287	14,499	14,972
2543	14,762	15,254	16,037
2544	15,398	16,214	17,286
2545	16,150	17,308	18,678
2546	16,892	18,399	20,042
2547	17,746	19,611	21,597
2548	18,588	20,818	23,223
2549	19,467	22,168	24,958
2550	20,575	23,728	26,950
2551	21,861	25,450	29,021

5.3 ผลการวางแผนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า

กรณีฐาน 5ปีแรก (ปี พ.ศ. 2542 ถึงปี พ.ศ. 2546) จะใช้ข้อมูลแผนเดิม คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีการจัดทำมาในอดีต [19,21,22] มาใช้เป็นข้อมูลผลการวางแผนขยายกำลังผลิตดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 แผนการขยายกำลังการผลิตปี พ.ศ. 2542 - 2546

ปี	กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW)	กำลังผลิตติดตั้งเพิ่ม (MW)
2542	20,223	1,800
2543	22,593	2,370
2544	22,888	295
2545	24,157	1,269
2546	25,126	969

5 ปีต่อมา (กรณีศึกษาคือปี พ.ศ. 2547 ถึงปี พ.ศ. 2551) ในวิทยานิพนธ์นี้จะแสดงผลกระทบของความไม่แน่นอนของโหลดตามหัวข้อ 4.2 โดยแบ่งแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่พิจารณาออกเป็น 4 แบบตามที่ได้กล่าวมาในหัวข้อที่ 4.2

ทำการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยคำนวณค่าดัชนี LOLE โดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุด 4 แบบ คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง

แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง และแบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง ผลลัพธ์แสดงดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุด 4 แบบ

ปี	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง
	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)
2547	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2548	0.000002	0.000002	0.000018	0.000000
2549	0.000686	0.000711	0.005988	0.000073
2550	0.158369	0.161581	0.936771	0.021743
2551	9.444953	9.412835	33.419049	2.110228

จากตารางที่ 5.5 พบว่าในปี พ.ศ. 2547 ถึงปี พ.ศ. 2550 ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด คือ มีค่าน้อยกว่า 1 วันต่อปี ดังนั้นระบบไฟฟ้ากำลังที่พิจารณาจึงไม่จำเป็นต้องมีการวางแผนขยายกำลังการผลิตเพิ่ม

ส่วนในปี พ.ศ. 2551 พบว่าการใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดทั้ง 4 แบบ ให้ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดทั้งหมด คือ มากกว่า 1 วันต่อปี หมายความว่าระบบจะไม่สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามเกณฑ์ที่ตั้งขึ้น จึงต้องมีการปรับปรุงขยายระบบผลิตไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้มากขึ้น โดยการพิจารณาทางเลือกของโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้ามาในระบบเป็นไปตามที่กำหนดในทางปฏิบัติคือมีประเภทและขนาดทางเลือกตามตารางที่ 4.1 เพื่อให้ค่าดัชนี LOLE อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ผลสรุปที่ได้จากการวางแผนขยายกำลังการผลิตทั้ง 4 แบบในปีพ.ศ 2547 ถึงพ.ศ. 2551 เป็นดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 สรุปผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตแบบต่างๆ

แบบที่	Generation Expansion Planning					ขนาดกำลัง ผลิตทั้งหมด
	ปี					
	2547	2548	2549	2550	2551	(MW)
1	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหิน (700 MW × 2)	1400
2	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหิน (700 MW × 2)	1400
3	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหิน (700 MW × 3)	2100
4	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหิน (700 MW × 1)	700

โดยที่

แบบที่ 1 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง

แบบที่ 2 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง

แบบที่ 3 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง

แบบที่ 4 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง

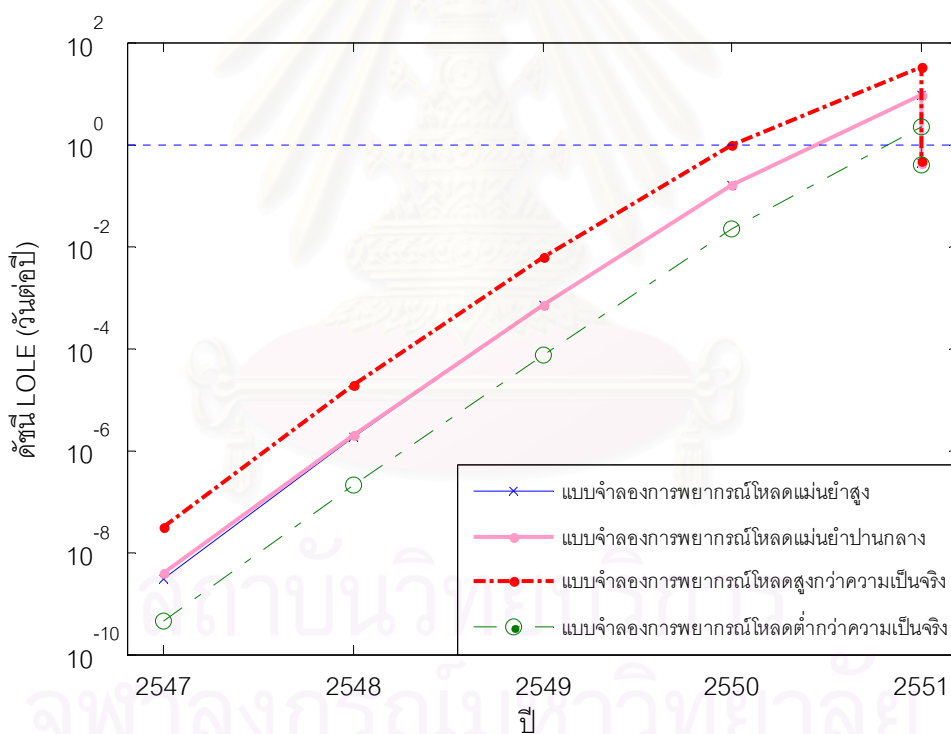
จากตารางที่ 5.6 แสดงให้เห็นถึงผลกระทบของแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอต่อการวางแผนขยายกำลังการผลิต โดยเมื่อเทียบแบบที่ 1 กับแบบที่ 2 พบว่าแผนการขยายกำลังการผลิตเหมือนกัน นั่นคือเมื่อเลือกใช้แบบจำลองที่มีลักษณะคล้ายกันผลที่ได้ก็จะมีค่าใกล้เคียงกัน และเมื่อเปรียบเทียบแบบที่ 1 กับ แบบที่ 3 พบว่าเลือกใช้แบบจำลองที่มีลักษณะเบ้ซ้ายจะส่งผลให้มีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมากกว่าปกติ และสุดท้ายเมื่อเปรียบเทียบแบบที่ 1 กับ แบบที่ 4 พบว่าการเลือกใช้แบบจำลองที่มีลักษณะเบ้ขวาจะส่งผลให้มีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำกว่าปกติ

เมื่อทำการประเมินค่าความเชื่อถือได้ใหม่จากการวางแผนในตารางที่ 5.6 ได้ผลลัพธ์เป็นดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตปีพ.ศ. 2551

ปี	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำสูง	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำปานกลาง	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดสูง กว่าความเป็นจริง	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดต่ำ กว่าความเป็นจริง
	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)
2551	0.418694	0.416932	0.447400	0.382937

รูปที่ 5.1 แสดงดัชนี LOLE สรุปรวมในการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา สังเกตได้ว่าแนวโน้มค่าดัชนี LOLE ในการใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดทั้ง 4 แบบเป็นไปในแนวทางเดียวกันกล่าวคือมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุก ๆ ปี เนื่องจากในระบบไฟฟ้ากำลังเดิมมีความเชื่อถือได้สูงมาก ทำให้ผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตจากตารางที่ 5.6 ต้องมีการเพิ่มที่ปีสุดท้ายคือปี พ.ศ. 2551



รูปที่ 5.1 ดัชนี LOLE จากการคำนวณในการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุด 4 แบบ

เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบที่นำเสนอเป็นดังตารางที่ 5.8

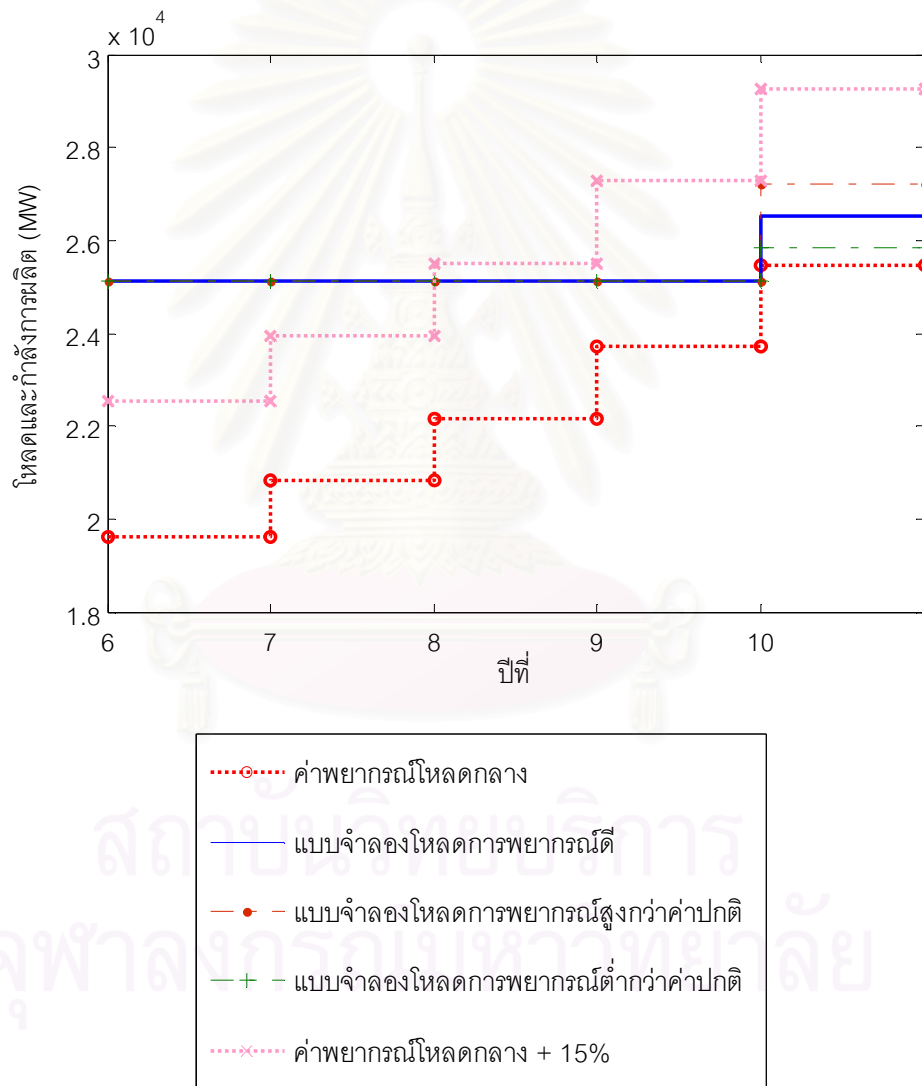
ตารางที่ 5.8 เปอร์เซนต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบ

แบบจำลอง โหลด	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำสูง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำปานกลาง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดสูง กว่าความเป็นจริง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดต่ำ กว่าความเป็นจริง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง
	รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)	
ปี			(%)			(%)			(%)			(%)
2547	25,126	-	28.04	25,126	-	27.96	25,126	-	25.43	25,126	-	30.44
2548	25,126	-	20.59	25,126	-	20.49	25,126	-	17.77	25,126	-	23.12
2549	25,126	-	13.30	25,126	-	13.25	25,126	-	10.47	25,126	-	16.08
2550	25,126	-	5.86	25,126	-	5.83	25,126	-	3.03	25,126	-	8.72
2551	26,526	1400	4.24	26,526	1400	4.24	27,126	2100	3.69	25,826	700	4.44

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากตารางที่ 5.8 พบว่าในปี พ.ศ.2547 มีค่าเปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองค่อนข้างสูง สะท้อนให้เห็นถึงค่าความเชื่อถือได้ที่ดีมากของระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาประกอบจากค่าดัชนี LOLE ในตารางที่ 5.5 และตารางที่ 5.7 นอกจากนี้เมื่อพิจารณาจากผลในตารางที่ 5.8 และรูปที่ 5.2 พบว่าแม้ว่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำกว่า 5 เปอร์เซ็นต์ ค่าดัชนี LOLE ก็ยังอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

นอกจากนี้ได้ทำการเปรียบเทียบผลของวิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยให้เพิ่มจากโหลดที่พยากรณ์ค่ากลางอีก 15 เปอร์เซ็นต์กับแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอจากรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 เปรียบเทียบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอ

จากรูปที่ 5.2 แสดงให้เห็นว่าวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยให้กำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มจากโหลดที่พยากรณ์ค่ากลางอีก 15 เปอร์เซ็นต์นั้น กำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่ามากกว่าแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดที่นำเสนอ แสดงให้เห็นว่าแผนเดิมที่วางไว้ทำให้ระบบไฟฟ้าที่นำมาพิจารณามีความเชื่อถือได้สูง

5.4 ผลของการใช้ระยะเวลาการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้ข้อมูลโหลดรายวัน

จากหัวข้อ 5.3 ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ระยะเวลาในแต่ละปีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้ข้อมูลโหลดในการพิจารณา เป็นโหลดรายชั่วโมงทั้งหมด 8760 ชั่วโมง ในหัวข้อนี้จะเปรียบเทียบผลกระทบของการเปลี่ยนระยะเวลาที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในแต่ละปี โดยใช้ข้อมูลโหลดในการพิจารณารายวันทั้งหมด 365 วันต่อ 1 ปีที่พิจารณา โดยที่แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า แบบจำลองโหลด และ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ยังคงเป็นแบบเดียวกับที่ใช้ในหัวข้อ 5.3

ผลการวางแผนขยายกำลังการผลิต 5 ปีแรก (ปี พ.ศ. 2542 ถึงปี พ.ศ. 2546) จะให้ผลเช่นเดียวกับหัวข้อ 5.3 เนื่องจากการใช้ข้อมูลแผนเดิม คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีการจัดทำมาในอดีต [19,21,22] มาใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนขยายกำลังการผลิต 5 ปีแรก ดังตารางที่ 5.4

ผลการวางแผนขยายกำลังการผลิตในปีที่ 6 ถึงปีที่ 10 (ปี พ.ศ. 2547 ถึงปี พ.ศ. 2551) โดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดทั้ง 4 แบบที่นำเสนอโดยใช้แบบจำลองลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายวันเปรียบเทียบกับแบบจำลองลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายชั่วโมงเป็นดังตารางที่ 5.9 โดยผลการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายวันจะอยู่ในภาคผนวก จ.1

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.9 เปรียบเทียบผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงและ
โหลดรายวัน

แบบที่	ข้อมูลโหลด	Generation Expansion Planning					ขนาดกำลัง ผลิตทั้งหมด (MW)
		ปีที่					
		6th	7th	8th	9th	10th	
1	รายชั่วโมง	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×2)	1400
	รายวัน	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×2)	1400
2	รายชั่วโมง	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×2)	1400
	รายวัน	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×2)	1400
3	รายชั่วโมง	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×3)	2100
	รายวัน	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×1)	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×2)	2100
4	รายชั่วโมง	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×1)	700
	รายวัน	-	-	-	-	โรงไฟฟ้าความร้อน ถ่านหิน (700 MW×1)	700

โดยที่

แบบที่ 1 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง

แบบที่ 2 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง

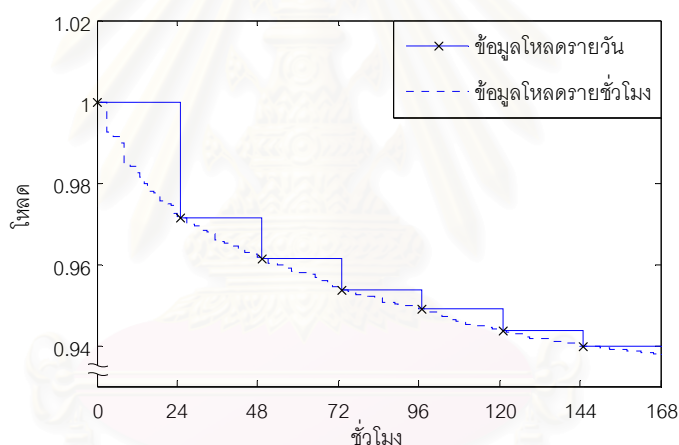
แบบที่ 3 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง

แบบที่ 4 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง

ข้อมูลโหลดรายชั่วโมง หมายถึง การใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงในการพิจารณาวางแผนการ
ขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า

ข้อมูลโหลดรายวัน หมายถึง การใช้ข้อมูลโหลดรายวันในการพิจารณาวางแผนการขยาย
กำลังการผลิตไฟฟ้า

จากตารางที่ 5.9 แสดงถึงผลกระทบของผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยเปรียบเทียบระหว่างการใช้อัตราโหลดรายชั่วโมงและโหลดรายวัน พบว่าขนาดกำลังผลิตรวมที่ต้องเพิ่มทั้งหมดมีค่าเท่ากันทั้งหมด เนื่องจากลักษณะโหลดที่ใช้เป็นลักษณะเดียวกัน และนอกจากนี้พบว่าการใช้ข้อมูลโหลดรายวันส่งผลให้มีความจำเป็นในการขยายกำลังผลิตก่อนดั่งการใช้แบบจำลองค่าสูงสุดที่ 3 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริงเนื่องจากค่าดัชนี LOLE ที่คำนวณได้จากวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้อัตราโหลดรายวันมีค่ามากกว่าการใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงอยู่เล็กน้อยมีสาเหตุมาจากว่า ค่าดัชนี LOLE คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงช่วงเวลาเฉลี่ยซึ่งคาดว่ากำลังการผลิตที่มีอยู่จะไม่เพียงพอต่อโหลด ดังนั้นช่วงโหลดที่มีผลกระทบต่อดัชนี LOLE อย่างมากคือช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง การใช้อัตราโหลดรายวันซึ่งมีความละเอียดของข้อมูลต่ำกว่าการใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงดังแสดงในรูปที่ 5.4 ซึ่งจะพบว่าการนำข้อมูลโหลดรายวันไปเป็นแบบจำลองโหลดในการคำนวณดัชนี LOLE จะทำให้ข้อมูลโหลดในช่วงที่มีค่าสูงมีช่วงระยะเวลายาวนานกว่าการพิจารณาด้วยข้อมูลโหลดรายชั่วโมง



รูปที่ 5.3 ตัวอย่างเปรียบเทียบการใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงและโหลดรายวัน

ส่วนผลกระทบของการใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดต่อการวางแผนขยายกำลังการผลิตจะเป็นในทำนองเดียวกันกับหัวข้อที่ 5.3 โดยเมื่อเทียบแบบที่ 1 กับแบบที่ 2 พบว่าแผนการขยายกำลังการผลิตเหมือนกัน นั่นคือเมื่อเลือกใช้แบบจำลองที่มีลักษณะคล้ายกันผลที่ได้ก็จะมีค่าใกล้เคียงกัน ต่อมาเมื่อเปรียบเทียบแบบที่ 1 กับ แบบที่ 3 พบว่าเลือกใช้แบบจำลองที่มีลักษณะเบ้ซ้ายจะส่งผลให้มีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมากกว่าปกติ และสุดท้ายเมื่อเปรียบเทียบแบบที่ 1 กับ แบบที่ 4 พบว่าการเลือกใช้แบบจำลองที่มีลักษณะเบ้ขวาจะส่งผลให้มีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำกว่าปกติ

เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบที่นำเสนอเป็นดังตารางที่ 5.10

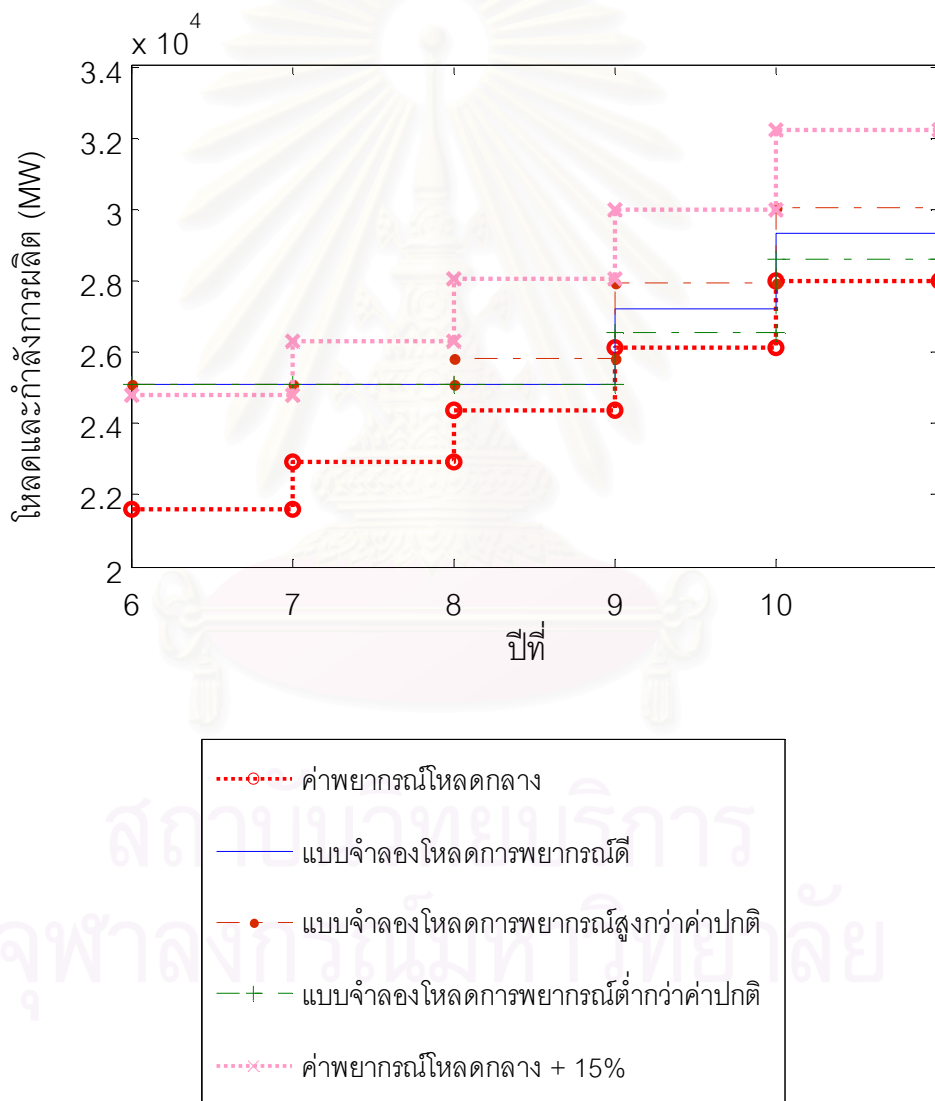
ตารางที่ 5.10 เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบ เมื่อใช้ข้อมูลโหลดรายวันในการพิจารณา

แบบจำลอง โหลด	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำสูง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำปานกลาง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดสูง กว่าความเป็นจริง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดต่ำ กว่าความเป็นจริง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)
	รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)	
ปี												
2547	25,126	-	16.40	25,126	-	16.33	25,126	-	14.02	25,126	-	18.58
2548	25,126	-	9.63	25,126	-	9.54	25,126	-	7.07	25,126	-	11.93
2549	25,126	-	3.00	25,126	-	2.96	25,126	700	3.23	25,126	-	5.53
2550	25,126	2,100	4.28	25,126	2,100	4.26	25,126	2,100	4.11	25,126	1,400	4.34
2551	26,526	2,100	4.76	26,526	2,100	4.77	27,126	2,100	4.34	25,826	2,100	5.24

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากตารางที่ 5.10 พบว่าในปี พ.ศ.2547 มีค่าเปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองค่อนข้างสูง ซึ่งทำให้เห็นถึงค่าความเชื่อถือได้ที่ดีเยี่ยมของระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาประกอบจากค่าดัชนี LOLE ในภาคผนวก จ.1 นอกจากนี้เมื่อพิจารณาจากผลในตารางที่ 5.10 พบว่าเปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ควรจะเป็นจากวิธีการวางแผนกำลังการผลิตที่นำเสนอ มีค่าประมาณ 4 เปอร์เซ็นต์ เพื่อที่จะรักษาค่าดัชนี LOLE ให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด 1 วันต่อปีได้

นอกจากนี้ได้ทำการเปรียบเทียบผลการวางแผนขยายกำลังการผลิตด้วยวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยให้เพิ่มจากโหลดที่พยากรณ์ค่ากลางอีก 15 เปอร์เซ็นต์ กับแบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอดังรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 เปรียบเทียบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าและวิธีที่นำเสนอโดยเพิ่มค่าโหลดสูงสุด

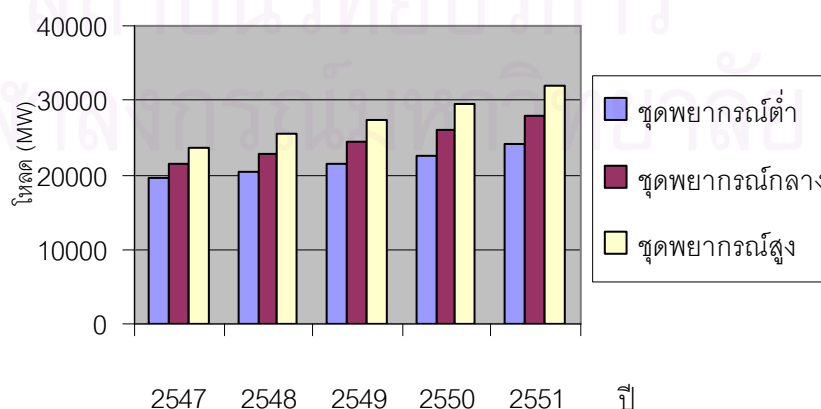
จากรูปที่ 5.4 แสดงให้เห็นว่าวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยให้กำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มจากโหลดที่พยากรณ์ค่ากลางอีก 15 เปอร์เซ็นต์นั้น กำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่ามากกว่าแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดที่นำเสนอ แสดงให้เห็นว่าแผนเดิมที่วางไว้ทำให้ระบบไฟฟ้าที่นำมาพิจารณามีความเชื่อถือได้สูง แต่อาจก่อให้เกิดการลงทุนที่มากเกินไป

5.5 ผลของการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์

ในหัวข้อนี้จะเป็นการแสดงผลกระทบของการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์ต่อการวางแผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ โดยทำการปรับค่าโหลดสูงสุดที่มีการพยากรณ์ไว้ในปี พ.ศ.2541 [25] เพิ่มขึ้นอีก 10 เปอร์เซ็นต์จากค่าที่พยากรณ์ในตารางที่ 5.3 เป็นค่าดังตารางที่ 5.11 และรูปที่ 5.5

ตารางที่ 5.11 ค่าพยากรณ์ปรับปรุง

ปี	ชุดพยากรณ์ต่ำ (MW)	ชุดพยากรณ์กลาง (MW)	ชุดพยากรณ์สูง (MW)
2547	19,521	21,572	23,757
2548	20,447	22,900	25,545
2549	21,414	24,385	27,454
2550	22,633	26,101	29,645
2551	24,047	27,995	31,923



รูปที่ 5.5 ค่าพยากรณ์ปรับปรุง

ผลการวางแผนขยายกำลังการผลิต 5 ปีแรก (ปี พ.ศ. 2542 ถึงปี พ.ศ. 2546) จะให้ผลเช่นเดียวกับหัวข้อ 5.3 เนื่องจากการใช้ข้อมูลแผนเดิม คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีการจัดทำมาในอดีต [19,21,22] มาใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนขยายกำลังการผลิต 5 ปีแรก ดังตารางที่ 5.4

ผลการวางแผนขยายกำลังการผลิตในปีที่ 6 ถึงปีที่ 10 (ปี พ.ศ. 2547 ถึงปี พ.ศ. 2551) โดยนำค่าชุดพยากรณ์โหลดสูงสุดปรับปรุงจากตารางที่ 5.11 ไปวางแผนกำลังผลิตเปรียบเทียบการใช้ข้อมูลค่าโหลดสูงสุดที่มีการพยากรณ์ไว้ใน ปี พ.ศ.2541 [25] จากหัวข้อที่ 5.3 เป็นดังตารางที่ 5.12 โดยผลการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้ค่าชุดพยากรณ์โหลดสูงสุดปรับปรุงจะแสดงในภาคผนวก จ.2

ตารางที่ 5.12 เปรียบเทียบผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตเมื่อเพิ่มค่าโหลดพยากรณ์สูงสุด

แบบที่	การพยากรณ์	Generation Expansion Planning					ขนาดกำลังผลิตทั้งหมด (MW)
		ปีที่					
		6th	7th	8th	9th	10th	
1	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW × 2)*	1400
	ปรับปรุง	-	-	-	(700 MW × 3)*	(700 MW × 3)*	4200
2	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW × 2)*	1400
	ปรับปรุง	-	-	-	(700 MW × 3)*	(700 MW × 3)*	4200
3	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW × 3)*	2100
	ปรับปรุง	-	-	(700 MW × 1)*	(700 MW × 3)*	(700 MW × 3)*	4900
4	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW × 1)*	700
	ปรับปรุง	-	-	-	(700 MW × 2)*	(700 MW × 3)*	3500

*โรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหิน

โดยที่

แบบที่ 1 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง

แบบที่ 2 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง

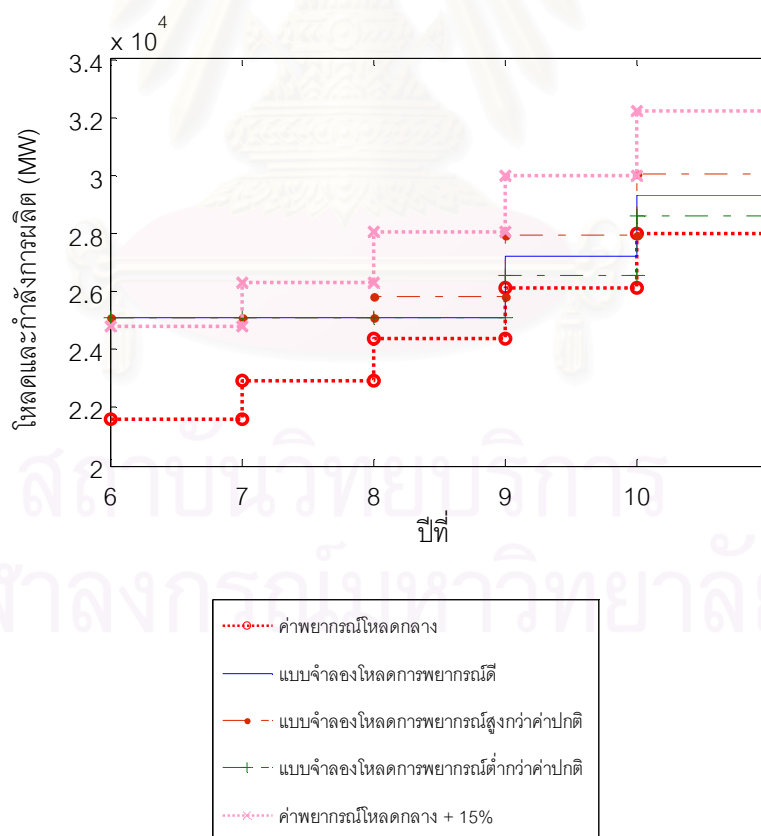
แบบที่ 3 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง

แบบที่ 4 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง

- การพยากรณ์ดั้งเดิม หมายถึง การใช้ข้อมูลค่าโหลดสูงสุดที่มีการพยากรณ์ไว้ใน ปี พ.ศ. 2541 [25] จากหัวข้อที่ 5.3
- การพยากรณ์ปรับปรุง หมายถึง การใช้ข้อมูลค่าโหลดสูงสุดปรับปรุงจากการพยากรณ์ดั้งเดิม เพิ่มขึ้น 10 เปอร์เซ็นต์

จากตารางที่ 5.12 แสดงผลกระทบของการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์ต่อการวางแผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่น่าเสนอ โดยที่เมื่อทำการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์ประมาณ 2,500 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ความต้องการในการขยายกำลังการผลิตอีก 2,800 เมกะวัตต์ แสดงถึงความแข็งแกร่งในวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่น่าเสนอ คือ ไม่จำเป็นต้องมีการลงทุนขยายกำลังผลิตที่มากเกินไป

นอกจากนี้ได้ทำการเปรียบเทียบผลการวางแผนขยายกำลังการผลิตด้วยวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยให้เพิ่มจากโหลดที่พยากรณ์ค่ากลางอีก 15 เปอร์เซ็นต์กับการใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่น่าเสนอดังรูปที่ 5.6



รูปที่ 5.6 เปรียบเทียบการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยวิธีการกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าและวิธีที่น่าเสนอโดยเพิ่มค่าโหลดสูงสุด

จากรูปที่ 5.6 แสดงให้เห็นว่าวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยให้กำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มจากโหลดที่พยากรณ์ค่ากลางอีก 15 เปอร์เซ็นต์ พบว่ากำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่ามากกว่ากำลังผลิตติดตั้งสำรองโดยใช้แบบจำลองโหลดค่าสูงสุดที่นำเสนอที่มีการกำหนดความเชื่อถือได้ แสดงให้เห็นว่าแผนเดิมที่วางไว้ทำให้ระบบไฟฟ้าที่นำมาพิจารณามีความเชื่อถือได้สูงแต่อาจก่อให้เกิดการลงทุนที่มากเกินไป

เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบที่นำเสนอเป็นดังตารางที่ 5.13



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.13 เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดทั้ง 4 แบบ โดยการเพิ่มค่าพยากรณ์โหลด

แบบจำลอง โหลด	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำสูง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลด แม่นยำปานกลาง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดสูง กว่าความเป็นจริง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)	แบบจำลองการ พยากรณ์โหลดต่ำ กว่าความเป็นจริง		กำลังผลิต ไฟฟ้า สำรอง (%)
	รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)		รวม (MW)	เพิ่ม (MW)	
ปี												
2547	25,126	-	16.40	25,126	-	16.33	25,126	-	14.02	25,126	-	18.58
2548	25,126	-	9.63	25,126	-	9.54	25,126	-	7.07	25,126	-	11.93
2549	25,126	-	3.00	25,126	-	2.96	25,126	700	3.23	25,126	-	5.53
2550	25,126	2,100	4.28	25,126	2,100	4.26	25,126	2,100	4.11	25,126	1,400	4.34
2551	26,526	2,100	4.76	26,526	2,100	4.77	27,126	2,100	4.34	25,826	2,100	5.24

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

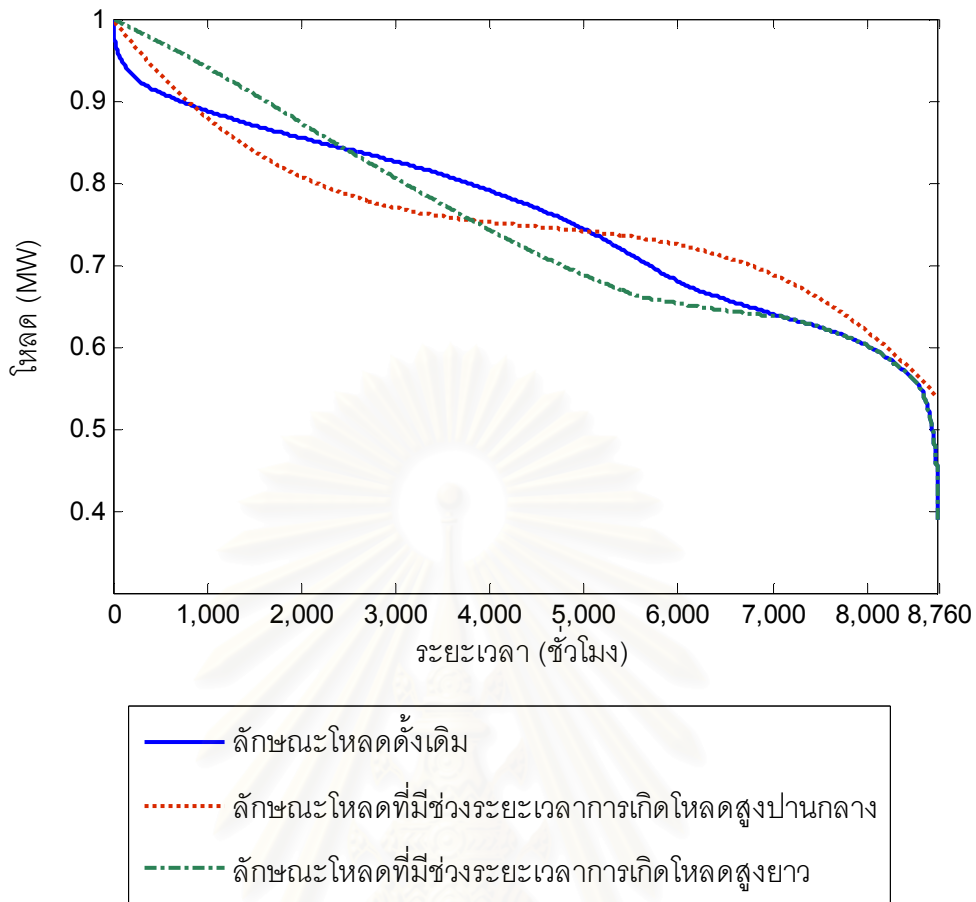
จากตารางที่ 5.13 พบว่าในปี พ.ศ.2547 มีค่าเปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองค่อนข้างสูง ซึ่งทำให้เห็นถึงค่าความเชื่อถือได้ที่ดีมากของระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาประกอบจากค่าดัชนี LOLE ในภาคผนวก จ.2 นอกจากนี้เมื่อพิจารณาจากผลในตารางที่ 5.13 และรูปที่ 5.6 พบว่าแม้ว่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำกว่า 5 เปอร์เซ็นต์ ค่าดัชนี LOLE ก็ยังอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

5.6 ผลของการเปลี่ยนลักษณะโหลดในแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

จากหัวข้อ 5.3 ถึง 5.5 ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นการใช้ลักษณะโหลด (Load Profile) เพียงแบบเดียวในหัวข้อนี้จะเปรียบเทียบผลกระทบของการเปลี่ยนลักษณะโหลดที่ใช้ในแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยลักษณะโหลดที่นำมาเปรียบเทียบเพื่อแสดงถึงผลกระทบต่อการขยายกำลังการผลิต อีก 2 รูปแบบเพิ่มจากลักษณะโหลดในหัวข้อ 5.3 ดังนี้

- 1) ลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงปานกลาง โดยที่จะให้เป็นตัวแทนของลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงมากกว่าลักษณะโหลดที่ใช้เป็นมาตรฐานของประเทศไทยดังแสดงในภาคผนวก ง. ในที่นี้เราจะให้ลักษณะโหลดที่ใช้ เป็นลักษณะโหลดที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 95 เปอร์เซ็นต์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีช่วงเวลาประมาณ 5 เปอร์เซ็นต์ของช่วงเวลาที่พิจารณา
- 2) ลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงยาว โดยที่จะให้เป็นตัวแทนของลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงมากกว่าลักษณะโหลดที่ใช้เป็นมาตรฐานของประเทศไทยมากดังแสดงในภาคผนวก ง. ในที่นี้เราจะให้ลักษณะโหลดที่ใช้ เป็นลักษณะโหลดที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 95 เปอร์เซ็นต์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีช่วงเวลาประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์ของช่วงเวลาที่พิจารณา

โดยลักษณะโหลดที่นำมาเปรียบเทียบอีก 2 รูปแบบแสดงได้ดังรูปที่ 5.7 ซึ่งมีค่าพลังงานรวมทั้งหมดใกล้เคียงเส้นลักษณะโหลดดั้งเดิมโดยพิจารณาจากค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) ดังตารางที่ 5.14



รูปที่ 5.7 เปรียบเทียบลักษณะโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 5.14 ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของลักษณะโหลดตัวอย่าง

ลักษณะโหลด	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า
ลักษณะโหลดดั้งเดิม	0.7564
ลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงปานกลาง	0.7547
ลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงยาว	0.7500

เมื่อนำลักษณะโหลดทั้ง 3 แบบไปทำการวางแผนขยายกำลังการผลิตดังบทที่ 4 จะได้ผลดังตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.15 สรุปผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตเมื่อใช้ลักษณะโหลดแบบต่างๆ

แบบที่	ลักษณะ โหลด	Generation Expansion Planning					ขนาดกำลัง ผลิต ทั้งหมด
		ปีที่					
		6th	7th	8th	9th	10th	(MW)
1	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW×2)*	1400
	N ₁	-	-	-	-	(700 MW×3)*	2100
	N ₂	-	-	-	(700 MW×1)*	(700 MW×3)*	2800
2	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW×2)*	1400
	N ₁	-	-	-	-	(700 MW×3)*	2100
	N ₂	-	-	-	(700 MW×1)*	(700 MW×3)*	2800
3	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW×3)*	2100
	N ₁	-	-	-	(700 MW×1)*	(700 MW×3)*	2800
	N ₂	-	-	-	(700 MW×2)*	(700 MW×3)*	3500
4	ดั้งเดิม	-	-	-	-	(700 MW×1)*	700
	N ₁	-	-	-	-	(700 MW×2)*	1400
	N ₂	-	-	-	-	(700 MW×2)*	2100

*โรงไฟฟ้าความร้อนถ่านหิน

โดยที่

แบบที่ 1 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง

แบบที่ 2 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง

แบบที่ 3 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง

แบบที่ 4 คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง

ลักษณะโหลดดั้งเดิม คือ ลักษณะโหลดมาตรฐานของประเทศไทยที่ใช้ในหัวข้อที่ 5.3

ลักษณะโหลด N₁ คือ ลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงปานกลางลักษณะโหลด N₂ คือ ลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงยาว

จากตารางที่ 5.15 พบว่าการเปลี่ยนลักษณะโหลดที่ใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าส่งผลให้มีการวางแผนเปลี่ยนไปโดยที่ การใช้ลักษณะโหลดที่มีช่วงระยะเวลาการเกิดโหลดสูงยาวจะส่งผลให้จำเป็นต้องมีการขยายกำลังผลิตมากที่สุดเนื่องจากช่วงระยะเวลาการใช้ไฟฟ้าสูงของผู้ใช้ไฟฟ้ายาวนานจึงจำเป็นต้องสำรองให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

5.7 สรุปผลการทดลอง

จากหัวข้อ 5.3 ถึง 5.6 ผลการวางแผนขยายกำลังการผลิตทั้งหมดเป็นดังตารางที่ 5.16

ตารางที่ 5.16 สรุปการวางแผนขยายกำลังการผลิตทั้งหมด

แบบที่	รูปแบบ โหลด	Generation Expansion Planning					ขนาดกำลัง ผลิตทั้งหมด (MW)
		ปีที่					
		6th	7th	8th	9th	10th	
1	Base	-	-	-	-	(700 MW×2)	1,400
	รายวัน	-	-	-	-	(700 MW×2)	1,400
	+10%	-	-	-	(700 MW×3)	(700 MW×3)	4,200
	N ₁	-	-	-	-	(700 MW×3)	2,100
	N ₂	-	-	-	(700 MW×1)	(700 MW×3)	2,800
2	Base	-	-	-	-	(700 MW×2)	1,400
	รายวัน	-	-	-	-	(700 MW×2)	1,400
	+10%	-	-	-	(700 MW×3)	(700 MW×3)	4,200
	N ₁	-	-	-	-	(700 MW×3)	2,100
	N ₂	-	-	-	(700 MW×1)	(700 MW×3)	2,800
3	Base	-	-	-	-	(700 MW×3)	2,100
	รายวัน	-	-	-	(700 MW×1)	(700 MW×2)	2,100
	+10%	-	-	(700 MW×1)	(700 MW×3)	(700 MW×3)	4,900
	N ₁	-	-	-	(700 MW×1)	(700 MW×3)	2,800
	N ₂	-	-	-	(700 MW×2)	(700 MW×3)	3,500
4	Base	-	-	-	-	(700 MW×1)	700
	รายวัน	-	-	-	-	(700 MW×2)	700
	+10%	-	-	-	(700 MW×2)	(700 MW×3)	3,500
	N ₁	-	-	-	-	(700 MW×2)	1,400
	N ₂	-	-	-	-	(700 MW×3)	2,100

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษากว้างแค้นกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยแสดงถึงผลกระทบของการพยากรณ์ด้วยแบบจำลองโหลดค่าสูงสุดรูปแบบต่างๆ ประกอบด้วย แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำปานกลาง แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง และแบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง จากผลการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ดังนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการเป็นปัจจัยที่มีผลต่อการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้ามาในระบบมากที่สุด เนื่องจากผลการวิจัยพบว่ากรณีส่วนใหญ่ แผนการขยายกำลังผลิตส่วนใหญ่เลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการผลิตถูกที่สุดก่อน

2. การวางแผนขยายกำลังผลิตโดยใช้วิธีที่น่าเสนอเปรียบเทียบกับวิธีกำหนดกำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยให้กำลังผลิตติดตั้งสำรองของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มจากโหลดที่พยากรณ์ค่ากลางอีก 15 เปอร์เซ็นต์ พบว่าวิธีที่น่าเสนอจะมีการวางแผนในการขยายกำลังการผลิตที่น้อยกว่าเนื่องจาก ค่าสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณ คือ ค่า FOR ซึ่งเป็นการคิดผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าอยู่ โดยไม่ได้คำนึงถึงผลของช่วงระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในช่วงระยะเวลาซ่อมบำรุง และ แบบจำลองโหลดที่ใช้ คือ เส้นโค้งระยะเวลาโหลดรายชั่วโมง ทำให้ช่วงระยะเวลาที่ระบบไฟฟ้ามีเปอร์เซ็นต์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำมีช่วงระยะเวลาสั้น จึงไม่จำเป็นที่จะต้องมีการวางแผนกำลังสำรองผลิตที่มากเกินไป

3. ผลกระทบของความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ค่าโหลดสูงสุดที่แสดงเป็นแบบจำลองต่อการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละปี พบว่า มีความแตกต่างกันไม่มากนัก กล่าวคือความแตกต่างระหว่างการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบในแต่ละปีที่พิจารณา มีค่าต่ำ หากค่าโหลดสูงสุดที่เกิดขึ้นมีการเปลี่ยนแปลงไปทางสูงหรือต่ำ แผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจากวิธีที่น่าเสนอจะมีการเปลี่ยนแปลงไม่มาก ส่งผลให้เกิดความมั่นใจในการตัดสินใจในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า

6.2 ข้อเสนอแนะ

จากการทดสอบ และ ผลที่ได้ มีข้อเสนอแนะดังนี้

1. การใช้ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าเพียงค่าเดียวในการเปรียบเทียบอาจจะส่งผลให้ผลการทดสอบที่ได้มีความคลาดเคลื่อนเนื่องจากในทางปฏิบัติ โรงไฟฟ้าไม่ได้ทำงานที่จุดทำงานเดียวตลอดเวลา

2. อาจจะมีการพิจารณาค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการด้วยเส้นโค้งราคา (Cost Curve)

3. อาจมีการพิจารณาการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงสิ่งแวดล้อมโดยการจำกัดการปล่อยของเสีย (Emission Controls)

4. อาจพิจารณาข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นข้อมูลแบบฟัซซี่ (Fuzzy data) เพื่อลดความไม่แน่นอนในการเก็บรวบรวมข้อมูล

5. อาจใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ เพื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้จากการวางแผนกำลังการผลิต

6. การพิจารณาสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรคำนึงถึงช่วงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะซ่อมบำรุง

รายการอ้างอิง

- [1] Billinton, R., Fotuhi-Firuzabad, M. and Karki, R. A New Approach to Adequacy Assessment of Small Isolated Power Generating Systems. Energy Management and Power Delivery, 1998. Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on Volume: 2, 3-5 Mar 1998: 625-630.
- [2] Park, Y.M., Lee, K.Y. and Youn, L.T.O. New Analytical Approach for Long-Term Generation Expansion Planning Based on Maximum Principle and Gaussian Distribution Function. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Volume: PAS-104, Issue: 2 Feb 1985: 390-397.
- [3] Stremel, J.P. Production Costing for Long-Range Generation Expansion Planning Studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Volume: PAS-101, Issue: 3 March 1982: 526-536.
- [4] Sirikum, J., Techanitisawad, A. and Kachitvichyanukul, V. A New Efficient GA-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning with Emission Controls. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 22 , Issue: 3 Aug 2007: 1092-1100.
- [5] Malik, A.S., Cory, B.J. and Wijayatunga, P.D.C. Applications of Probabilistic Peak-Shaving Technique in Generation Planning. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 14 , Issue: 4 Nov 1999: 1543-1548.
- [6] อรรถกร กรุณานนท์. การประยุกต์ใช้ทฤษฎีฟัชชีในการประเมินค่าความเชื่อถือได้และกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้า. วิทยุคมนาคมบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [7] Htet Zarni Kyaw and Bundhit Eua-Arporn. Impact of Load Uncertainty on Generation System Planning. การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 28 เล่มที่ 1 ตุลาคม 2548: 281-284.
- [8] Haringa, G.E., Jordan, G.A. and Garver, L.L. Application of Monte Carlo Simulation to Multi-Area Reliability Evaluations. Computer Applications in Power, IEEE Volume 4 , Issue: 1 Jan 1991: 21-25.

- [9] Jong-Bae Park, Young-Moon Park, Jong-Ryul Won and Lee, K.Y. An Improved Genetic Algorithm for Generation Expansion Planning. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 15 Aug 2000: 916-922.
- [10] Billinton, R. and Allan, R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. London : Pitman Advance Publishing, 1984.
- [11] Billinton, R, and Jingdong Ge. A Comparison of Four State Generating Unit Reliability Models for Peaking Units, IEEE Transactions on Power systems Volume 19 Issue. 2 May 2004: 763-768.
- [12] IEEE Standard 762-2006. IEEE standard definitions for use in reporting electric generating unit reliability, availability, and productivity. March 15 2007.
- [13] บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. กรุงเทพฯ : สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.
- [14] Reliability Test System Task Force of the IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, IEEE Reliability Test System. IEEE Transactions PAS-98 No. 6, Nov/Dec 1979: 2047-2054.
- [15] Roy Billinton and P. G. Harrington. Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 2076-2085. Vol. PAS-97, No. 6. Nov/Dec 1978.
- [16] Lawrence J.Gitman. Principles of Managerial Finance. Eleventh edition. San Diego State : Pearson Education International published, 2006.
- [17] ธนาคารแห่งประเทศไทย. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ [Online]. Available from: <http://www.bot.or.th>
- [18] คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า. รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า มกราคม 2547, 2547.
- [19] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย. ปี 2533-2549.
- [20] สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. งานศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า, พ.ศ. 2540.
- [21] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. รายงานประจำปี, พ.ศ.2542 - พ.ศ.2546.

- [22] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานกระทรวงพลังงาน. Peak Demand, Load Factor and Reserve Margin [Online]. Available from:
http://www.eppo.go.th/info/stat/T05_02_05-2.xls.
- [23] ISO. New York Independent System Operator. Comprehensive Reliability Planning Process (CRPP) 2007 Reliability Needs Assessment. March 16, 2007.
- [24] North American Electric Reliability Council. 2006 Long-Term Reliability Assessment. October 2006
- [25] คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า. รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า, สิงหาคม 2545.



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

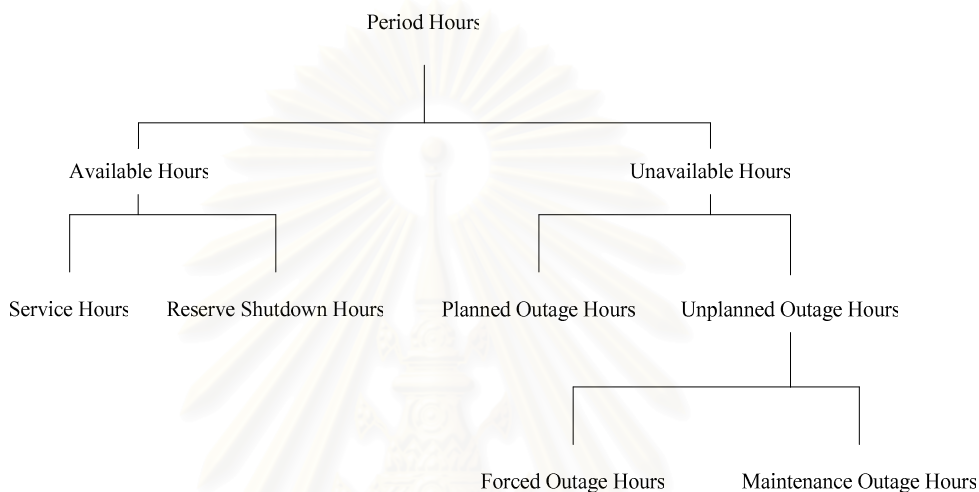


ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก นิยามคำศัพท์ของสถานะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดำรงในขณะช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง

จากมาตรฐาน IEEE 762-2006 [12] สามารถแบ่งสถานะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดำรงในขณะช่วงเวลาใดเวลาหนึ่งตามรูปที่ ก.1 เพื่ออธิบายที่มาของดัชนีต่างๆ สำหรับเปรียบเทียบสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละเครื่อง โดยความหมายและตัวย่อแสดงได้ดังตารางก.1



รูปที่ ก.1 แผนภาพแสดงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะต่างๆ [12]

ตารางก.1 ความหมายและตัวย่อ

ชื่อเต็ม	ตัวย่อ	ความหมาย
Period Hours	<i>PH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ active
Available Hours	<i>AH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมใช้งาน
Unavailable Hours	<i>UH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะไม่พร้อมใช้งาน
Service Hours	<i>SH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะทำงาน
Reserve Shutdown Hours	<i>RSH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะสำรองใช้งาน
Planned Outage Hours	<i>POH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะไม่พร้อมใช้งานเนื่องจากการวางแผน
Unplanned Outage Hours	<i>UOH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะไม่พร้อมใช้งานทั้งที่ไม่ได้วางแผน
Forced Outage Hours	<i>FOH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะไม่พร้อมใช้งานทั้งที่ไม่ได้วางแผน
Maintenance Outage Hours	<i>MOH</i>	ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะซ่อมบำรุง

ค่าสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่น่าสนใจในการวิเคราะห์มี 4 แบบ คือ ดัชนี FOR, AF, EFOR และ EAF

FOR (Forced Outage Rate) คือ ช่วงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะที่ไม่สามารถทำงานได้ภายในช่วงเวลากการทำงานทั้งหมด โดย ช่วงเวลากการทำงานทั้งหมด คือ ผลรวมของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดให้ทำงาน ไม่ว่าจะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถทำงานตามที่กำหนดได้หรือไม่ซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการ (ก.1)

$$FOR = \left(\frac{FOH}{FOH + SH} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (\text{ก.1})$$

AF (Available Factor) คือ ผลรวมของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ต่อช่วงเวลาทั้งหมด โดยช่วงเวลาทั้งหมด คือ ผลรวมของเวลาทั้งหมดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดให้อยู่ในระบบ ไม่ว่าจะเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นจะใช้งานได้หรือไม่ ซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการ (ก.2)

$$AF = \left(\frac{AH}{PH} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (\text{ก.2})$$

สำหรับ EFOR (Equivalent Forced Outage Rate) และ EAF (Equivalent Available Factor) นั้นจะต่างจาก FOR และ AF คือมีการคิดผลของการลดหย่อน (Derate) รวมเข้าไปด้วย โดยจะเป็นการคิดผลของเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเผชิญกับสภาวะที่จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ไม่เต็มกำลังเทียบเท่ากับเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มกำลังดังสมการ (ก.3) และสมการ (ก.4) ตามลำดับและเทียบให้เห็นดังรูปที่ ก.2

$$EFOR = \left(\frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + EFDHRS} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (\text{ก.3})$$

โดยที่

EFDH คือ ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อนหารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

EFDHRS คือ ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อนในช่วงระหว่างเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะสำรองใช้งานหารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$EAF = \frac{AH}{PH} \times (EUDH + EPDH + ESEDH) \times 100 \quad (\%) \quad (ก.4)$$

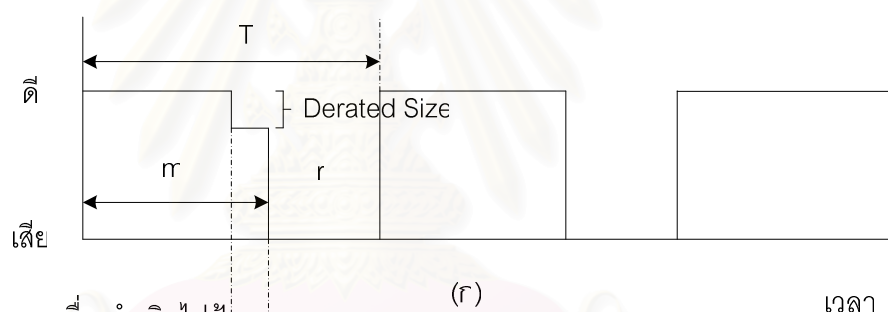
โดยที่

EUDH คือ ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อน(ในช่วงที่ไม่ได้วางแผน) หารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพิจารณาในช่วงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

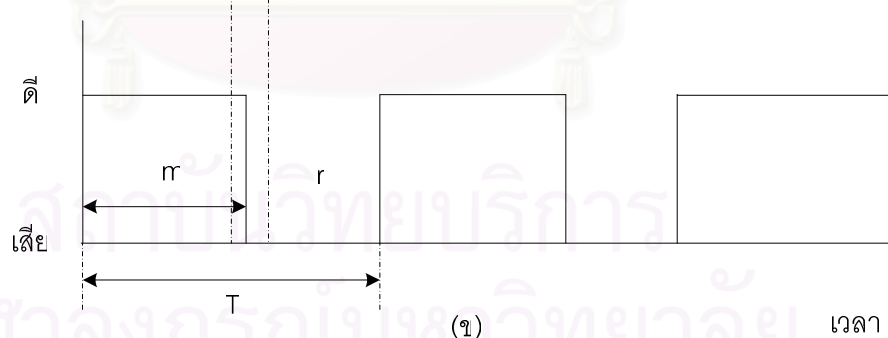
EPDH คือ ผลคูณระหว่างช่วงเวลาและขนาดของการลดหย่อน(ในช่วงที่วางแผน) หารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ESEDH คือ กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้ตามช่วงฤดูกาลคูณกับระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมใช้งานหารด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



รูปที่ ก.2 ภาพแสดงการเปรียบเทียบระหว่างการใช้ค่าสมรรถนะแบบ AF (ก) และแบบ EAF (ข)

โดยในรูปที่ ก.2 แสดงตัวอย่างช่วงระยะเวลาในการพิจารณาของค่าดัชนี EAF และดัชนี AF ซึ่งสังเกตจากรูปที่ 2.7 ก. ช่วงเวลาที่พิจารณาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ (m) จะยาวนานกว่าช่วงเวลาที่พิจารณาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ (m) โดยใช้ค่าดัชนี EAF ดังรูป 2.7 ข.

ภาคผนวก ข ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดของระบบทดสอบความเชื่อถือได้ (IEEE Reliability Test System: IEEE-RTS)

ระบบ IEEE-RTS [14] เป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบความเชื่อถือได้ของระบบ นอกจากนี้ยังใช้เป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์และเปรียบเทียบวิธีการต่างๆที่ใช้ในการทดสอบความเชื่อถือได้ โดยข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ของระบบผลิตไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและข้อมูลของโหลดซึ่งแสดงได้ดังต่อไปนี้

ข.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้งในระบบ IEEE-RTS มีค่าเท่ากับ 3405 MW โดยข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ ข.1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS

กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	ดัชนี 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

ข. 2 ข้อมูลของโหลด

โหลดสูงสุดในระบบ IEEE-RTS มีค่าเท่ากับ 2850 MW ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้จะแบ่งเป็น 3 ส่วนดังตารางที่ ข.2 ถึง ข.4 โดยตารางที่ ก.2 แสดงข้อมูลเป็นค่าสูงสุดในแต่ละสัปดาห์ที่เกิดขึ้นใน 52 สัปดาห์โดยที่โหลดสูงสุดเกิดในสัปดาห์ที่ 51

ตารางที่ ข.2 เปอร์เซนต์ของโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์

สัปดาห์	ค่าโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์	สัปดาห์	ค่าโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์
1	86.2	27	75.5
2	90	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88
5	88	31	72.2
6	84.1	32	77.3
7	83.2	33	80
8	80.6	34	72.9
9	74	35	72.6
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80	42	74.4
17	75.4	43	80
18	83.7	44	88.1
19	87	45	88.5
20	88	46	90.9
21	85.6	47	94

ตารางที่ ข.2 (ต่อ)

สัปดาห์	ค่าไหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์	สัปดาห์	ค่าไหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์
22	81	48	89
23	90	49	94.2
24	88.7	50	97
25	89.6	51	100
26	86.1	52	95.2

ตารางที่ ข.3 จะแสดงค่าสูงสุดรายวันในรูปของค่าเปอร์เซ็นต์ในแต่ละสัปดาห์ โดยกำหนดให้เป็นรูปแบบเดียวกันของทุกๆสัปดาห์ใน 1 ปี จากตารางที่ ข.2 และ ข.3 ข้อมูลของไหลดจะพิจารณาทั้งสิ้นเท่ากับ 364 วัน โดยกำหนดให้วันแรกเป็นวันจันทร์เสมอ

ตารางที่ ข.3 เปอร์เซนต์ของไหลดสูงสุดในแต่ละวันใน 1 สัปดาห์

วัน	ค่าไหลดสูงสุด
จันทร์	93
อังคาร	100
พุธ	98
พฤหัสบดี	96
ศุกร์	94
เสาร์	77
อาทิตย์	75

ตารางที่ ข.4 แสดงค่าไหลดสูงสุดในแต่ละชั่วโมงใน 1 วัน โดยจะแบ่งเป็นวันธรรมดาและวันหยุดใน 3 ฤดูกาล เมื่อรวมค่าต่างๆในตารางที่ ข.2 ถึง ข.4 แล้ว จะได้ค่าไหลดในแต่ละชั่วโมงซึ่งมีจำนวนทั้งสิ้นเท่ากับ 8736 ชั่วโมง

ตารางที่ ข.4 เปอร์เซ็นต์ของโหลดสูงสุดในแต่ละชั่วโมงใน 1 วัน

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 ค ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบ่งเป็น 3 ระบบ คือ

- 1.) ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี พ.ศ.2534
- 2.) ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี พ.ศ.2537
- 3.) ระบบไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี พ.ศ.2541

โดยมีรายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยแสดงดังต่อไปนี้

ค.1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2534

ระบบทดสอบตัวอย่างที่ 1 ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2534 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 108 เครื่อง โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 9,630 เมกะวัตต์ โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภท ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน 4,907 เมกะวัตต์
2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 760 เมกะวัตต์
3. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 2,449 เมกะวัตต์
4. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 1,514 เมกะวัตต์

รายละเอียดข้อมูลเป็นดังตารางที่ ค.1

ตารางที่ค.1 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของประเทศไทยปีพ.ศ. 2534

ประเภท	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	FOR (%)
พลังความร้อน	พระนครใต้	$[2 \times 200] + [3 \times 310]$	4.53
	พระนครเหนือ	$[2 \times 75] + [1 \times 87.5]$	5.04
	แม่เมาะ	$[3 \times 75] + [4 \times 150] + [4 \times 300]$	3.09
	กระบี่	2×17	5.04
	สุราษฎร์ธานี	1×30	5.04
	ชนอม	2×75	5.04
	บางปะกง	2×550	6.2
พลังความร้อนร่วม	น้ำพอง	2×380	1.93
กังหันก๊าซ	อุดรธานี	1×14	2.23
	นครราชสีมา	1×14	2.23

ตารางที่ ค.1(ต่อ)

ประเภท	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	FOR (%)
กังหันก๊าซ	หาดใหญ่	3 x 14	2.23
	สุราษฎร์ธานี	3 x 14	2.23
	ลานกระบือ	[2 x 16] + [3 x 20] + [3 x 14]	2.23
	น้ำพอง	2 x 121	9.61
	ระยอง	6 x 103	9.61
	บางปะกง	4 x 104	9.61
	เครื่องยนต์ดีเซล	ภูเก็ต	4 x 2.6
เขาแหลม		5 x 1	
แม่เมาะ		8 x 1	
บางกลาง		5 x 1	
แม่ฮ่องสอน		1 x 0.46	
PEA		1 x 42	
พลังน้ำ	ภูมิพล	[6 x 70] + [1 x 115]	0.53
	น้ำพุง	2 x 3	0.2
	อุบลรัตน์	3 x 8.4	0.6
	สิรินธร	3 x 12	0.35
	จุฬารัตน์	2 x 20	0.29
	สิริกิติ์	3 x 125	0.43
	แก่งกระจาน	1 x 18	0.48
	ศรีนครินทร์	[3 x 120] + [2 x 180]	0.16
	บางกลาง	3 x 24	0.31
	ห้วยกุ่ม	1 x 1.1	0.11
	บ้านสันติ	1 x 1.3	1.58
	ท่าทุ่งนา	2 x 19	0.06
	วชิราลงกรณ	3 x 100	0.17
	รัชชประภา	3 x 80	0.03
	แม่จัด	2 x 4.5	0.14
	เขื่อนขนาดเล็กอื่นๆ	0.4445	

ค.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2537

ระบบทดสอบตัวอย่างที่ 2 ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2537 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 113 เครื่อง โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 13,008 เมกะวัตต์ โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงจักรไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภท ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน 6,102 เมกะวัตต์
2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 4,099 เมกะวัตต์
3. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 2,597 เมกะวัตต์
4. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 210 เมกะวัตต์

รายละเอียดข้อมูลเป็นดังตารางที่ ค.2

ตารางที่ค.2 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของประเทศไทยปีพ.ศ. 2537

ประเภท	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	FOR (%)
พลังความร้อน	พระนครใต้	$[2 \times 200] + [3 \times 310]$	4.53
	พระนครเหนือ	$[2 \times 75] + [1 \times 87.5]$	5.04
	แม่เมาะ	$[3 \times 75] + [4 \times 150] + [4 \times 300]$	3.09
	กระบี่	2×17	5.04
	สุราษฎร์ธานี	1×25	5.04
	ชนอม	2×75	5.04
	บางปะกง	$[2 \times 550] + [2 \times 600]$	6.2
พลังความร้อนร่วม	น้ำพอง	2×355	1.23
	ระยอง	4×308	1.93
	บางปะกง	$[2 \times 380] + [2 \times 307]$	1.93
	พระนครใต้	1×335	1.93
	ชนอม	4×112	0.98
กังหันก๊าซ	อุดรธานี	1×14	2.23
	หาดใหญ่	3×14	2.23
	สุราษฎร์ธานี	3×14	2.23
	ลานกระบือ	$[2 \times 16] + [4 \times 20] + [2 \times 14]$	2.23

ตารางที่ ค.2(ต่อ)

ประเภท	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	FOR (%)
เครื่องยนต์ดีเซล	ภูเก็ต	4 x 2.6	
	เขาแหลม	5 x 1	
	แม่เมาะ	8 x 1	
	บางยาง	5 x 1	
	แม่ฮ่องสอน	1 x 0.46	
	PEA	1 x 42	
พลังน้ำ	ภูมิพล	[4 x 70] + [2 x 76] + [1 x 115]	0.53
	น้ำพุง	2 x 3	0.2
	อุบลรัตน์	3 x 8.4	0.6
	สิรินธร	3 x 12	0.35
	จุฬาราชมนตรี	2 x 20	0.29
	สิริกิติ์	3 x 125	0.43
	แก่งกระจาน	1 x 18	0.48
	ศรีนครินทร์	[3 x 120] + [2 x 180]	0.16
	บางยาง	3 x 24	0.31
	ห้วยกุ่ม	1 x 1.1	0.11
	บ้านสันติ	1 x 1.3	1.58
	ท่าทุ่งนา	2 x 19	0.06
	วชิราลงกรณ	3 x 100	0.17
	รัชชประภา	3 x 80	0.03
	ปากมูล	4 x 34	4.5
	แม่จัด	2 x 4.5	0.14
	เขื่อนขนาดเล็กอื่นๆ	0.4445	

ค.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2541

ระบบทดสอบตัวอย่างที่ 3 ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2541 ซึ่งมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 121 เครื่อง โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 18,423 เมกะวัตต์ โดยกำลังการผลิตติดตั้งโรงจักรไฟฟ้าของระบบแยกตามประเภท ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน 6,860 เมกะวัตต์
2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 7,600 เมกะวัตต์
3. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 2,923 เมกะวัตต์
4. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 978 เมกะวัตต์

รายละเอียดข้อมูลเป็นดังตารางที่ ค.3

ตารางที่ ค.3 รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2541

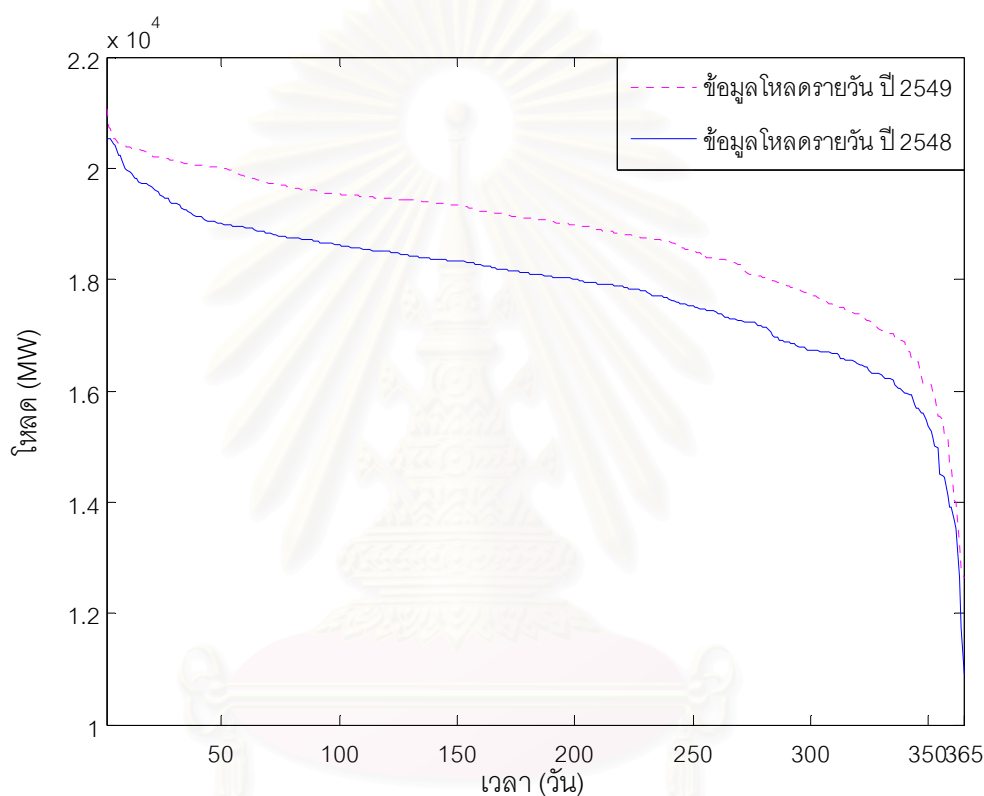
ประเภท	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	FOR
พลังความร้อน	พระนครใต้	2 x 355	4.53
	พระนครเหนือ	[2 x 380] + [2 x 307]	5.04
	แม่เมาะ	[1 x 335] + [1 x 623]	3.09
	สุราษฎร์ธานี	[2 x 651] + [1 x 729]	5.04
	บางปะกง	1 x 674	6.20
	KEGCO (IPP)	4 x 308	5.04
	SPP	621	5.04
พลังความร้อนร่วม	น้ำพอง	2 x 355	1.23
	บางปะกง	[2 x 380] + [2 x 307]	1.93
กังหันก๊าซ	ไทรน้อย	2 x 122	2.25
	หนองจอก	4 x 122	2.25
	ลานกระบือ	[2 x 16] + [3 x 20] + [3 x 14]	2.23
	ราชบุรี	1 x 20	2.25
	SPP	92	2.25

ตารางที่ ค.3(ต่อ)

ประเภท	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	FOR
เครื่องยนต์ดีเซล	แม่ฮ่องสอน	6 x 1	
	PEA	1 x 45	
	SPP	1 x 9	
พลังน้ำ	ภูมิพล	[4 x 76] + [2 x 70] + [1 x 115] + [1 x 171]	0.53
	น้ำพุง	2 x 3	0.20
	คุบลรัตน์	3 x 8.4	0.60
	สิรินธร	3 x 12	0.35
	จุฬารัตน์	2 x 20	0.29
	สิริกิติ์	4 x 125	0.43
	แก่งกระจาน	1 x 18	0.48
	ศรีนครินทร์	[3 x 120] + [2 x 180]	0.16
	บางยาง	3 x 24	0.31
	ห้วยกุ่ม	1 x 1.1	0.11
	บ้านสันติ	1 x 1.3	1.58
	ท่าทุ่งนา	2 x 19	0.06
	วชิราลงกรณ	3 x 100	0.17
	รัชชประภา	3 x 80	0.03
	ปากมูล	4 x 34	4.50
	แม่จัด	2 x 4.5	0.14
เขื่อนขนาดเล็กรื่นๆ	0.4445		

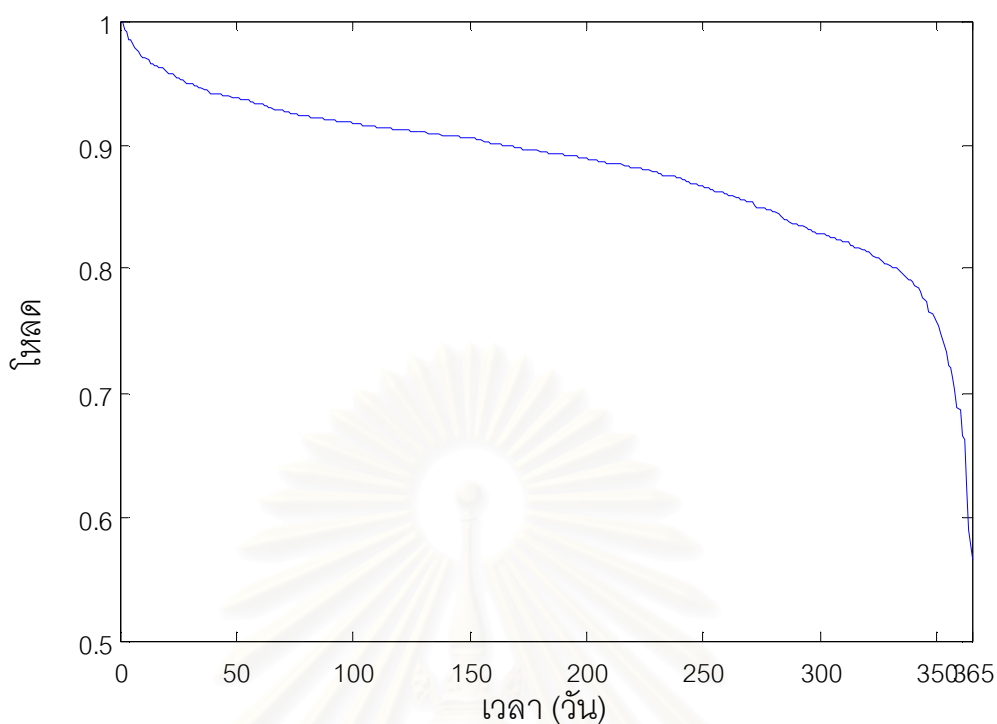
ภาคผนวก ง แบบจำลองลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาไหลทรายชั่วโมง

เนื่องจากการลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาไหลทรายวันของประเทศไทยในแต่ละปีมีลักษณะคล้ายกันดังแสดงตัวอย่างรูปที่ ง.1 ดังนั้นในส่วนของการสร้างแบบจำลองของไหลทรายวันในวิทยานิพนธ์นี้ จะใช้เส้นโค้งระยะเวลาไหลทรายวันปีพ.ศ. 2548 และ ปีพ.ศ. 2549 มาเฉลี่ยเป็นฐานในการสร้างแบบจำลองไหลทรายวันดังรูปที่ ง.2



รูปที่ ง.1 เปรียบเทียบเส้นโค้งช่วงระยะเวลาไหลทรายวัน ปี 2548 และ ปี 2549

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



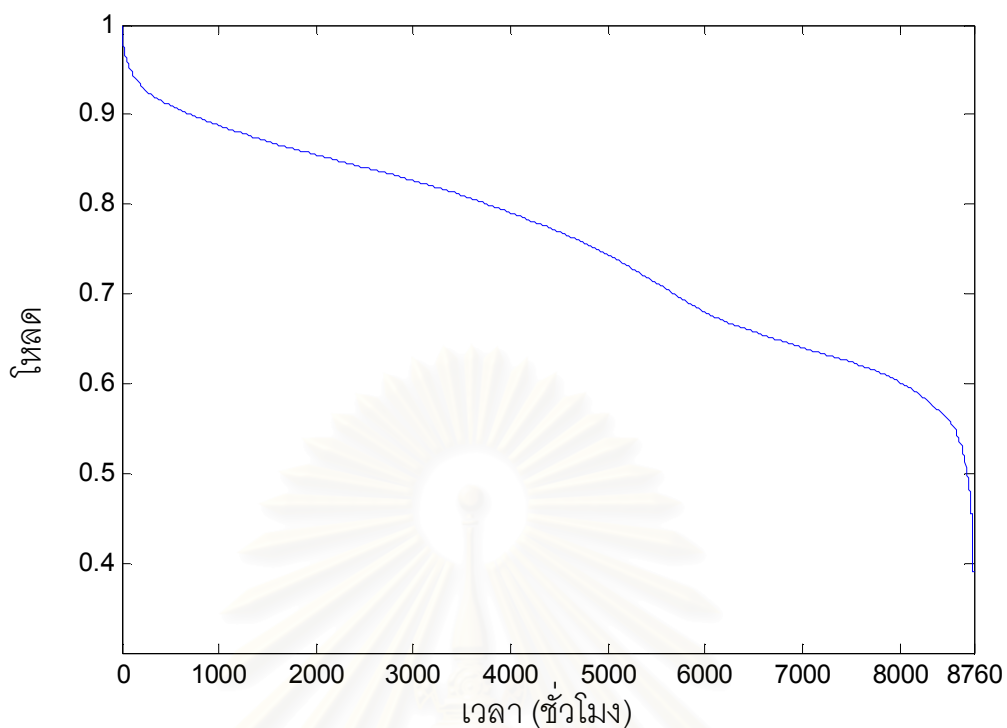
รูปที่ ๓.๒ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายวันเฉลี่ยของ ปีพ.ศ. ๒๕๔๘ และ ปีพ.ศ. ๒๕๔๙

นอกจากนี้เพื่อความละเอียดในการคำนวณและเพื่อการพิจารณาผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัดในหัวข้อที่ 3.2 ในวิทยานิพนธ์นี้จึงใช้ตัวประกอบโหลดสูงสุดรายวันโดยประมาณ [20] นำมาประกอบการพิจารณาค่าโหลดสะสมรายชั่วโมง โดยคำนวณจากการนำค่าโหลดสูงสุดในแต่ละวันจากเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายวันเฉลี่ยมาคูณกับค่าตัวประกอบรายวันจากตารางที่ ๓.๒ เพื่อพิจารณาเป็นลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายชั่วโมง รวมทั้งหมดเป็น 8760 ชั่วโมง ต่อปี ดังรูปที่ ๓.๓

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ง.2 ตัวประกอบโหลดสูงสุดรายวันโดยประมาณ [19]

ช่วงเวลา	ตัวประกอบ ของโหลดสูงสุด (%)
0.00-1.00 น.	0.78
1.00-2.00 น.	0.72
2.00-3.00 น.	0.7
3.00-4.00 น.	0.69
4.00-5.00 น.	0.69
5.00-6.00 น.	0.69
6.00-7.00 น.	0.73
7.00-8.00 น.	0.73
8.00-9.00 น.	0.81
9.00-10.00 น.	0.92
10.00-11.00 น.	0.96
11.00-12.00 น.	0.98
12.00-13.00 น.	0.92
13.00-14.00 น.	0.94
14.00-15.00 น.	1
15.00-16.00 น.	1
16.00-17.00 น.	0.99
17.00-18.00 น.	0.94
18.00-19.00 น.	0.87
19.00-20.00 น.	0.94
20.00-21.00 น.	0.95
21.00-22.00 น.	0.92
22.00-23.00 น.	0.90
23.00-24.00 น.	0.85



รูปที่ ง.3 ลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายชั่วโมง

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายชั่วโมงดังรูปที่ ง.3 ไปใช้เป็นลักษณะโหลดในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณา โดยการนำลักษณะโหลดรายชั่วโมงทุกช่วงเวลาคูณกับค่าโหลดสูงสุดที่พยากรณ์ได้ในแต่ละปีที่พิจารณา

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก จ ผลการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอ

ในภาคผนวก จ แสดงผลการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุดที่นำเสนอเพื่อเปรียบเทียบผลกระทบต่อการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ผลการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายวัน และผลการประเมินความเชื่อถือได้ของการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์ ดังนี้

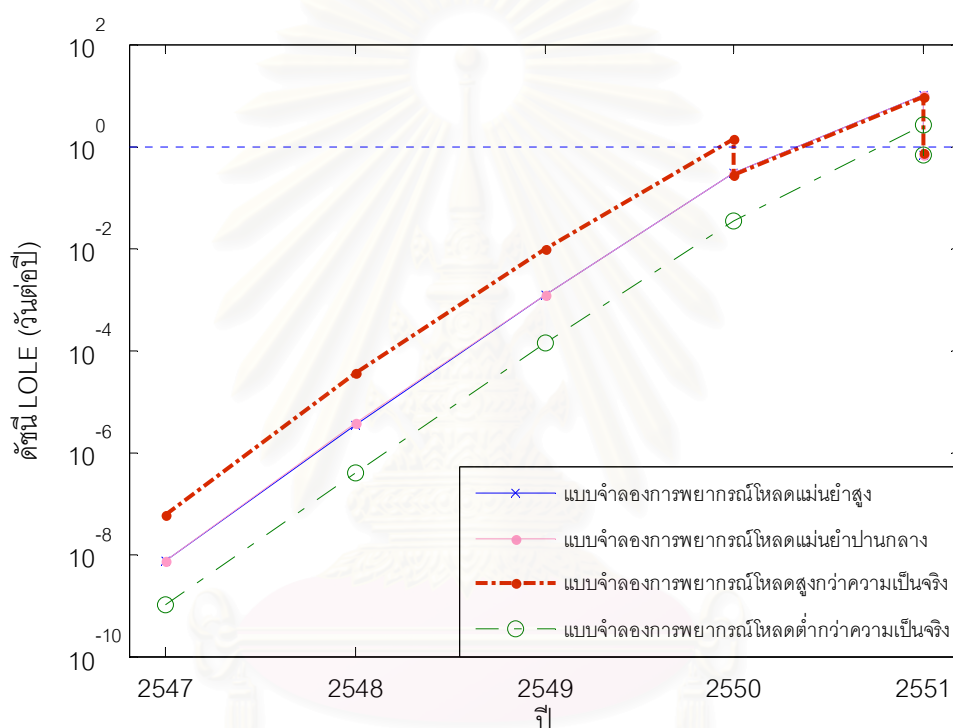
จ.1 ผลการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายวัน

การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยคำนวณค่าดัชนี LOLE โดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุด 4 แบบที่นำเสนอโดยใช้แบบจำลองลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดรายวัน คือ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำต่ำ แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง และแบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง ในปีที่ 6 ถึงปีที่ 10 (ปี พ.ศ. 2547 ถึงปี พ.ศ. 2551) ผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ จ.1

ตารางที่ จ.1 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้ข้อมูลโหลดรายวัน

ปี	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำสูง	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดแม่นยำต่ำ	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่าความเป็นจริง	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่าความเป็นจริง
	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)
2547	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2548	0.000004	0.000004	0.000035	0.000000
2549	0.001197	0.001241	0.009902	0.000136
2550	0.288754	0.293041	1.328474	0.034093
			0.275331	
2551	9.963227	9.933051	9.536650	2.696654
	0.693315	0.691592	0.739142	0.641267

ในตารางที่ ๑.1 ข้อมูลในแถวที่มีค่าดัชนี LOLE 2 ค่าในปีเดียวกันหมายถึง กรณีที่เราประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าในปีนั้นแล้วพบว่ามีความเชื่อถือได้สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด คือ มีค่ามากกว่า 1 วันต่อปี ค่า LOLE ดังกล่าวจะอยู่ในแถบบน จากนั้นจึงต้องมีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้มากขึ้น เมื่อทำการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งเข้าไปในระบบดังตารางที่ 5.9 แล้วทำการคำนวณดัชนี LOLE ใหม่ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ดัชนี LOLE ที่คำนวณใหม่จะเป็นค่าที่อยู่ในแถวล่างของปีที่พิจารณา



รูปที่ ๑.1 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยใช้ข้อมูลโหลดรายวัน

จากตารางที่ ๑.1 และรูปที่ ๑.2 อธิบายได้ว่าเมื่อค่าดัชนี LOLE ที่คำนวณได้ในแต่ปีมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนดคือ 1 วันต่อปี พิสูจน์ว่าระบบจะไม่สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้ในเกณฑ์ที่ตั้งขึ้น จึงต้องมีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้มากขึ้นโดยการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งเข้าไปในระบบเพื่อให้ค่าดัชนี LOLE อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

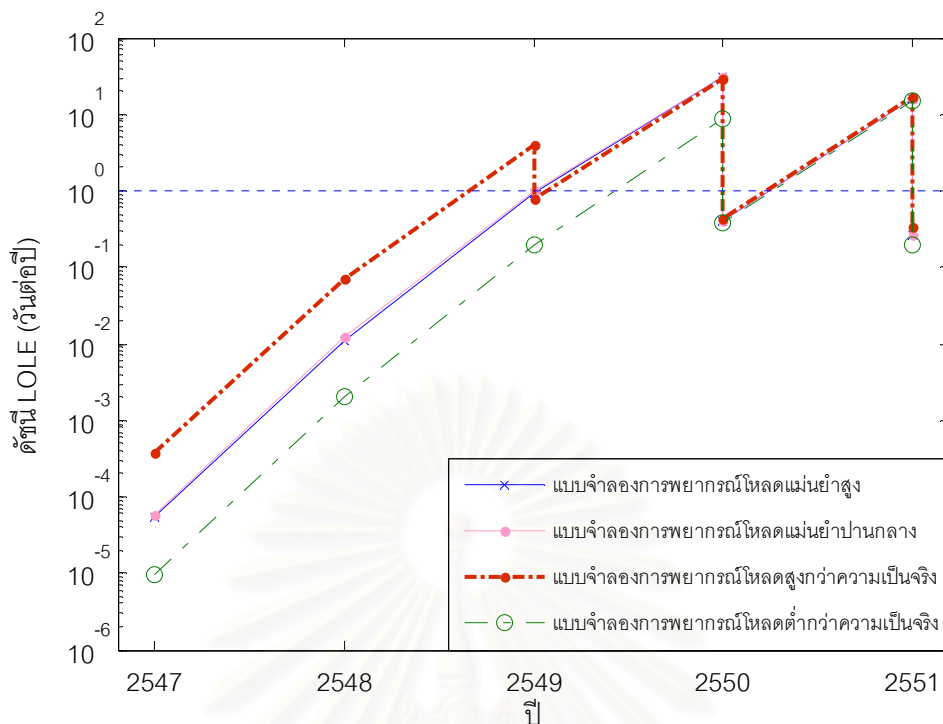
จ.2 ผลการประเมินความเชื่อถือได้ของการเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์

การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยคำนวณค่าดัชนี LOLE โดยใช้แบบจำลองค่าโหลดสูงสุด 4 แบบที่นำเสนอโดยเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์อีก 10 เปอร์เซ็นต์ ผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ จ.2 และรูปที่ จ.3

ตารางที่ จ.2 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยเพิ่มค่าโหลดสูงสุดในการพยากรณ์

ปี	แบบจำลองการพยากรณ์โหลด แม่นยำสูง	แบบจำลองการพยากรณ์โหลด แม่นยำต่ำ	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดสูงกว่า ความเป็นจริง	แบบจำลองการพยากรณ์โหลดต่ำกว่า ความเป็นจริง
	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)	LOLE (วัน/ปี)
2547	0.000056	0.000060	0.000387	0.000009
2548	0.011220	0.011998	0.070200	0.001981
2549	0.956799	0.979684	4.007264	0.197141
			0.802075	
2550	30.700935	31.089339	28.517656	8.981819
	0.393640	0.401230	0.425254	0.392507
2551	16.393205	16.342377	17.285681	15.284226
	0.265701	0.264516	0.336210	0.201927

ในตารางที่ จ.2 ข้อมูลในแถวที่มีค่าดัชนี LOLE 2 ค่าในปีเดียวกันหมายถึง กรณีที่เราประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าในปีนั้นแล้วพบว่ามีความเชื่อถือได้สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดค่า LOLE ดังกล่าวจะอยู่ในแถบบน จากนั้นจึงต้องมีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้มากขึ้น เมื่อทำการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งเข้าไปในระบบดังตารางที่ 5.12 แล้วทำการคำนวณดัชนี LOLE ใหม่ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดแล้ว จะเป็นค่าที่อยู่ในแถบล่าง



รูปที่ ๑.2 ดัชนี LOLE จากผลการวางแผนการขยายกำลังการผลิตโดยเพิ่มค่าโหลดพยากรณ์สูงสุด

จากตารางที่ ๑.2 และรูปที่ ๑.3 อธิบายได้ว่าเมื่อค่าดัชนี LOLE ที่คำนวณได้ในแต่ละปีมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนดคือ 1 วันต่อปี พิจารณา หมายความว่าระบบจะไม่สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้ในเกณฑ์ที่ตั้งขึ้น จึงต้องมีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้มากขึ้นโดยการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งเข้าไปในระบบเพื่อให้ค่าดัชนี LOLE อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายพรเทพ เทียบรัตน์ เกิดวันที่ 18 มกราคม พ.ศ. 2527 ที่กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2548 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2549



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย