การประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ภายใต้กรอบการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า

นายรฐนนท์ เดี่ยววิไล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository(CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

DEMAND SIDE MANAGEMENT WORTH EVALUATION UNDER GENERATION SYSTEM PLANNING FRAMEWORK

Mr. Radhanon Diewvilai

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 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าภายใต้กรอบการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า
โดย	นายรฐนนท์ เดี่ยววิไล
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. ประสิทธิ์ สิริทิพย์รัศมี)

รฐนนท์ เดี่ยววิไล : การประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ภายใต้กรอบการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า. (DEMAND SIDE MANAGEMENT WORTH EVALUATION UNDER GENERATION SYSTEM PLANNING FRAMEWORK) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ศ. ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, 159 หน้า.

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าในอนาคตมีค่าลดลงจากเดิม โดยปกติการดำเนินมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า เช่น การเปลี่ยนไปใช้อุปกรณ์ประสิทธิภาพสูง มักมีค่าใช้จ่ายซึ่งหากเปรียบเทียบกับคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแล้วจะช่วยให้สามารถตัดสินใจว่าสมควรดำเนินการมาตรการเหล่านี้หรือไม่ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอกระบวนการประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าภายใต้กรอบการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าในระยะยาว โดยคุณค่าที่ได้จากกระบวนการนี้จะช่วยให้ผู้วางแผนระบบไฟฟ้าสามารถคัดเลือกโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพื่อดำเนินการได้อย่างเหมาะสมยิ่งขึ้น

กระบวนการที่นำเสนอจะถูกทดสอบกับตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 3 ประเภท ได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า การใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 และการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน โดยคำนึงถึงเกณฑ์ความเชื่อถือได้ตามที่กำหนด ทำการคำนวณดัชนีต่างๆ ของระบบไฟฟ้า แล้วประเมินค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเทียบกับกรณีฐานเพื่อหาผลประหยัดและคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า คุณค่าที่ได้จากกระบวนการที่นำเสนอสามารถระบุได้ว่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านี้คุ้มค่าที่จะดำเนินการหรือไม่ และสามารถใช้เปรียบเทียบเพื่อหาระดับการดำเนินการที่คุ้มค่าที่สุดสำหรับมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นๆ

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ..... ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

ปีการศึกษา2554 .....

5370330221 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS : DEMAND SIDE MANAGEMENT / WORTH EVALUATION / GENERATION SYSTEM PLANNING

RADHANON DIEWVILAI: DEMAND SIDE MANAGEMENT WORTH EVALUATION UNDER GENERATION SYSTEM PLANNING FRAMEWORK. ADVISOR: PROF.BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D., 159 pp.

Demand side management help reduce demand of the system, resulting in less required generating capacity and production cost of the future system. Generally, each demand side management activity, e.g., replacing old with new higher efficiency equipment, has its own cost. Therefore, comparing cost and worth of demand side management could be used to decide whether the activity is feasible or not. This thesis proposes the methodology in evaluating the demand side management worth under the framework of long-term generation system planning. With the obtained results, the system planners will be able to select demand side management program more appropriately.

The proposed method is tested with 3 demand side management programs, i.e., voltage regulator installation, Replacing T8 with T5 fluorescent tube, and time of use pricing, with consideration of predefined reliability criteria. The total production cost of the system is calculated along with other indices. Acquired indices are compared with base case indices to evaluate saving and worth of the demand side management programs. The obtained worths indicated programs' feasibility which can be compared to determine the most suitable program.

Department : Electrical Engineering Student's Signature .....
Field of Study : Electrical Engineering Advisor's Signature .....
Academic Year : 2011

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ในการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า และ คุณรักษนัย นิธิฤทธิไกร ที่ให้คำปรึกษาและแนะนำแนวทางในการทำวิจัย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรีอาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ พร้อมทั้ง ดร. ประสิทธิ์ สิริทิพย์รัศมี ที่ได้สละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณผู้มีอุปการคุณทุกท่านที่ได้ช่วยตรวจทานแก้ไขข้อผิดพลาดในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ผู้วิจัยขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้อนุเคราะห์ทุนโครงการศิษย์ก้นกุฏิเป็นทุนการศึกษาในการเรียนระดับปริญญามหาบัณฑิต

ขอขอบคุณสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้อนุเคราะห์ทุนในการวิจัย รวมถึงเอื้อเฟื้อข้อมูลและสถานที่สำหรับทำงานวิจัย

ขอขอบคุณอาจารย์เผ่า สุวรรณศักดิ์ศรี อนุสาสกหอพักนิสิตชาย ที่กรุณารับผู้วิจัยไว้ช่วยงานที่หอพักนิสิตจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และให้ที่พักตลอดระยะเวลาที่ศึกษาอยู่จนสำเร็จการศึกษา

ขอขอบคุณอาจารย์ บุคลากร และนิสิตระดับบัณฑิตศึกษาช่วยงานที่หอพักนิสิตจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ตลอดจนเพื่อนๆ พี่ๆ น้องๆ ที่หอพักนิสิตจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยทุกท่านที่เป็นกำลังใจในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบคุณนิสิตระดับบัณฑิตศึกษา ห้องปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลัง อาคารเจริญวิศวกรรม ชั้น 12 ทุกท่าน ที่คอยให้กำลังใจ ช่วยเหลือและให้ความคิดเห็นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดจนญาติทุกๆท่านที่คอยเป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ญ
สารบัญภาพ ..... ฐ
บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์ 2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน 2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 3
บทที่ 2 การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 5
2.1 ผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า 5
2.2 แบบจำลองของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 8
2.3 ประโยชน์ของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 10
2.4 ปัญหาและข้อจำกัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 11
2.5 การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย 11
2.6 ตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ 13
2.6.1 การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า 13
2.6.2 การใช้หลอด T5 ทดแทนหลอด T8 15
2.6.3 การคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้ 18
บทที่ 3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 20
3.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า 21
3.1.1 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด 21

หน้า

3.1.2 ลักษณะโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 24
3.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า 29
3.2.1 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล 29
3.2.2 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ 30
3.2.3 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา 32
3.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 36
3.3.1 กำลังการผลิตสำรอง 36
3.3.2 Loss of Load Expectation 37
3.3.3 Expected Energy Not Supplied 39
บทที่ 4 การประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 42
4.1 หลักการที่ใช้ในการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 42
4.2 ขั้นตอนการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 44
4.3 การวางแผนระบบไฟฟ้าที่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ 45
4.4 การคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิต 47
4.4.1 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล 48
4.4.2 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ 48
4.4.3 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา 48
4.5 การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า 49
บทที่ 5 การทดสอบ 54
5.1 ระบบทดสอบ 54
5.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า 54
5.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้า 55
5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ 59
5.3 วิธีการทดสอบ 61
5.3.1 การทดสอบเบื้องต้น 61
5.3.2 การทดสอบตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 62
5.4 ผลการทดสอบ 64
5.4.1 ผลการทดสอบเบื้องต้น 64
5.4.2 ผลการทดสอบตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 77

5.5 วิเคราะห์ผลการทดสอบ 89
5.5.1 วิเคราะห์ผลการทดสอบเบื้องต้น 89
5.5.2 วิเคราะห์ผลการทดสอบตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 90
บทที่ 6 สรุป 92
6.1 สรุปผลการวิจัย 92
6.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต 93
รายการอ้างอิง 94
ภาคผนวก 98
ภาคผนวก ก 99
ภาคผนวก ข 109
ภาคผนวก ค 116
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 159

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 ตัวอย่างการคำนวณผลประหยัดของอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน 14
ตารางที่ 2.2 ข้อมูลเปรียบเทียบระหว่างหลอด T8 และหลอด T5 15
ตารางที่ 2.3 กำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจากการใช้หลอด T5 ทดแทนหลอด T8 16
ตารางที่ 2.4 การคำนวณองค์ประกอบการใช้ประโยชน์ของหลอด T5 17
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจาก PDP 2010 22
ตารางที่ 3.2 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ปี พ.ศ. 2554 26
ตารางที่ 3.3 ความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน 30
ตารางที่ 3.4 ตัวอย่าง COPT 35
ตารางที่ 3.5 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE 38
ตารางที่ 4.1 รายชื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและค่า EENS 49
ตารางที่ 4.2 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง 50
ตารางที่ 5.1 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในปี พ.ศ. 2558 56
ตารางที่ 5.2 ค่าก่อสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 59
ตารางที่ 5.3 ราคาเชื้อเพลิงแต่ละชนิด 60
ตารางที่ 5.4 ราคารับซื้อไฟฟ้า 60
ตารางที่ 5.5 องค์ประกอบการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภท 60
ตารางที่ 5.6 มาตรการทั้งหมดที่ทำการศึกษาในขั้นแรก 62
ตารางที่ 5.7 ตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ทำการทดสอบ 63
ตารางที่ 5.8 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ All 69
ตารางที่ 5.9 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ Peak 71
ตารางที่ 5.10 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ Off Peak 73
ตารางที่ 5.11 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ Shift 75
ตารางที่ 5.12 ผลการทดสอบการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า 78
ตารางที่ 5.13 ผลการทดสอบการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 81
ตารางที่ 5.14 ผลการทดสอบการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน มาตรการ Shifted 8hr 86
ตารางที่ 5.15 ผลการทดสอบการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน มาตรการ Shifted 13hr 87

หน้า

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 100
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ 107
ตารางที่ ข.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันที่ใช้ในการพิจารณา 110
ตารางที่ ค.1 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยในวันอาทิตย์ 117
ตารางที่ ค.2 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยในวันเสาร์ 119
ตารางที่ ค.3 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยในวันทำงาน 121
ตารางที่ ค.4 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กในวันอาทิตย์ 123
ตารางที่ ค.5 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กในวันเสาร์ 125
ตารางที่ ค.6 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กในวันทำงาน 127
ตารางที่ ค.7 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลางในวันอาทิตย์ 129
ตารางที่ ค.8 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลางในวันเสาร์ 131
ตารางที่ ค.9 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลางในวันทำงาน 133
ตารางที่ ค.10 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ในวันอาทิตย์ 135
ตารางที่ ค.11 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ในวันเสาร์ 137
ตารางที่ ค.12 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ในวันทำงาน 139
ตารางที่ ค.13 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างในวันอาทิตย์ 141

ตารางที่ ค.14 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างในวันเสาร์ 143
ตารางที่ ค.15 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างในวันทำงาน 145
ตารางที่ ค.16 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทองค์กรไม่แสวงหากำไรในวันอาทิตย์ 147
ตารางที่ ค.17 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทองค์กรไม่แสวงหากำไรในวันเสาร์ 149
ตารางที่ ค.18 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทองค์กรไม่แสวงหากำไรในวันทำงาน 151
ตารางที่ ค.19 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรในวันอาทิตย์ 153
ตารางที่ ค.20 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรในวันเสาร์ 155
ตารางที่ ค.21 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรในวันทำงาน 157

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 2.1 เป้าหมายแบบ Peak clipping 6
ภาพที่ 2.2 เป้าหมายแบบ Valley filling 6
ภาพที่ 2.3 เป้าหมายแบบ Load shifting 7
ภาพที่ 2.4 เป้าหมายแบบ Strategic conservation 7
ภาพที่ 2.5 เป้าหมายแบบ Strategic load growth 7
ภาพที่ 2.6 เป้าหมายแบบ Flexible load shape 8
ภาพที่ 3.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า [24] 20
ภาพที่ 3.2 Load Duration Curve รายชั่วโมง 21
ภาพที่ 3.3 Load Duration Curve รายวัน 21
ภาพที่ 3.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปี พ.ศ. 2550 22
ภาพที่ 3.5 ขั้นตอนการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าพยากรณ์ 24
ภาพที่ 3.6 ตัวอย่างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า 25
ภาพที่ 3.7 ขั้นตอนการคำนวณหาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย 28
ภาพที่ 3.8 ตัวอย่าง Load Duration Curve ก่อนและหลังหักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 32
ภาพที่ 3.9 แบบจำลองการทำงานแบบ 2 สถานะ [29] 32
ภาพที่ 3.10 ข้อมูลสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [29] 32
ภาพที่ 3.11 Daily Peak Load Duration Curve 38
ภาพที่ 3.12 หลักการประเมินค่า LOLE [29] 39
ภาพที่ 3.13 Hourly Peak Load Duration Curve 40
ภาพที่ 3.14 หลักการคำนวณ EENS [29] 40
ภาพที่ 4.1 ขั้นตอนการประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 45
ภาพที่ 4.2 ขั้นตอนการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า 46
ภาพที่ 5.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในปี พ.ศ. 2558 55
ภาพที่ 5.2 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในปี พ.ศ. 2558 56
ภาพที่ 5.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย 57
ภาพที่ 5.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็ก 57

หน้า

ภาพที่ 5.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง 57
ภาพที่ 5.6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ 58
ภาพที่ 5.7 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง 58
ภาพที่ 5.8 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงกำไร . 58
ภาพที่ 5.9 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร 59
ภาพที่ 5.10 คุณค่าเมื่อลดโหลดลงตลอดเวลา 64
ภาพที่ 5.11 คุณค่าเมื่อโหลดลงในช่วง peak load 65
ภาพที่ 5.12 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Peak 66
ภาพที่ 5.13 คุณค่าเมื่อโหลดลงในช่วง off-peak load 66
ภาพที่ 5.14 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Off Peak 67
ภาพที่ 5.15 คุณค่าเมื่อลดโหลดลงในช่วง peak load และเพิ่มในช่วง off-peak load 67
ภาพที่ 5.16 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Shift 68
ภาพที่ 5.17 คุณค่าเมื่อติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า 77
ภาพที่ 5.18 คุณค่าเมื่อใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 80
ภาพที่ 5.19 คุณค่าเมื่อเลื่อนการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดใหญ่ไป 8 ชั่วโมง 83
ภาพที่ 5.20 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการเลื่อนการใช้ไฟฟ้า 8 ชั่วโมง 84
ภาพที่ 5.21 คุณค่าเมื่อเลื่อนการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดใหญ่ไป 13 ชั่วโมง 84
ภาพที่ 5.22 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการเลื่อนการใช้ไฟฟ้า 13 ชั่วโมง 85

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ข้อจำกัด ขั้นตอนการศึกษา วิธีการดำเนินงานและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีค่าเพิ่มสูงขึ้นในทุกๆ ปีและมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต เป็นเหตุให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยซึ่งรับผิดชอบในการจัดหาพลังงานไฟฟ้า ต้องพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังผลิตเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างพอเพียง คือมีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ สามารถรองรับกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าค่าพยากรณ์เล็กน้อยหรือมีเหตุผิดปกติเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าได้ แต่การพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าโดยการเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เข้าสู่ระบบนั้นนอกจากจะใช้เวลานานแล้ว ยังถูกต่อต้านทั้งจากองค์กรที่ดูแลด้านสิ่งแวดล้อมหรือแม้กระทั่งคนในพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้า การก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมยังจำเป็นต้องพึ่งพาเทคโนโลยีจากต่างประเทศทำให้ราคาต้นทุนค่าพลังงานสูง นอกจากนี้แหล่งพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนยังไม่สม่ำเสมอ ทำให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวอาจไม่ใช่ทางเลือกที่ดีที่สุดอีกต่อไป แนวคิดเรื่องการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจึงเข้ามามีบทบาทสำคัญในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเป็นอีกวิธีการหนึ่งที่ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ โดยการปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าให้เหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าหรือลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในส่วนที่ไม่จำเป็นลงโดยการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานไฟฟ้า เพื่อให้สามารถใช้กำลังผลิตที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้าได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ ซึ่งการดำเนินโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นโดยมากจะส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าลดลงเทียบเท่ากับการมีกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ในระบบไฟฟ้าเพิ่มเติม ทำให้สามารถลดกำลังผลิตไฟฟ้าที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้โดยความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ายังคงอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

ในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องมีการลงทุนเพื่อติดตั้งหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า นอกจากนี้การเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าอาจก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายในด้านอื่นๆ ขึ้น การดำเนินโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าหลายๆ โครงการพร้อมๆ กันอาจจะเป็นภาระด้านการเงินที่หนักเกินไป ทั้งนี้หากสามารถวิเคราะห์คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าได้อย่างชัดเจน หน่วยงานที่เกี่ยวข้องก็จะสามารถคัดเลือกโครงการและกำหนดนโยบายสนับสนุนที่เหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าได้

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อนำเสนอแนวทางการประเมินคุณค่าของโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าภายใต้กรอบของการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1) ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 ที่ได้รับการดัดแปลงแก้ไขข้อมูลบางส่วน
2) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ไม่คำนึงถึงระบบส่งและระบบจำหน่าย
3) ใช้กระบวนการในการประเมินความเชื่อถือได้ในระยะยาวของระบบไฟฟ้า
4) ละเลยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์
5) ผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะกำหนดขึ้นจากข้อมูลทุติยภูมิเพื่อใช้ในการทดสอบ
6) สภาวะการทำงานของอุปกรณ์เป็นแบบสองสถานะ

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1) กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2) ศึกษาการประเมินความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าในระยะยาว
3) รวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
4) ศึกษาและรวบรวมข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละกลุ่ม
5) ศึกษาข้อมูลการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแบบต่างๆ ที่มีการดำเนินการอยู่

6) คัดเลือกมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่จะใช้เป็นตัวอย่าง
7) สร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า, ความต้องการใช้ไฟฟ้า และตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า
8) ประเมินคุณค่าของตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า
9) ประเมินระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่เหมาะสม
10) เรียบเรียงผลการวิจัยและจัดทำเป็นรูปเล่มวิทยานิพนธ์
11) เขียนบทความวิชาการเพื่อเผยแพร่วิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ใช้ประเมินความเหมาะสมในการดำเนินโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่างๆ
2) สามารถระบุระดับการดำเนินการที่เหมาะสมของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าตัวอย่างได้

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับและเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่จะกล่าวถึงในบทต่อไป

บทที่ 2 การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ในบทนี้จะทำการอธิบายถึงที่มาของแนวคิดการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีต่อรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ข้อดีของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ข้อจำกัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย และตัวอย่างของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กล่าวถึงกระบวนการที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าในระยะยาว ประกอบไปด้วยการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า และดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 4 การประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า กล่าวถึงกระบวนการที่ใช้ในการประเมินคุณค่าของตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ตั้งแต่การออกแบบระบบไฟฟ้าที่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ การคำนวณค่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิต การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า และการประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

บทที่ 5 การทดสอบกล่าวถึงข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ, สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ, วิธีการทดสอบ, ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

บทที่ 6 สรุป กล่าวถึงข้อสรุปของวิทยานิพนธ์ และข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

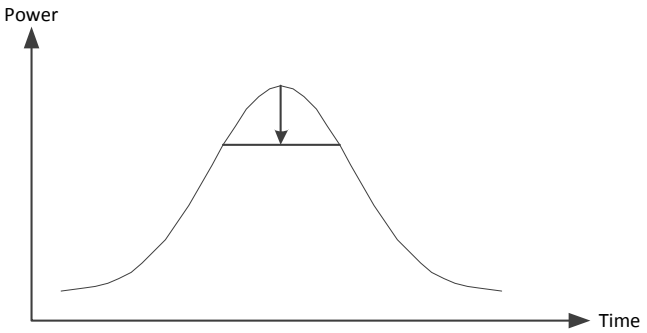
การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management, DSM) คือกิจกรรมหรือแนวทางที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าดำเนินการหรือสนับสนุนให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าทั้งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าและช่วงเวลาที่ใช้ไฟฟ้า จนได้รู้แบบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สอดคล้องกับที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าต้องการและผู้ใช้ไฟฟ้าพึงพอใจ [1-4] ทั้งนี้เพื่อให้สามารถใช้สาธารณูปโภคด้านไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพและเกิดประโยชน์สูงสุดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าหรือระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติม [2] แนวคิดเกี่ยวกับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเกิดขึ้นช่วงทศวรรษ 1970 เมื่อเชื้อเพลิงฟอสซิลมีราคาสูงขึ้นมาก การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าให้แม่นยำนั้นทำได้ยากขึ้น การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมมีค่าใช้จ่ายสูงขึ้นและถูกต่อต้านจากคนในพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าเนื่องจากได้รับผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าก็เป็นสิ่งที่ใช้แล้วหมดไป ไม่สามารถทดแทนได้ แนวคิดเรื่องการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจึงเกิดขึ้นเพื่อจำกัดการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้า ลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้า และส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน [5]

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นได้รับความสนใจโดยเฉพาะอย่างยิ่งจากผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ในปี ค.ศ. 1991 มีโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ากว่า 2,000 โครงการที่ได้รับการสนับสนุนจากผู้ผลิตไฟฟ้ามากกว่า 500 รายในทวีปอเมริกาเหนือ และมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ [6] ระหว่างปี ค.ศ. 1989 ถึง ค.ศ. 1999 หน่วยงานสาธารณูปโภคด้านไฟฟ้าของสหรัฐอเมริกาใช้งบประมาณกว่า 14,700 ล้านดอลลาร์สหรัฐ [7] ซึ่งในปัจจุบันนั้นการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าได้รับความสนใจอย่างมากและมีการดำเนินการอย่างแพร่หลายทั้งในภูมิภาคอเมริกา, ยุโรป รวมถึงเอเชีย ซึ่งโครงการที่ได้รับความนิยมอย่างมากคือการส่งเสริมการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง [8]

2.1 ผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

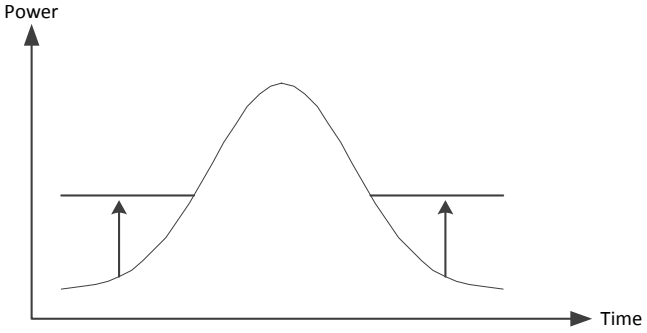
ผลของโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะเกิดขึ้นกับความต้องการใช้ไฟฟ้า คือจะทำให้ Hourly Load Curve มีรูปร่างเปลี่ยนไปตามเป้าหมายของผู้ดูแลระบบไฟฟ้า โดยเป้าหมายของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 6 เป้าหมาย [9] ดังนี้

1. Peak clipping คือ การปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ลงโดยการควบคุมการใช้ไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์โดยตรง การปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าช่วง On Peak นี้จะทำให้ค่าองค์ประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) ของระบบไฟฟ้ามีค่าดีขึ้น และช่วยลดจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะต้องก่อสร้างเพิ่มเติมได้ ผลของเป้าหมายนี้สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.1 [9]



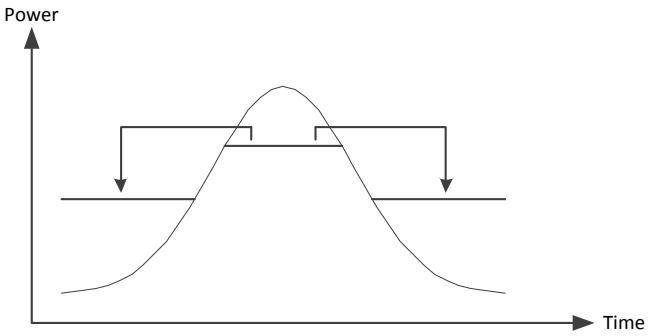
ภาพที่ 2.1 เป้าหมายแบบ Peak clipping

2. Valley filling คือ การเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off Peak) โดยการจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในช่วง Off Peak หากในระบบไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำกว่าราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจำนวนมากแล้วจะทำให้ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำลง วิธีการที่นิยมสำหรับเป้าหมายนี้ ได้แก่ การใช้หน่วยกักเก็บพลังงาน (Energy Storage Unit) เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ผลของเป้าหมายนี้สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.2 [9]



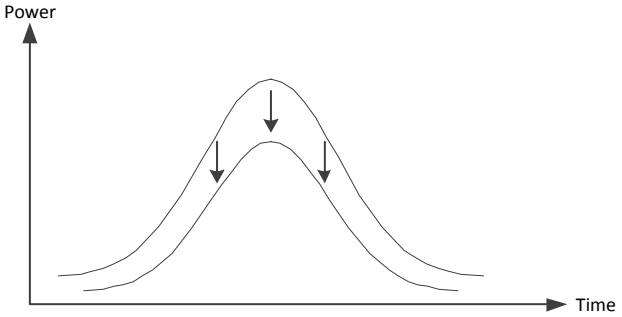
ภาพที่ 2.2 เป้าหมายแบบ Valley filling

3. Load shifting คือ การปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วง On Peak แล้วเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วง Off-Peak โดยการจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหันไปใช้ไฟฟ้าในช่วง Off Peak แทนการใช้ไฟฟ้าในช่วง On Peak เป้าหมายนี้จะให้ผลของ Peak clipping และ Valley filling รวมกัน ผลของเป้าหมายนี้สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.3 [9]



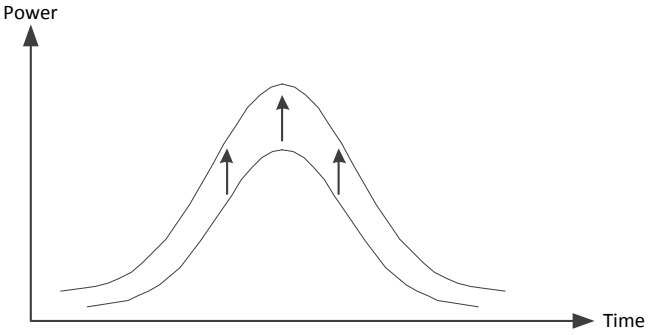
ภาพที่ 2.3 เป้าหมายแบบ Load shifting

4. Strategic conservation คือ การปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าทุกช่วงเวลาลงโดยการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าของอุปกรณ์ไฟฟ้า สามารถลดค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและลดจำนวนโรงไฟฟ้าที่จะต้องสร้างเพิ่มได้ ผลของเป้าหมายนี้สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.4 [9]



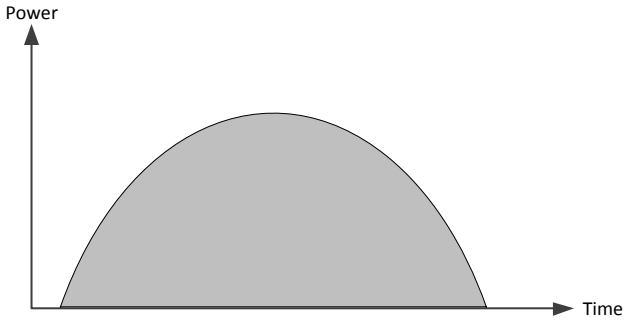
ภาพที่ 2.4 เป้าหมายแบบ Strategic conservation

5. Strategic load growth คือ การเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยการส่งเสริมให้ใช้พลังงานไฟฟ้าทดแทนการใช้พลังงานรูปแบบอื่น สามารถลดค่าไฟฟ้าเฉลี่ยได้โดยการเพิ่มปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต ผลของเป้าหมายนี้สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.5 [9]



ภาพที่ 2.5 เป้าหมายแบบ Strategic load growth

6. Flexible load shape คือ การปรับเปลี่ยนความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามต้องการโดยผู้ใช้ไฟฟ้ายอมรับความเชื่อถือของระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปได้ อาจจูงใจโดยอัตราค่าไฟฟ้าแบบงดจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ (Interrupt Rate) เป็นต้น ผลของเป้าหมายนี้สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.6 [9]



ภาพที่ 2.6 เป้าหมายแบบ Flexible load shape

จะเห็นว่าผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะแตกต่างกันไปตามเป้าหมายที่ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าต้องการ ในการดำเนินการส่งเสริมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจึงต้องกำหนดเป้าหมายที่ต้องการก่อน ทั้งนี้จากการพิจารณาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยพบว่ากำลังผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่นั้นเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง [10] ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้มีต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าค่อนข้างสูงและจำเป็นต้องนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ นอกจากนี้วัตถุประสงค์ในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ายังมีขึ้นเพื่อลดปริมาณกำลังผลิตที่จะต้องก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคต เป้าหมายแบบ Valley filling หรือ Strategic load growth จึงไม่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเพราะจะทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยสูงขึ้นและความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น แนวทางที่เหมาะสมกับประเทศไทยจึงเป็นเป้าหมายแบบ Peak clipping, Load shifting หรือ Strategic conservation ซึ่งมีผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นลดลง

2.2 แบบจำลองของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์ผลและประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นจำเป็นจะต้องสร้างแบบจำลองของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่สามารถใช้ร่วมกันกับแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าและแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่กล่าวถึงในบทถัดไป ทั้งนี้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นจะทำให้รูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไป ผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจึงสามารถนำไปปรับปรุงแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่

พิจารณาผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีเป้าหมายแบบ Peak clipping, Valley filling และ Load shifting สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (2.1) [11]

$$\overline{L(t)} = \begin{cases} P & t \in \Omega \\ L(t) + A & t \in \Psi \end{cases} \quad (2.1)$$

เมื่อ

$$A = a\left[\frac{\sum_{t\in\Omega}(L(t) - P)}{number\ of\ \ off\ peak\ hours, in\ \Psi}\right] \quad (2.2)$$

P คือความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลา peak

$L(t)$ คือความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนปรับปรุง

$\overline{L(t)}$ คือความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ปรับปรุงแล้ว

Ψ คือเซตของช่วงเวลา off peak ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

Ω คือเซตของช่วงเวลา peak ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลง

A คือความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในช่วงเวลา off peak

a คือสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงในช่วงเวลา peak ต่อพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในช่วง off peak ค่าของ a ขึ้นกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วง off peak ของผู้ใช้ไฟฟ้า

สำหรับแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาผลของการจัดการด้านการใช้พลังงานที่มีเป้าหมายแบบ Strategic conservation และ Strategic load growth สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (2.3) [12]

$$\overline{L(t)} = \begin{cases} L(t) + bB & t \in [t_3, t_4] \\ L(t) & t \in others \end{cases} \quad (2.3)$$

เมื่อ

$L(t)$ คือความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนปรับปรุง

$\overline{L(t)}$ คือความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ปรับปรุงแล้ว

B คือกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงระหว่างชั่วโมงที่ t_3 ถึง t_4

b คือ +1 ถ้าเป็นเป้าหมายแบบ Strategic load growth

-1 ถ้าเป็นเป้าหมายแบบ Strategic conservation

สำหรับเป้าหมายแบบ Flexible load shape นั้นมีความไม่แน่นอนสูง ทำให้ไม่สามารถสร้างแบบจำลองได้ จะเห็นได้ว่าแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าเหล่านี้มีค่าแปรตามเวลา ดังนั้นแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าเริ่มต้นที่นำมาพิจารณาจะต้องเป็น Hourly Load Curve เมื่อได้

แบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วจึงนำไปพิจารณารวมกับแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยงต่อไป

2.3 ประโยชน์ของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นเป็นประโยชน์ต่อทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า [1, 6, 13] สามารถจำแนกเป็นหัวข้อได้ดังนี้

ประโยชน์ต่อผู้ผลิตไฟฟ้า

1) ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้โดยการจำกัดความต้องการใช้ไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่รองรับได้โดยระบบไฟฟ้ายังมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์
2) ลดค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าหรือระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติม
3) ลดปัญหาด้านความพอเพียงและการจัดหาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
4) การวางแผนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ทำให้สามารถใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้เต็มประสิทธิภาพ ลดค่าใช้จ่ายจากการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าบ่อยครั้ง
5) ลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า
6) ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า

ประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

1) ประสิทธิภาพของเครื่องใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจะทำให้เครื่องใช้ไฟฟ้าใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยลงในการทำงานเท่าเดิม ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าลดลง
2) สามารถควบคุมการใช้ไฟฟ้าได้ ทำให้ค่าไฟฟ้าลดลงหากควบคุมให้เหมาะสม
3) ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงส่งผลให้ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่าFt) มีค่าต่ำ
4) ผลพลอยได้อื่นๆ เช่น การเปลี่ยนโคมไฟแสงสว่างให้เป็นโคมประสิทธิภาพสูงอาจจะช่วยลดระดับแสงแยงตาได้ เป็นต้น

นอกจากการส่งเสริมการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าประสิทธิภาพสูงและการปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าแล้ว ในอนาคตแนวคิดเรื่องการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ายังมีส่วนร่วมในการดำเนินการของ Smart Grid ซึ่งเป็นรูปแบบของระบบไฟฟ้าอัจฉริยะที่สามารถควบคุมระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละชิ้นในระบบไฟฟ้าให้มีค่าเหมาะสมกับกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ใน

ระบบ ณ เวลาใดๆ โดยผ่านกลไกต่างๆ เช่น การคิดค่าไฟฟ้าตามเวลาจริง (Real-time Pricing) หรือการควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยตรง (Direct Load Control) เป็นต้น [14]

2.4 ปัญหาและข้อจำกัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ปัญหาและข้อจำกัดที่อาจทำให้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าไม่ได้รับความนิยมหรือเป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาเทคโนโลยีหรือแนวคิดที่เกี่ยวข้องกับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า สามารถสรุปได้เป็นหัวข้อดังนี้ [7]

1) ผู้ใช้ไฟฟ้ายังยึดติดกับอุปกรณ์หรือวิธีการเดิม เนื่องจากโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจำเป็นต้องเปลี่ยนอุปกรณ์หรือเปลี่ยนลักษณะการใช้ไฟฟ้า ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบางส่วนไม่พร้อมที่จะเข้าร่วมโครงการ
2) ขาดการวางแผนในระยะยาว โดยมากในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นจะเป็นการส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนอุปกรณ์หรือลักษณะการใช้ไฟฟ้า แต่การส่งเสริมอื่นๆ ในระยะยาว เช่น การออกมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าให้มีประสิทธภาพสูงหรือการส่งเสริมการผลิตอุปกรณ์คุณภาพสูงเพื่อให้ราคาอุปกรณ์ลดลง ยังมีไม่มาก
3) มาตรฐานต่างๆ ที่กำหนดโดยหน่วยงานที่กำกับดูแลด้านพลังงานไม่สอดคล้องกับแนวทางการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ควรดำเนินการ
4) ขาดความร่วมมือระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
5) ขาดเครื่องมือหรือบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถ
6) ขาดข้อมูลเพื่อการประเมินผลที่เพียงพอ ในหลายกรณีค่าการประหยัดที่ได้นั้นเป็นเพียงค่าประมาณ และหลายๆ โครงการที่ดำเนินการไปแล้วได้ค่าการประหยัดจริงต่ำกว่าค่าประมาณการมาก
7) ขาดการดำเนินการอย่างต่อเนื่อง ไม่มีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ หรือขาดวินัยในการดำเนินการ ทำให้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าไม่ได้ผลประหยัดเท่าการประเมินการ

2.5 การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

สำหรับประเทศไทยนั้นการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management, DSM) คือการส่งเสริมการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ (Promotion of Electricity Energy Efficiency) [15] เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าแต่ยังคงผลลัพธ์เดิมของอุปกรณ์ไฟฟ้าเอาไว้โดยการ

ใช้อุปกรณ์ประสิทธิภาพสูง รวมถึงการปรับปรุงแนวทางการใช้ไฟฟ้าเพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการของกิจการไฟฟ้า

โครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยได้เริ่มดำเนินการตั้งแต่ พ.ศ. 2536 ในนามโครงการ “ฉลากประหยัดไฟเบอร์ 5” โดยส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนมาใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งการดำเนินโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นสามารถลดความต้องการกำลังไฟฟ้าได้ 234.3 MW ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 1,570.7 GWh และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง 863,896.6 ตันในปี พ.ศ. 2553 [16] นอกจากนี้ยังมีโครงการเปลี่ยนไฟแสงสว่างบริเวณถนนรองในชนบทของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี พ.ศ. 2540 โดยการเปลี่ยนไฟฟ้าแสงสว่างจากหลอดฟลูออเรสเซนต์ 36 วัตต์ จำนวน 2 หลอด เป็นหลอด High-Pressure Sodium 70 วัตต์ ที่มีประสิทธิภาพทางแสงสูงกว่าจำนวน 275,000 หลอดทั่วประเทศเพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหัวค่ำลง จากการดำเนินการพบว่าโครงการนี้สามารถความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ 4.3 MW และลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้ 17.22 ล้านหน่วยต่อปี [8]

ในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่นั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ดำเนินโครงการอาคารสีเขียว ซึ่งเป็นโครงการที่ให้อาคารที่เข้าร่วมโครงการตรวจสอบการใช้ไฟฟ้าของตนและปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้เพื่อลดค่าใช้จ่าย และการจัดตั้งบริษัทจัดการพลังงาน (Energy Service Company; ESCO) เพื่อให้คำปรึกษาด้านการจัดการการใช้ไฟฟ้ากับผู้ที่สนใจ โดยมีการสนับสนุนทั้งอุปกรณ์และเงินทุนนอกจากนี้ยังมีโครงการอื่นๆ เช่น โครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยวิธีประกวดราคา (DSM Bidding), แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี [17] รวมถึงมาตรฐานและกฎหมายเกี่ยวกับอาคารต่างๆ

ในอนาคตนั้นประเทศไทยมีแผนที่จะลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากเดิมโดยการส่งเสริมการใช้งานอุปกรณ์ประสิทธิภาพสูงและการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนภายในอาคารตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2553) ซึ่งศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานของประเทศไทยในปีพ.ศ. 2573 นั้นประเทศไทยมีความสามารถในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ถึง 86,150 ล้านหน่วย ซึ่งมาจากกลุ่มอุตสาหกรรม 33,500 ล้านหน่วย, กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดใหญ่ 27,420 ล้านหน่วย และกลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็กและบ้านอยู่อาศัย 25,230 ล้านหน่วย [17] ซึ่งเป้าหมายที่ตั้งไว้ตามแผนมีค่าต่ำกว่าค่าศักยภาพเล็กน้อย

2.6 ตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดและสมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณาของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่กล่าวถึงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่นำมาพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า, การใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 และการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้

2.6.1 การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า

อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulator) เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยปรับลดระดับแรงดันไฟฟ้าและรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าเหมาะสม [18] โดยจะติดตั้งอยู่ระหว่างหม้อแปลงไฟฟ้าด้านแรงดันต่ำและตู้จ่ายไฟฟ้าหลัก (MDB) สามารถลดค่าไฟฟ้าได้ถึงร้อยละ 15- 20 โดยมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 2 ปี [18-19] ถือเป็นการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีเป้าหมายแบบ Strategic conservation

2.6.1.1 หลักการทำงานของอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า

เครื่องใช้ไฟฟ้าทุกชนิดจะมีค่าพิกัดการทำงานของเครื่องกำกับอยู่ โดยเครื่องใช้ไฟฟ้าจะทำงานได้เต็มกำลังเมื่อได้รับแรงดันไฟฟ้าที่ตรงตามค่าที่กำหนดไว้ นั่นคือ 220 โวลต์สำหรับประเทศไทย แต่ในความเป็นจริงแรงดันไฟฟ้าที่หม้อแปลงไฟฟ้าด้านแรงดันต่ำมักจะมีค่าสูงกว่าค่าพิกัดของเครื่องใช้ไฟฟ้าเล็กน้อย (416/240 โวลต์สำหรับพื้นที่ กฟน. หรือ 400/230 โวลต์ สำหรับพื้นที่ กฟภ.) [20] เพื่อป้องกันปัญหาแรงดันตกที่ปลายสายหรือแรงดันตกเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง แรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่าค่าพิกัดเล็กน้อยนี้ทำให้เครื่องใช้ไฟฟ้าประเภทความต้านทานคงที่ (Constant Impedance) ได้รับแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าค่าพิกัด จึงทำงานเกินกำลังและกินกำลังไฟฟ้าเกินกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การปรับลดระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าที่เหมาะสมจะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่เครื่องใช้ไฟฟ้าได้รับมีค่าเหมาะสม นั่นคือตรงตามพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานเต็มกำลังพอดี และกินกำลังไฟฟ้าพอดีอย่างที่ควรจะเป็น

ตัวอย่างผลประหยัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นสามารถแสดงได้โดยกำหนดให้แรงดันไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมมีค่าเท่ากับ 400 โวลต์ (ระบบ 3 เฟส) โดยหลังจากการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้ามีค่าลดลงเป็น 380 โวลต์ (แรงดันไฟฟ้าระหว่างสายลดลงร้อยละ 5) กำหนดให้ความต้านทานของผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าคงที่เท่ากับ 1 โอห์ม ค่ากำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการที่ (2.4)

$$P = \frac{V_{l-l}^2}{R} \quad (2.4)$$

เมื่อ

P คือกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า

V_{l-l}^2 คือแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย

R คือความต้านทานของผู้ใช้ไฟฟ้า

จากสมการที่ (2.4) สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ดังที่แสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ตัวอย่างการคำนวณผลประหยัดของอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน

กรณี	แรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย(โวลต์)	ความต้านทาน (โอห์ม)	กำลังไฟฟ้า
ก่อนติดตั้ง	400	1	$P = \frac{V_{l-l}^2}{R} = \frac{400^2}{1} = 160{,}000\ W$
หลังติดตั้ง	380	1	$P = \frac{V_{l-l}^2}{R} = \frac{380^2}{1} = 144{,}400\ W$

$$\text{ผลประหยัด} \quad = \frac{160{,}000 - 144{,}400}{160{,}000} = \frac{15{,}600}{160{,}000} = 0.098$$

จากตัวอย่างในตารางที่ 2.1 จะเห็นว่าการลดแรงดันไฟฟ้าระหว่างสายลงร้อยละ 5 นั้น สามารถลดกำลังไฟฟ้าของอุปกรณ์ไฟฟ้าลงได้ถึงร้อยละ 9.8 นอกจากผลประหยัดจากการลดแรงดันไฟฟ้าแล้ว การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้ายังช่วยปรับแรงเคลื่อนเหนี่ยวนำของไฟฟ้าให้สมดุลระหว่างด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากับด้านโหลด [18] และช่วยลดระดับฮาร์โมนิค [18] ในกระแสไฟฟ้าได้ ซึ่งคุณสมบัติเหล่านี้สามารถเพิ่มผลประหยัดได้อีกร้อยละ 4-5 โดยประมาณ ทั้งนี้จากตัวอย่างการดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า [19] จะพบว่าการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้พลังงานลงได้สูงกว่าร้อยละ 10

2.6.1.2 **สมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณา**

สมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กรณีที่มีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า มีดังนี้

1) อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้านี้มีพิกัดกำลังอยู่ที่ 2,000 kVA .ใช้กับกิจการขนาดใหญ่เท่านั้น

2) อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าในกลุ่มแสงสว่างและความร้อน มีความต้านทานคงที่
3) อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงร้อยละ 10 ตลอดระยะเวลาการใช้งาน
4) อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้ามีอายุการใช้งาน 10 ปี
5) อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้ามีค่าลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ 3.6 ล้านบาทต่อชุด [19]
6) อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าไม่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาตลอดช่วงอายุการใช้งาน

2.6.2 การใช้หลอด T5 ทดแทนหลอด T8

หลอด T5 คือหลอดฟลูออเรสเซนต์ขนาดเล็กเส้นผ่าศูนย์กลาง 5 หุน ที่ใช้งานร่วมกับบัลลาสต์อิเล็กทรอนิกส์ซึ่งในปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนมาใช้แทนหลอดฟลูออเรสเซนต์ T8 ร่วมกับบัลลาสต์แกนเหล็ก โดยหลอด T5 นี้มีประสิทธิภาพสูงกว่าหลอด T8 นั่นคือกินกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า สามารถใช้ทดแทนหลอด T8 ได้แบบ 1 ต่อ 1 ถือเป็นการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีเป้าหมายแบบ Strategic conservation

2.6.2.1 หลักการทำงาน

หลอด T5 สามารถช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงได้หากนำมาใช้แทนหลอด T8 ข้อมูลเปรียบเทียบระหว่างหลอด T8 และหลอด T5 แสดงในตารางที่ 2.2 [21]

ตารางที่ 2.2 ข้อมูลเปรียบเทียบระหว่างหลอด T8 และหลอด T5

ข้อมูล	หลอด T8	หลอด T5 (เบอร์ 5)
ขนาด	ยาว 1,199 mm Ø26 mm (8 หุน)	ยาว 1,149 mm Ø16 mm (5 หุน)
ขั้วหลอด	G13	G5
กำลังไฟฟ้าเข้า (รวมบัลลาสต์)	45 - 46 W	≤ 31 W
อายุการใช้งาน(ชั่วโมง)	8,000 – 20,000	≥15,000
ประสิทธิภาพแสง (lm/W)	75 – 89	≥ 95
ปริมาณแสง (lm)	2,600 – 3,300	≥ 2,600
ค่าดำรงลูเมนที่ 2,000 ชั่วโมง	88 %	≥92 %

จาก ตารางที่ 2.2 จะเห็นว่า การเปลี่ยนจากหลอด T8 เป็นหลอด T5 สามารถทดแทนได้แบบ 1 ต่อ 1 เนื่องจากทั้งหลอด T8 และหลอด T5 ต่างให้ปริมาณแสงเท่ากัน ซึ่งลดการใช้ไฟฟ้าได้สูงสุดถึง 15 W ต่อการเปลี่ยน 1 ชุด คิดเป็นร้อยละ 32.61 ของกำลังไฟฟ้าของหลอด T8 นอกจากนี้หลอด T5 ยังมีอัตราการคงแสงสว่างไว้ตลอดอายุการใช้งานสูงกว่าหลอด T8 ด้วย ทั้งนี้หากเปลี่ยนหลอดและบัลลาสต์โดยใช้ชุดโคมเดิมจะมีระยะเวลาเวลาคืนทุนประมาณ 2-3 ปี ขึ้นกับเงินลงทุนที่ใช้ในการเปลี่ยนอุปกรณ์และการใช้งาน [21]

จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 [10] ได้มีการระบุความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงเนื่องจากการใช้หลอด T5 ทดแทนหลอด T8 ดังที่แสดงในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 กำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจากการใช้หลอด T5 ทดแทนหลอด T8 [10]

ปี	กำลังไฟฟ้าที่ลดลง (MW)	พลังงานที่ลดลง (GWh)
2010	43	210
2011	129	629
2012	215	1,049
2013	344	1,678
2014	473	2,307
2015	584	2,852
2016	498	2,433
2017	369	1,804
2018	198	965
2019	240	1,170

จากตารางที่ 2.3 หากกำหนดให้หลอดฟลูออเรสเซนต์ทุกหลอดมีรูปแบบการใช้งานเหมือนกัน สามารถคำนวณหาองค์ประกอบการใช้ประโยชน์ (Utilization Factor, UF) ของหลอด T5 ที่นำไปใช้แทนหลอด T8 ได้โดยใช้สมการที่ (2.5) ดังนี้

$$UF = \frac{E}{P \times 8760} \times 100 \qquad (2.5)$$

เมื่อ

UF คือองค์ประกอบการใช้ประโยชน์

E คือพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง

P คือกำลังไฟฟ้าที่ลดลง

จากสมการที่ (2.5) สามารถคำนวณองค์ประกอบการใช้ประโยชน์ของหลอด T5 ที่นำไปใช้แทนหลอด T8 ได้ดังที่แสดงในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 การคำนวณองค์ประกอบการใช้ประโยชน์ของหลอด T5

ปี	กำลังไฟฟ้าที่ลดลง (MW)	พลังงานที่ลดลง (GWh)	UF (%)
2010	43	210	55.75
2011	129	629	55.66
2012	215	1,049	55.70
2013	344	1,678	55.68
2014	473	2,307	55.68
2015	584	2,852	55.75
2016	498	2,433	55.77
2017	369	1,804	55.81
2018	198	965	55.64
2019	240	1,170	55.65

จากตารางที่ 2.4 จะเห็นว่าองค์ประกอบการใช้ประโยชน์ของหลอด T5 ในแต่ละปีมีค่าใกล้เคียงกัน และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 55.71 หากกำหนดให้ระยะเวลา 1 ปีมีทั้งสิ้น 8,760 ชั่วโมง จะได้ระยะเวลาที่หลอด T5 ทำงานในช่วงเวลา 1 ปีเท่ากับ 4,880 ชั่วโมงต่อปี หรือประมาณ 13 ชั่วโมงต่อวัน ดังที่แสดงในสมการที่ (2.6) และ (2.7)

$$Working\ hour\ per\ year = \frac{55.65}{100} \times 8{,}760 = 4{,}880\ hr/year \quad (2.6)$$

$$Working\ hour\ per\ day = \frac{4{,}800}{365} = 13.37\ hr/day \quad (2.7)$$

2.6.2.2 **สมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณา**

สมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กรณีที่มีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยการใช้หลอด T5 ทดแทนหลอด T8 มีดังนี้

1) การใช้หลอด 1 ชุด ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ 15 วัตต์
2) กำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมคือผู้ใช้ไฟฟ้าในกลุ่มห้างร้านและโรงงานอุตสาหกรรมซึ่งมีการใช้งานหลอดฟลูออเรสเซนต์ทุกวัน วันละ 13 ชั่วโมงต่อวัน โดยมีช่วงเวลาใช้งานตั้งแต่ 8:00 น. ถึง 21:00 น.
3) ค่าใช้จ่ายในการใช้หลอด 1 ชุดเท่ากับ 220 บาท [22]
4) เปลี่ยนทดแทนอุปกรณ์ที่หมดอายุ ไม่มีราคาซากของอุปกรณ์ที่ถูกเปลี่ยน
5) อายุการใช้งานของหลอด 1 ชุดที่เปลี่ยนแล้วเท่ากับ 4 ปี (ประมาณ 20,000 ชั่วโมง)
6) ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาตลอดอายุการใช้งาน

2.6.3 **การคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้**

การคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้ (Time of Use, TOU) คือการส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหันมาใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำ (off-peak) แทนการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง (peak) โดยการกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าให้แตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลา เช่น กำหนดให้พลังงานไฟฟ้าในช่วง off-peak มีค่าต่ำกว่าพลังงานไฟฟ้าในช่วง peak เพื่อจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหันมาใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วง off-peak ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วง peak ลง เป็นการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีเป้าหมายแบบ Load shifting

2.6.3.1 **หลักการทำงาน**

เนื่องจากต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วงเวลา peak มักจะมีค่าสูงกว่าช่วงเวลา off-peak เนื่องจากในระบบไฟฟ้านั้นประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายชนิด ใช้เชื้อเพลิงที่แตกต่างกันไป ราคาต้นทุนค่าไฟฟ้าของแต่ละเครื่องก็แตกต่างกัน ในช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำ ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าก็สามารถเลือกใช้งานเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าพลังงานต่ำ เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า แต่ในช่วงเวลา peak เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายทั้งหมดจะถูกใช้งานเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีค่าสูงใกล้เคียงกับกำลังผลิตที่มีอยู่ในขณะนั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าสูงก็จะถูกใช้งานด้วย เป็นผลให้ต้นทุนค่าพลังงานเฉลี่ยมีค่าสูงกว่าช่วงเวลา off-peak ทั้งนี้หากสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลงได้โดยที่

ความต้องการพลังงานไฟฟ้ามีค่าเท่าเดิม ก็จะทำให้ค่า load factor ของระบบไฟฟ้ามีค่าดีขึ้นด้วยเช่นกัน

การดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยวิธีนี้มีข้อดีคือไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนหรือติดตั้งอุปกรณ์ใดๆ เพิ่มเติม ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจึงมีค่าต่ำ เพียงแต่ปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่านั้น แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจจะไม่สะดวกที่จะทำตามเนื่องจากข้อจำกัดในการใช้ไฟฟ้าที่ขึ้นกับรูปแบบของผู้ใช้ไฟฟ้า

2.6.3.2 **สมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณา**

สมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กรณีที่มีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งานมีดังนี้

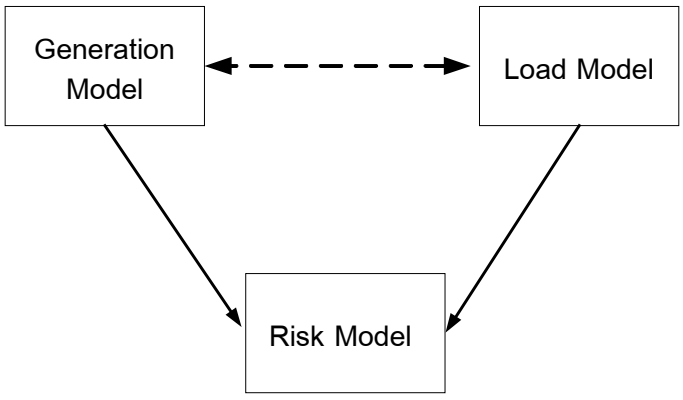
1) พิจารณาเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่
2) ช่วงเวลา peak คือตั้งแต่เวลา 9:00 น. ถึง 22:00 น. [23]
3) ช่วงเวลา off-peak คือตั้งแต่เวลา 22:00 น. ถึง 9:00 น. [23]
4) เปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าโดยการเลื่อนเวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าหนึ่งไปจากเดิม8 และ 13 ชั่วโมง เปรียบเทียบกัน
5) ไม่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งหรือเปลี่ยนอุปกรณ์
6) ไม่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการหรือบำรุงรักษา

บทที่ 3

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการสร้างแบบจำลองความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อวางแผนพัฒนาระบบไฟฟ้านั้นจะใช้การประเมินความเชื่อถือได้ในระยะยาว นั่นคือการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากแบบจำลองความเชื่อถือได้โดยกำลังผลิตทั้งหมดของระบบจะต้องรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่อาจสูงกว่าค่าพยากรณ์ได้อย่างเพียงพอเมื่อคำนึงถึงผลกระทบจากการหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงและเหตุขัดข้องที่อาจเกิดขึ้น ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระยะยาวนั้นจะไม่พิจารณาระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า แต่จะมองว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดเชื่อมต่อกันที่จุดเดียว

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้รับการยอมรับและใช้กันอย่างแพร่หลายได้แก่ กำลังการผลิตสำรอง (Reserve Margin), โอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation, LOLE) และค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (Expected Energy Not Supplied, EENS) โดยในการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้จะเริ่มจากการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าจากรูปแบบการใช้ไฟฟ้าและการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า จากนั้นจึงนำแบบจำลองทั้งสองมาพิจารณาร่วมกันเพื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยงขึ้น ดังภาพที่ 3.1 [24] โดยวิธีการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า, แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า, และแบบจำลองความเสี่ยงจะอธิบายในหัวข้อถัดไป

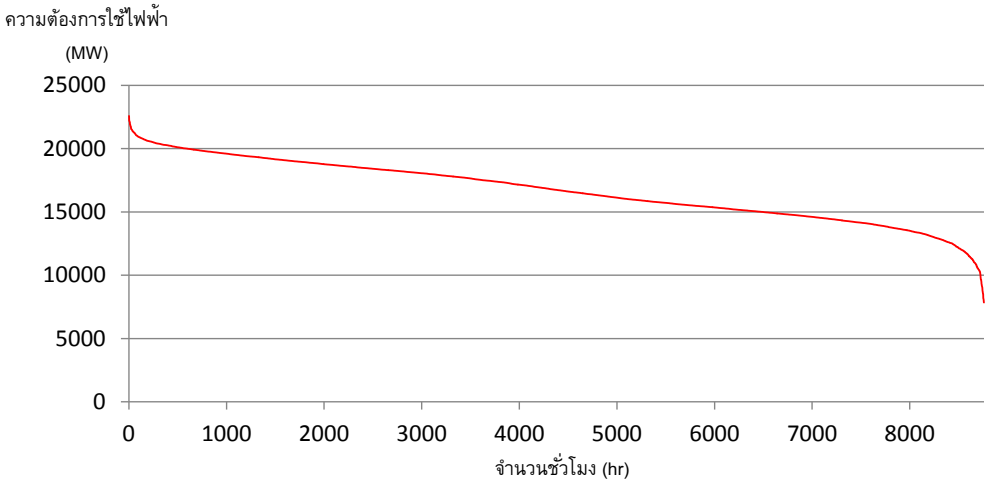


ภาพที่ 3.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า [24]

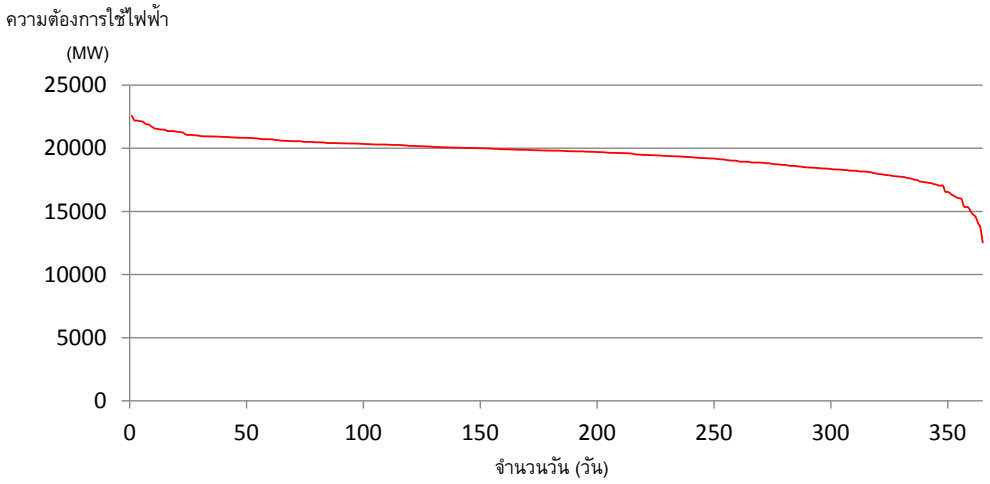
3.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

3.1.1 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าคือเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load Duration Curve) ข้อมูลที่แสดงใน Load Duration Curve นั้นประกอบไปด้วยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าและระยะเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าค่านั้นๆ คงอยู่ในระบบไฟฟ้า และพื้นที่ใต้เส้นกราฟของ Load Duration Curve นั้นแสดงความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา โดยอาจจะเป็น 1 เดือน หรือ 1 ปี ตัวอย่างของ Load Duration Curve รายชั่วโมงและรายวันแสดงในภาพที่ 3.2 และ ภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.2 Load Duration Curve รายชั่วโมง



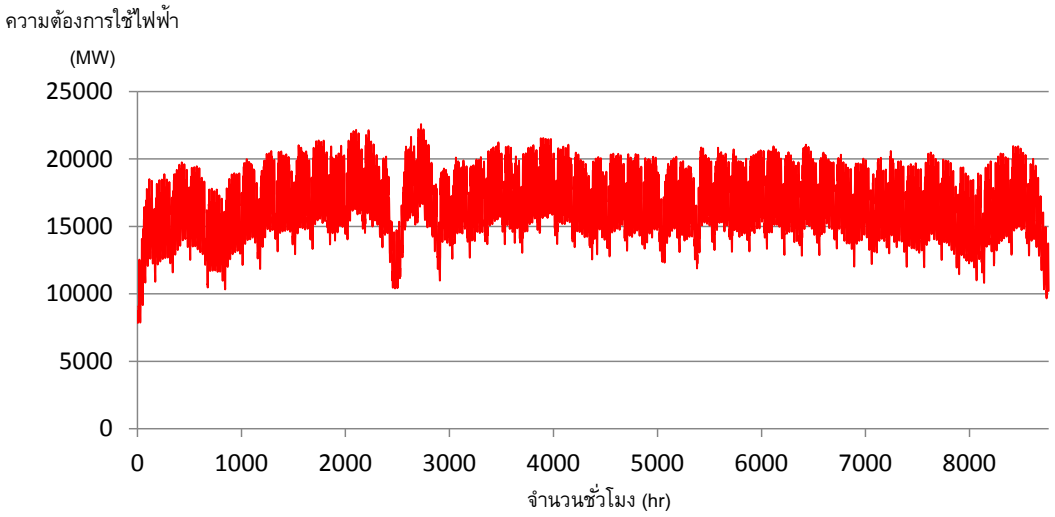
ภาพที่ 3.3 Load Duration Curve รายวัน

ในการสร้าง Load Duration Curve ของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้นจะเริ่มต้นจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งข้อมูลที่ได้จากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้นได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) และความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand) ตัวอย่างข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 (PDP 2010) [10] แสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจาก PDP 2010 [10]

ปี พ.ศ.	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)
2554	24,697	160,960
2555	26,128	168,678
2556	27,532	176,680
2557	28,814	185,759
2558	30,047	194,076

ข้อมูลอีกชนิดที่จำเป็นในการสร้าง Load Duration Curve คือความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงใน 1 ปี เพื่อใช้เป็นข้อมูลฐานในการสร้างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต โดยกำหนดสมมติฐานว่ารูปแบบการใช้ไฟฟ้าในอนาคตจะเหมือนกับปัจจุบัน แต่ขนาดจะสูงขึ้นเป็นสัดส่วนกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ใช้เป็นปีฐานสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในปี พ.ศ. 2550 แสดงในภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงปี พ.ศ. 2550

เมื่อได้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วจึงคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคตตามขั้นตอนดังที่แสดงในภาพที่ 3.5 และสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

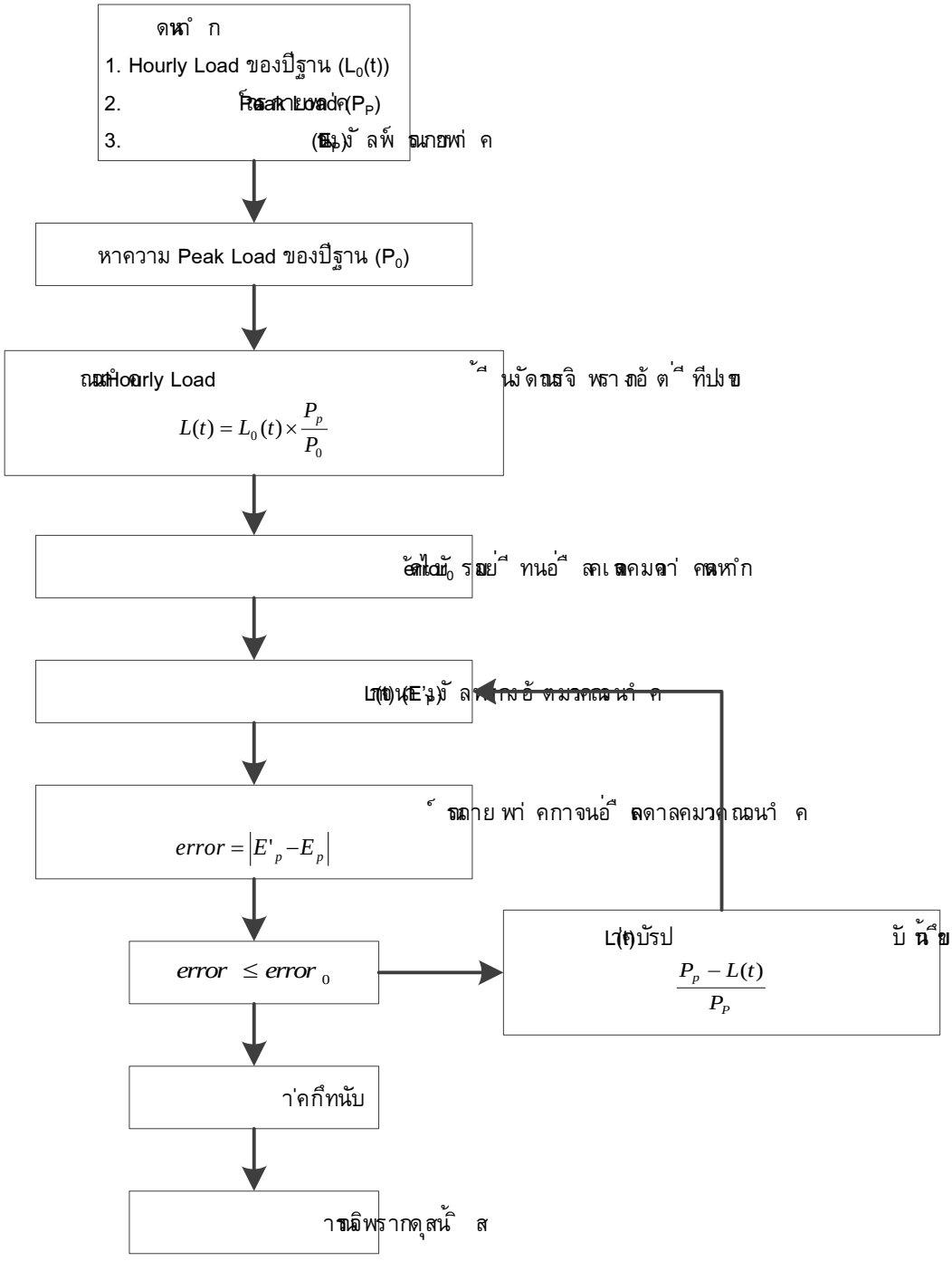
ขั้นที่ 1 เทียบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีฐานกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปีฐาน

ขั้นที่ 2 คูณด้วยค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปีที่ต้องการพิจารณา

ขั้นที่ 3 ปรับพลังงานของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่คูณแล้วให้เท่ากับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า โดยให้ค่าเปลี่ยนแปลงแปรตามความแตกต่างกับกำลังความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เพื่อไม่ให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเปลี่ยนแปลง

ขั้นที่ 4 บันทึกผล และสิ้นสุดการคำนวณ

เมื่อดำเนินการตามขั้นตอนที่กล่าวมาแล้วจะได้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีที่ต้องการพิจารณา ซึ่งสามารถนำไปใช้หักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบต่างๆ จากนั้นจึงเรียงลำดับใหม่ให้กลายเป็น Load Duration Curve เพื่อให้เป็นแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อไป



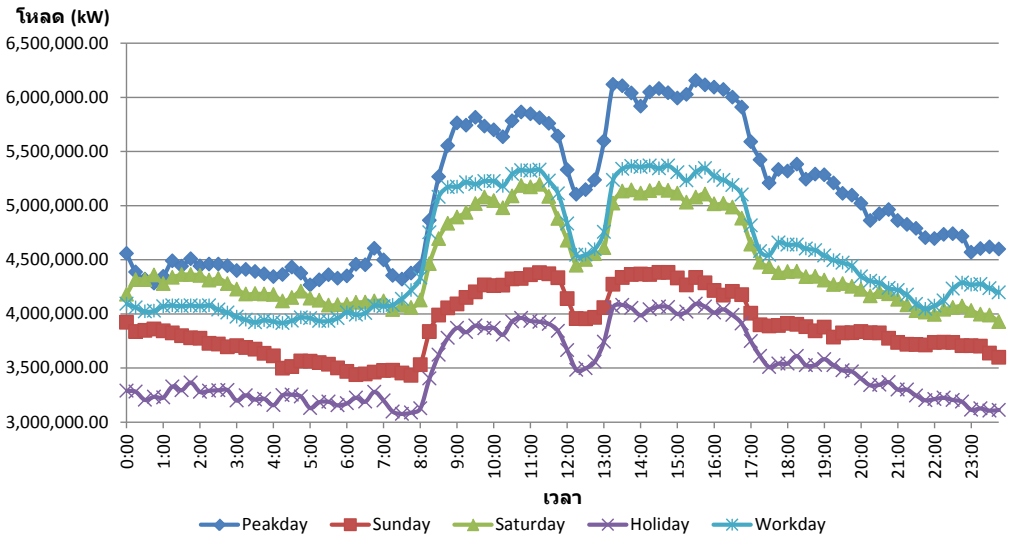
ภาพที่ 3.5 ขั้นตอนการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าพยากรณ์

3.1.2 ลักษณะโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีการพิจารณาถึงมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้งานในผู้ใช้ไฟฟ้ารายประเภท จึงจำเป็นต้องพิจารณาถึงลักษณะโหลดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อให้สามารถสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทก่อนและ

หลังการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า และพิจารณาผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า รวมถึงประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าได้

ในการสร้างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายนั้นจะเริ่มจากการรวบรวมข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้รวบรวมไว้ ตัวอย่างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ ในเดือนธันวาคม พ.ศ. 2552 แสดงในภาพที่ 3.6 [25]



ภาพที่ 3.6 ตัวอย่างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

จากภาพที่ 3.6 จะเห็นว่าข้อมูลที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครวบรวมนั้นเป็นความต้องการใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาทีของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ทั้งหมดใน 1 วัน ในแต่ละเดือน โดยข้อมูลใน 1 เดือนจะประกอบไปด้วยตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้าของวันต่างๆ ดังนี้

1) วันที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือนนั้น
2) วันเสาร์
3) วันอาทิตย์
4) วันหยุดนักขัตฤกษ์
5) วันทำงาน

นอกจากลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทก็เป็นอีกข้อมูลหนึ่งที่จำเป็นต้องใช้ในการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงในปี พ.ศ. 2554 แสดงใน [26-27]

ตารางที่ 3.2 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ปี พ.ศ. 2554 [26-27]

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	กฟภ. (ราย)	กฟน. (ราย)	รวม (ราย)
บ้านอยู่อาศัย	14,525,698	2,585,233	17,110,931
กิจการขนาดเล็ก	1,118,315	486,478	1,604,793
กิจการขนาดกลาง	43,150	19,084	62,234
กิจการขนาดใหญ่	4,621	1,968	6,589
กิจการเฉพาะอย่าง	8,302	2,528	10,830
ส่วนราชการ และองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	128,672	11,322	139,994
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	3,766	0	3,766

เมื่อได้รูปแบบการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแล้วจึงสร้างลักษณะความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายโดยพิจารณาร่วมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงของทั้งประเทศ ภายใต้สมมติฐาน ดังนี้

1) ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายในประเภทนั้นๆ มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าเหมือนกัน
2) ละเลยข้อมูลวันหยุดนักขัตฤกษ์ และวันที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือนนั้น

กระบวนการคำนวณหาลักษณะความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงในภาพที่ 3.7 และสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 เปรียบเทียบข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทภายใน 1 ชั่วโมง เพื่อหาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมง

ขั้นที่ 2 นำข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละเดือนมาจัดลำดับเพื่อสร้างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งปี โดยให้วันเริ่มต้นตรงกับวันเริ่มต้นของปีที่ พ.ศ. 2550 ซึ่งเป็นปีของข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงฐาน

ขั้นที่ 3 ทำการพิจารณารายชั่วโมง โดยคำนวณผลรวมของความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในชั่วโมงแรก (S(hr))

ขั้นที่ 4 คำนวณผลต่างระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศชั่วโมงแรกกับค่า S(hr) (D(hr))

ขั้นที่ 5 คำนวณหาสัดส่วนของความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเทียบกับค่า S(hr) (R(i,hr))

ขั้นที่ 6 ปรับปรุงความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทโดยใช้สมการที่ (3.1)

$$L'(i,hr) = L(i,hr) + [D(hr) \times R(i,hr)] \quad (3.1)$$

เมื่อ

$L'(i,hr)$ คือความต้องการใช้ไฟฟ้าประเภท i ชั่วโมงที่ hrที่ปรับปรุงแล้ว

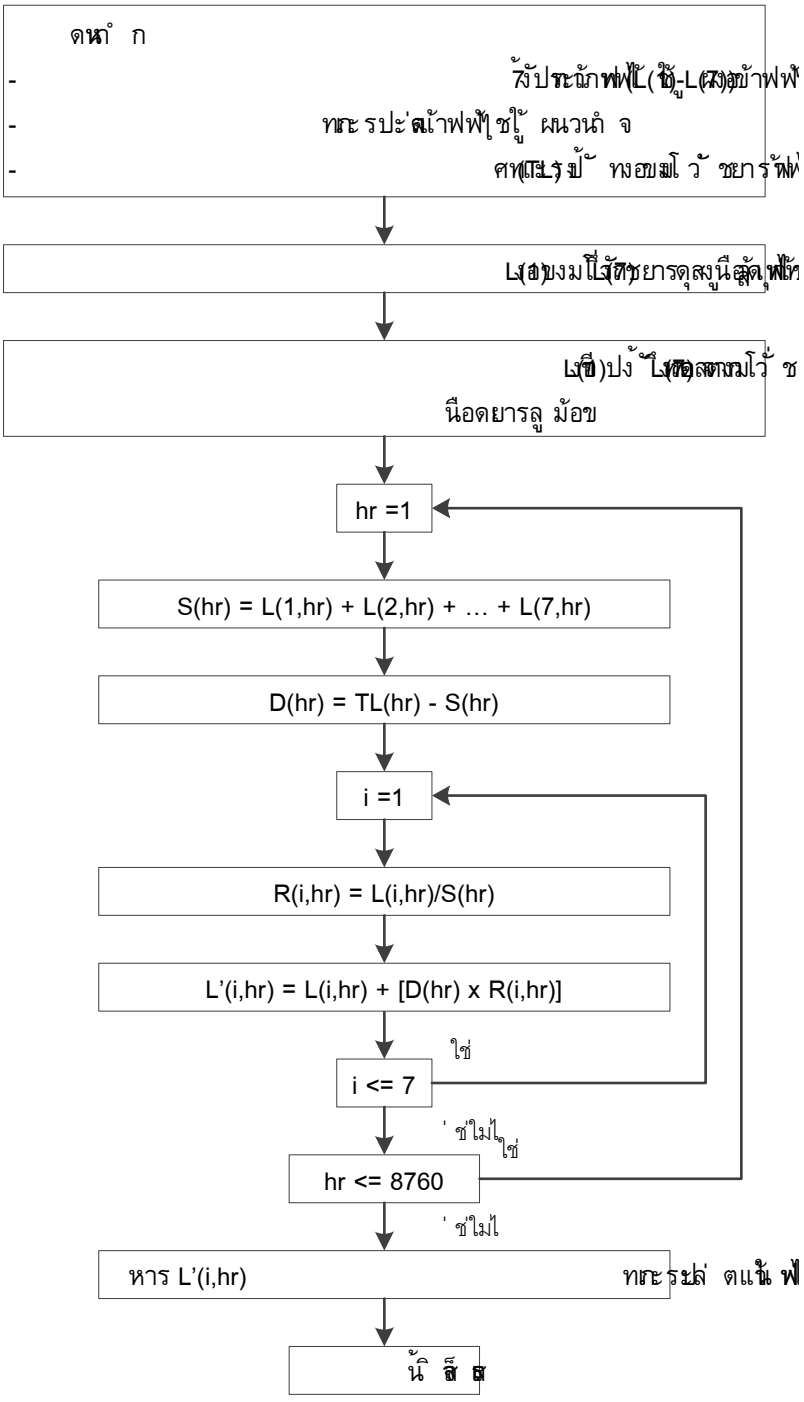
$L(i,hr)$ คือความต้องการใช้ไฟฟ้าประเภท i ชั่วโมงที่ hrก่อนปรับปรุง

$D(hr)$ คือผลต่างระหว่าง Load ทั้งประเทศกับผลรวมของ Load แต่ละประเภทในชั่วโมงที่ hr

$R(i,hr)$ คือสัดส่วนของ Load แต่ละประเภทกับผลรวมของ Load แต่ละประเภทในชั่วโมงที่ hr

ขั้นที่ 7 ทำซ้ำขั้นตอนที่ 3 ถึง 6 จนครบ 8,760 ชั่วโมง

ขั้นที่ 8 หาร $L'(i,hr)$ด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในประเภทนั้นๆ



ภาพที่ 3.7 ขั้นตอนการคำนวณหาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย

ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายที่ได้จากกระบวนการนี้จะนำไปใช้ในการพิจารณาผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีต่อการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป

3.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า

การพัฒนาแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าในระยะยาวนั้น เราต้องใช้ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดที่ติดตั้งอยู่หรือคาดว่าจะติดตั้งเพิ่มเติมเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยข้อมูลที่จำเป็นนั้นจะต้องละเอียดถึงระดับข้อมูลประจำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งอย่างน้อยต้องประกอบด้วย ขนาด ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละชนิดนั้นมีเงื่อนไขในการผลิตไฟฟ้าแตกต่างกัน ในการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจึงต้องแยกชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามข้อมูลและผลกระทบต่อระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งสามารถแยกได้เป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

3.2.1 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล

เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ไม่ได้ถูกควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แต่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าตามความพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเอง นั่นคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้เท่าไหร่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตก็จะรับซื้อและนำไปรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งการจ่ายกำลังไฟฟ้าอาจคงที่ตลอดเวลาหรือไม่คงที่ก็ได้ขึ้นกับความพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความพร้อมของแหล่งเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้มักจะมีค่าองค์ประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Plant Factor) ซึ่งเป็นร้อยละของพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตต่อพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้ใน 1 ปี ดังสมการที่ (3.2)

$$\text{Plant Factor} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้}}{\text{กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า} \times 8760} \times 100 \qquad (3.2)$$

แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มนี้จะมองเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเทียบเท่าที่จ่ายพลังงานใน 1 ปีได้เท่ากับตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง โดยจ่ายกำลังคงที่ตลอด 8,760 ชั่วโมงใน 1 ปี ซึ่งกำลังผลิตเทียบเท่านี้สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.3) และพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายได้สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.4)

$$\text{กำลังผลิตเทียบเท่า (MW)} = \frac{\text{กำลังผลิตจริง} \times \text{Plant Factor}}{100} \qquad (3.3)$$

$$\text{Plant Factor} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้}}{\text{กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า} \times 8760} \times 100 \qquad (3.4)$$

เมื่อได้กำลังผลิตเทียบเท่าแล้วจะนำกำลังผลิตเทียบเท่านี้ไปหักลบกับ Hourly Load Curve แล้วนำ Hourly Load Curve นี้ไปใช้ในการคำนวณต่อไป

3.2.2 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอ่างเก็บน้ำนั้น เนื่องจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตได้นั้นขึ้นกับระดับน้ำและปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้จึงไม่สามารถที่จะเดินเครื่องเต็มกำลังตลอดทั้งปีได้ แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำจึงเป็นแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน (Energy-Limited Unit) [28] นั่นคือพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้ต่อปีมีค่าจำกัด และมักจะถูกใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าเฉพาะช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานนั้นต้องใช้ข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ตารางที่ 3.3 แสดงตัวอย่างข้อมูลของเขื่อนภูมิพลที่มีกำลังผลิต 779.2 MW ในเดือนตุลาคมซึ่งข้อมูลที่จะเป็นนั้นประกอบด้วยค่าพลังงานที่สามารถจ่ายได้คู่กับค่าความน่าจะเป็นสะสมในการจ่ายพลังงานค่านั้นๆ

ตารางที่ 3.3 ความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน

ลำดับที่	พลังงานไฟฟ้า (MWh)	ความน่าจะเป็นสะสม
1	265,208.94	1.00
2	417,674.10	0.70
3	579,724.80	0.00

เมื่อได้ข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้วจึงสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน โดยการนำข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าใน Load Duration Curve ซึ่งส่วนใหญ่จะตัดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีค่าสูงๆ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้มักจะใช้เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง โดยการลดระยะเวลาที่จะเกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงตามสมการที่ (3.5) [28]

$$D(L) = \sum_{i=1}^{N} d_i(L) \times P_i \qquad (3.5)$$

เมื่อ

$D(L)$ คือระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L หลังจากหักลบกำลังผลิตแล้ว

N คือจำนวนระดับกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

C_i คือกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ i

P_i คือความน่าจะเป็นที่กำลังผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า C_i

$d_i(L)$ คือระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L จาก Load Duration Curve เมื่อหักลบกำลังผลิต C_i MW

Load Duration Curve ที่ได้จากสมการที่ (3.5) คือ Load Duration Curve ที่หักลบผลของกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ยังต้องคำนึงถึงผลของความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานโดยใช้สมการที่ (3.6) [4]

$$\mathrm{D(L)} = d_c(L) \times P[E(L)] + d_o(L) \times \{1 - P[E(L)]\} \tag{3.6}$$

เมื่อ

$D(L)$ คือระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L หลังพิจารณาผลของความน่าจะเป็น

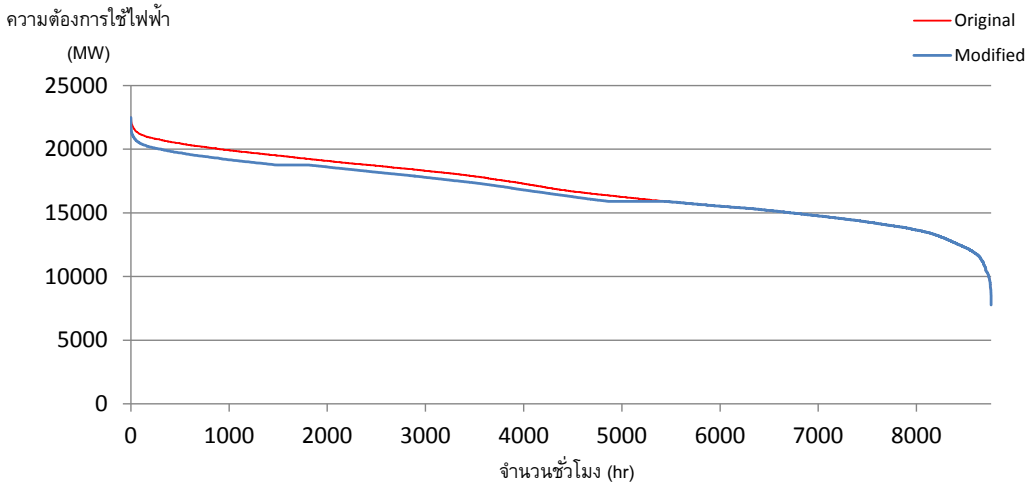
$d_c(L)$ คือระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L หลังจากหักลบกำลังผลิตแล้ว

$d_o(L)$ คือระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L ก่อนหักลบกำลังผลิต

$E(L)$ คือพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่ากับหรือสูงกว่า L MW

$P[E(L)]$ คือความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายพลังงานสูงกว่า $E(L)$

เมื่อพิจารณาผลของความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานแล้ว Load Duration Curve ที่ได้จากสมการที่ (3.6) นั้นจะเป็น Load Duration Curve ที่หักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานแล้ว สามารถนำไปใช้เป็นแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อประเมินผลความเชื่อถือได้ของระบบต่อไป ตัวอย่างของ Load Duration Curve ก่อนและหลังถูกหักลบด้วยผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล ที่มีกำลังผลิต 779.2 MW และมีค่า FOR = 3.58 แสดงในภาพที่ 3.8 จะเห็นว่าส่วนที่โดนหักลบไปนั่นคือส่วนของ Load Duration Curve เฉพาะช่วงที่มีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

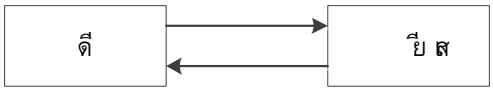


ภาพที่ 3.8 ตัวอย่าง Load Duration Curve ก่อนและหลังหักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

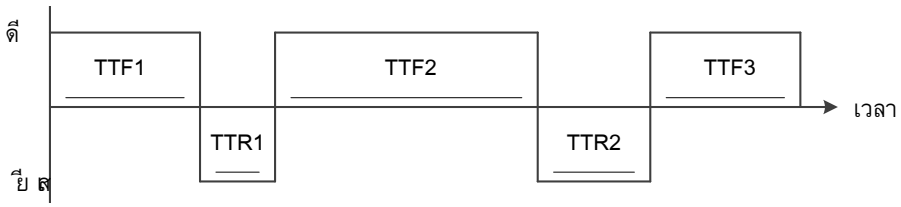
3.2.3 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา

คือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สมมติให้มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา และเหตุขัดข้องที่ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เกิดจากเหตุขัดข้องของตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเองเท่านั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ และสัญญาการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้จะต้องมีการเก็บข้อมูลสถิติการทำงานเพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้

ค่าสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ได้มาจากการเก็บข้อมูลสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยอาศัยแบบจำลองการทำงานที่กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามี 2 สถานะการทำงาน คือ “ดี” และ “เสีย” ดังภาพที่ 3.9 [29] แล้วทำการเก็บข้อมูลระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องนั้นๆ อยู่ในสถานะดีหรือเสียตลอดอายุการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจำนวนครั้งที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะดีหรือเสีย แสดงผลดังภาพที่ 3.10



ภาพที่ 3.9 แบบจำลองการทำงานแบบ 2 สถานะ [29]



ภาพที่ 3.10 ข้อมูลสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [29]

เมื่อ

TTF_i คือระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” ซึ่งสามารถทำงานได้ในครั้งที่ i

$(TTR_i$ คือระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” ซึ่งแสดงถึงระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ครั้งที่ i

ทั้งนี้ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะเสียนั้นจะพิจารณาเฉพาะการเสียเนื่องจากเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมายเท่านั้น จากภาพที่ 3.10 จะเห็นว่าช่วงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” และในสถานะ “เสีย” แต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน โดยสามารถหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” และในสถานะ “เสีย” ได้โดยใช้สมการที่ (3.7)

$$\mathrm{MTTF} = \frac{\mathrm{TTF_1} + \mathrm{TTF_2} + \mathrm{TTF_3} + \cdots + \mathrm{TTF_n}}{n}$$
$$\mathrm{MTTR} = \frac{\mathrm{TTR_1} + \mathrm{TTR_2} + \mathrm{TTR_3} + \cdots + \mathrm{TTR_n}}{n} \quad (3.7)$$

เมื่อ

n คือจำนวนครั้งที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” หรือ “เสีย” ซึ่งอาจมีค่าไม่เท่ากันในแต่ละสถานะ

$MTTF$ คือเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสภาพดี

$MTTR$ คือเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสภาพเสีย

เมื่อได้ค่าเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” และ “เสีย” แล้วจึงนำมาหาความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะจาก “ดี” ไป “เสีย” (λ) และความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะจาก “เสีย” ไป “ดี” (μ) จาก โดยใช้สมการที่ (3.8) [29]

$$\lambda = \frac{1}{MTTF}$$
$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (3.8)$$

จากนั้นจึงคำนวณโอกาสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขัดข้องในระยะยาว (FOR) จากสมการที่ (3.9)

$$\mathrm{FOR} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.9)$$

ซึ่งค่า FOR คือความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องอาจเกิดเหตุขัดข้องจนไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ในช่วงเวลาตลอดอายุการใช้งาน ทั้งนี้หากต้องการข้อมูลที่สะท้อนถึงสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แท้จริง ควรเก็บข้อมูลการทำงานจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน ซึ่งในความเป็นจริงแล้วไม่สามารถทำได้เนื่องจากไม่สามารถเก็บรวบรวมข้อมูลสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่งก่อสร้างเสร็จหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแผนที่จะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคต ดังนั้นค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้อาจเทียบมาจากค่าเฉลี่ยของค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดเดียวกันที่มีขนาดใกล้เคียงกับเครื่องอื่นๆ ที่มีการใช้งานและเก็บข้อมูลอยู่ ดังเช่นที่ North American Electric Reliability Corporation (NERC) ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในทวีปอเมริกาเหนืออยู่ในขณะนี้ โดยการเก็บข้อมูลการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในทวีปอเมริกาเหนือ นำข้อมูลมาคำนวณเป็นค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง แล้วนำค่า FOR ที่ได้มาเฉลี่ยในแต่ละปีโดยจำแนกตามชนิดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นฐานข้อมูลค่า FOR สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

เมื่อได้ค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว เราจะนำข้อมูลดังกล่าวมาใช้ประกอบในการสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table, COPT) ซึ่งจะใช้เป็นแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า โดย COPT จะแสดงกำลังผลิตที่มีโอกาสสูญเสีย และความน่าจะเป็นที่จะสูญเสียกำลังผลิตในระดับนั้น รวมถึงความน่าจะเป็นสะสมในการสูญเสียกำลังผลิตสูงกว่าระดับนั้นๆ ซึ่งค่าความน่าจะเป็นเหล่านี้จะได้นำไปใช้ในการวิเคราะห์ความเสี่ยงต่อไป

ในการสร้าง COPT นั้นหากระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวนมาก เพื่อให้สามารถคำนวณความน่าจะเป็นสะสมในการสูญเสียกำลังผลิตได้อย่างรวดเร็วจะใช้กระบวนการเรียกซ้ำ (Recursive Method) โดยจะเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งละ 1 เครื่องลงไปใน COPT ก่อนหน้าเรื่อยๆ จนครบ ทั้งนี้กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ 2 ระดับ คือ ที่ระดับเต็มพิกัด และ ไม่จ่าย เพื่อให้การเก็บข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ไม่ซับซ้อนจนเกินไป การสร้าง COPT โดยกระบวนการเรียกซ้ำนั้นสามารถทำได้โดยการใช้สมการที่ (3.10)

$$P(X) = (1 - FOR)P'(X) + (FOR)P'(X - C) \qquad (3.10)$$

เมื่อ

C คือกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

FOR คือค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

$P(X)$ คือความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตขนาด X MW หลังเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

$P'(X)$ คือความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW กำหนดค่าเริ่มต้นของ $P'(X)$ ให้ $P'(X) = 1.0$ เมื่อ $X \leq 0$ และ $P'(X) = 0$ เมื่อ X เป็นค่าอื่นๆ

ยกตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก 3 เครื่อง โดยแต่ละเครื่องมีกำลังผลิตเป็น 1 MW, 2 MW และ 3 MW ตามลำดับและกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมี FOR = 0.02 จะสามารถสร้าง COPT ได้ดังที่แสดงในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ตัวอย่าง COPT

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	ความน่าจะเป็น	ความน่าจะเป็นสะสม
0	0.941192	1.000000
1	0.019208	0.058808
2	0.019208	0.039600
3	0.019600	0.020392
4	0.000392	0.000792
5	0.000392	0.000400
6	0.000008	0.000008

ผลที่แสดงในตารางที่ 3.4 บ่งชี้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวมีโอกาสที่จะทำงานได้เต็มกำลังผลิตโดยที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดขัดข้องเป็น 0.941192 และมีความน่าจะเป็นสะสมเท่ากับ 1 ในขณะที่โอกาสที่ระบบไฟฟ้าจะไม่สามารถทำงานได้เลยเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องในระบบขัดข้องพร้อมกันเป็น 0.000008 กำลังผลิตที่สูญเสียในระดับอื่นๆและความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นสามารถแสดงได้ดังค่าในตารางที่ 3.4

จะเห็นว่าในการประเมินความเชื่อถือได้นั้น แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจะใช้ข้อมูลเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ตั้งสมมติฐานให้มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลาเท่านั้น สำหรับผลของ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นๆ ได้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ นั้นจะนำไปรวมอยู่ในแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

เมื่อได้แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้ว ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงการสร้างแบบจำลองความเสี่ยงเพื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่อไป

3.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถกำหนดได้ 2 วิธี คือ กำหนดตามการตัดสินใจของผู้วางแผน (Deterministic) และกำหนดตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น (Probabilistic) ซึ่งทั้งสองวิธีการนี้มีข้อดีที่แตกต่างกัน คือ วิธีการ Deterministic นั้นสามารถสื่อสารให้สังคมเข้าใจได้ง่าย ส่วนวิธีการ Probabilistic นั้นสามารถนำสมรรถนะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาประกอบการพิจารณาได้ ซึ่งดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของทั้ง 2 วิธีการก็แตกต่างกัน โดยวิธีการ Deterministic นั้นจะใช้กำลังการผลิตสำรอง (Reserve Margin) เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในขณะที่วิธีการ Probabilistic นั้นจะใช้โอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Loss Of Load Expectation, LOLE) กับค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (Expected Energy Not Supplied, EENS) เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นได้กำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้เอาไว้ทั้ง 2 วิธีการ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นจะต้องมีกำลังการผลิตสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และมีค่า LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้การกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ทั้ง 2 วิธีการ ได้แก่ กำลังการผลิตสำรองและ LOLE เป็นเกณฑ์ในการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้า

3.3.1 กำลังการผลิตสำรอง

กำลังการผลิตสำรองหมายถึงส่วนต่างของกำลังผลิตติดตั้งกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งกำลังผลิตส่วนนี้จะสำรองไว้สำหรับทดแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขัดข้องหรือต้องซ่อมบำรุง รวมถึงกำลังผลิตที่สำรองไว้เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่อาจสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ ทั้งนี้เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่อาจเปลี่ยนแปลงได้รวมถึงสามารถรับมือกับเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมาย ระบบไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมีกำลังการผลิตสำรองที่เพียงพอ

เกณฑ์กำลังการผลิตสำรองที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้และวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจะใช้ค่าร้อยละของส่วนต่างระหว่างกำลังติดตั้ง (Installed Capacity) กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.11)

$$\text{กำลังการผลิตสำรอง} = \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้ง} - \text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}}{\text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}} \times 100 \qquad (3.11)$$

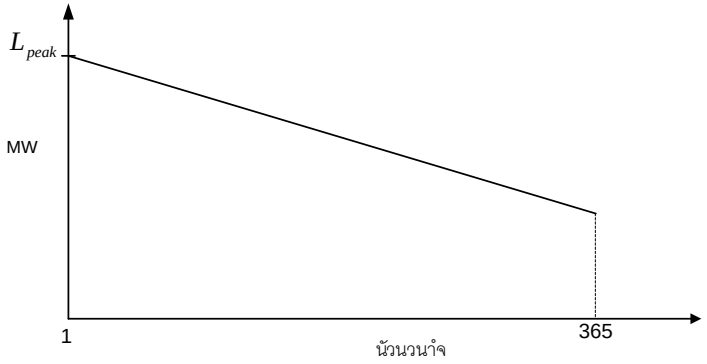
ทั้งนี้จะเห็นว่าดัชนีกำลังการผลิตสำรองนี้ไม่ได้คำนึงถึงข้อมูลสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และไม่ได้คำนึงถึงรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากพิจารณาเพียงกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ทั้งนี้หากระบบผลิตไฟฟ้า 2 ระบบมีกำลังผลิตติดตั้งเท่ากันและมีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากัน ระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 ระบบก็จะมีกำลังการผลิตสำรองเท่ากัน แม้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า และรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าทั้ง 2 ระบบจะแตกต่างกันก็ตาม ดังนั้นเพื่อให้เห็นถึงผลของสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและผลของรูปแบบการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าและแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าตามที่ได้กล่าวถึงในหัวข้อ 3.1 และ 3.2 จึงถูกนำมาใช้เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยกระบวนการทางสถิติ

3.3.2 Loss of Load Expectation

เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้จากการกระบวนการทางสถิติ โดย LOLE หมายถึงจำนวนวันที่คาดหมายว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า [29] นั่นคือจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในรอบ 1 ปี ในการคำนวณค่า LOLE นั้นจะอาศัย COPT แทนแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และอาศัย Daily Peak Load Duration Curve ที่หักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ได้อยู่ใน COPT แล้วแทนแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยสมมติให้ COPT ประกอบไปด้วยสถานะของการสูญเสียกำลังผลิตจำนวน n สถานะ แต่ละสถานะมีค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น p_i ดังที่แสดงในตารางที่ 3.5 และสมมติให้ Daily Peak Load Duration Curve ของปีที่พิจารณามีลักษณะดังภาพที่ 3.11 โดย L_{peak} แสดงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา

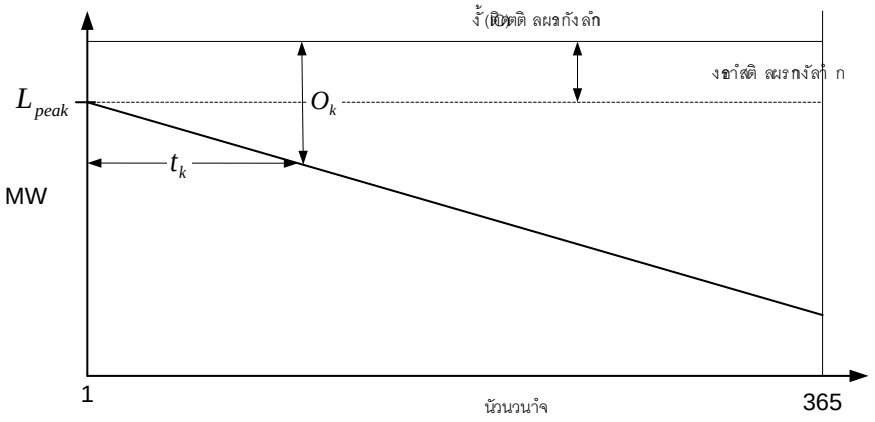
ตารางที่ 3.5 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE

CapacityOutage (MW)	IndividualProbability
O_1	p_1
O_2	p_2
O_3	p_3
|	|
O_{RM}	P_{RM}
|	|
O_k	p_k
|	|
|	|
|	|
O_n	p_n



ภาพที่ 3.11 Daily Peak Load Duration Curve

เมื่อนำข้อมูลของตารางที่ 3.5 และภาพที่ 3.11 มาร่วมกันในการพิจารณา โดยกำหนดให้ O_{RM} MW คือส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตติดตั้งและ L_{peak} แล้ว หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางส่วนเกิดการขัดข้องทำให้สูญเสียกำลังผลิตด้วยขนาดต่ำกว่า O_{RM} MW แล้ว กำลังผลิตที่เหลืออยู่ในระบบจะยังคงมีค่าสูงกว่าค่า L_{peak} นั่นคือระบบไฟฟ้ายังมีกำลังผลิตเพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าในทุกสภาวะ และระยะเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่ากำลังผลิต t_k จะมีค่าเป็นศูนย์ แต่หากกำลังผลิตที่สูญเสียมีค่า O_K MW ซึ่งสูงกว่า O_{RM} แล้ว จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นช่วงเวลา t_k ดังที่แสดงในภาพที่ 3.12



ภาพที่ 3.12 หลักการประเมินค่า LOLE [29]

จากหลักการดังกล่าวเราสามารถคำนวณค่า LOLE ได้ดังสมการที่ (3.12)

$$LOLE = \sum_{k=1}^{n} p_k t_k \tag{3.12}$$

เมื่อ

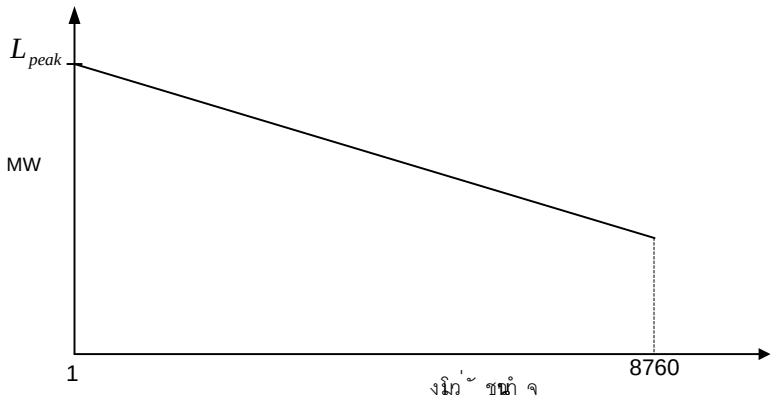
p_k คือความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW

t_k คือระยะเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้า

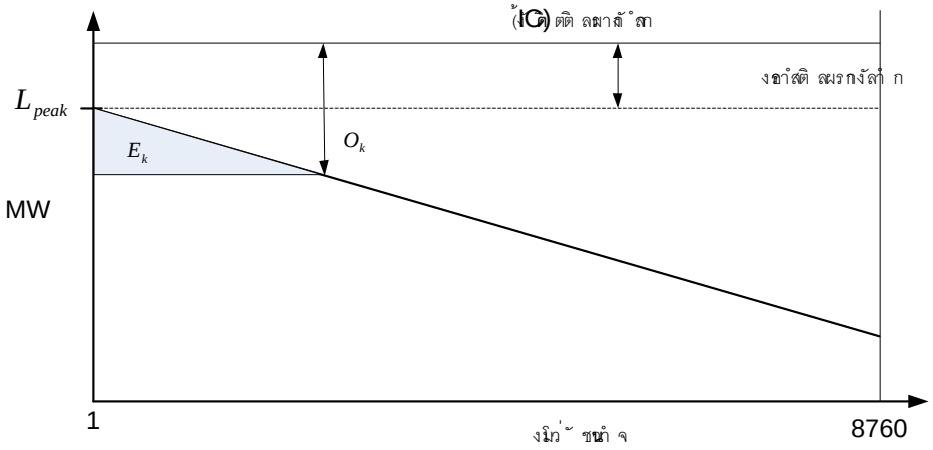
n คือจำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า (COPT)

3.3.3 Expected Energy Not Supplied

เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้จากกระบวนการทางสถิติอีกชนิดหนึ่ง หมายถึงพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถผลิตให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ในรอบ 1 ปี เนื่องจากเหตุการณ์ที่ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่าย ในการคำนวณค่า EENS นั้นจะอาศัย COPT เป็นแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าแต่จะอาศัย Hourly Peak Load Duration Curve ที่หักลบผลของของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ได้อยู่ใน COPT แล้วแทนแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้า สมมติให้ Hourly Peak Load Duration Curve ของปีที่พิจารณามีลักษณะดังภาพที่ 3.13 เมื่อเกิดเหตุขัดข้องทำให้สูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW และทำให้กำลังผลิตที่เหลืออยู่มีค่าต่ำกว่า L_{peak} แล้ว ความต้องการใช้ไฟฟ้าบางส่วนจะไม่ได้รับพลังงานไฟฟ้า เห็นได้จากพื้นที่แลเงา (E_k) ในภาพที่ 3.14



ภาพที่ 3.13 Hourly Peak Load Duration Curve



ภาพที่ 3.14 หลักการคำนวณ EENS [29]

เมื่อพิจารณาทุกสถานะของ COPT ร่วมกับ Hourly Peak Load Duration Curve แล้ว สามารถคำนวณค่า EENS ได้ดังสมการที่ (3.13)

$$EENS = \sum_{k=1}^{n} p_k E_k \tag{3.13}$$

เมื่อ

p_k คือความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW

E_k คือปริมาณพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้เมื่อสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW

n คือจำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า (COPT)

กระบวนการประเมินความเชื่อถือได้ที่ได้กล่าวถึงนี้จะใช้ในการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้และประเมินว่าระบบไฟฟ้า ณ เวลาใดๆ ในอนาคตมีความน่าเชื่อถืออยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับ

ได้หรือไม่ หากไม่แล้วจึงจะทำการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป ทั้งนี้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นเพียงหนึ่งในดัชนีที่ใช้ตัดสินใจในการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น สำหรับดัชนีอื่นๆ นั้นจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

บทที่ 4

การประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ในบทนี้จะกล่าวถึงกระบวนการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในงานวิจัยเพื่อประเมินคุณค่า, ประเมินระดับการดำเนินการที่เหมาะสม และจัดลำดับความสำคัญของโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ เพื่อเป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อดำเนินการหรือส่งเสริมต่อไป

4.1 หลักการที่ใช้ในการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

จุดประสงค์ในการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือการคำนวณหาดัชนีเชิงปริมาณเพื่อใช้พิจารณาและเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า โดยจะพิจารณาว่าตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่คัดเลือกมานั้นเหมาะสมที่จะดำเนินการหรือไม่ และพิจารณาหาระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของแต่ละตัวอย่างที่ให้คุณค่าสูงที่สุดโดยการหาระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงหรือเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมเนื่องจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า) ที่ให้ผลประหยัดสูงที่สุด

คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในที่นี้มาจากผลประหยัดจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า นั่นคือผลต่างระหว่างค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่มีและไม่มีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ผลประหยัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการที่ (4.1) ดังนี้

$$Save = TC_0 - TC_k \tag{4.1}$$

เมื่อ

$Save$ คือผลประหยัดจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (บาท)

TC_0 คือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าก่อนดำเนินการ DSM

TC_k คือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าหลังดำเนินการ DSM

คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าคือผลตอบแทนที่ได้จากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า นั่นคือผลประหยัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าหักลบด้วยค่าใช้จ่ายในการ

ดำเนินมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.2) ดังนี้

$$Worth = (TC_0 - TC_k) - DSMC_k \quad (4.2)$$

เมื่อ

$Worth$ คือผลคุณค่าของการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (บาท)

TC_0 คือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าก่อนดำเนินการ DSM

TC_k คือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าหลังดำเนินการ DSM

$DSMC_k$ คือค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากสมการที่ (4.2) แสดงผลตอบแทนจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า โดยมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีคุณค่าเป็นบวก คือ มาตรการที่คุ้มค่าในการดำเนินการ เนื่องจากให้ผลประหยัดสูงกว่าค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และกรณีที่ควรดำเนินการสำหรับแต่ละมาตรการคือกรณีที่ให้คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุด

ในขั้นต่อมาจะทำการหาระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของแต่ละตัวอย่างที่มีคุณค่าสูงที่สุด ทำการพิจารณาทีละตัวอย่างโดยปรับระดับการดำเนินการ นั่นคือจำนวนอุปกรณ์ที่ติดตั้งหรือจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าให้มีค่าแตกต่างกันไป คำนวณหาค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง, ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า และความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า แล้วนำข้อมูลที่ได้มาเปรียบเทียบเพื่อหาระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ให้คุณค่าสูงที่สุดสำหรับตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นๆ

ในขั้นสุดท้ายจะทำการประเมินเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าคือค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อหน่วยที่ทำให้คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเป็นศูนย์พอดี มีค่าเท่ากับผลประหยัดจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงเนื่องจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.3) [30] ดังนี้

$$AC = \frac{TC_0 - TC_k}{\Delta ED} \quad (4.3)$$

เมื่อ

AC คือเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการ DSM (บาท/หน่วย)

TC_0 คือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าก่อนดำเนินการ DSM

TC_k คือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าหลังดำเนินการ DSM

ΔED คือพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงหรือเปลี่ยนแปลงจากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ค่าที่ได้จากสมการที่ (4.3) เป็นเกณฑ์ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ซึ่งอาจมีค่าเปลี่ยนแปลงไปเมื่อความต้องการพลังงานที่เปลี่ยนแปลง (เนื่องจากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า) มีค่าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม และสามารถใช้เป็นเกณฑ์ในการพิจารณาความคุ้มค่าในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า โดยอัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อหน่วยของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่จะดำเนินการจะต้องมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับค่า AC เพื่อให้ผลประหยัดมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับค่าใช้จ่าย และคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ได้จะมีค่าเป็นบวก ทั้งนี้เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแต่ละมาตรการจะเปรียบเทียบกันได้ก็ต่อเมื่อการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นๆ มีเป้าหมายแบบเดียวกันเท่านั้น

4.2 ขั้นตอนการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ในการประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นจะใช้การเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งปีระหว่างระบบไฟฟ้าที่มีและไม่มีการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า โดยจะพิจารณาระบบไฟฟ้าในอนาคตเพื่อให้เกิดความแตกต่างในระบบผลิตไฟฟ้าอันเนื่องมาจากผลประหยัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ขั้นตอนในการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังภาพที่ 4.1 [30] และสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 กำหนดข้อมูลระบบไฟฟ้าเริ่มต้น, ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่ต้องการพิจารณา และข้อมูลการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ต้องการพิจารณา

ขั้นที่ 2 ออกแบบระบบไฟฟ้าในอนาคตที่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ โดยไม่มีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ให้เป็นกรณีฐาน

ขั้นที่ 3 คำนวณพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตของกรณีฐาน

ขั้นที่ 4 คำนวณค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าของกรณีฐาน

ขั้นที่ 5 ออกแบบระบบไฟฟ้าในอนาคตที่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ โดยมีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าตามที่กำหนดในขั้นตอนที่ 1 ให้เป็นกรณี DSM

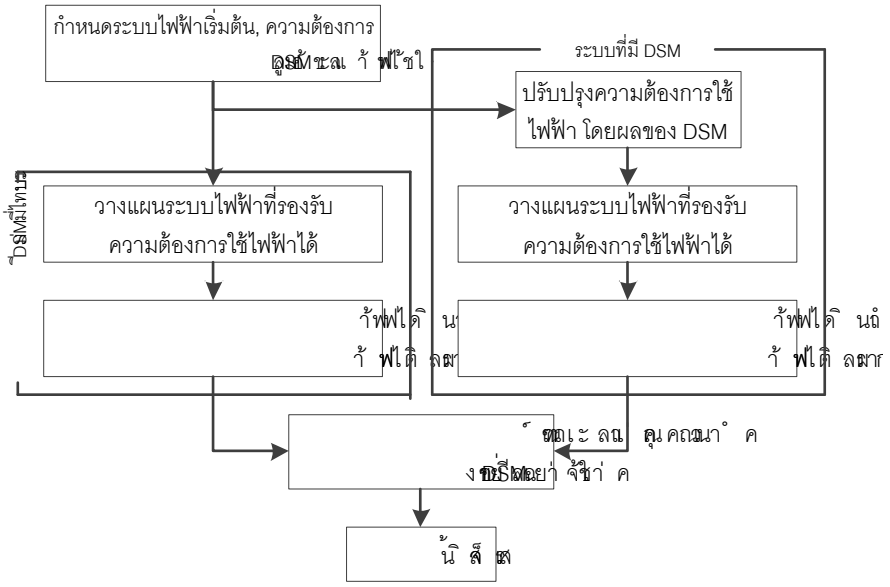
ขั้นที่ 6 คำนวณพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตของกรณี DSM

ขั้นที่ 7 คำนวณค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าของกรณี DSM

ขั้นที่ 8 คำนวณคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ขั้นที่ 9 คำนวณเกณฑ์ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ค่าที่ได้จากขั้นตอนนี้คือคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในหน่วย บาท และเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในหน่วย บาทต่อหน่วย



ภาพที่ 4.1 ขั้นตอนการประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

จากภาพที่ 4.1 จะเห็นว่าในการประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้น จำเป็นจะต้องมีการวางแผนระบบไฟฟ้าที่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้, การคำนวณพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตได้ และการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งรายละเอียดของแต่ละกระบวนการจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

4.3 การวางแผนระบบไฟฟ้าที่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้

การวางแผนระบบไฟฟ้าที่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้คือการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าที่เมื่อพิจารณาร่วมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่กำหนดขึ้นแล้วมีดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ โดยปกติการวางแผนระบบไฟฟ้าจะมี 2 แนวทางคือการกำหนดเกณฑ์ขึ้นตามการตัดสินใจของผู้วางแผน (Deterministic) กับการกำหนดเกณฑ์โดยอาศัยหลักทางสถิติเข้ามาช่วยในการพิจารณา (Probabilistic) ซึ่งทั้งสองวิธีนั้นก็มีข้อดีที่แตกต่างกัน คือ วิธีการ Deterministic นั้นสามารถทำความเข้าใจกับสังคมได้ง่าย ในขณะที่วิธีการ Probabilistic นั้น

สามารถนำสมรรถนะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ามาประกอบการพิจารณาได้ ซึ่งเหมาะสมกว่าวิธีการ Deterministic เนื่องจากข้อมูลที่ใช้เป็นข้อมูลทางสถิติที่มีการเก็บรวบรวมอย่างเป็นระบบ ในการออกแบบระบบไฟฟ้าที่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้จึงใช้ค่า LOLE ซึ่งเป็นดัชนีเชิงสถิติเป็นเกณฑ์ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า การวางแผนระบบไฟฟ้าสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังภาพที่ 4.2 และสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 กำหนดข้อมูลเริ่มต้น

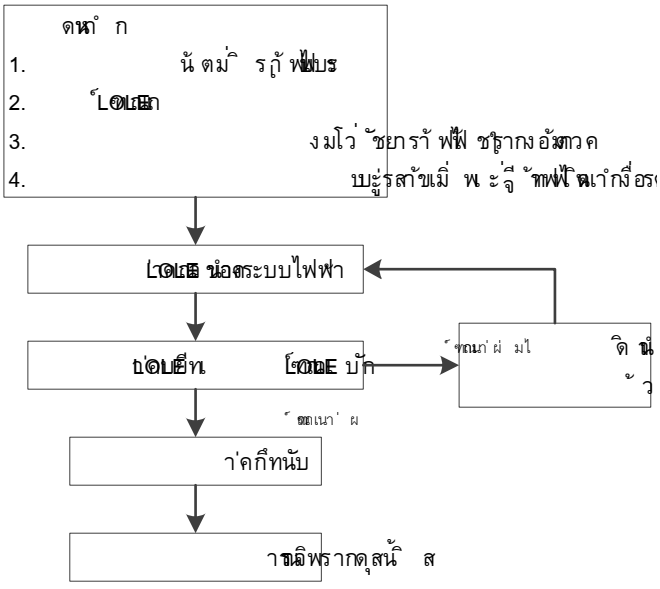
- ระบบไฟฟ้าเริ่มต้น
- เกณฑ์ LOLE เช่น ไม่เกิน 1 วันต่อปี
- ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ต้องการพิจารณา
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบ

ขั้นที่ 2 คำนวณค่า LOLE ของระบบไฟฟ้า

ขั้นที่ 3 เปรียบเทียบค่า LOLE ที่คำนวณได้กับเกณฑ์ LOLE โดย

- หากค่า LOLE ที่ได้สูงกว่าเกณฑ์ (ไม่ผ่านเกณฑ์) ให้เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่กำหนด 1 เครื่อง แล้วกลับไปขั้นตอนที่ 3 อีกครั้ง
- หากค่า LOLE ที่ได้ต่ำกว่าเกณฑ์ (ผ่านเกณฑ์) ให้ไปยังขั้นตอนที่ 4 ต่อไป

ขั้นที่ 4 บันทึกค่าระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้



ภาพที่ 4.2 ขั้นตอนการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า

จะเห็นว่าระบบไฟฟ้าที่ได้จากขั้นตอนนี้เป็นระบบไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้พอดี ในการวางแผนระบบไฟฟ้านั้นระบบไฟฟ้าที่ได้จากการวางแผนจะต้องมีกำลังผลิตอยู่ในระดับที่เหมาะสม นั่นคือไม่มากหรือน้อยจนเกินไป เนื่องจากกำลังผลิตที่มากเกินไปจะทำให้ค่าไฟฟ้าสูงเกินกว่าที่ควรจะเป็นจากค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้าง, ดำเนินการและบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มากเกินความจำเป็นเหล่านี้ ในขณะเดียวกันหากกำลังผลิตมีค่าน้อยเกินไปอาจจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเนื่องจากกำลังผลิตพร้อมจ่ายในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าและความผิดพร่องในระบบอาจทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้

ระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้จากขั้นตอนนี้จะนำไปใช้ในการคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิต และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อไป

4.4 การคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิต

ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าสามารถแบบออกได้ 2 ส่วนคือค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost) และค่าใช้จ่ายผันแปร (Variable Cost) ค่าใช้จ่ายคงที่นั้นจะขึ้นกับกำลังผลิตในระบบไฟฟ้า ส่วนค่าใช้จ่ายผันแปรจะขึ้นกับพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิต ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าที่เหมือนกันจะมีค่าใช้จ่ายคงที่เท่ากัน แต่อาจจะมีค่าใช้จ่ายผันแปรแตกต่างกันขึ้นกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีสมรรถนะแตกต่างกันและใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน ดังนั้นหากต้องการทราบค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าก็จะต้องคำนวณพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตได้ออกมาก่อน

ในการคำนวณหาพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตนั้นจะเริ่มจากการจำแนกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม โดยในแต่ละกลุ่มจะมีวิธีการคำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดฟ้าผลิตแตกต่างกัน ทั้งนี้เงื่อนไขในการแบ่งกลุ่มจะเหมือนกับการแบ่งกลุ่มเพื่อสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า จากนั้นจึงกำหนดลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทุกชนิดจ่ายพลังงานไฟฟ้าก่อน เนื่องจากผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้ถูกนำไปหักลบกับแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยตรง และความต้องการใช้ไฟฟ้าในส่วนที่เหลือนั้นจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลาในการจ่ายพลังงาน โดยเรียงลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามลำดับ Merit Order ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เรียงลำดับตามค่าพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากราคาต่ำสุดไปสูงสุด มีรายละเอียดดังนี้

4.4.1 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มนี้ผลิตนั้นจะคำนวณจากค่า Plant Factor ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังที่แสดงในสมการที่ (4.4) โดยในการคำนวณนั้นจะทำเป็นรายเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งนี้ค่า Plant Factor ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสื่อถึงสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อให้ค่าพลังงานที่ผลิตที่ได้จากสมการที่ (4.4) สอดคล้องกับสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$\text{พลังงานที่ผลิต} = \frac{\text{กำลังผลิต} \times Plant\ Factor \times 8760}{100} \tag{4.4}$$

4.4.2 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่จัดเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานคือพื้นที่ใต้ Load Duration Curve ที่ถูกหักลบออกไปเนื่องจากผลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งค่าพลังงานนี้สามารถคำนวณได้จากผลต่างของพลังงานที่แสดงใน Load Duration Curve ก่อนและหลังจากหักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน ดังที่แสดงในสมการที่ (4.5)

$$\text{พลังงานที่ผลิต} = \text{พลังงานก่อนหักลบ} - \text{พลังงานหลังหักลบ} \tag{4.5}$$

ค่าพลังงานไฟฟ้าเหล่านี้เป็นค่าพลังงานที่คาดหมายว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะผลิตได้ ซึ่งอาจจะมีค่าใกล้เคียงหรือแตกต่างกับค่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้จริง

4.4.3 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มนี้จะพิจารณาจากค่า EENS ของระบบไฟฟ้า โดยเริ่มต้นจากการคำนวณค่า $EENS_0$ ของระบบไฟฟ้าที่ยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบซึ่งค่า $EENS_0$ นี้มีค่าเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดจาก Load Duration Curve จากนั้นจึงเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามลำดับ Merit Order ทีละเครื่องแล้วคำนวณหาค่า EENS ของระบบไฟฟ้าไปเรื่อยๆ และสิ้นสุดเมื่อระบบไฟฟ้าในแบบจำลองมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครบตามจริง ในการพิจารณานี้จะได้หมายเลขเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเรียงตามลำดับการเพิ่มและค่า EENS เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องนั้นๆ เข้าไปใน COPT ดังตารางที่ 4.1 โดยค่า EENS นี้จะลดลงเรื่อยๆ เมื่อในระบบไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากขึ้น

ตารางที่ 4.1 รายชื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและค่า EENS

ลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	EENS (kWh)
0	ความต้องการพลังงานทั้งหมด ($EENS_0$)
1	$EENS_1$
2	$EENS_2$
|	|
|	|
n	$EENS_n$

จากตารางที่ 4.1 ค่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตได้คือค่า EENS ที่ลดลงเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องนั้นเข้ามาในระบบ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.6)

$$E_n = EENS_{n-1} - EENS_n \tag{4.6}$$

เมื่อ

E_n คือค่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ n ผลิตได้

$EENS_{n-1}$ คือค่า $EENS$ ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ n

$EENS_n$ คือค่า $EENS$ หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ n

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสมการที่ (4.6) เป็นค่าพลังงานที่คาดหมายว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะผลิตได้ เมื่อได้ค่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตแล้ว ในลำดับต่อไปจะนำค่าพลังงานเหล่านี้มาใช้ในการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อไป

4.5 การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า

เมื่อได้ค่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องผลิตแล้ว ในลำดับต่อไปจะเป็นการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า และต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 5 รายการ ประกอบด้วย

1) ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment Cost)
2) ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed Operation and Maintenance Cost)
3) ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร (Variable Operation and Maintenance Cost)
4) ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost)
5) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)

ทั้งนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะมีค่าใช้จ่ายที่แตกต่างกันขึ้นกับผู้ครอบครองโรงไฟฟ้าว่าเป็นโรงไฟฟ้าของผู้ใด ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทนั้นแสดงในตารางที่ 4.2 ซึ่งค่าใช้จ่ายบางชนิด ได้แก่ Varied O&M Cost, Fuel Cost และ Energy Cost นั้นเป็นค่าใช้จ่ายที่ขึ้นกับพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิต ส่วนค่าใช้จ่ายอื่นๆ นั้นจะกำหนดมาเป็นค่าคงที่ต่อปี ไม่ขึ้นกับพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้

ตารางที่ 4.2 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง

เจ้าของโรงไฟฟ้า	EGAT	IPP	SPP & VSPP	ซื้อจากต่างประเทศ	โรงไฟฟ้าใหม่
Investment Cost	✓	✓			✓
Fixed O&M Cost	✓	✓			✓
Variable O&M Cost	✓	✓			✓
Fuel Cost	✓	✓			✓
Energy Cost			✓	✓	

ในการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจะเริ่มจากการคำนวณค่าใช้จ่ายแต่ละรายการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระยะเวลา 1 ปี โดยรายละเอียดในการคำนวณค่าใช้จ่ายแต่ละรายการ มีดังนี้

ค่าลงทุนก่อสร้าง จะใช้สมการที่ (4.7) ดังนี้

$$Inv.Cost_{i,k} = \frac{K_k \times C_i}{L_i} \tag{4.7}$$

เมื่อ

$$L_i = \frac{1-(1+d)^{LS_i}}{1-(1+d)} \tag{4.8}$$

$Inv.Cost_{i,k}$ คือค่าลงทุนก่อสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

K_k คือค่าลงทุนก่อสร้างต่อกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด k

C_i คือกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i

L_i ค่าที่ใช้ปรับฐานค่าลงทุนก่อสร้างต่อปี

LS_i อายุการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

d Discount rate (ทศนิยม)

ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ จะใช้สมการที่ (4.9) ดังนี้

$$F\ Cost_{i,k} = F_k \times C_i \tag{4.9}$$

เมื่อ

$F\ Cost_{i,k}$ คือค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

F_k คือค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ต่อกำลังผลิตต่อปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด k

C_i คือกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i

ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร จะใช้สมการที่ (4.10) ดังนี้

$$V\ Cost_{i,k} = V_k \times PE_i \tag{4.10}$$

เมื่อ

$V\ Cost_{i,k}$ คือค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

V_k คือค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรต่อกำลังผลิตต่อปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด k

PE_i คือพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

ค่าเชื้อเพลิง จะใช้สมการที่ (4.11) ดังนี้

$$Fu\ Cost_{i,m} = Fuel_m \times HR_i \times PE_i \tag{4.11}$$

เมื่อ

$Fu\ Cost_{i,m}$ คือค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ใช้เชื้อเพลิงชนิด m

$Fuel_m$ คือค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท/MMBtu

HR_i คืออัตราค่าความร้อนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i หน่วย Btu/kWh

PE_i คือพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

ค่าพลังงานไฟฟ้า จะใช้สมการที่ (4.12) ดังนี้

$$En\ Cost_{i,k} = En_k \times PE_i \tag{4.12}$$

เมื่อ

$Fuel\ Cost_{i,k}$ คือค่าพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

En_k คือค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท/kWh

PE_i คือพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

เมื่อได้ค่าใช้จ่ายแต่ละรายการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องแล้ว ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถหาได้จากการรวมค่าใช้จ่ายทุกรายการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องนั้นๆ เข้าด้วยกัน ดังที่แสดงในสมการที่ (4.13) และ

$$Cost_i = Inv.Cost_{i,k} + F\ Cost_{i,k} + V\ Cost_{i.k} + Fu\ Cost_{i,m} + En\ Cost_{i,k} \quad (4.13)$$

เมื่อ

$Cost_i$ คือค่าใช้จ่ายทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าคำนวณได้จากการรวมค่าใช้จ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า โดยใช้สมการที่ (4.14)

$$Total\ Cost = \sum_{i=1}^{n} Cost_i \quad (4.14)$$

เมื่อ

$Total\ Cost_i$ คือค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้า

$DSM\ Cost_i$ คือค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ในการคำนวณค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้านั้น นอกจากค่าใช้จ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว ยังต้องพิจารณาค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าด้วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีเฉพาะค่าใช้จ่ายในการติดตั้งหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่เท่านั้น ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายลักษณะเดียวกันกับค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.15) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะแตกต่างกันไปตามการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแต่ละรูปแบบ

$$DSM\ Cost = \frac{total\ DSM\ Cost}{LS_i} \quad (4.15)$$

เมื่อ

$DSM\ Cost$ คือค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อปี

$total\ DSM\ Cost$ คือค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

L_i ค่าที่ใช้ปรับฐานจากสมการที่ (4.8)

เมื่อได้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแล้ว จะสามารถคำนวณหาต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (Average Cost) ของระบบไฟฟ้าได้โดยใช้สมการที่ (4.16) ดังนี้

$$Average\ Cost = \frac{Total\ Cost}{Total\ Produced\ Energy} \tag{4.16}$$

เมื่อ

$Total\ Produced\ Energy$ คือพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดผลิต

ค่า Average Cost ที่ได้จากสมการที่ (4.16) คือค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วยที่คำนึงถึงค่าใช้จ่ายทั้งหมดแล้ว และใช้เป็นดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 5

การทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอถึงข้อมูลที่นำมาทดสอบ, สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ และผลการทดสอบการประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าตามกระบวนการที่ได้นำเสนอไปในบทที่ 3 และ 4

5.1 ระบบทดสอบ

ในการทดสอบเบื้องต้นนั้นจะใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 [31-32] ที่ดัดแปลงข้อมูลแล้วมาเป็นระบบทดสอบ และใช้ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปี พ.ศ. 2558 เป็นค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในการพิจารณา ซึ่งในการทดสอบนี้จะพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าโดยไม่คำนึงถึงระบบส่งหรือระบบจำหน่าย ระบบทดสอบเบื้องต้นนั้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนได้แก่ ส่วนระบบผลิตไฟฟ้า และส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนี้

5.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า

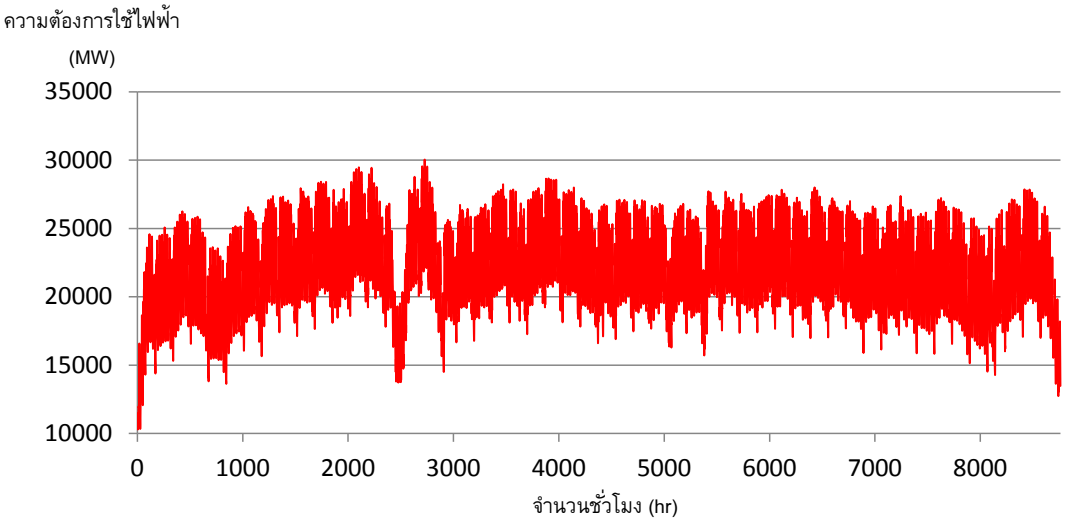
ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เป็นระบบทดสอบนั้นมีกำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 31,441.84 MW ประกอบไปด้วย [31-32]

- โรงไฟฟ้าพลังน้ำจำนวน 17 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 3,423.74 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน จำนวน 21 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 7,555.70 MW
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จำนวน 31 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 16,091.10 MW
- โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ จำนวน 1 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 4.40 MW
- โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลรวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 275.30 MW
- การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศรวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 2,184.60 MW
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและเล็กมากรวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 2,182.30 MW

รายละเอียดของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงได้แก่ ข้อมูลเฉพาะของโรงไฟฟ้า ข้อมูลสมรรถนะ ค่าเชื้อเพลิง ค่าก่อสร้าง ค่าบำรุงรักษา และข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแสดงไว้ในภาคผนวก ก. โดยข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำคำนวณมาจากข้อมูลระดับกักเก็บน้ำในอ่างเก็บน้ำตลอดทั้งปี 2553 [33]

5.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้า

ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในปี พ.ศ. 2558 ตลอด 1 ปีโดยใช้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดปี พ.ศ. 2550 มาปรับค่าตามขั้นตอนที่นำเสนอในภาพที่ 3.5 ให้มีค่าตามค่าพยากรณ์ที่แสดงในตารางที่ 3.1 คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 30,047 MW ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด 194,076 GWh จะได้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงดังที่แสดงในภาพที่ 5.1 รายละเอียดของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันตลอดทั้งปีแสดงในภาคผนวก ข.



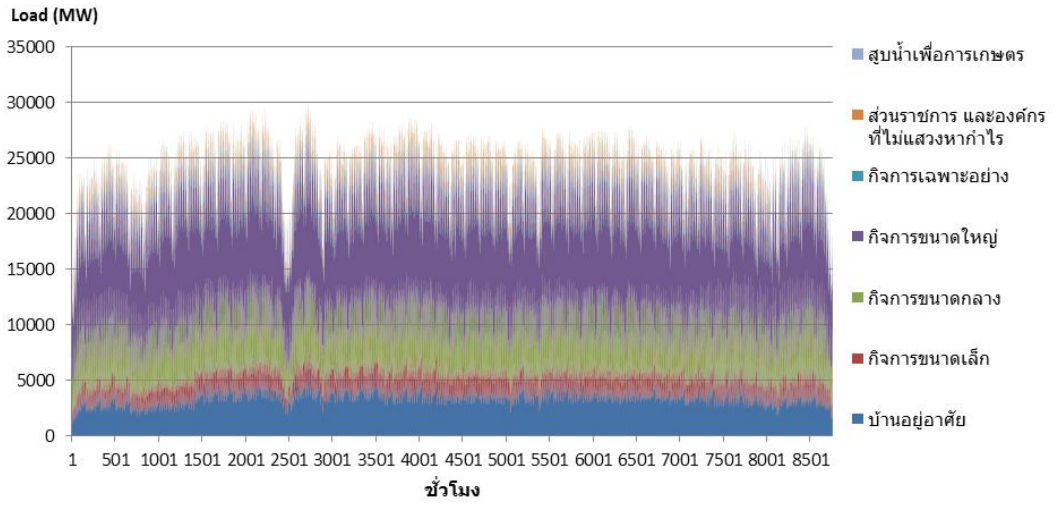
ภาพที่ 5.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในปี พ.ศ. 2558

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในปี พ.ศ. 2558 นี้จะนำมาพิจารณาร่วมกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท [25] เพื่อสร้างลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตามกระบวนการที่นำเสนอในภาพที่ 3.7 ข้อมูลจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในปี พ.ศ. 2558 พยากรณ์จากค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า โดยให้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทในแต่ละปีมีค่าเพิ่มขึ้นตามสัดส่วนการเพิ่มขึ้นของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ซึ่งจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในปี พ.ศ. 2558 มีค่าดังที่แสดงในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในปี พ.ศ. 2558

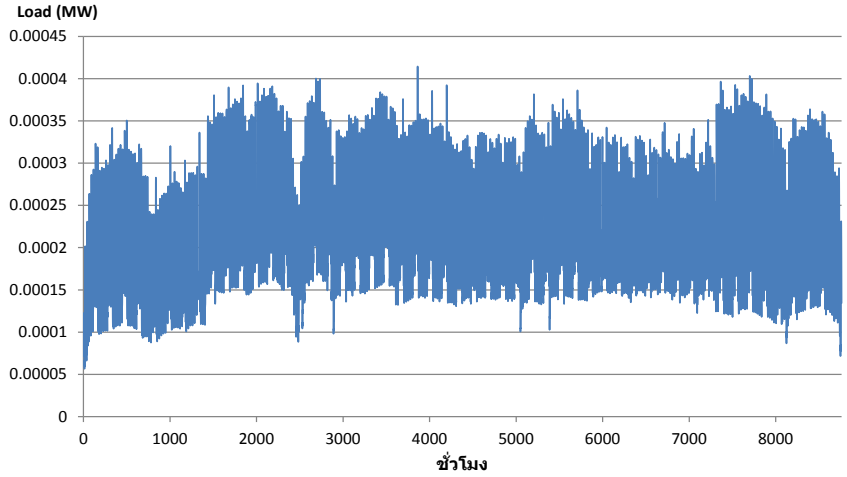
ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	รวม (ราย)
บ้านอยู่อาศัย	20,407,910
กิจการขนาดเล็ก	1,914,009
กิจการขนาดกลาง	74,225
กิจการขนาดใหญ่	7,859
กิจการเฉพาะอย่าง	12,917
ส่วนราชการ และองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	166,968
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	4,492

ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแสดงในภาพที่ 5.2 ซึ่งจะเห็นได้ว่าผลรวมความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทจะมีค่าเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงของทั้งประเทศ รายละเอียดเพิ่มเติมของลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแสดงในภาคผนวก ค.

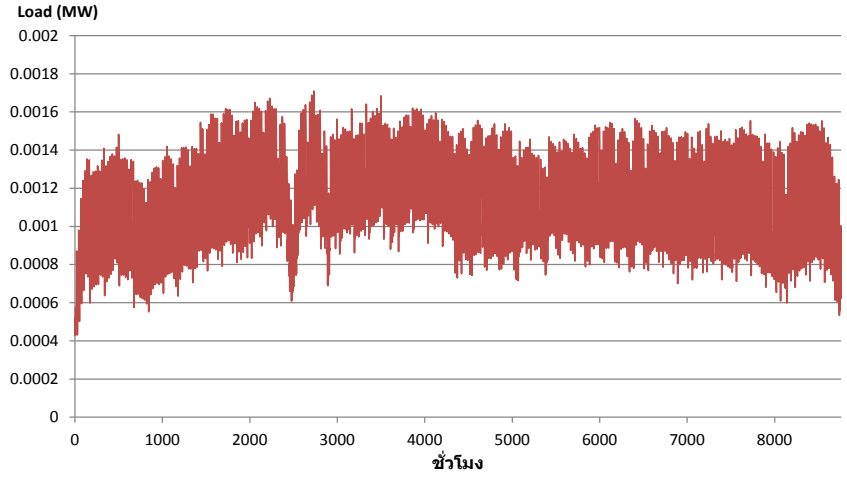


ภาพที่ 5.2 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในปี พ.ศ. 2558

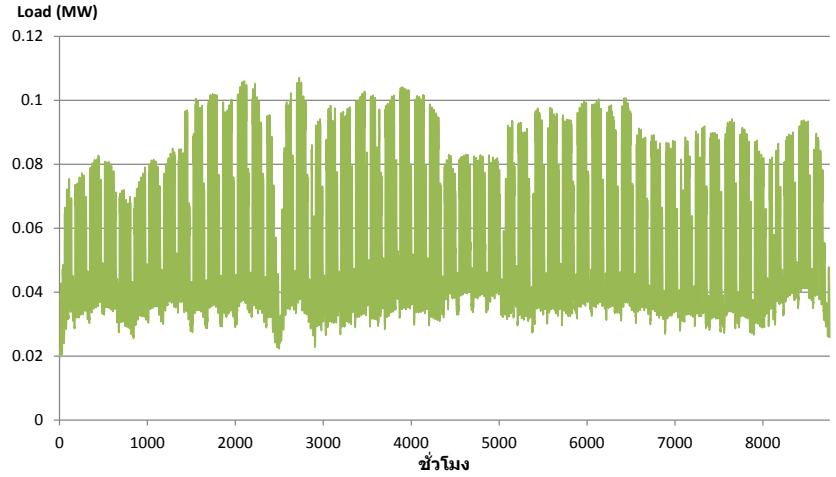
เมื่อหารความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วจะได้ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายดังที่แสดงในภาพที่ 5.3 ถึงภาพที่ 5.9



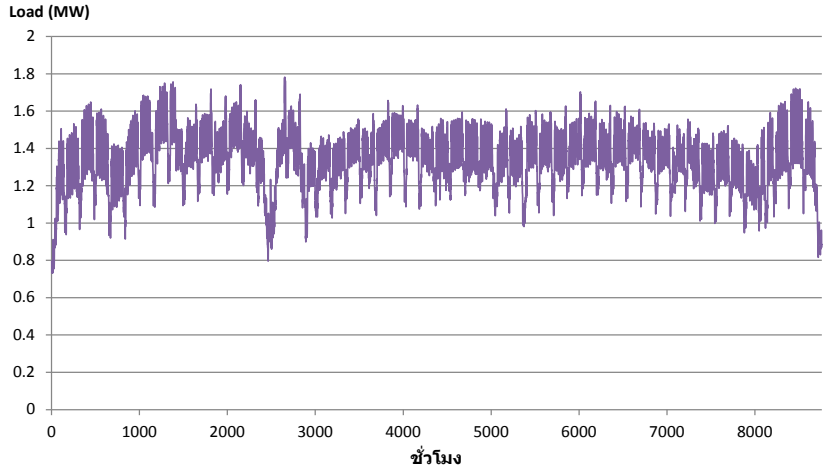
ภาพที่ 5.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย



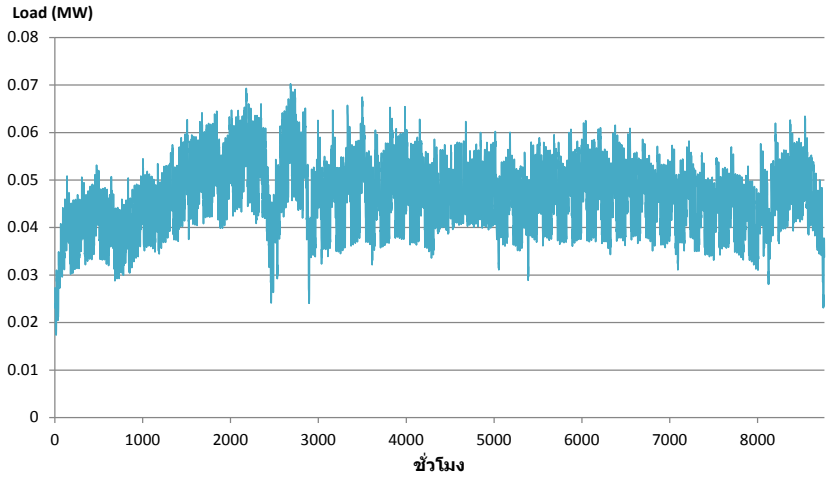
ภาพที่ 5.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็ก



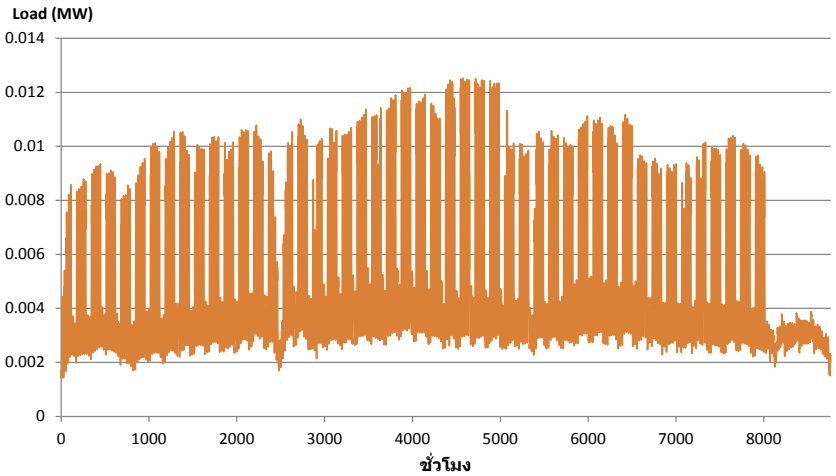
ภาพที่ 5.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง



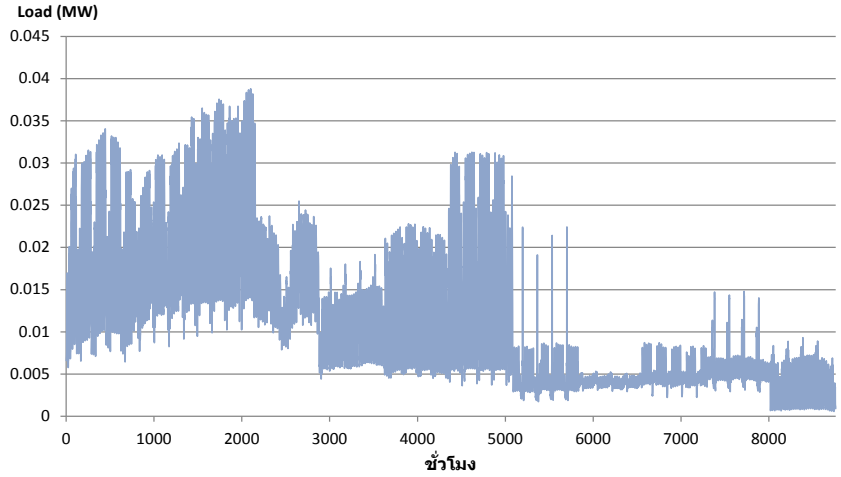
ภาพที่ 5.6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่



ภาพที่ 5.7 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง



ภาพที่ 5.8 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงกำไร



ภาพที่ 5.9 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร

5.2 **สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ**

สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบสำหรับระบบผลิตไฟฟ้า มีดังนี้

1) กำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง ขนาดเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า และใช้เฉพาะเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า
2) ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3) กำหนดให้นำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลไปใช้รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน โดยกำหนด merit order ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้ให้มีค่าเป็น 0
4) ค่าก่อสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้นกับชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีรายละเอียดดังที่แสดงในตารางที่ 5.2 [34]

ตารางที่ 5.2 ค่าก่อสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ค่าก่อสร้าง (ล้านบาท/MW)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ	122.50
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน)	52.70
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน (ก๊าซธรรมชาติ)	24.72
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	24.72
เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ	27.00

5) ใช้ Discount Rate เท่ากับร้อยละ 10 ต่อปี
6) กำหนดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อปีมีค่าเท่ากับร้อยละ 2.5 ของค่าลงทุนก่อสร้างในตารางที่ 5.2
7) ค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้นกับชนิดเชื้อเพลิงและค่าความร้อนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิงมีรายละเอียดดังที่แสดงในตารางที่ 5.3 [10]

ตารางที่ 5.3 ราคาเชื้อเพลิงแต่ละชนิด

ชนิดเชื้อเพลิง	ราคาเชื้อเพลิง (บาท/MMbtu)
ก๊าซธรรมชาติ	294.44
ถ่านหินลิกไนต์	76.84
ถ่านหินบิทูมินัส	137.02
น้ำมันเตา	484.16
น้ำมันดีเซล	877.20

8) กำหนดให้ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีรายละเอียดดังที่แสดงในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ราคารับซื้อไฟฟ้า

แหล่งพลังงาน	ราคารับซื้อ (บาท/kWh)
เชื้อเพลิงชีวมวล	4.44
การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	1.71

9) กำหนดองค์ประกอบการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทดังที่แสดงในตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 องค์ประกอบการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภท

ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	องค์ประกอบการใช้งาน (ร้อยละ)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล	74
สายส่ง HVDC เชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0

10) ใช้ค่าอัตราความร้อนเฉลี่ยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการพิจารณา

11) เชื้อเพลิงฟอสซิลทุกชนิดพร้อมจ่ายตลอดเวลา และสามารถใช้ได้โดยไม่จำกัด
12) กำหนดให้ไม่มีการรับซื้อหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าจากสายส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูงเชื่อมต่อระหว่างไทย-มาเลเซีย โดยกำหนดให้มี merit order สูงสุด
13) เรียงลำดับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากค่าเชื้อเพลิง โดยให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเชื้อเพลิงต่ำสุดจ่ายกำลังไฟฟ้าก่อน

สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้า มีดังนี้

1) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในอนาคตทุกประเภทเพิ่มขึ้นในอัตราส่วนเดียวกันกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
2) ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายในประเภทนั้นๆ มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าเหมือนกัน

สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบสำหรับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีดังที่แสดงในหัวข้อที่ 2.6 และมีเพิ่มเติมดังนี้

1) กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาทต่อหน่วย และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 0.1 บาทต่อหน่วย

5.3 วิธีการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะอธิบายถึงวิธีการทดสอบ การทดสอบจะแบ่งออกเป็น 2 ช่วงใหญ่ๆ ดังนี้

5.3.1 การทดสอบเบื้องต้น

การทดสอบเบื้องต้นในที่นี้จะเริ่มจากการประเมินคุณค่ามาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่กำหนดขึ้นเอง โดยทำการลดระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าต่างๆ ในช่วงเวลาที่แตกต่างกัน หรือทำการเลื่อนความต้องการใช้ไฟฟ้าจากช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงไปยังช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำ แล้วคำนวณผลประหยัดและคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าด้วยสมการที่ (4.1) และ (4.2) เปรียบเทียบหาระดับการดำเนินการที่ให้คุณค่าสูงที่สุด จากนั้นจึงคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของแต่ละมาตราการโดยใช้สมการที่ (4.3)

สำหรับมาตรการที่ทำการศึกษาจะกำหนดขึ้นโดยการทำการลดหรือเลื่อนความต้องการใช้ไฟฟ้าไปจากรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าของกรณีฐาน โดยในการทดสอบเบื้องต้นนั้นจะทำการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาต่างๆ ตามแต่ละกรณีที่กำหนดขึ้นตั้งแต่ 100 ถึง

3,000 MW โดยกำหนดให้เพิ่มขึ้นครั้งละ 100 MW มาตราการที่ทำการศึกษาทั้งหมดในการทดสอบเบื้องต้นสามารถสรุปได้เป็นตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 มาตรการทั้งหมดที่ทำการศึกษาในขั้นแรก

ชื่อกรณี	การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า	เป้าหมาย
All	ลด load ตลอดเวลา	Strategic conservation
Peak	ลด load 13:00 – 17:00 น. วันทำงาน	Strategic conservation
Off Peak	ลด load 1:00 – 5:00 น. วันทำงาน	Strategic conservation
Shift	ลด load 13:00 – 17:00 น. วันทำงาน เพิ่มโหลด 1:00 – 5:00 น. วันทำงาน	Load shifting

ทั้งนี้กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาทต่อหน่วย และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 0.1 บาทต่อหน่วย

ในขั้นต่อมาจะทำการประเมินคุณค่าของมาตรการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ตัวอย่าง ได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า การใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 และการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน

5.3.2 การทดสอบตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ในการทดสอบตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะพิจารณาหาคุณค่าของมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ตัวอย่างโดยกำหนดกรณีศึกษาที่มีระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกัน ทำการประเมินคุณค่าเพื่อเปรียบเทียบว่าระดับการเข้าร่วมที่ให้คุณค่าสูงที่สุดของแต่ละตัวอย่างคือเท่าไร และทำการคำนวณหาเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของแต่ละตัวอย่าง มาตราการที่ทำการศึกษาทั้งหมดจะแบ่งตามการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ตัวอย่างดังนี้

5.3.2.1 การทดสอบการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า

ในการทดสอบจะเปลี่ยนค่าระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยใช้ร้อยละของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า ทำการทดสอบตั้งแต่ร้อยละ 5 ถึงร้อยละ 100 โดยกำหนดให้แต่ละกรณีมีค่าแตกต่างกันร้อยละ 5 ให้เป็นมาตรการ REG

5.3.2.2 การทดสอบการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8

ในการทดสอบจะเปลี่ยนค่าระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยใช้จำนวนชุดของอุปกรณ์ที่ถูกเปลี่ยน เริ่มตั้งแต่ 2 ล้านชุด ถึง 60 ล้านชุด โดยแต่ละกรณีจะแตกต่างกัน 2 ล้านชุด ให้เป็นมาตรการ T5

5.3.2.3 การทดสอบการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน

ในการทดสอบจะเปลี่ยนค่าระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยใช้ร้อยละของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ ตั้งแต่ร้อยละ 5 ถึงร้อยละ 100 โดยแต่ละกรณีจะแตกต่างกันร้อยละ 5 ทั้งนี้ในการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 2 มาตรการ ได้แก่มาตรการที่กำหนดให้เลื่อนความต้องการใช้ไฟฟ้าไปจากเดิม 8 ชั่วโมง และ 13 ชั่วโมงให้เป็นมาตรการ Shifted 8hr และ Shifted 13hr ตามลำดับ ทั้งนี้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เลื่อนการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจะทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลดลงจนกระทั้งมีค่าต่ำสุดที่ระดับหนึ่ง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาถึงกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีค่าต่ำที่สุดเท่านั้น โดยไม่พิจารณากรณีอื่นๆ หลังจากนั้น และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 0.1 บาทต่อหน่วย

ข้อมูลเฉพาะของตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในหัวข้อนี้สามารถสรุปเป็นตารางได้ ดังนี้

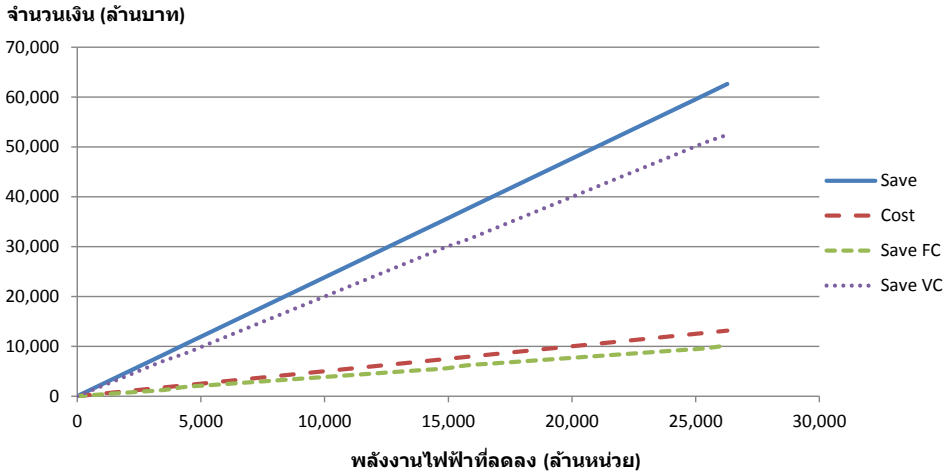
ตารางที่ 5.7 ตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ทำการทดสอบ

ชื่อกรณี	การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า	เป้าหมาย
REG	ลด load ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ที่ติดตั้งอุปกรณ์ลงร้อยละ 10	Strategic conservation
T5	ลด load ในช่วงเวลา 8:00 น. ถึง 20:00 น. ลงตามจำนานอุปกรณ์ที่เปลี่ยน	Strategic conservation
Shift 8hr	เลื่อน load ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ที่เข้าร่วมโครงการไปจากเดิม 8 ชั่วโมง	Load shifting
Shift 13hr	เลื่อน load ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ที่เข้าร่วมโครงการไปจากเดิม 13 ชั่วโมง	Load shifting

5.4 ผลการทดสอบ

5.4.1 ผลการทดสอบเบื้องต้น

ในขั้นแรกจะทำการทดสอบมาตรการ All เทียบกับกรณีฐานที่ไม่มีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า จะได้คุณค่าเมื่อลดการใช้พลังงานค่าต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 5.10 และได้ผลอื่นๆ ดังที่แสดงในตารางที่ 5.8 ทั้งนี้ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมาตรการนี้อยู่ที่ 2.65 ถึง 2.69 บาทต่อหน่วย



ภาพที่ 5.10 คุณค่าเมื่อลดโหลดลงตลอดเวลา

เมื่อ

$Save$ คือให้ผลประหยัดจาก DSM

$Cost$ คือค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ DSM

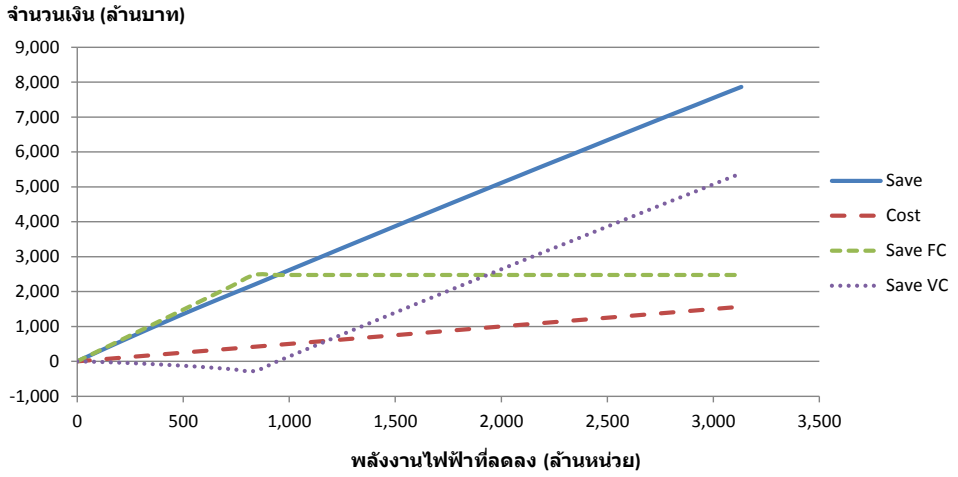
$Save\ FC$ คือค่าใช้จ่ายคงที่ที่ลดลงจากการดำเนินการ DSM

$Save\ VC$ คือค่าใช้จ่ายผันแปรที่ลดลงจากการดำเนินการ DSM

จากภาพที่ 5.10 จะเห็นว่าค่าใช้จ่ายคงที่และผันแปรมีค่าลดลงเมื่อความต้องการพลังงานมีค่าลดลงเรื่อยๆ ทำให้ผลประหยัดมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ โดยมีแนวโน้มเป็นเส้นตรง ซึ่งผลประหยัดส่วนใหญ่มาจากค่าใช้จ่ายผันแปรที่ลดลง ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าก็มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อความต้องการพลังงานมีค่าลดลง แต่เพิ่มขึ้นช้ากว่าผลประหยัด คุณค่าของมาตรการนี้จึงมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เมื่อเพิ่มระดับการดำเนินการ

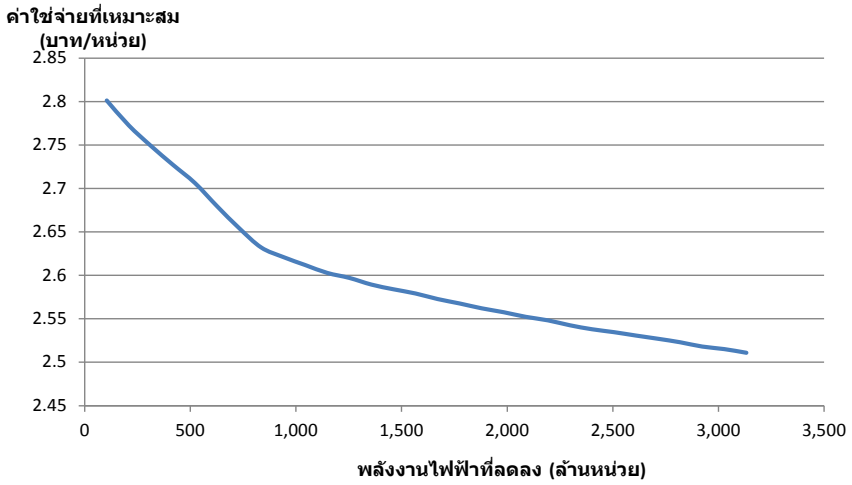
เมื่อพิจารณาร่วมกับข้อมูลในตารางที่ 5.8 จะเห็นว่าผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในมาตรการ All ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานมีค่าลดลงเรื่อยๆ ทั้งนี้สามารถคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าตลอดช่วงพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงที่พิจารณาได้เท่ากับ 2.38 บาทต่อหน่วย

เมื่อทำการทดสอบมาตรการ Peak เทียบกับกรณีฐานจะได้คุณค่าเมื่อลดการใช้พลังงานค่าต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 5.11 และได้ผลอื่นๆ ดังที่แสดงในตารางที่ 5.9 โดยต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมาตรการนี้อยู่ที่ 2.65 บาทต่อหน่วย



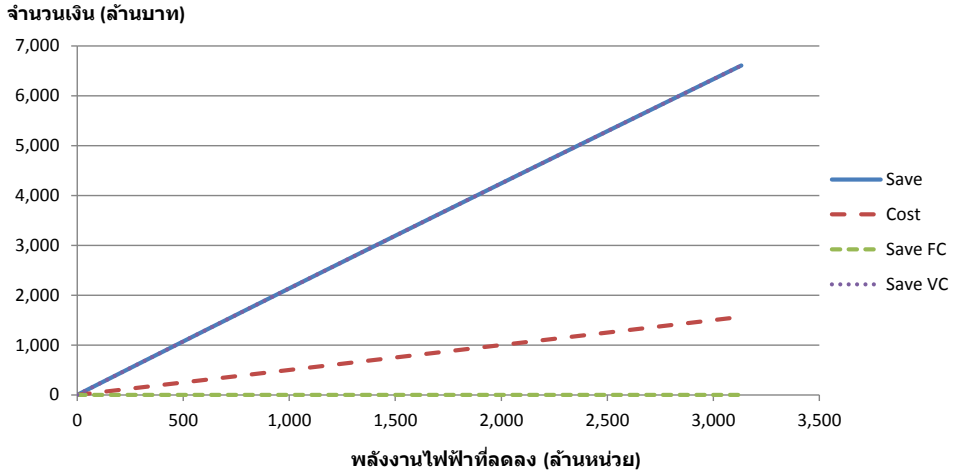
ภาพที่ 5.11 คุณค่าเมื่อโหลดลงในช่วง peak load

จากภาพที่ 5.11 จะเห็นว่าค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้ามีค่าลดลงเมื่อความต้องการพลังงานมีค่าลดลงเรื่อยๆ ทำให้ผลประหยัดมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ โดยมีแนวโน้มเป็นเส้นโค้งซึ่งมีโอกาสที่ผลประหยัดจะมีค่าคงที่หากทำการลดความต้องการพลังงานลงไปถึงค่าๆ หนึ่ง และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นเส้นตรง โดยตลอดช่วงการพิจารณาพบว่าคุณค่ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายคงที่และค่าใช้จ่ายผันแปรจะพบว่าในช่วงแรกของการพิจารณานั้นผลประหยัดทั้งหมดมาจากค่าใช้จ่ายคงที่ที่ลดลง แต่เมื่อถึงจุดๆ หนึ่งค่าใช้จ่ายคงที่จะมีค่าคงที่ และหลังจากจุดนี้ผลประหยัดก็จะมาจากค่าใช้จ่ายคงที่และผันแปรที่ลดลง ซึ่งสอดคล้องกับค่ากำลังผลิตติดตั้งจากตารางที่ 5.9 ที่มีค่าลดลงจนคงที่ที่ค่า 34,842 MW โดยที่ความต้องการพลังงานมีค่าลดลงเรื่อยๆ ทั้งนี้สามารถคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในแต่ละค่าของความต้องการพลังงานที่ลดลงได้ดังที่แสดงในภาพที่ 5.12 ซึ่งสังเกตได้ว่าเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นมีค่าลดลงเรื่อยๆ เมื่อพลังงานที่ลดลงเนื่องจากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น



ภาพที่ 5.12 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Peak

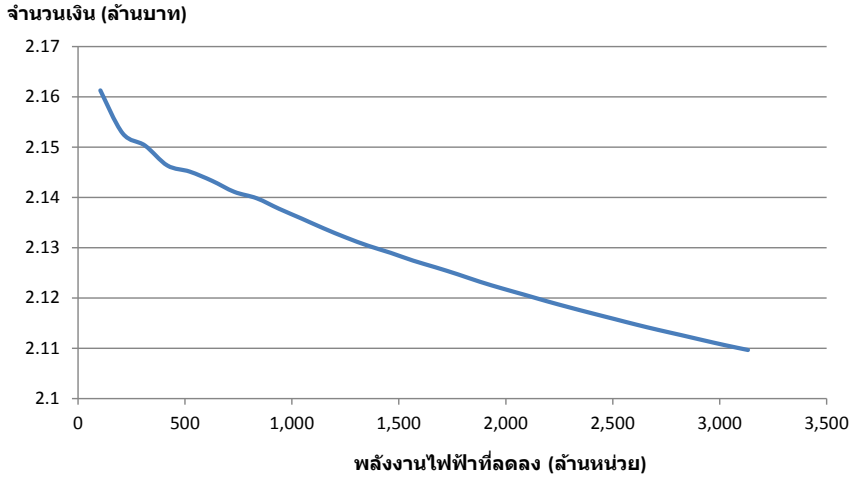
เมื่อทำการทดสอบมาตรการ Off Peak เทียบกับกรณีฐานจะได้คุณค่าเมื่อลดการใช้พลังงานค่าต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 5.13 และได้ผลอื่นๆ ดังที่แสดงในตารางที่ 5.10 โดยต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมาตรการนี้อยู่ที่ 2.65 ถึง 2.66 บาทต่อหน่วย



ภาพที่ 5.13 คุณค่าเมื่อโหลดลงในช่วง off-peak load

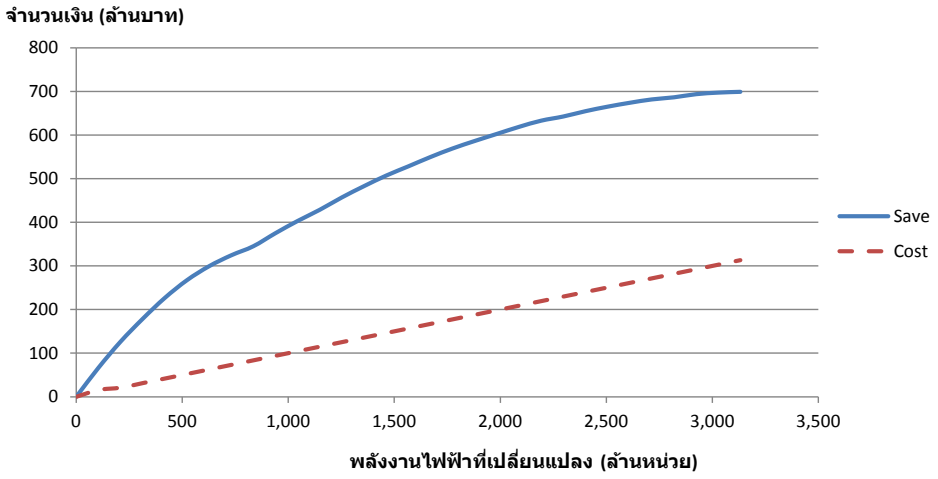
จากภาพที่ 5.13 จะเห็นว่าค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้ามีค่าลดลงเมื่อความต้องการพลังงานมีค่าลดลงเรื่อยๆ ทำให้ผลประหยัดมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ โดยมีแนวโน้มเป็นเส้นโค้งซึ่งมีโอกาสที่ผลประหยัดจะมีค่าคงที่หากทำการลดความต้องการพลังงานลงไปถึงค่าๆ หนึ่ง และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นเส้นตรง โดยตลอดช่วงการพิจารณาพบว่าคุณค่ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จะเห็นว่าผลประหยัดทั้งหมดมาจากค่าใช้จ่ายผันแปรที่ลดลง เนื่องจากตารางที่ 5.10 แสดงให้เห็นว่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามาตรการ Off Peak นี้ไม่

สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดหรือกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าได้เลย ทั้งนี้สามารถคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในแต่ละค่าของความต้องการพลังงานที่ลดลงได้ดังที่แสดงในภาพที่ 5.12 ซึ่งสังเกตได้ว่าเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นมีค่าลดลงเรื่อยๆ เมื่อพลังงานที่ลดลงเนื่องจากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น



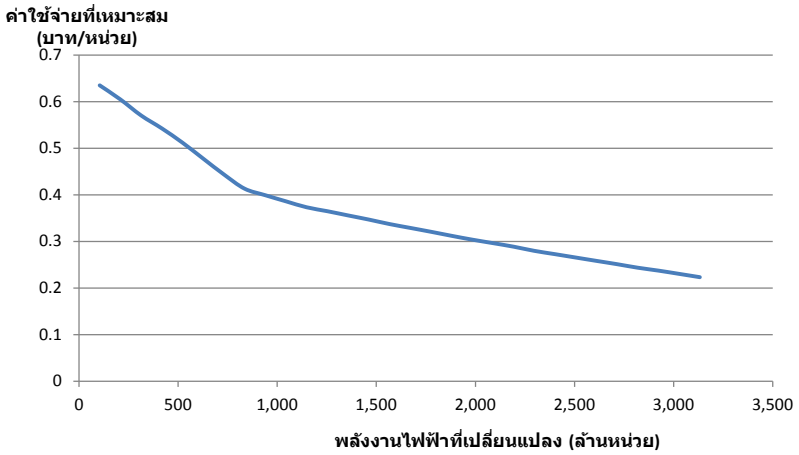
ภาพที่ 5.14 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Off Peak

เมื่อทำการทดสอบมาตรการ Shift เทียบกับกรณีฐาน จะได้คุณค่าเมื่อลดการใช้พลังงานค่าต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 5.15 และได้ผลอื่นๆ ดังที่แสดงในตารางที่ 5.11 โดยต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมาตรการนี้อยู่ที่ 2.65 บาทต่อหน่วย



ภาพที่ 5.15 คุณค่าเมื่อลดโหลดลงในช่วง peak load และเพิ่มในช่วง off-peak load

จากภาพที่ 5.15 จะเห็นว่าว่าค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้ามีค่าลดลงเมื่อความต้องการพลังงานที่เปลี่ยนแปลงมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทำให้ผลประหยัดมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ โดยมีแนวโน้มเป็นเส้นโค้งที่ความชันลดลงเรื่อยๆ เมื่อความต้องการพลังงานที่ลดลงมีค่าเท่าประมาณ 3,000 ล้านหน่วย ผลประหยัดก็มีค่าคงที่ ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทำให้คุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นถึงจุดๆ หนึ่งแล้วลดลง โดยกรณีที่ให้คุณค่าสูงที่สุดคือกรณี Shift 2,300 ทั้งนี้สามารถคำนวณค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่เหมาะสมในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงของความต้องการพลังงานที่ลดลงได้ดังที่แสดงในภาพที่ 5.16 ทั้งนี้จากตารางที่ 5.11 แสดงให้เห็นว่ามาตรการ Shift นั้นสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลงโดยที่ความต้องการพลังงานนั้นยังคงที่ แสดงให้เห็นว่าผลประหยัดทั้งหมดมาจากค่าใช้จ่ายคงที่ที่ลดลง



ภาพที่ 5.16 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Shift

ตารางที่ 5.8 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ All

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
All 100	29,947	193,215	35,542	876	2,085	438	1,647
All 200	29,847	192,339	35,442	1,752	4,169	876	3,293
All 300	29,747	191,463	35,342	2,628	6,254	1,314	4,940
All 400	29,647	190,587	35,242	3,504	8,338	1,752	6,586
All 500	29,547	189,711	35,042	4,380	10,451	2,190	8,261
All 600	29,447	188,835	34,942	5,256	12,536	2,628	9,908
All 700	29,347	187,959	34,842	6,132	14,620	3,066	11,554
All 800	29,247	187,083	34,742	7,008	16,705	3,504	13,201
All 900	29,147	186,207	34,642	7,884	18,790	3,942	14,848
All 1,000	29,047	185,331	34,542	8,760	20,875	4,380	16,495
All 1,100	28,947	184,455	34,442	9,636	22,959	4,818	18,141
All 1,200	28,847	183,579	34,342	10,512	25,044	5,256	19,788
All 1,300	28,747	182,703	34,242	11,388	27,129	5,694	21,435
All,1,400	28,647	181,827	34,142	12,264	29,213	6,132	23,081

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
All 1,500	28,547	180,951	34,042	13,140	31,298	6,570	24,728
All 1,600	28,447	180,075	33,942	14,016	33,382	7,008	26,374
All 1,700	28,347	179,199	33,842	14,892	35,467	7,446	28,021
All 1,800	28,247	178,323	33,642	15,768	37,580	7,884	29,696
All 1,900	28,147	177,447	33,542	16,644	39,664	8,322	31,342
All 2,000	28,047	176,571	33,442	17,520	41,749	8,760	32,989
All 2,100	27,947	175,695	33,342	18,396	43,834	9,198	34,636
All 2,200	27,847	174,819	33,242	19,272	45,919	9,636	36,283
All 2,300	27,747	173,943	33,142	20,148	48,004	10,074	37,930
All 2,400	27,647	173,067	33,042	21,024	50,088	10,512	39,576
All 2,500	27,547	172,191	32,942	21,900	52,173	10,950	41,223
All 2,600	27,447	171,315	32,842	22,776	54,258	11,388	42,870
All 2,700	27,347	170,439	32,742	23,652	56,342	11,826	44,516
All 2,800	27,247	169,563	32,642	24,528	58,427	12,264	46,163
All 2,900	27,147	168,687	32,542	25,404	60,511	12,702	47,809
All 3,000	27,047	167,811	32,342	26,280	62,623	13,140	49,483

ตารางที่ 5.9 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ Peak

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
Peak 100	30,047	194,091	35,642	104	292	52	240
Peak 200	29,947	193,987	35,542	209	579	104	475
Peak 300	29,847	193,882	35,442	313	861	157	704
Peak 400	29,747	193,778	35,342	418	1,139	209	930
Peak 500	29,647	193,673	35,242	522	1,413	261	1,152
Peak 600	29,547	193,569	35,142	626	1,679	313	1,365
Peak 700	29,447	193,465	35,042	731	1,940	365	1,574
Peak 800	29,379	193,360	34,942	835	2,198	418	1,781
Peak 900	29,379	193,256	34,842	940	2,463	470	1,993
Peak 1,000	29,379	193,151	34,842	1,044	2,727	522	2,205
Peak 1,100	29,379	193,047	34,842	1,148	2,989	574	2,415
Peak 1,200	29,379	192,943	34,842	1,253	3,254	626	2,627
Peak 1,300	29,379	192,838	34,842	1,357	3,514	679	2,836
Peak,1,400	29,379	192,734	34,842	1,462	3,777	731	3,046

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Peak 1,500	29,379	192,629	34,842	1,566	4,039	783	3,256
Peak 1,600	29,379	192,525	34,842	1,670	4,298	835	3,462
Peak 1,700	29,379	192,421	34,842	1,775	4,557	887	3,670
Peak 1,800	29,379	192,316	34,842	1,879	4,815	940	3,875
Peak 1,900	29,379	192,212	34,842	1,984	5,073	992	4,081
Peak 2,000	29,379	192,107	34,842	2,088	5,329	1,044	4,285
Peak 2,100	29,379	192,003	34,842	2,192	5,587	1,096	4,491
Peak 2,200	29,379	191,899	34,842	2,297	5,840	1,148	4,691
Peak 2,300	29,379	191,794	34,842	2,401	6,094	1,201	4,894
Peak 2,400	29,379	191,690	34,842	2,506	6,351	1,253	5,098
Peak 2,500	29,379	191,585	34,842	2,610	6,605	1,305	5,300
Peak 2,600	29,379	191,481	34,842	2,714	6,859	1,357	5,502
Peak 2,700	29,379	191,377	34,842	2,819	7,112	1,409	5,702
Peak 2,800	29,379	191,272	34,842	2,923	7,361	1,462	5,899
Peak 2,900	29,379	191,168	34,842	3,028	7,615	1,514	6,101
Peak 3,000	29,379	191,063	34,842	3,132	7,864	1,566	6,298

ตารางที่ 5.10 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ Off Peak

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
Off Peak 100	30,047	193,987	35,642	104	226	52	173
Off Peak 200	30,047	193,882	35,642	209	449	104	345
Off Peak 300	30,047	193,778	35,642	313	673	157	517
Off Peak 400	30,047	193,673	35,642	418	896	209	688
Off Peak 500	30,047	193,569	35,642	522	1,120	261	859
Off Peak 600	30,047	193,465	35,642	626	1,343	313	1,029
Off Peak 700	30,047	193,360	35,642	731	1,565	365	1,199
Off Peak 800	30,047	193,256	35,642	835	1,787	418	1,370
Off Peak 900	30,047	193,151	35,642	940	2,009	470	1,539
Off Peak 1,000	30,047	193,047	35,642	1,044	2,230	522	1,708
Off Peak 1,100	30,047	192,943	35,642	1,148	2,450	574	1,876
Off Peak 1,200	30,047	192,838	35,642	1,253	2,671	626	2,045
Off Peak 1,300	30,047	192,734	35,642	1,357	2,891	679	2,213
Off Peak,1,400	30,047	192,629	35,642	1,462	3,112	731	2,381

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Off Peak 1,500	30,047	192,525	35,642	1,566	3,332	783	2,549
Off Peak 1,600	30,047	192,421	35,642	1,670	3,551	835	2,716
Off Peak 1,700	30,047	192,316	35,642	1,775	3,771	887	2,884
Off Peak 1,800	30,047	192,212	35,642	1,879	3,990	940	3,050
Off Peak 1,900	30,047	192,107	35,642	1,984	4,209	992	3,217
Off Peak 2,000	30,047	192,003	35,642	2,088	4,428	1,044	3,384
Off Peak 2,100	30,047	191,899	35,642	2,192	4,646	1,096	3,550
Off Peak 2,200	30,047	191,794	35,642	2,297	4,865	1,148	3,717
Off Peak 2,300	30,047	191,690	35,642	2,401	5,083	1,201	3,883
Off Peak 2,400	30,047	191,585	35,642	2,506	5,301	1,253	4,049
Off Peak 2,500	30,047	191,481	35,642	2,610	5,519	1,305	4,214
Off Peak 2,600	30,047	191,377	35,642	2,714	5,737	1,357	4,380
Off Peak 2,700	30,047	191,272	35,642	2,819	5,955	1,409	4,546
Off Peak 2,800	30,047	191,168	35,642	2,923	6,173	1,462	4,711
Off Peak 2,900	30,047	191,063	35,642	3,028	6,390	1,514	4,876
Off Peak 3,000	30,047	190,959	35,642	3,132	6,607	1,566	5,041

ตารางที่ 5.11 ผลการทดสอบเบื้องต้น มาตรการ Shift

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
Shift 100	29,947	194,091	35,542	104	66	16	51
Shift 200	29,847	194,091	35,442	209	126	21	105
Shift 300	29,747	194,091	35,342	313	179	31	147
Shift 400	29,647	194,091	35,242	418	227	42	185
Shift 500	29,547	194,091	35,142	522	267	52	215
Shift 600	29,447	194,091	35,042	626	299	63	237
Shift 700	29,379	194,091	34,942	731	324	73	251
Shift 800	29,379	194,091	34,842	835	345	84	262
Shift 900	29,379	194,091	34,842	940	375	94	281
Shift 1,000	29,379	194,091	34,842	1,044	403	104	299
Shift 1,100	29,379	194,091	34,842	1,148	429	115	314
Shift 1,200	29,379	194,091	34,842	1,253	457	125	332
Shift 1,300	29,379	194,091	34,842	1,357	483	136	347
Shift,1,400	29,379	194,091	34,842	1,462	507	146	361

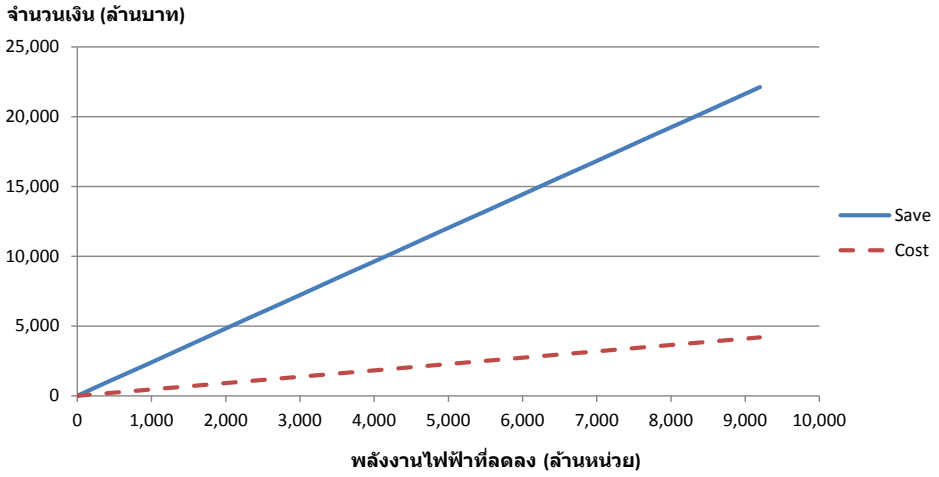
ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Shift 1,500	29,379	194,091	34,842	1,566	528	157	372
Shift 1,600	29,379	194,091	34,842	1,670	550	167	383
Shift 1,700	29,379	194,091	34,842	1,775	569	177	392
Shift 1,800	29,379	194,091	34,842	1,879	586	188	398
Shift 1,900	29,379	194,091	34,842	1,984	603	198	404
Shift 2,000	29,379	194,091	34,842	2,088	619	209	410
Shift 2,100	29,379	194,091	34,842	2,192	633	219	414
Shift 2,200	29,379	194,091	34,842	2,297	643	230	413
Shift 2,300	29,379	194,091	34,842	2,401	655	240	415
Shift 2,400	29,379	194,091	34,842	2,506	665	251	414
Shift 2,500	29,379	194,091	34,842	2,610	674	261	413
Shift 2,600	29,379	194,091	34,842	2,714	682	271	410
Shift 2,700	29,379	194,091	34,842	2,819	687	282	405
Shift 2,800	29,379	194,091	34,842	2,923	694	292	401
Shift 2,900	29,379	194,091	34,842	3,028	697	303	395
Shift 3,000	29,379	194,091	34,842	3,132	699	313	386

5.4.2 ผลการทดสอบตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

ในลำดับต่อมาจะนำเสนอผลของการทดสอบตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าตามที่ได้นำเสนอในบทที่ 2

5.4.2.1 ผลการทดสอบการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า

เมื่อทำการทดสอบมาตรการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าในผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ จะได้คุณค่าเมื่อลดการใช้พลังงานค่าต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 5.17 และได้ผลอื่นๆ ดังที่แสดงในตารางที่ 5.12 ทั้งนี้ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมาตรการนี้อยู่ที่ 2.65 ถึง 2.66 บาทต่อหน่วย



ภาพที่ 5.17 คุณค่าเมื่อติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า

จากภาพที่ 5.17 จะเห็นว่าผลประหยัดและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจากการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น โดยมีแนวโน้มเป็นเส้นตรงและผลประหยัดจะมีค่าสูงกว่าค่าใช้จ่ายในการดำเนินการอยู่ตลอดเวลา และจะเห็นว่าคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นผลต่างระหว่างผลประหยัดและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ และจากตารางที่ 5.12 จะเห็นว่าการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าสามารถลดได้ทั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้สามารถคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าได้ประมาณ 2.40 บาทต่อหน่วย สำหรับทุกค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง

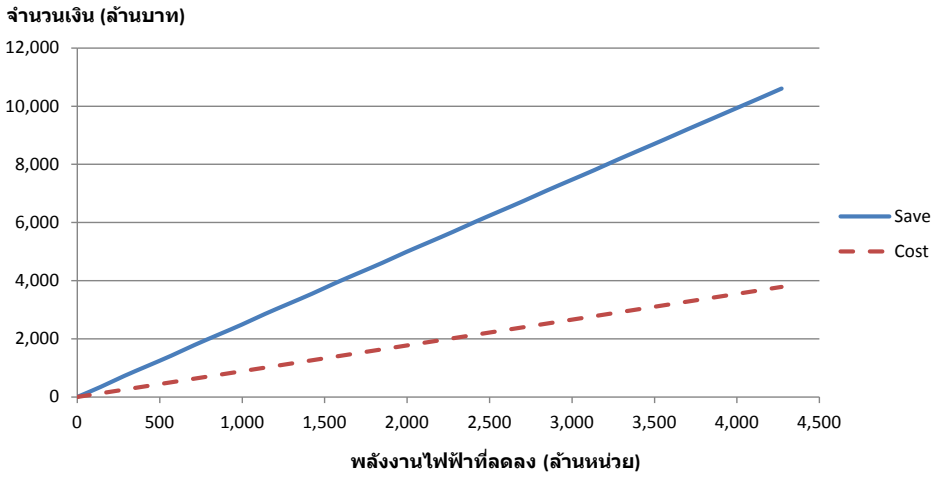
ตารางที่ 5.12 ผลการทดสอบการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
Reg 5%	30,047	194,091	35,642	460	1,114	209	905
Reg 10%	29,983	193,631	35,542	920	2,202	419	1,783
Reg 15%	29,920	193,171	35,542	1,380	3,319	628	2,691
Reg 20%	29,856	192,711	35,442	1,840	4,432	837	3,595
Reg 25%	29,793	192,251	35,342	2,300	5,544	1,046	4,498
Reg 30%	29,729	191,791	35,242	2,760	6,635	1,256	5,379
Reg 35%	29,666	191,331	35,242	3,220	7,749	1,465	6,284
Reg 40%	29,602	190,871	35,142	3,680	8,861	1,674	7,187
Reg 45%	29,539	190,411	35,042	4,140	9,952	1,884	8,068
Reg 50%	29,475	189,951	35,042	4,600	11,064	2,093	8,971
Reg 55%	29,412	189,491	34,942	5,059	12,174	2,302	9,872
Reg 60%	29,348	189,032	34,842	5,519	13,265	2,511	10,754
Reg 65%	29,285	188,572	34,842	5,979	14,378	2,720	11,658
Reg 70%	29,221	188,112	34,742	6,439	15,488	2,930	12,559

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Reg 75%	29,158	187,652	34,642	6,899	16,582	3,139	13,444
Reg 80%	29,094	187,192	34,642	7,359	17,694	3,348	14,346
Reg 85%	29,031	186,732	34,542	7,819	18,804	3,557	15,247
Reg 90%	28,967	186,272	34,442	8,279	19,896	3,767	16,129
Reg 95%	28,904	185,812	34,442	8,739	21,007	3,976	17,031
Reg 100%	28,840	185,352	34,342	9,199	22,117	4,185	17,932

5.4.2.2 ผลการทดสอบการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8

เมื่อทำการทดสอบมาตรการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 จะได้คุณค่าเมื่อลดการใช้พลังงานค่าต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 5.18 และได้ผลอื่นๆ ดังที่แสดงในตารางที่ 5.13 ทั้งนี้ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมาตรการนี้อยู่ที่ 2.65 ถึง 2.66 บาทต่อหน่วย



ภาพที่ 5.18 คุณค่าเมื่อใช้หลอด T5 แทนหลอด T8

จากภาพที่ 5.18 จะเห็นว่าผลประหยัดและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจากการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 มีค่าเพิ่มขึ้นโดยมีแนวโน้มเป็นเส้นตรงซึ่งผลประหยัดจะมีค่าสูงกว่าค่าใช้จ่ายในการดำเนินการอยู่ตลอดเวลา และจะเห็นว่าคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นผลต่างระหว่างผลประหยัดและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เช่นเดียวกับการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า และจากตารางที่ 5.13 จะเห็นว่าการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 สามารถลดได้ทั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้สามารถคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าได้ประมาณ 2.50 บาทต่อหน่วย สำหรับทุกค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง

ตารางที่ 5.13 ผลการทดสอบการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8

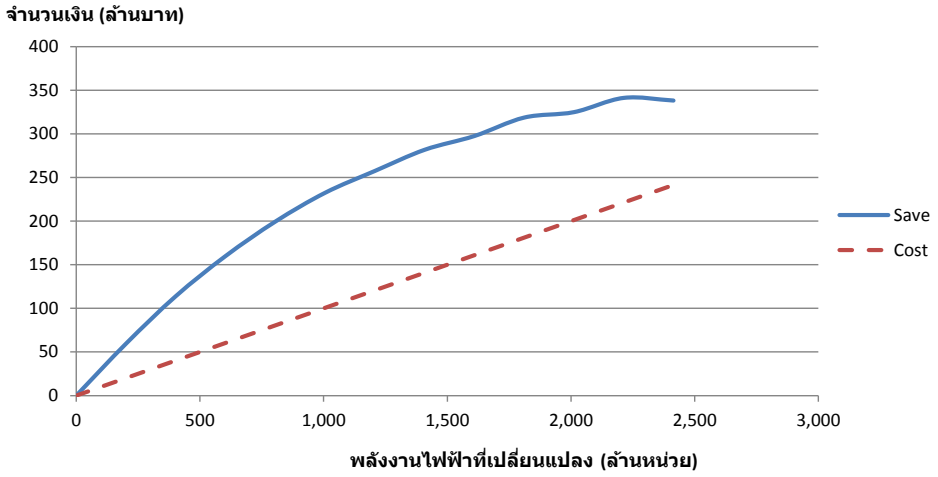
ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
T5 2M	30,017	193,949	35,642	142	347	126	221
T5 4M	29,987	193,806	35,542	285	723	252	470
T5 6M	29,957	193,664	35,542	427	1,070	379	692
T5 8M	29,927	193,522	35,542	569	1,418	505	914
T5 10M	29,897	193,379	35,442	712	1,790	631	1,159
T5 12M	29,867	193,237	35,442	854	2,139	757	1,382
T5 14M	29,837	193,095	35,442	996	2,485	883	1,602
T5 16M	29,807	192,952	35,342	1,139	2,856	1,009	1,847
T5 18M	29,777	192,810	35,342	1,281	3,204	1,136	2,068
T5 20M	29,747	192,667	35,342	1,423	3,551	1,262	2,289
T5 22M	29,717	192,525	35,242	1,566	3,920	1,388	2,532
T5 24M	29,687	192,383	35,242	1,708	4,268	1,514	2,754
T5 26M	29,657	192,240	35,242	1,851	4,615	1,640	2,975
T5 28M	29,627	192,098	35,142	1,993	4,982	1,767	3,216

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
T5 30M	29,597	191,956	35,142	2,135	5,329	1,893	3,436
T5 32M	29,567	191,813	35,142	2,278	5,678	2,019	3,659
T5 34M	29,537	191,671	35,042	2,420	6,041	2,145	3,896
T5 36M	29,507	191,529	35,042	2,562	6,389	2,271	4,118
T5 38M	29,477	191,386	35,042	2,705	6,737	2,397	4,340
T5 40M	29,447	191,244	34,942	2,847	7,099	2,524	4,575
T5 42M	29,417	191,102	34,942	2,989	7,447	2,650	4,797
T5 44M	29,387	190,959	34,942	3,132	7,794	2,776	5,018
T5 46M	29,357	190,817	34,842	3,274	8,155	2,902	5,253
T5 48M	29,327	190,675	34,842	3,416	8,503	3,028	5,475
T5 50M	29,297	190,532	34,842	3,559	8,851	3,155	5,697
T5 52M	29,267	190,390	34,742	3,701	9,207	3,281	5,927
T5 54M	29,237	190,248	34,742	3,843	9,556	3,407	6,149
T5 56M	29,207	190,105	34,742	3,986	9,905	3,533	6,372
T5 58M	29,177	189,963	34,742	4,128	10,252	3,659	6,593
T5 60M	29,147	189,820	34,642	4,271	10,606	3,785	6,821

5.4.2.3 ผลการทดสอบการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน

เมื่อทำการทดสอบมาตรการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งานในผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่โดยเลื่อนการใช้ไฟฟ้าไปจากเดิม 8 และ 13 ชั่วโมง จะได้คุณค่าเมื่อเลื่อนการใช้ไฟฟ้าค่าต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 5.19 และ ภาพที่ 5.21 และได้ผลอื่นๆ ดังที่แสดงในตารางที่ 5.14 และตารางที่ 5.15 ทั้งนี้ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมาตรการนี้อยู่ที่ 2.65 บาทต่อหน่วยสำหรับทั้ง 2 มาตรการ

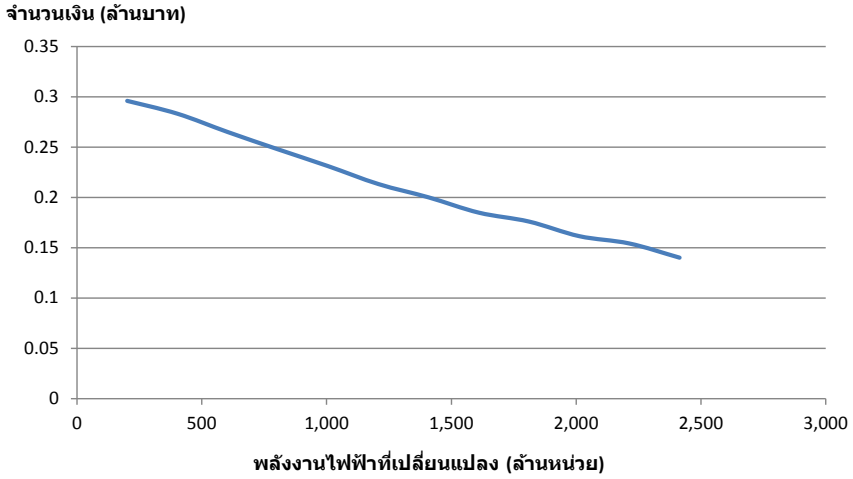
มาตรการ Shift 8hr จะพิจารณาถึงกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่จำนวนร้อยละ 60 ดำเนินการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าเท่านั้น



ภาพที่ 5.19 คุณค่าเมื่อเลื่อนการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดใหญ่ไป 8 ชั่วโมง

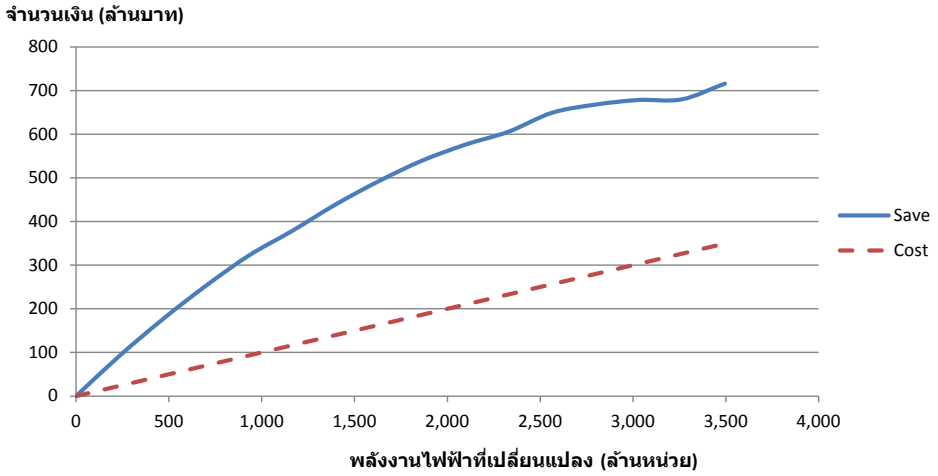
จากภาพที่ 5.19 จะเห็นว่าเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ถูกเลื่อนมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ผลประหยัดเมื่อเลื่อนการใช้ไฟฟ้าไปจากเดิม 8 ชั่วโมงจะมีค่าเพิ่มขึ้นด้วยความชันที่ลดลง แล้วเมื่อขึ้นไปถึงค่าสูงสุดค่าหนึ่งก็มีแนวโน้มลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทำให้คุณค่าของมาตรการนี้มีค่าเพิ่มขึ้นถึงค่าสูงสุดแล้วลดลง โดยกรณีที่มีคุณค่าสูงสุดคือกรณี Shift 8hr 35%

จากตารางที่ 5.14 จะเห็นว่าเลื่อนการใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลงได้โดยไม่ทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง ทั้งนี้สามารถคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในแต่ละค่าของความต้องการพลังงานที่ลดลงได้ดังที่แสดงในภาพที่ 5.20 ซึ่งสังเกตได้ว่าเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยนั้นมีค่าลดลงเรื่อยๆ เมื่อพลังงานที่เปลี่ยนแปลงเนื่องจากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น



ภาพที่ 5.20 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการเลื่อนการใช้ไฟฟ้า 8 ชั่วโมง

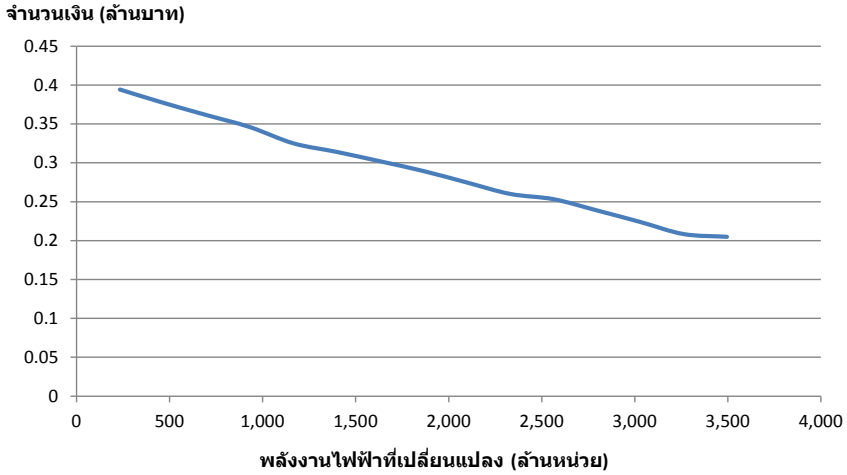
สำหรับมาตรการ Shift 13hr จะพิจารณาถึงกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่จำนวนร้อยละ 75 ดำเนินการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าเท่านั้น



ภาพที่ 5.21 คุณค่าเมื่อเลื่อนการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดใหญ่ไป 13 ชั่วโมง

จากภาพที่ 5.21 จะเห็นว่าเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ถูกเลื่อนมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ผลประหยัดเมื่อเลื่อนการใช้ไฟฟ้าไปจากเดิม 13 ชั่วโมงจะมีค่าเพิ่มขึ้นด้วยความชันที่ลดลงในช่วงแรกแล้วมีค่าเกือบคงที่อยู่ช่วงหนึ่ง จากนั้นผลประหยัดจะมีค่าเพิ่มขึ้นในกรณีสุดท้ายที่พิจารณา ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทำให้คุณค่าของมาตรการนี้มีค่าเพิ่มขึ้นถึงค่าสูงสุดแล้วลดลง โดยกรณีที่มีคุณค่าสูงสุดคือกรณี Shift 13hr 55%

จากตารางที่ 5.15 จะเห็นว่าเลื่อนการใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลงได้โดยไม่ทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง ทั้งนี้สามารถคำนวณเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในแต่ละค่าของความต้องการพลังงานที่ลดลงได้ดังที่แสดงในภาพที่ 5.22 ซึ่งสังเกตได้ว่าเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยนั้นมีค่าลดลงเรื่อยๆ เมื่อพลังงานที่เปลี่ยนแปลงเนื่องจากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่ามากขึ้น



ภาพที่ 5.22 เกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับมาตรการเลื่อนการใช้ไฟฟ้า 13 ชั่วโมง

ตารางที่ 5.14 ผลการทดสอบการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน มาตรการ Shifted 8hr

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
Shift 8hr 5%	29,962	194,091	35,542	201	60	20	39
Shift 8hr 10%	29,877	194,091	35,442	402	114	40	74
Shift 8hr 15%	29,792	194,091	35,342	604	160	60	100
Shift 8hr 20%	29,707	194,091	35,242	805	199	80	119
Shift 8hr 25%	29,622	194,091	35,142	1,006	232	101	132
Shift 8hr 30%	29,537	194,091	35,142	1,207	258	121	137
Shift 8hr 35%	29,452	194,091	35,042	1,409	282	141	141
Shift 8hr 40%	29,367	194,091	34,942	1,610	298	161	137
Shift 8hr 45%	29,282	194,091	34,942	1,811	319	181	138
Shift 8hr 50%	29,197	194,091	34,842	2,012	325	201	124
Shift 8hr 55%	29,112	194,091	34,842	2,213	341	221	120
Shift 8hr 60%	29,027	194,091	34,742	2,414	338	241	97

ตารางที่ 5.15 ผลการทดสอบการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน มาตรการ Shifted 13hr

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Base	30,047	194,091	35,642	-	-	-	-
Shifted 13hr 5%	29,976	194,091	35,542	233	92	23	69
Shifted 13hr 10%	29,905	194,091	35,442	466	176	47	129
Shifted 13hr 15%	29,833	194,091	35,342	699	253	70	183
Shifted 13hr 20%	29,762	194,091	35,242	932	322	93	229
Shifted 13hr 25%	29,691	194,091	35,242	1,165	379	117	262
Shifted 13hr 30%	29,620	194,091	35,142	1,398	439	140	299
Shifted 13hr 35%	29,548	194,091	35,042	1,631	493	163	329
Shifted 13hr 40%	29,477	194,091	34,942	1,864	540	186	353
Shifted 13hr 45%	29,406	194,091	34,842	2,097	576	210	366
Shifted 13hr 50%	29,335	194,091	34,742	2,330	606	233	373
Shifted 13hr 55%	29,263	194,091	34,742	2,563	649	256	393
Shifted 13hr 60%	29,192	194,091	34,642	2,796	668	280	388
Shifted 13hr 65%	29,121	194,091	34,542	3,029	678	303	376
Shifted 13hr 70%	29,050	194,091	34,442	3,262	680	326	354

ชื่อกรณี	Peak Load (MW)	Energy Demand (GWh)	Installed Capacity (MW)	พลังงานที่เปลี่ยนแปลง (GWh)	Save Cost (ล้านบาท)	DSM Cost (ล้านบาท)	คุณค่า (ล้านบาท)
Shifted 13hr 75%	28,979	194,091	34,442	3,495	716	349	367

5.5 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบที่นำเสนอในหัวข้อที่ 5.4 จะถูกวิเคราะห์และอธิปรายในหัวข้อนี้ โดยนำเสนอให้สอดคล้องกับการนำเสนอผลการทดสอบ

5.5.1 วิเคราะห์ผลการทดสอบเบื้องต้น

จากผลการทดสอบเบื้องต้นในมาตรการ All ซึ่งมีเป้าหมายแบบ Strategic conservation จะเห็นว่าผลประหยัดและคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น นั่นคือคุ้มค่าที่จะดำเนินการ และยิ่งดำเนินการมากก็จะได้รับคุณค่าตอบแทนมาก เนื่องจากเกณฑ์ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าคงที่ หากเพิ่มระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ผลประหยัดและคุณค่าก็จะเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ

สำหรับมาตรการ Peak และ Off Peak ซึ่งมีเป้าหมายแบบ Strategic conservation นั้นจะเห็นว่าเมื่อระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น ผลประหยัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าก็จะมีค่าเพิ่มขึ้นแล้วลู่เข้าสู่ค่าคงที่ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทำให้คุณค่ามีค่าเพิ่มขึ้นถึงค่าสูงสุดแล้วลดลง และ ณ ระดับการเข้าร่วมการค่าหนึ่งค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับผลประหยัด และที่ระดับนั้นคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าเป็นศูนย์ ทั้งนี้ระดับดังกล่าวไม่ได้อยู่ในขอบเขตที่พิจารณา และหากพิจารณาเฉพาะในขอบเขตจะพบว่าการยิ่งดำเนินการมาก คุณค่าที่ได้ก็จะสูงขึ้น

เมื่อพิจารณาเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะพบว่าในช่วงแรกเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยจะมีค่าสูงสุดแล้วลดลงเรื่อยๆ เมื่อระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งค่าเหล่านี้สามารถใช้เป็นเกณฑ์ในการเลือกมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพื่อดำเนินการหรือส่งเสริมได้

สำหรับมาตรการ Shift ซึ่งมีเป้าหมายแบบ Load shifting นั้นจะได้ผลเช่นเดียวกันกับมาตรการ Peak และ Off Peak คือผลประหยัดของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าก็จะมีค่าเพิ่มขึ้นแล้วลู่เข้าสู่ค่าคงที่ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ แต่จะเห็นการลู่เข้าชัดเจนกว่าและระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีคุณค่าสูงที่สุดก็อยู่ในช่วงที่พิจารณา เมื่อพิจารณาเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะพบว่ามีลักษณะเช่นเดียวกับมาตรการ Peak และ Off Peak คือในช่วงแรกเกณฑ์

อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยจะมีค่าสูงสุดแล้วลดลงเรื่อยๆ เมื่อระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งค่าเหล่านี้สามารถใช้เป็นเกณฑ์ในการเลือกการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพื่อดำเนินการหรือส่งเสริมได้ และสามารถสรุปได้ว่าค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าควรมีค่าลดลงเรื่อยๆ เมื่อระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นหรือปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น

5.5.2 วิเคราะห์ผลการทดสอบตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

จากผลการทดสอบตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะพบว่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีเป้าหมายเดียวกันจะมีผลการทดสอบที่ใกล้เคียงกัน ดังนี้

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีเป้าหมายแบบ Stretegic conservation ซึ่งได้แก่มาตรการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า และมาตรการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 จะมีผลประหยัดและคุณค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เมื่อระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสูง ซึ่งหมายถึงมาตรการเหล่านี้คุ้มค่าที่จะดำเนินการ และยิ่งดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเหล่านี้มาก คุณค่าที่เกิดกับระบบผลิตไฟฟ้าก็จะมีค่าสูง ทั้งนี้ในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าตามเงื่อนไขที่กำหนดขึ้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ควรลงทุนเกิน 2.40 บาทต่อหน่วยพลังงานที่ลดลง และในการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 ตามเงื่อนไขที่กำหนดขึ้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ควรลงทุนเกิน 2.50 บาทต่อหน่วยพลังงานที่ลดลงเนื่องจากค่าเหล่านี้เป็นเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ซึ่งค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่อ้างอิงมาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้อยู่ที่ 0.45 บาทต่อหน่วยต่อปี และ 0.89 บาทต่อหน่วยต่อปี ตามลำดับ

สำหรับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่มีเป้าหมายแบบ Load shifting ซึ่งได้แก่มาตรการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งานโดยการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าไปจากเดิม 8 และ 13 ชั่วโมงนั้นจะมีผลประหยัดเพิ่มขึ้นแต่มีอัตราการเพิ่มลดลงในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เมื่อระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น สำหรับมาตรการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าไป 8 ชั่วโมงนั้นจะมีคุณค่ามากที่สุดเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ร้อยละ 35 ดำเนินการ จากนั้นคุณค่าจะลดลง เมื่อพิจารณาเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะพบว่าในช่วงแรกเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยจะมีค่าสูงสุดแล้วลดลงเรื่อยๆ เมื่อระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งค่าเหล่านี้สามารถใช้เป็นเกณฑ์ในการเลือกการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพื่อดำเนินการหรือส่งเสริมได้

สำหรับการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าไป 13 ชั่วโมงนั้นจะมีคุณค่ามากที่สุดเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ร้อยละ 55 ดำเนินการ จากนั้นคุณค่าจะลดลงเรื่อยๆ เมื่อพิจารณาเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจะพบว่าในช่วงแรกเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยจะมีค่าสูงสุดแล้วลดลงเรื่อยๆ เมื่อระดับการเข้าร่วมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งค่าเหล่านี้สามารถใช้เป็นเกณฑ์ในการเลือกการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพื่อดำเนินการหรือส่งเสริมได้เช่นกัน และสามารถสรุปได้ว่าค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าควรมีค่าลดลงเรื่อยๆ เมื่อระดับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น หรือปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงจากการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น

บทที่ 6

สรุป

6.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอกระบวนการประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในมุมมองการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าในระยะยาว โดยทดสอบตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า 3 ตัวอย่าง ได้แก่ มาตรการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า มาตรการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 และมาตรการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งาน โดยใช้ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 เป็นข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มต้น แล้วทำออกแบบระบบไฟฟ้าที่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้เมื่อมีการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าตามที่กำหนด โดยใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2558 แล้วทำการคำนวณดัชนีต่างๆ ของระบบไฟฟ้า ได้แก่ กำลังผลิตติดตั้งของระบบ, พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการประเมินผลประหยัดและคุณค่าของมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นๆ ข้อมูลที่ได้นี้สามารถใช้ประเมินความคุ้มค่าในการดำเนินการและประเมินระดับการดำเนินการที่เหมาะสมได้

ผลการทดสอบเบื้องต้นชี้ให้เห็นว่ากระบวนการที่นำเสนอสามารถใช้ประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่กำหนดขึ้นเองได้ ซึ่งคุณค่าที่ได้นี้สามารถใช้เปรียบเทียบกันเพื่อหาระดับการดำเนินการที่เหมาะสมสำหรับมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้านั้นๆ นอกจากนี้ยังสามารถคำนวณหาเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยสำหรับการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแต่ละมาตรการทำให้ทราบว่าหากต้องการดำเนินมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามาตรการใดๆ ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยต่อปีที่เหมาะสมไม่ควรมีค่าเกินเท่าใด

เมื่อทดสอบกระบวนการที่นำเสนอกับตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ได้แก่ มาตรการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า มาตรการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 และมาตรการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้งานจะพบว่ากระบวนการที่นำเสนอสามารถใช้ประเมินคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าตัวอย่างเหล่านี้ได้เช่นกัน ซึ่งผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าตัวอย่างการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าและการใช้หลอด T5 แทนหลอด T8 คุ้มค่าที่จะดำเนินการเนื่องจากมีคุณค่าเป็นบวก และมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อหน่วยต่อปีต่ำกว่าเกณฑ์อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยที่คำนวณได้อยู่มาก นอกจากนี้

มาตรการเหล่านี้ยังสามารถดำเนินการได้อย่างเต็มที่ตามศักยภาพเนื่องจากยิ่งดำเนินการ คุณค่าที่ได้ก็ยิ่งเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ

สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าตามชั่วเวลาที่ใช้งานนั้นจะมีช่วงการดำเนินการที่คุ้มค่าที่จะดำเนินการ และหากดำเนินการถึงระดับหนึ่งคุณค่าที่ได้ก็จะมีค่าสูงสุด ซึ่งเป็นจุดที่เหมาะสมที่สุดในการดำเนินการ แต่หากดำเนินการมากกว่าระดับดังกล่าวคุณค่าที่ได้ก็จะลดลงเรื่อยๆ จนไม่คุ้มค่าที่จะดำเนินการในที่สุด สำหรับมาตรการนี้หากเพิ่มระดับการดำเนินการให้มีค่ามากขึ้นเรื่อยๆ อัตราค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการดำเนินการต่อหน่วยพลังงานควรมีค่าลดลง

6.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

1) ข้อมูลค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นค่าพยากรณ์หรือสมมติฐานที่กำหนดขึ้นเพื่อการทดสอบซึ่งมีผลโดยตรงกับคุณค่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้หากข้อมูลจริงแตกต่างจากค่าพยากรณ์อาจทำให้ผลการทดสอบแตกต่างจากผลที่ได้สรุปไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
2) ในทางปฏิบัติผู้ที่ได้ประโยชน์จากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดคือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า หากพิจารณาโดยเปลี่ยนให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเอง หรือกำหนดสัดส่วนการลงทุนระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้ากับผู้ดูแลระบบไฟฟ้าค่าหนึ่ง ผลที่ได้อาจแตกต่างไป
3) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาถึงคุณค่าต่อผู้ดูแลระบบไฟฟ้าเท่านั้น หากสามารถพิจารณาหาค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยพิจารณาข้อมูลอื่นๆ เพิ่มเติม เช่น ค่าสายส่ง หรือ ค่า Ft แล้วสามารถคำนวณหาค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายได้แล้วจะสามารถพิจารณาถึงคุณค่าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย และอาจใช้เป็นแนวทางในการโน้มน้าวให้ผู้ใช้ไฟฟ้าดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าได้
4) นอกจากตัวอย่างมาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้วกระบวนการที่นำเสนออาจะนำไปใช้ในการประเมินคุณค่ามาตรการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าอื่นๆ ได้

รายการอ้างอิง

[1] DelGado, R.M. Demand-Side Management Alternatives. Proceedings of the IEEE 73, 10 (October 1985): 1471-1488.

[2] Mohsenian-Rad, A. and Wong, V.W.S. and Jatskevich, J. and Schober, R. and Leon-Garcia, A. Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid. IEEE Transactions on Smart Grid 1, 3 (December2010): 320-331.

[3] Gellings, C.W. and Smith W.M. Integrating Demand-Side Management into Utility Planning. Proceedings of the IEEE 77, 6 (June 1989): 908-918.

[4] Smith, B.A. and Mcrae, M.R. and Tabakin, E.L. Issues in Forecasting Demand-Side Management Program Impacts. Proceedings of the IEEE 73, 10 (October 1985): 1496-1502.

[5] Runnels, J.E. and Whyte, M.D. Evaluation of Demand-Side Management. Proceedings of the IEEE 73, 10 (October 1985): 1489-1495.

[6] Nadel, S. Utility Demand-Side Management Experience and Potential-A Critical Review. Annual Review of Energy and the Environment 17 (1992): 507-535.

[7] Loughran, D.S. and Kulick, J. Demand-Side Management and Energy Efficiency in the United States. Energy Journal, The 25, 1 (2004): 19-24.

[8] International Institute for Energy Conservation. Demand Side Management Best Practices Guidebook: IIEC.

[9] Bellarmine, G.T. Load Management techniques. Southeastcon 2000, pp.139-145. Proceedings of the IEEE, 2000.

[10] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. แผ่นพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2553.

[11] Fotuhi-Firuzabad, M. and Billinton, R. Impact of Load Management on Composite System Reliability Evaluation Short-Term Operating Benefits. IEEE Transactions on Power Systems 15, 2 (May 2000): 858-860.

[12] Zhou, M. and Li, G. and Zhang, P. Impact of Demand Side Management on Composite Generation and Transmission System Reliability. Power Systems Conference and Exposition 2006, pp. 819-824. Proceeding of the IEEE, 2006.

[13] Bonneville, E. Demand Side Management for residential and commercial end-users. [Online]. 2006. Available from: http://www.leonardo-energy.org/repository /Library/Papers. [2011, Sept].

[14] Palensky, P. and Dietrich, D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics 7, 3 (August 2011): 381-388.

[15] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า.[ออนไลน์]. 2553. แหล่งที่มา: http://www.dsm.egat.co.th/index.php?option=com_content &view=article&id=22&Itemid=68. [2554, กันยายน 15].

[16] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. Engineering Estimate of DSM Program Impacts. [ออนไลน์]. 2554. แหล่งที่มา: http://www.dsm.egat.co.th/File/ Archive/by_program-year-thai.pdf. [2554, ธันวาคม 2].

[17] พลังงาน, กระทรวง. พัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรม. แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี. กรุงเทพมหานคร: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2553.

[18] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. เทคโนโลยีประหยัดพลังงาน อุปกรณ์ปรับระดับแรงดันไฟฟ้า [ออนไลน์]. 2555. แหล่งที่มา: http://www2.dede.go.t/bhrd/old/ dataenergy/DocEnergy/energy%20saving%20technology.htm [2554].

[19] บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, ศูนย์. รายงานสรุปผลการตรวจประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงาน โครงการนำร่องสิทธิประโยชน์ทางภาษีเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน. กรุงเทพมหานคร: ศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2550.

[20] บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น.พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพมหานคร: สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.

[21] ปฏิบัติการด้านการใช้ไฟฟ้า, ฝ่าย. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ตารางเปรียบเทียบข้อมูลหลอด T5 กับหลอด T8. [ออนไลน์]. 2552. แหล่งที่มา: http://t5.egat.co.th/detal1.htm. [2554, พฤศจิกายน].

[22] ปฏิบัติการด้านการใช้ไฟฟ้า, ฝ่าย. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. การคำนวณระยะเวลาคืนทุน. [ออนไลน์]. 2552. แหล่งที่มา: http://t5.egat.co.th/detal1.htm. [2554, พฤศจิกายน].

[23] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. อัตราค่าไฟฟ้า. [ออนไลน์] 2554. แหล่งที่มา: http://www.pea.co.th/rates/Rate2011.pdf. [2555, มกราคม].

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

[25] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. dt13091240.xls. [ออนไลน์] 2553 แหล่งที่มา: http:// www.pea.co.th/th/loadprofile_t/show.php [2555, มกราคม]

[26] เศรษฐกิจพลังไฟฟ้า, กอง. นโยบายเศรษฐกิจพลังงาน, ฝ่าย. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. รายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 2554. กรุงเทพมหานคร: กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า, 2555

[27] การไฟฟ้านครหลวง. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า กฟน. ปี 54. [ออนไลน์] 2555 แหล่งที่มา:http://www.mea.or.th/internet/MEAEnergy/ElecComsum1_1.htm [2555]

[28] Billinton, R. and Harrington, P.G. Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-97, 6 (Nov/Dec 1978): 2076-2085.

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

[30] สถาบันวิจัยพลังงาน. จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. งานศึกษาและเสนอแนะมาตรการเพื่อให้เกิดความมั่นคงเชื่อถือได้ของระบบพลังงาน. กรุงเทพมหานคร: สถาบันวิจัยพลังงาน, 2553.

[31] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. กำลังผลิตติดตั้งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า. [ออนไลน์] 2555. แหล่งที่มา: http://prinfo.egat.co.th/. [2555, มกราคม].

[32] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. กำลังผลิตรวมของระบบ. [ออนไลน์] 2555. แหล่งที่มา: http://prinfo.egat.co.th/. [2555, มกราคม].

[33] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สภาพน้ำและการระบายน้ำ. [ออนไลน์] 2553. แหล่งที่มา: http://ichpp.egat.co.th/. [2554, พฤษภาคม].

[34] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สมมติฐานและภาพรวมร่างแผน PDP 2010. [ออนไลน์]. 2553. แหล่งที่มา: http://www.eppo.go.th/. [2554, สิงหาคม].

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2554

ID	Gen name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Owner	Life Time	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	Fixed O&M Cost (Baht/MW/Yr)
1	Hydro 1	779.20	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
2	Hydro 2	500.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
3	Hydro 3	25.20	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	6.76	3.06
4	Hydro 4	36.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
5	Hydro 5	40.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
6	Hydro 6	6.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	6.76	3.06
7	Hydro 7	720.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
8	Hydro 8	300.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
9	Hydro 9	39.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
10	Hydro 10	19.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	6.76	3.06
11	Hydro 11	72.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
12	Hydro 12	1.28	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	6.76	3.06
13	Hydro 13	9.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	6.76	3.06
14	Hydro 14	1.06	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	6.76	3.06

ID	Gen name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Owner	Life Time	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	Fixed O&M Cost (Baht/MW/Yr)
15	Hydro 15	240.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
16	Hydro 16	136.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	3.58	3.06
17	Hydro 17	500.00	Hydro	Hydro	EGAT	50	0	2.86	3.06
18	Combine Cycle 1	316.00	Combine Cycle	NG	EGAT	27	7,800.00	5.00	0.62
19	Combine Cycle 2	562.00	Combine Cycle	NG	EGAT	27	7,600.00	7.00	0.62
20	Combine Cycle 3	710.00	Combine Cycle	NG	EGAT	25	6,800.00	4.00	0.62
21	Thermal NG 1	525.50	Steam	NG	EGAT	23	9,800.00	6.00	0.62
22	Thermal NG 2	526.50	Steam	NG	EGAT	23	9,800.00	6.00	0.62
23	Thermal NG 3	576.00	Steam	NG	EGAT	30	9,500.00	6.00	0.62
24	Thermal NG 4	576.00	Steam	NG	EGAT	31	9,500.00	6.00	0.62
25	Combine Cycle 4	314.00	Combine Cycle	NG	EGAT	26	8,300.00	7.00	0.62
26	Combine Cycle 5	314.00	Combine Cycle	NG	EGAT	27	8,400.00	7.00	0.62
27	Combine Cycle 6	710.00	Combine Cycle	NG	EGAT	25	6,800.00	4.00	0.62
28	Thermal Coal 1	140.00	Steam	Lignite	EGAT	33	11,500.00	5.00	1.32
29	Thermal Coal 2	140.00	Steam	Lignite	EGAT	34	11,500.00	5.00	1.32
30	Thermal Coal 3	140.00	Steam	Lignite	EGAT	34	11,500.00	5.00	1.32

ID	Gen name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Owner	Life Time	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	Fixed O&M Cost (Baht/MW/Yr)
31	Thermal Coal 4	140.00	Steam	Lignite	EGAT	35	11,500.00	5.00	1.32
32	Thermal Coal 5	270.00	Steam	Lignite	EGAT	38	10,600.00	5.00	1.32
33	Thermal Coal 6	270.00	Steam	Lignite	EGAT	39	10,600.00	5.00	1.32
34	Thermal Coal 7	270.00	Steam	Lignite	EGAT	30	10,600.00	5.00	1.32
35	Thermal Coal 8	270.00	Steam	Lignite	EGAT	30	10,600.00	5.00	1.32
36	Thermal Coal 9	270.00	Steam	Lignite	EGAT	30	10,600.00	5.00	1.32
37	Thermal Coal 10	270.00	Steam	Lignite	EGAT	30	10,600.00	5.00	1.32
38	Thermal Oil 1	315.00	Steam	Oil	EGAT	30	10,400.00	10.00	0.68
39	Combine Cycle 7	325.00	Combine Cycle	NG	EGAT	27	8,300.00	7.00	0.62
40	Combine Cycle 8	325.00	Combine Cycle	NG	EGAT	27	8,400.00	7.00	0.62
41	Combine Cycle 9	612.00	Combine Cycle	NG	EGAT	27	7,800.00	6.00	0.62
42	Combine Cycle 10	612.00	Combine Cycle	NG	EGAT	27	7,700.00	6.00	0.62
43	Combine Cycle 11	686.00	Combine Cycle	NG	EGAT	26	7,200.00	6.00	0.62
44	Combine Cycle 12	710.00	Combine Cycle	NG	EGAT	25	6,800.00	4.00	0.62
45	Gas Turbine 1	4.40	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25	10,400.00	10.00	0.68
46	Import 1	214.00	Import	Import Hydro	Import	25	0	3.58	0.00

ID	Gen name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Owner	Life Time	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	Fixed O&M Cost (Baht/MW/Yr)
47	Import 2	126.00	Import	Import Hydro	Import	31	0	3.58	0.00
48	IPP Thermal NG 2	70.20	Steam	NG	IPP	25	10,300.00	7.00	0.62
49	IPP Combine Cycle 1	678.00	Combine Cycle	NG	IPP	21	8,300.00	4.00	0.62
50	IPP Thermal NG 3	720.00	Steam	NG	IPP	25	9,400.00	4.00	0.62
51	IPP Thermal NG 4	720.00	Steam	NG	IPP	25	9,400.00	4.00	0.62
52	IPP Combine Cycle 2	685.00	Combine Cycle	NG	IPP	26	7,000.00	5.00	0.62
53	IPP Combine Cycle 3	675.00	Combine Cycle	NG	IPP	26	7,000.00	5.00	0.62
54	IPP Combine Cycle 4	681.00	Combine Cycle	NG	IPP	25	7,000.00	5.00	0.62
55	IPP Thermal Coal 1	673.25	Steam	Bituminous	IPP	30	9,100.00	6.00	1.32
56	IPP Thermal Coal 2	673.25	Steam	Bituminous	IPP	30	9,100.00	6.00	1.32
57	IPP Combine Cycle 5	294.70	Combine Cycle	NG	IPP	23	8,300.00	4.00	0.62
58	IPP Combine Cycle 6	287.70	Combine Cycle	NG	IPP	23	8,300.00	4.00	0.62
59	IPP Combine Cycle 7	289.80	Combine Cycle	NG	IPP	23	8,300.00	4.00	0.62
60	IPP Combine Cycle 8	302.90	Combine Cycle	NG	IPP	22	8,300.00	4.00	0.62
61	IPP Combine Cycle 9	700.00	Combine Cycle	NG	IPP	20	7,200.00	5.00	0.62
62	IPP Combine Cycle 10	700.00	Combine Cycle	NG	IPP	25	7,100.00	5.00	0.62

ID	Gen name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Owner	Life Time	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	Fixed O&M Cost (Baht/MW/Yr)
63	IPP Combine Cycle 11	356.50	Combine Cycle	NG	IPP	26	7,000.00	5.00	0.62
64	IPP Combine Cycle 12	356.50	Combine Cycle	NG	IPP	26	7,000.00	5.00	0.62
65	IPP Combine Cycle 13	350.00	Combine Cycle	NG	IPP	21	7,000.00	4.00	0.62
66	IPP Combine Cycle 14	734.00	Combine Cycle	NG	IPP	25	7,100.00	5.00	0.62
67	IPP Combine Cycle 15	734.00	Combine Cycle	NG	IPP	25	7,100.00	5.00	0.62
68	IPP Combine Cycle 16	700.00	Combine Cycle	NG	IPP	25	7,100.00	5.00	0.62
69	IPP Combine Cycle 17	700.00	Combine Cycle	NG	IPP	25	7,100.00	5.00	0.62
70	SPP Thermal NG 1	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
71	SPP Thermal NG 2	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
72	SPP biomass 1	42.00	Biomass	Biomass	SPP	25	11,500.00	7.00	0.00
73	SPP Thermal NG 3	95.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
74	SPP Thermal NG 4	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
75	SPP Thermal NG 5	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
76	SPP Thermal NG 6	98.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
77	SPP Thermal NG 7	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
78	SPP Thermal NG 8	110.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62

ID	Gen name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Owner	Life Time	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	Fixed O&M Cost (Baht/MW/Yr)
79	SPP Thermal NG 9	75.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
80	SPP Thermal NG 10	75.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
81	SPP biomass 2	41.00	Biomass	Biomass	SPP	25	11,500.00	7.00	0.00
82	SPP Thermal NG 11	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
83	SPP Thermal NG 12	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
84	SPP Thermal NG 13	90.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
85	SPP Thermal NG 14	100.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
86	SPP Thermal Coal 1	100.00	Steam	Bituminous	SPP	25	9,100.00	5.00	1.32
87	SPP Thermal Coal 2	100.00	Steam	Bituminous	SPP	25	9,100.00	5.00	1.32
88	SPP Thermal NG 15	110.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
89	SPP Thermal NG 16	60.00	Steam	NG	SPP	25	10,300.00	4.00	0.62
90	SPP biomass 3	30.00	Biomass	Biomass	SPP	25	11,500.00	7.00	0.00
91	SPP Thermal Coal 3	154.00	Steam	Bituminous	SPP	25	9,100.00	5.00	1.32
92	SPP Thermal Coal 4	5.00	Steam	Bituminous	SPP	25	9,100.00	5.00	1.32
93	SPP Thermal Coal 5	15.00	Steam	Bituminous	SPP	25	9,100.00	5.00	1.32
94	SPP biomass 4	95.00	Biomass	Biomass	SPP	25	11,500.00	7.00	0.00

ID	Gen name	Capacity (MW)	Gen Type	Fuel Type	Owner	Life Time	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	Fixed O&M Cost (Baht/MW/Yr)
95	SPP biomass 5	67.30	Biomass	Biomass	SPP	25	11,500.00	7.00	0.00
96	Import 3	300.00	HVDC	HVDC	Import	25	0	100.00	0.00
97	Import 4	948.00	Import	Import Hydro	Import	50	0	4.00	0.00
98	Combine Cycle 13	670.00	Combine Cycle	NG	EGAT	25	6,800.00	4.00	0.62
99	SPP Cogeneration 1	90.00	Combine Cycle	COGEN	SPP	25	6,800.00	4.00	0.62
100	Additional Generator	100.00	Combine Cycle	NG	EGAT	25	6,800.00	7.00	0.62

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ [33]

ID	Gen name	Capacity	Cum. Prob 1	Cum. Prob 2	Cum. Prob 3	Cum. Prob 4	Energy 1 (kWh)	Energy 2 (kWh)	Energy 3 (kWh)	Energy 4 (kWh)
1	Hydro 1	779.20	1.00	0.56	0.20	0.00	0.00	647,954.72	1,183,989.24	6,825,792.00
2	Hydro 2	500.00	1.00	0.61	0.26	0.00	0.00	472,626.61	898,532.19	4,380,000.00
3	Hydro 3	25.20	1.00	0.48	0.11	0.00	0.00	24,604.19	42,384.79	220,752.00
4	Hydro 4	36.00	1.00	0.54	0.19	0.00	0.00	50,182.01	89,377.06	315,360.00
5	Hydro 5	40.00	1.00	0.49	0.14	0.00	0.00	61,291.18	102,644.20	350,400.00
6	Hydro 6	6.00	1.00	0.43	0.17	0.00	26,856.41	33,931.07	37,066.74	52,560.00
7	Hydro 7	720.00	1.00	0.40	0.11	0.00	0.00	1,222,762.92	1,799,002.51	6,307,200.00
8	Hydro 8	300.00	1.00	0.38	0.12	0.00	0.00	499,670.29	703,460.53	2,628,000.00
9	Hydro 9	39.00	1.00	0.44	0.06	0.00	73,687.06	160,080.78	218,885.49	341,640.00
10	Hydro 10	19.00	1.00	0.41	0.14	0.00	57,115.20	82,838.40	95,853.72	166,440.00
11	Hydro 11	72.00	1.00	0.51	0.17	0.00	0.00	135,130.04	229,967.17	630,720.00
12	Hydro 12	1.28	1.00	0.49	0.17	0.00	7,812.26	8,726.68	9,294.23	11,212.80
13	Hydro 13	9.00	1.00	0.55	0.18	0.00	26,899.20	40,618.18	51,506.50	78,840.00
14	Hydro 14	1.06	1.00	0.49	0.17	0.00	5,642.99	6,622.50	7,230.45	9,285.60
15	Hydro 15	240.00	1.00	0.37	0.11	0.00	0.00	417,796.83	595,562.59	2,102,400.00

ID	Gen name	Capacity	Cum. Prob 1	Cum. Prob 2	Cum. Prob 3	Cum. Prob 4	Energy 1 (kWh)	Energy 2 (kWh)	Energy 3 (kWh)	Energy 4 (kWh)
16	Hydro 16	136.00	1.00	0.53	0.11	0.00	0.00	115,645.97	216,730.37	1,191,360.00
17	Hydro 17	500.00	1.00	0.43	0.10	0.00	1,183,259.52	2,018,182.46	2,499,332.15	4,380,000.00

ภาคผนวก ข

ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

ตารางที่ ข.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันที่ใช้ในการพิจารณา

วันที่	Peak Load (MW)
01/01/2558	16,583.4
02/01/2558	18,648.5
03/01/2558	21,811.1
04/01/2558	23,608.9
05/01/2558	24,582.2
06/01/2558	24,414.8
07/01/2558	21,619.6
08/01/2558	24,115.3
09/01/2558	24,482.1
10/01/2558	24,541.4
11/01/2558	25,075.9
12/01/2558	24,551.5
13/01/2558	24,301.3
14/01/2558	22,749.8
15/01/2558	25,073.9
16/01/2558	25,501.4

วันที่	Peak Load (MW)
17/01/2558	26,016.5
18/01/2558	26,253.3
19/01/2558	26,061.7
20/01/2558	25,511.7
21/01/2558	23,763.6
22/01/2558	25,712.1
23/01/2558	25,775.5
24/01/2558	25,863.9
25/01/2558	25,675.1
26/01/2558	24,719.9
27/01/2558	24,346.9
28/01/2558	21,500.1
29/01/2558	23,554.2
30/01/2558	23,634.5
31/01/2558	23,393.0
01/02/2558	23,550.8

วันที่	Peak Load (MW)
02/02/2558	22,970.1
03/02/2558	22,645.6
04/02/2558	21,342.8
05/02/2558	23,671.0
06/02/2558	24,606.3
07/02/2558	25,049.4
08/02/2558	25,170.3
09/02/2558	25,075.8
10/02/2558	25,159.4
11/02/2558	23,228.6
12/02/2558	26,187.4
13/02/2558	26,565.1
14/02/2558	26,265.9
15/02/2558	26,094.0
16/02/2558	25,550.5
17/02/2558	24,209.3

วันที่	Peak Load (MW)
18/02/2558	22,613.6
19/02/2558	25,408.4
20/02/2558	26,428.7
21/02/2558	27,089.1
22/02/2558	27,157.1
23/02/2558	27,376.3
24/02/2558	26,506.0
25/02/2558	24,385.1
26/02/2558	27,286.2
27/02/2558	27,336.2
28/02/2558	26,925.0
01/03/2558	27,048.4
02/03/2558	26,786.2
03/03/2558	25,365.8
04/03/2558	24,268.1
05/03/2558	26,438.5

วันที่	Peak Load (MW)
06/03/2558	27,950.0
07/03/2558	27,709.7
08/03/2558	27,209.9
09/03/2558	27,344.4
10/03/2558	26,473.7
11/03/2558	24,739.6
12/03/2558	27,696.7
13/03/2558	28,347.6
14/03/2558	28,423.7
15/03/2558	28,287.0
16/03/2558	28,412.0
17/03/2558	27,258.5
18/03/2558	25,005.7
19/03/2558	27,834.1
20/03/2558	26,622.6
21/03/2558	26,934.4
22/03/2558	27,138.2

วันที่	Peak Load (MW)
23/03/2558	27,897.4
24/03/2558	26,948.1
25/03/2558	25,162.5
26/03/2558	28,413.2
27/03/2558	29,122.9
28/03/2558	29,357.3
29/03/2558	29,477.4
30/03/2558	29,140.8
31/03/2558	27,551.4
01/04/2558	25,643.0
02/04/2558	28,969.3
03/04/2558	29,445.1
04/04/2558	28,324.5
05/04/2558	28,040.5
06/04/2558	26,983.6
07/04/2558	25,822.5
08/04/2558	24,499.0

วันที่	Peak Load (MW)
09/04/2558	26,648.0
10/04/2558	26,823.3
11/04/2558	24,827.0
12/04/2558	20,411.4
13/04/2558	19,305.2
14/04/2558	19,523.7
15/04/2558	20,353.5
16/04/2558	21,973.2
17/04/2558	25,273.6
18/04/2558	27,815.0
19/04/2558	27,543.0
20/04/2558	28,784.7
21/04/2558	27,856.1
22/04/2558	26,480.2
23/04/2558	29,551.5
24/04/2558	30,047.0
25/04/2558	29,535.3

วันที่	Peak Load (MW)
26/04/2558	28,409.0
27/04/2558	27,995.2
28/04/2558	26,214.3
29/04/2558	23,937.7
30/04/2558	24,067.9
01/05/2558	20,273.8
02/05/2558	25,275.8
03/05/2558	25,634.0
04/05/2558	25,505.5
05/05/2558	24,821.7
06/05/2558	22,908.6
07/05/2558	25,462.6
08/05/2558	26,728.0
09/05/2558	26,357.7
10/05/2558	25,746.8
11/05/2558	26,437.1
12/05/2558	25,865.8

วันที่	Peak Load (MW)
13/05/2558	23,241.7
14/05/2558	25,845.4
15/05/2558	25,960.4
16/05/2558	26,528.9
17/05/2558	26,492.9
18/05/2558	26,778.3
19/05/2558	26,334.0
20/05/2558	24,654.0
21/05/2558	27,361.1
22/05/2558	27,568.6
23/05/2558	27,739.1
24/05/2558	27,841.5
25/05/2558	28,235.6
26/05/2558	27,137.2
27/05/2558	24,331.2
28/05/2558	27,786.7
29/05/2558	27,855.8

วันที่	Peak Load (MW)
30/05/2558	27,705.6
31/05/2558	25,062.8
01/06/2558	26,841.0
02/06/2558	26,430.8
03/06/2558	23,823.8
04/06/2558	27,094.0
05/06/2558	27,151.1
06/06/2558	27,697.5
07/06/2558	27,756.0
08/06/2558	27,955.9
09/06/2558	27,473.6
10/06/2558	25,790.9
11/06/2558	28,644.8
12/06/2558	28,666.0
13/06/2558	28,581.1
14/06/2558	28,548.6
15/06/2558	28,570.8

วันที่	Peak Load (MW)
16/06/2558	27,136.4
17/06/2558	24,436.1
18/06/2558	27,656.5
19/06/2558	27,535.6
20/06/2558	27,811.9
21/06/2558	27,685.4
22/06/2558	27,999.6
23/06/2558	26,647.9
24/06/2558	24,799.5
25/06/2558	27,218.4
26/06/2558	27,030.3
27/06/2558	26,486.6
28/06/2558	26,338.0
29/06/2558	26,098.1
30/06/2558	24,908.7
01/07/2558	23,595.2
02/07/2558	26,338.8

วันที่	Peak Load (MW)
03/07/2558	26,621.4
04/07/2558	26,764.0
05/07/2558	26,661.0
06/07/2558	25,291.8
07/07/2558	25,319.9
08/07/2558	23,878.6
09/07/2558	27,028.7
10/07/2558	27,112.9
11/07/2558	26,895.9
12/07/2558	27,095.6
13/07/2558	26,945.1
14/07/2558	26,102.6
15/07/2558	24,187.8
16/07/2558	27,062.1
17/07/2558	26,729.4
18/07/2558	26,407.7
19/07/2558	27,074.9

วันที่	Peak Load (MW)
20/07/2558	27,007.4
21/07/2558	25,822.3
22/07/2558	24,274.0
23/07/2558	26,664.5
24/07/2558	26,579.6
25/07/2558	26,456.8
26/07/2558	26,808.0
27/07/2558	26,718.7
28/07/2558	25,244.1
29/07/2558	22,609.3
30/07/2558	22,782.7
31/07/2558	25,000.8
01/08/2558	26,108.2
02/08/2558	26,418.8
03/08/2558	26,663.1
04/08/2558	26,805.4
05/08/2558	24,435.6

วันที่	Peak Load (MW)
06/08/2558	26,286.7
07/08/2558	26,379.8
08/08/2558	25,655.8
09/08/2558	25,883.2
10/08/2558	25,773.0
11/08/2558	24,710.5
12/08/2558	21,966.5
13/08/2558	23,739.4
14/08/2558	27,724.8
15/08/2558	27,635.0
16/08/2558	26,984.5
17/08/2558	26,688.1
18/08/2558	26,344.8
19/08/2558	24,202.4
20/08/2558	26,312.5
21/08/2558	27,701.2
22/08/2558	27,265.5

วันที่	Peak Load (MW)
23/08/2558	26,941.9
24/08/2558	27,111.9
25/08/2558	26,306.2
26/08/2558	24,868.6
27/08/2558	27,538.3
28/08/2558	26,853.7
29/08/2558	26,374.6
30/08/2558	26,332.5
31/08/2558	26,217.5
01/09/2558	26,607.3
02/09/2558	24,350.2
03/09/2558	26,825.1
04/09/2558	26,977.1
05/09/2558	27,081.5
06/09/2558	27,329.8
07/09/2558	27,445.2
08/09/2558	27,389.7

วันที่	Peak Load (MW)
09/09/2558	24,881.8
10/09/2558	27,433.4
11/09/2558	27,335.0
12/09/2558	27,838.2
13/09/2558	27,552.2
14/09/2558	27,262.5
15/09/2558	26,626.6
16/09/2558	24,115.2
17/09/2558	26,904.6
18/09/2558	27,255.7
19/09/2558	26,957.6
20/09/2558	26,346.0
21/09/2558	25,922.9
22/09/2558	26,254.4
23/09/2558	24,323.3
24/09/2558	27,678.7
25/09/2558	28,005.8

วันที่	Peak Load (MW)
26/09/2558	27,784.8
27/09/2558	27,338.2
28/09/2558	26,590.0
29/09/2558	26,178.5
30/09/2558	24,065.0
01/10/2558	26,686.4
02/10/2558	27,217.9
03/10/2558	26,981.6
04/10/2558	26,540.3
05/10/2558	26,267.8
06/10/2558	26,258.7
07/10/2558	23,969.7
08/10/2558	26,684.5
09/10/2558	27,008.5
10/10/2558	26,267.9
11/10/2558	26,052.3
12/10/2558	25,719.1

วันที่	Peak Load (MW)
13/10/2558	25,593.4
14/10/2558	23,063.0
15/10/2558	26,130.6
16/10/2558	26,158.4
17/10/2558	26,087.4
18/10/2558	26,616.0
19/10/2558	26,468.0
20/10/2558	25,679.0
21/10/2558	23,488.9
22/10/2558	25,081.6
23/10/2558	24,650.1
24/10/2558	26,589.5
25/10/2558	26,705.9
26/10/2558	25,436.9
27/10/2558	25,533.6
28/10/2558	24,216.5
29/10/2558	27,378.3

วันที่	Peak Load (MW)
30/10/2558	26,574.5
31/10/2558	25,541.1
01/11/2558	26,334.8
02/11/2558	26,378.1
03/11/2558	25,846.8
04/11/2558	23,318.6
05/11/2558	25,888.3
06/11/2558	26,075.8
07/11/2558	25,879.6
08/11/2558	26,166.9
09/11/2558	25,554.4
10/11/2558	25,590.6
11/11/2558	23,415.5
12/11/2558	26,230.5
13/11/2558	27,111.8
14/11/2558	27,229.6
15/11/2558	26,983.4

วันที่	Peak Load (MW)
16/11/2558	26,595.1
17/11/2558	26,283.2
18/11/2558	24,148.2
19/11/2558	26,532.7
20/11/2558	26,434.6
21/11/2558	26,392.8
22/11/2558	26,198.4
23/11/2558	25,402.9
24/11/2558	23,849.8
25/11/2558	23,044.6
26/11/2558	25,734.0
27/11/2558	25,749.4
28/11/2558	25,154.4
29/11/2558	24,899.7
30/11/2558	24,456.6
01/12/2558	24,513.3
02/12/2558	22,982.7

วันที่	Peak Load (MW)
03/12/2558	25,149.6
04/12/2558	24,983.1
05/12/2558	21,180.7
06/12/2558	25,730.7
07/12/2558	26,046.4
08/12/2558	26,357.6
09/12/2558	23,716.7
10/12/2558	26,215.3
11/12/2558	26,833.2
12/12/2558	27,130.1
13/12/2558	27,094.9
14/12/2558	26,771.5
15/12/2558	26,640.8
16/12/2558	24,524.8
17/12/2558	27,865.4
18/12/2558	27,784.0
19/12/2558	27,850.8

วันที่	Peak Load (MW)
20/12/2558	27,623.2
21/12/2558	27,206.1
22/12/2558	26,979.7
23/12/2558	24,118.6
24/12/2558	26,084.9
25/12/2558	26,598.5
26/12/2558	25,924.5
27/12/2558	24,714.6
28/12/2558	22,893.1
29/12/2558	21,276.6
30/12/2558	19,823.2
31/12/2558	18,200.2

ภาคผนวก ค

ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

ตารางที่ ค.1 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยในวันอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	1,311.6	1,766.7	2,107.2	2,247.0	2,438.6	2,258.3	1,861.0	2,038.7	1,580.9	1,582.4	1,716.0	1,440.9
2	1,258.2	1,697.4	1,855.3	2,102.5	2,088.4	1,917.7	1,684.3	1,800.7	1,353.1	1,397.3	1,510.8	1,293.5
3	1,140.1	1,547.1	1,727.8	1,893.0	1,950.6	1,691.4	1,584.4	1,688.0	1,333.1	1,296.6	1,428.7	1,178.5
4	1,105.8	1,482.5	1,661.0	1,841.4	1,860.8	1,575.8	1,504.6	1,617.3	1,295.6	1,268.8	1,397.8	1,173.9
5	1,083.7	1,468.6	1,685.4	1,711.1	1,787.7	1,521.8	1,437.0	1,513.3	1,356.5	1,233.3	1,546.2	1,278.2
6	1,355.5	1,792.0	1,970.0	1,734.1	1,905.5	1,902.5	1,789.0	1,791.0	1,498.0	1,497.1	1,799.7	1,593.5
7	1,747.4	1,833.4	2,029.5	1,722.1	1,904.2	1,778.9	1,700.8	1,790.3	1,597.0	1,725.6	2,130.7	1,737.9
8	1,905.3	1,737.9	1,961.9	1,634.6	1,850.2	1,783.5	1,608.7	1,778.0	1,673.1	1,792.0	2,119.7	1,821.5
9	1,741.5	1,826.0	1,776.1	1,791.2	1,950.1	1,641.7	1,538.4	1,779.0	1,644.7	1,783.7	1,992.4	1,764.2
10	1,570.6	1,697.5	1,632.6	1,735.5	1,838.5	1,796.1	1,637.9	1,805.4	1,623.9	1,758.2	1,825.1	1,469.2
11	1,418.4	1,630.6	1,601.7	1,841.1	1,822.0	1,973.2	1,675.9	1,863.6	1,684.9	1,789.7	1,590.7	1,474.1
12	1,476.0	1,606.0	1,725.1	1,843.4	1,948.4	1,985.4	1,628.1	1,935.6	1,758.0	1,812.0	1,648.7	1,497.9
13	1,433.5	1,640.5	1,792.2	1,779.7	1,954.5	1,934.7	1,664.8	1,888.7	1,773.0	1,906.5	1,769.5	1,484.7
14	1,403.0	1,708.5	1,870.1	1,742.3	2,051.0	2,038.8	1,677.5	1,877.3	1,748.9	1,926.7	1,690.4	1,526.9
15	1,472.3	1,780.0	1,831.1	1,822.2	1,943.3	2,036.1	1,787.0	1,960.5	1,746.1	1,888.3	1,743.1	1,538.5

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	1,593.5	1,823.6	1,917.3	1,949.9	2,028.5	2,127.3	1,881.1	2,011.5	1,815.4	1,963.0	1,799.9	1,621.9
17	1,815.2	1,833.4	2,121.9	2,122.8	2,064.1	2,274.9	1,980.7	2,335.1	1,910.0	2,119.1	2,102.7	1,865.5
18	2,079.1	2,107.3	2,155.8	2,132.6	1,969.0	2,391.8	2,042.3	2,458.0	2,017.4	2,468.2	2,884.6	2,495.2
19	2,951.9	2,944.0	2,897.8	2,345.1	2,352.5	2,761.0	2,419.9	2,753.5	2,282.2	2,870.3	3,352.9	2,966.1
20	3,038.2	3,453.3	3,358.1	2,761.4	2,985.4	3,432.9	2,755.3	3,294.6	2,622.6	2,635.6	3,283.2	2,950.0
21	2,944.3	3,365.5	3,330.9	2,943.5	2,982.2	3,479.9	2,884.6	3,339.2	2,703.3	2,585.4	3,153.2	2,826.7
22	2,645.3	2,984.1	3,067.3	3,067.7	2,851.8	3,329.3	2,904.3	3,021.3	2,457.0	2,352.5	2,827.2	2,494.1
23	2,155.3	2,615.3	2,824.2	2,910.1	2,812.7	2,892.7	2,677.6	2,857.4	2,167.2	2,046.0	2,321.9	2,127.2
24	1,768.2	2,131.4	2,438.4	2,569.7	2,495.9	2,471.4	2,245.1	2,492.2	1,755.3	1,752.7	1,903.2	1,755.7

ตารางที่ ค.2 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยในวันเสาร์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	1,401.4	1,873.1	2,050.8	1,912.7	2,192.6	1,669.5	1,968.5	2,052.3	1,432.6	1,606.2	1,561.1	1,364.9
2	1,230.8	1,632.3	1,807.3	1,725.6	1,984.0	1,542.1	1,804.0	1,857.3	1,345.2	1,462.8	1,413.9	1,269.0
3	1,143.4	1,497.8	1,750.5	1,660.3	1,857.3	1,523.8	1,654.7	1,788.4	1,265.7	1,348.6	1,406.8	1,135.9
4	1,107.8	1,471.7	1,630.2	1,574.0	1,820.9	1,383.2	1,539.2	1,684.1	1,221.4	1,315.3	1,330.1	1,128.6
5	1,127.9	1,503.4	1,536.5	1,493.9	1,662.1	1,354.9	1,565.8	1,693.3	1,267.1	1,351.3	1,439.2	1,194.9
6	1,492.2	1,766.5	1,686.0	1,584.0	1,887.4	1,851.2	1,948.8	1,929.8	1,723.7	1,561.5	1,739.3	1,460.8
7	1,848.5	1,979.0	1,817.4	1,570.5	1,789.3	1,600.6	1,853.3	2,066.7	1,851.4	1,680.2	2,215.0	1,869.9
8	1,717.4	1,746.4	1,646.2	1,388.0	1,772.9	1,512.3	1,595.6	1,873.6	1,838.8	1,757.3	1,878.2	1,618.8
9	1,612.8	1,622.6	1,727.1	1,422.4	1,869.5	1,478.1	1,622.8	1,630.3	1,698.4	1,724.4	1,667.4	1,534.4
10	1,594.4	1,652.9	1,680.0	1,355.2	1,830.7	1,511.1	1,597.2	1,593.6	1,682.4	1,624.8	1,513.7	1,451.9
11	1,494.6	1,540.8	1,575.0	1,355.0	1,989.1	1,639.6	1,599.0	1,690.8	1,674.0	1,734.0	1,484.0	1,347.5
12	1,366.1	1,485.5	1,710.2	1,506.4	2,017.3	1,666.8	1,618.2	1,733.3	1,549.7	1,715.9	1,439.5	1,323.6
13	1,396.4	1,585.8	1,739.8	1,482.6	1,950.5	1,827.3	1,751.1	1,821.5	1,636.2	1,688.9	1,539.7	1,396.8
14	1,376.1	1,620.3	1,779.8	1,498.7	1,906.3	1,908.4	1,751.7	1,872.4	1,578.8	1,687.5	1,648.9	1,423.1
15	1,425.0	1,584.7	1,774.6	1,641.1	1,872.6	1,859.8	1,828.7	1,883.3	1,698.7	1,718.6	1,707.9	1,408.2

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	1,515.1	1,752.6	1,842.5	1,684.3	1,882.7	1,778.8	1,909.9	1,982.6	1,708.3	1,856.2	1,701.5	1,542.2
17	1,675.4	1,904.5	1,904.9	1,622.9	1,958.6	1,935.6	1,969.1	1,890.5	1,669.0	1,894.1	2,000.7	1,787.4
18	1,962.7	2,180.7	2,222.3	1,772.5	2,049.6	1,999.4	1,967.5	2,131.2	1,734.1	2,331.8	2,782.0	2,230.4
19	2,838.0	3,007.6	2,881.0	1,844.9	2,322.4	2,244.2	2,435.8	2,583.8	2,129.4	2,843.4	3,548.5	2,863.7
20	2,970.2	3,235.5	3,262.4	2,308.1	2,862.7	2,596.0	2,663.2	2,904.3	2,324.0	2,936.3	3,096.9	2,776.3
21	2,797.6	3,059.1	3,268.5	2,632.9	3,169.4	2,856.9	2,798.3	2,948.2	2,358.1	2,923.1	2,725.3	2,589.4
22	2,442.6	2,795.2	3,207.7	2,791.5	3,143.7	2,681.3	2,731.8	2,783.6	2,340.6	2,641.0	2,645.5	2,230.5
23	2,143.6	2,405.4	2,929.6	2,539.6	2,976.0	2,459.3	2,590.4	2,495.7	2,069.0	2,284.6	2,330.0	2,059.4
24	1,654.5	2,113.0	2,530.0	2,287.4	2,611.9	2,167.0	2,155.3	2,240.8	1,705.1	1,954.6	1,964.0	1,636.6

ตารางที่ ค.3 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยในวันทำงาน

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	1,240.4	1,850.2	2,060.1	2,422.9	2,267.8	1,847.4	2,013.4	2,014.7	1,707.0	1,657.3	1,550.2	1,339.7
2	1,117.3	1,690.8	1,806.8	2,143.6	2,002.5	1,641.0	1,795.8	1,781.1	1,509.7	1,459.4	1,415.4	1,211.8
3	1,058.3	1,546.1	1,698.9	1,969.2	1,881.7	1,545.3	1,682.9	1,701.7	1,418.3	1,382.5	1,315.9	1,114.0
4	1,027.2	1,479.3	1,684.0	1,852.3	1,867.7	1,474.7	1,605.6	1,588.1	1,324.7	1,308.8	1,287.5	1,101.3
5	1,107.9	1,528.4	1,655.1	1,719.4	1,762.6	1,469.7	1,556.5	1,606.5	1,424.3	1,380.7	1,517.5	1,268.8
6	1,541.1	1,864.1	1,836.8	1,977.5	2,057.3	1,874.2	1,912.7	1,891.0	1,709.5	1,732.6	1,888.6	1,668.0
7	1,883.4	1,883.6	1,868.6	1,821.7	1,906.6	1,750.6	1,973.2	2,038.2	1,890.1	1,920.7	2,247.8	1,944.3
8	1,740.8	1,764.9	1,692.9	1,602.4	1,627.0	1,519.8	1,585.0	1,658.1	1,748.3	1,750.1	1,800.8	1,692.2
9	1,308.9	1,432.4	1,482.9	1,689.3	1,604.2	1,406.0	1,271.3	1,400.7	1,520.8	1,637.6	1,349.1	1,268.6
10	1,171.6	1,365.3	1,483.8	1,728.8	1,733.9	1,376.5	1,341.2	1,383.0	1,535.8	1,690.4	1,324.9	1,203.6
11	1,098.5	1,302.2	1,483.9	1,831.4	1,722.7	1,446.8	1,320.3	1,605.3	1,594.8	1,717.2	1,239.4	1,136.5
12	1,093.4	1,310.0	1,587.1	1,784.7	1,758.0	1,558.8	1,391.3	1,617.4	1,638.3	1,608.8	1,260.5	1,153.4
13	1,177.4	1,445.1	1,591.3	1,841.0	1,879.5	1,608.5	1,501.2	1,658.1	1,793.0	1,628.9	1,332.5	1,212.3
14	1,155.8	1,458.7	1,656.7	1,940.3	1,922.1	1,612.0	1,582.9	1,611.6	1,833.7	1,647.1	1,367.3	1,231.4
15	1,220.3	1,493.6	1,714.0	2,042.9	1,938.1	1,679.7	1,631.9	1,667.7	1,885.5	1,715.9	1,403.4	1,289.8

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	1,297.1	1,552.2	1,772.9	2,117.4	2,003.6	1,746.6	1,717.3	1,716.3	1,865.9	1,769.2	1,471.3	1,354.6
17	1,560.0	1,719.2	1,926.3	2,193.2	2,164.7	1,945.4	1,819.1	1,987.4	2,008.9	1,961.0	1,876.9	1,701.4
18	1,934.4	2,145.4	2,157.4	2,233.7	2,280.3	2,101.2	1,949.6	2,053.4	1,970.9	2,395.0	2,641.6	2,229.3
19	2,771.5	2,926.2	2,970.7	2,635.4	2,678.4	2,392.0	2,330.5	2,643.7	2,426.2	2,788.8	3,221.3	2,880.9
20	2,995.3	3,186.5	3,363.1	3,248.8	3,244.2	2,841.6	2,804.8	3,116.9	2,626.0	2,848.3	3,206.8	2,933.3
21	2,820.5	3,105.3	3,371.6	3,443.5	3,499.9	2,969.0	3,069.8	3,269.4	2,827.6	2,817.7	3,052.6	2,790.7
22	2,448.3	2,943.1	3,258.1	3,383.2	3,421.1	2,761.9	2,938.9	3,011.9	2,642.3	2,573.6	2,726.8	2,454.9
23	2,060.9	2,606.5	2,883.9	3,236.7	3,087.5	2,532.0	2,682.6	2,701.4	2,313.6	2,309.2	2,397.3	2,138.9
24	1,621.6	2,127.1	2,444.1	2,767.3	2,657.0	2,095.5	2,344.8	2,403.7	1,962.9	1,937.8	1,925.7	1,712.4

ตารางที่ ค.4 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กในวันอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	693.6	982.1	869.4	936.8	983.5	1,067.3	850.6	841.7	736.3	733.3	782.7	702.7
2	641.9	874.0	795.0	873.2	907.7	922.1	771.9	774.1	661.4	635.2	719.9	648.9
3	604.5	811.9	730.0	833.6	858.1	859.6	732.2	716.1	632.2	616.0	673.7	621.9
4	587.6	777.3	696.9	786.6	856.2	830.9	691.9	695.0	618.3	603.3	654.2	600.9
5	590.9	798.2	678.0	752.3	836.3	813.2	689.8	700.2	612.3	616.7	658.6	658.4
6	672.2	889.9	777.4	800.4	882.5	864.2	763.0	773.6	701.6	687.9	778.5	708.0
7	744.9	926.3	816.0	801.0	873.1	844.3	767.0	795.1	726.1	700.7	819.1	781.9
8	789.8	952.3	825.7	817.1	877.2	900.6	850.1	812.4	769.8	755.9	822.3	761.7
9	846.2	1,049.6	897.6	889.7	968.7	957.6	918.9	854.9	802.7	858.5	897.8	814.7
10	856.3	1,088.5	942.7	979.3	1,027.2	1,012.2	1,030.0	951.7	866.9	914.7	926.8	847.5
11	902.4	1,073.4	1,010.5	1,003.3	1,089.7	1,114.0	1,111.2	977.9	912.3	985.0	933.4	908.4
12	938.2	1,136.8	1,047.4	1,004.1	1,100.9	1,135.6	1,090.0	1,013.2	894.3	976.5	947.7	904.3
13	939.1	1,129.3	1,018.5	971.7	1,065.9	1,128.6	988.2	1,011.4	931.2	923.8	911.6	878.8
14	899.7	1,144.7	1,001.0	994.4	1,011.2	1,159.3	937.3	1,004.2	947.3	939.2	922.5	877.3
15	940.0	1,186.2	1,003.7	1,067.5	1,030.1	1,136.4	971.2	1,006.7	947.4	997.1	932.9	924.7

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	943.0	1,196.8	995.8	1,085.4	1,025.0	1,152.1	997.3	984.6	899.4	973.7	951.9	930.2
17	933.0	1,132.9	1,024.7	1,032.2	996.8	1,062.6	969.4	955.7	934.9	910.3	969.5	899.7
18	905.8	1,151.3	1,088.9	1,007.7	975.1	1,060.2	943.2	986.8	898.3	977.5	1,137.5	1,071.0
19	1,170.5	1,323.9	1,199.3	1,119.1	1,151.0	1,203.0	1,098.5	1,132.8	1,016.4	1,159.4	1,222.5	1,178.2
20	1,150.3	1,341.0	1,208.8	1,154.5	1,213.6	1,284.3	1,198.5	1,186.0	1,084.2	1,104.4	1,190.4	1,172.5
21	1,127.1	1,273.6	1,147.6	1,156.5	1,216.1	1,256.3	1,139.4	1,163.0	1,031.2	1,005.0	1,078.9	1,042.6
22	1,011.6	1,208.4	1,089.8	1,129.8	1,196.7	1,221.9	1,059.2	1,127.3	1,014.7	939.5	1,018.6	928.5
23	890.9	1,138.4	1,039.1	1,109.8	1,159.3	1,126.7	1,005.6	1,039.6	942.6	847.3	895.4	804.3
24	783.2	1,035.8	936.4	992.9	1,068.3	1,078.0	900.4	926.7	838.4	767.0	824.2	720.8

ตารางที่ ค.5 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กในวันเสาร์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	692.4	929.9	880.9	796.9	1,001.0	934.2	926.5	862.4	686.0	729.0	738.0	664.3
2	658.2	859.0	765.1	733.7	912.6	862.9	837.0	749.9	646.5	668.9	658.0	606.7
3	603.8	804.0	719.6	711.1	829.5	806.2	787.1	731.3	611.8	641.7	636.1	586.4
4	605.5	788.7	673.2	656.6	855.8	755.8	766.9	724.0	597.8	649.0	656.7	559.1
5	605.4	783.9	709.5	649.6	818.8	751.4	764.0	724.1	589.6	633.7	638.4	596.7
6	693.9	894.7	787.3	709.4	857.1	835.1	832.9	791.9	815.1	724.2	769.8	682.7
7	795.8	975.6	831.8	709.8	863.3	823.6	838.5	793.7	858.7	758.9	779.2	736.2
8	798.2	946.9	783.2	711.0	902.0	849.7	815.6	799.0	858.6	799.8	800.9	721.6
9	865.1	1,007.6	924.6	852.7	1,000.1	975.2	1,055.8	970.5	991.9	970.5	970.8	900.9
10	895.5	1,066.5	1,001.5	916.5	1,132.2	1,066.8	1,178.0	1,045.8	1,119.3	1,065.7	979.9	926.6
11	941.8	1,176.6	1,021.1	922.5	1,136.4	1,119.3	1,170.7	1,049.4	1,112.1	1,075.3	1,025.3	977.4
12	919.1	1,157.6	1,054.2	942.6	1,186.0	1,123.2	1,148.4	1,083.0	978.1	1,056.1	1,002.5	1,013.8
13	1,002.9	1,114.6	1,010.1	908.1	1,080.7	1,044.5	1,105.4	1,027.4	882.1	1,026.5	921.4	913.9
14	923.9	1,129.8	1,028.4	911.4	1,108.9	1,104.5	1,123.2	1,037.0	972.7	1,096.4	1,005.9	949.4
15	1,008.8	1,202.8	1,069.0	996.7	1,128.8	1,092.3	1,173.4	1,069.7	962.1	1,132.3	999.6	963.4

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	1,005.4	1,147.0	1,114.9	1,000.1	1,083.1	1,097.7	1,138.8	947.7	924.6	1,118.9	999.3	944.9
17	1,047.9	1,133.9	1,132.6	899.6	1,040.2	1,055.7	1,080.0	921.3	862.1	1,073.9	1,041.5	968.3
18	968.8	1,116.6	1,025.8	831.9	1,012.4	999.7	1,021.5	905.0	800.5	1,043.7	1,103.7	1,043.3
19	1,114.8	1,333.7	1,172.5	950.3	1,233.8	1,097.4	1,095.5	1,051.6	931.2	1,102.2	1,217.8	1,155.3
20	1,139.9	1,333.4	1,194.7	972.1	1,251.3	1,152.9	1,174.7	1,113.5	1,013.3	1,143.5	1,184.7	1,110.4
21	1,091.0	1,275.1	1,180.2	991.2	1,231.3	1,124.0	1,163.7	1,082.6	984.2	1,088.2	1,062.3	994.9
22	1,004.4	1,231.2	1,077.4	923.7	1,153.7	1,086.9	1,118.1	1,023.3	969.5	1,045.3	1,029.4	913.9
23	910.4	1,163.0	1,010.9	911.9	1,135.6	1,086.1	1,032.2	957.5	916.8	952.6	921.7	853.0
24	806.7	1,040.9	964.8	840.9	1,066.5	1,048.2	924.8	872.9	822.8	862.5	845.0	767.0

ตารางที่ ค.6 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กในวันทำงาน

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	677.8	935.0	891.1	1,086.1	1,005.4	954.0	896.7	853.6	823.3	778.3	740.1	669.0
2	628.8	852.6	779.1	945.3	915.8	860.5	810.4	775.2	738.5	716.2	669.6	606.7
3	587.6	795.1	726.1	888.1	864.6	817.2	769.1	737.9	708.1	673.2	633.5	581.9
4	575.1	786.6	699.4	847.5	861.2	775.6	741.7	718.2	677.2	677.7	644.8	577.6
5	600.8	799.0	714.9	811.3	833.6	796.4	766.8	720.5	694.8	661.7	636.3	614.7
6	722.2	896.6	795.4	882.5	897.4	862.5	850.6	825.1	782.6	769.2	785.2	739.1
7	826.4	987.1	867.2	939.1	906.3	843.2	856.0	854.1	860.7	814.9	820.2	793.3
8	852.6	959.0	829.6	940.1	857.8	828.9	820.4	796.3	891.7	792.0	787.1	780.3
9	839.3	1,058.5	976.0	1,148.7	1,063.6	991.9	1,030.6	938.8	1,065.5	1,033.2	855.2	808.6
10	888.3	1,137.2	1,034.7	1,219.0	1,110.6	1,071.6	1,095.0	1,001.7	1,105.8	1,129.2	875.5	882.0
11	893.7	1,165.4	1,061.6	1,222.0	1,139.6	1,070.2	1,105.4	1,006.8	1,167.7	1,166.2	889.5	901.1
12	889.4	1,142.6	1,043.1	1,170.2	1,115.1	1,062.1	1,061.7	1,012.6	1,152.0	1,101.0	904.4	910.7
13	879.7	1,115.0	978.5	1,111.2	1,065.5	1,015.5	1,003.4	1,005.2	1,117.2	1,048.6	876.8	884.3
14	859.1	1,130.0	1,100.0	1,245.1	1,129.3	1,115.2	1,080.6	1,037.0	1,181.3	1,141.7	910.3	941.9
15	917.6	1,194.2	1,117.3	1,267.4	1,153.0	1,123.4	1,117.9	1,036.6	1,181.6	1,155.2	941.3	943.3

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	957.7	1,200.3	1,141.2	1,256.4	1,136.1	1,118.5	1,134.9	1,010.9	1,141.9	1,154.5	943.8	967.0
17	984.2	1,198.4	1,158.2	1,211.1	1,106.8	1,127.6	1,073.0	991.9	1,064.6	1,087.4	945.1	960.3
18	976.8	1,200.1	1,107.8	1,153.6	1,063.7	1,057.4	1,027.0	983.8	982.6	1,119.1	1,080.8	1,058.0
19	1,152.6	1,416.1	1,338.2	1,369.7	1,287.1	1,202.2	1,199.5	1,170.3	1,157.3	1,255.8	1,201.7	1,178.6
20	1,155.9	1,463.6	1,341.8	1,399.8	1,347.4	1,265.0	1,283.5	1,193.2	1,189.2	1,272.0	1,185.0	1,159.1
21	1,111.3	1,404.7	1,264.9	1,376.5	1,306.5	1,234.9	1,247.9	1,173.9	1,166.5	1,183.6	1,083.7	1,040.7
22	1,023.8	1,274.7	1,188.7	1,263.5	1,254.7	1,189.2	1,167.8	1,109.8	1,117.2	1,082.3	1,007.3	951.8
23	914.6	1,178.2	1,101.0	1,220.8	1,194.6	1,079.8	1,072.9	1,024.9	974.5	982.2	895.7	860.7
24	790.9	1,049.8	998.5	1,136.2	1,095.7	1,000.3	978.5	939.0	861.5	860.3	806.7	745.7

ตารางที่ ค.7 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลางในวันอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	1,119.2	1,355.2	977.5	1,006.2	1,158.1	1,217.8	1,356.5	1,146.8	1,157.5	968.3	957.2	1,151.7
2	1,092.0	1,430.1	935.8	1,038.6	1,143.6	1,155.9	1,276.6	1,160.0	1,140.6	966.1	944.2	1,146.1
3	1,093.8	1,427.1	914.5	1,024.2	1,125.1	1,157.7	1,256.2	1,145.0	1,114.0	954.6	934.2	1,141.6
4	1,047.8	1,422.5	931.1	1,022.0	1,127.1	1,132.7	1,221.7	1,156.8	1,112.2	958.2	932.4	1,157.1
5	1,041.3	1,414.3	925.1	1,019.0	1,117.2	1,121.3	1,191.9	1,148.5	1,098.7	982.8	926.3	1,140.6
6	1,035.2	1,409.5	913.1	1,031.5	1,115.0	1,121.1	1,175.2	1,137.0	1,082.6	988.8	975.0	1,138.0
7	1,037.3	1,416.9	909.3	1,011.8	1,121.8	1,134.9	1,196.6	1,114.1	1,067.7	1,049.8	984.0	1,150.4
8	1,037.5	1,526.7	987.5	1,034.4	1,182.9	1,227.9	1,288.5	1,146.7	1,056.4	1,025.8	997.0	1,190.7
9	1,264.9	1,932.3	1,194.7	1,253.6	1,460.8	1,535.3	1,516.0	1,362.9	1,215.6	1,259.7	1,115.8	1,337.2
10	1,476.4	2,032.3	1,306.0	1,350.3	1,587.9	1,688.3	1,594.5	1,499.3	1,255.7	1,296.5	1,193.5	1,486.8
11	1,597.9	2,085.1	1,375.6	1,401.6	1,644.8	1,746.2	1,642.6	1,599.3	1,198.1	1,313.8	1,247.9	1,562.9
12	1,621.5	2,089.7	1,424.2	1,387.2	1,642.3	1,713.1	1,639.0	1,598.8	1,199.0	1,348.5	1,155.9	1,535.5
13	1,470.4	1,888.6	1,377.8	1,297.3	1,529.1	1,539.0	1,422.2	1,458.8	1,156.4	1,352.7	1,087.8	1,353.2
14	1,507.1	2,105.5	1,476.2	1,431.8	1,642.2	1,665.4	1,586.8	1,601.4	1,346.4	1,277.5	1,126.2	1,442.0
15	1,533.4	2,102.1	1,497.7	1,445.5	1,641.1	1,647.8	1,588.6	1,597.4	1,365.5	1,265.5	1,117.6	1,456.0

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	1,566.8	2,059.3	1,463.2	1,478.5	1,598.7	1,603.3	1,550.4	1,539.7	1,318.4	1,289.9	1,124.2	1,446.8
17	1,498.8	1,983.9	1,436.5	1,382.1	1,509.8	1,460.8	1,507.8	1,471.6	1,251.6	1,263.8	1,097.4	1,406.2
18	1,380.9	1,827.0	1,241.4	1,212.2	1,361.7	1,279.2	1,343.8	1,392.5	1,107.5	1,161.1	977.8	1,166.7
19	1,378.4	1,729.4	1,180.6	1,137.5	1,309.2	1,370.2	1,352.6	1,395.7	1,262.1	1,246.2	1,065.8	1,189.4
20	1,377.0	1,720.7	1,192.1	1,097.5	1,266.3	1,366.8	1,353.0	1,405.5	1,269.8	1,216.4	1,071.1	1,191.0
21	1,276.7	1,655.3	1,093.1	1,057.2	1,195.4	1,294.7	1,297.0	1,267.3	1,123.4	1,044.0	995.3	1,172.6
22	1,159.4	1,592.8	1,034.2	1,023.1	1,160.5	1,244.0	1,245.7	1,167.3	1,042.6	978.6	932.1	1,139.1
23	1,177.4	1,524.2	1,006.7	986.1	1,104.9	1,194.3	1,227.1	1,116.8	993.6	924.6	973.3	1,057.6
24	1,095.7	1,457.6	980.5	1,022.4	1,126.7	1,166.1	1,184.3	1,076.3	1,114.6	893.8	957.5	1,070.7

ตารางที่ ค.8 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลางในวันเสาร์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	1,131.4	1,523.6	1,107.2	1,000.9	1,050.0	1,004.2	1,494.9	1,074.7	1,035.5	1,095.6	973.6	1,211.6
2	1,102.7	1,500.9	1,032.2	976.9	1,037.0	993.1	1,449.4	1,078.6	1,032.4	1,090.0	967.2	1,191.8
3	1,108.2	1,497.7	1,018.3	968.3	1,018.5	993.9	1,449.8	1,055.5	1,025.2	1,078.6	901.1	1,111.3
4	1,076.1	1,464.2	1,016.8	980.6	1,013.5	994.7	1,375.7	1,058.4	1,017.6	1,079.0	899.3	1,111.6
5	1,074.1	1,373.7	1,011.4	983.0	1,001.2	997.2	1,329.2	1,041.0	1,054.4	1,068.5	884.8	1,105.8
6	1,042.8	1,374.7	1,047.5	1,013.6	1,022.9	1,009.6	1,337.3	1,047.9	1,091.1	1,050.1	871.3	1,117.5
7	1,074.0	1,400.7	1,055.1	1,039.6	1,049.0	1,047.8	1,466.8	1,073.9	1,175.2	1,100.8	934.4	1,141.9
8	1,166.8	1,677.1	1,253.4	1,258.2	1,227.9	1,236.9	1,769.2	1,222.9	1,341.3	1,206.5	1,122.8	1,297.4
9	1,704.3	2,638.0	2,031.0	2,037.9	2,103.4	2,318.1	2,474.5	2,091.5	2,263.4	2,008.5	1,862.7	1,876.4
10	2,287.4	3,536.6	2,491.8	2,462.3	2,597.1	2,641.4	2,667.9	2,585.0	2,618.0	2,320.9	2,391.7	2,163.4
11	2,373.0	3,603.6	2,547.4	2,533.2	2,623.5	2,680.3	2,745.4	2,768.7	2,605.9	2,352.5	2,454.5	2,250.5
12	2,378.3	3,607.0	2,534.1	2,550.2	2,596.2	2,671.9	2,696.2	2,789.5	2,491.0	2,334.8	2,457.0	2,205.1
13	2,061.5	3,001.3	2,075.8	2,135.8	2,229.3	2,152.6	2,054.2	2,340.9	2,057.9	2,040.3	2,119.8	1,894.3
14	2,252.3	3,493.7	2,524.8	2,482.4	2,659.0	2,694.5	2,489.6	2,703.3	2,406.3	2,303.4	2,500.7	2,242.6
15	2,434.7	3,562.3	2,547.1	2,562.1	2,674.1	2,723.1	2,506.1	2,783.8	2,432.9	2,331.0	2,508.3	2,280.4

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	2,428.3	3,519.2	2,493.4	2,443.0	2,594.3	2,700.1	2,422.4	2,698.5	2,419.8	2,315.8	2,443.4	2,247.2
17	2,333.4	3,392.0	2,443.6	2,251.0	2,444.8	2,569.4	2,350.6	2,498.7	2,323.2	2,215.7	2,285.7	2,091.3
18	2,081.3	2,786.2	2,063.6	1,858.3	2,054.7	2,274.4	1,841.5	2,110.0	1,901.4	1,873.5	1,948.7	1,799.5
19	1,541.1	2,241.8	1,381.2	1,292.8	1,527.6	1,694.4	1,796.7	1,556.4	1,557.4	1,484.6	1,371.4	1,496.3
20	1,567.3	2,231.1	1,358.0	1,266.7	1,543.6	1,661.8	1,776.3	1,555.2	1,574.8	1,496.0	1,332.6	1,465.3
21	1,534.6	2,065.3	1,253.4	1,143.3	1,376.0	1,546.2	1,659.1	1,427.8	1,372.7	1,275.9	1,211.5	1,328.4
22	1,340.2	1,941.0	1,071.4	1,056.9	1,269.6	1,414.6	1,544.9	1,259.3	1,249.3	1,190.4	1,129.4	1,247.0
23	1,290.8	1,688.5	1,024.8	985.8	1,194.8	1,343.6	1,467.9	1,217.9	1,190.8	1,123.4	1,069.5	1,170.8
24	1,243.4	1,614.2	1,064.0	1,013.0	1,182.0	1,289.6	1,404.0	1,169.7	1,189.1	1,118.1	1,044.1	1,196.7

ตารางที่ ค.9 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลางในวันทำงาน

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	1,103.3	1,512.8	1,113.1	1,160.5	1,091.6	1,054.7	1,407.1	1,084.0	1,107.6	1,044.9	1,020.8	1,133.4
2	1,088.1	1,452.3	1,060.7	1,107.4	1,065.8	1,021.5	1,349.9	1,060.6	1,094.5	1,044.0	1,014.9	1,141.9
3	1,085.8	1,441.8	1,051.7	1,097.7	1,039.6	1,008.8	1,348.9	1,040.8	1,081.1	1,034.7	1,001.0	1,140.7
4	1,064.8	1,448.5	1,056.4	1,094.7	1,044.5	1,003.2	1,322.0	1,028.7	1,051.5	1,023.6	1,006.9	1,136.2
5	1,049.7	1,423.1	1,047.3	1,081.2	1,032.1	993.7	1,317.0	1,027.7	1,036.8	1,017.8	998.1	1,149.1
6	1,076.1	1,436.7	1,070.2	1,094.7	1,035.5	992.8	1,309.6	1,033.2	1,027.2	1,040.9	1,017.1	1,171.0
7	1,101.0	1,519.8	1,099.8	1,187.8	1,116.2	1,087.4	1,430.0	1,127.7	1,162.7	1,159.4	1,080.6	1,199.2
8	1,247.7	1,859.8	1,709.5	1,875.8	1,831.8	1,736.3	1,807.3	1,739.0	1,838.4	1,669.4	1,500.2	1,438.6
9	2,101.3	2,913.1	2,972.5	3,339.1	3,378.8	3,174.8	2,560.2	2,973.8	3,205.8	2,903.4	2,593.8	2,314.7
10	2,672.6	3,287.3	3,421.0	3,725.3	3,728.3	3,595.5	2,697.0	3,387.4	3,530.3	3,245.0	2,970.8	2,690.2
11	2,765.5	3,341.6	3,554.9	3,805.1	3,863.4	3,653.3	2,724.0	3,460.9	3,740.1	3,268.8	3,075.5	2,760.0
12	2,756.5	3,306.0	3,553.8	3,784.2	3,859.5	3,630.8	2,704.9	3,433.3	3,726.1	3,251.7	3,078.9	2,734.0
13	2,430.0	2,773.0	3,008.8	3,230.4	3,269.7	3,122.0	2,258.1	2,981.7	3,214.8	2,848.8	2,711.9	2,264.4
14	2,675.4	3,395.9	3,549.5	3,801.6	3,812.8	3,596.2	2,725.2	3,395.9	3,690.0	3,255.8	3,146.0	2,753.5
15	2,782.0	3,440.4	3,545.6	3,833.1	3,813.6	3,603.0	2,748.9	3,438.7	3,708.8	3,300.6	3,143.4	2,790.9

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	2,788.6	3,377.4	3,459.2	3,690.6	3,708.6	3,515.1	2,689.3	3,403.5	3,406.7	3,159.5	3,071.6	2,746.2
17	2,694.0	3,232.7	3,062.6	3,188.6	3,224.6	2,969.1	2,595.4	2,903.5	2,971.6	2,819.7	2,715.9	2,603.5
18	2,380.8	2,709.7	2,282.2	2,418.6	2,351.1	2,257.0	2,047.1	2,263.2	2,230.4	2,200.0	2,076.3	2,174.9
19	1,953.3	2,498.5	1,919.8	1,989.7	1,897.6	1,844.4	2,056.4	1,937.0	1,803.2	1,936.5	1,735.9	1,923.7
20	1,939.2	2,468.6	1,852.2	1,923.7	1,841.0	1,789.3	2,013.0	1,911.9	1,771.4	1,896.2	1,714.7	1,877.5
21	1,867.6	2,258.6	1,682.8	1,772.7	1,655.8	1,619.2	1,841.7	1,752.4	1,620.1	1,612.4	1,557.2	1,694.7
22	1,384.0	1,721.5	1,151.4	1,296.0	1,173.8	1,110.4	1,643.6	1,185.7	1,216.5	1,177.9	1,119.3	1,277.3
23	1,236.4	1,656.7	1,215.4	1,221.0	1,109.1	1,083.6	1,577.2	1,154.5	1,158.4	1,145.7	1,082.9	1,198.4
24	1,228.9	1,645.1	1,210.6	1,210.7	1,131.1	1,080.4	1,536.9	1,142.6	1,155.8	1,133.6	1,061.5	1,198.4

ตารางที่ ค.10 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ในวันอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	3,833.8	6,019.8	4,486.2	4,386.3	4,143.7	4,469.8	4,821.9	4,489.7	4,444.4	3,972.6	4,048.9	3,859.6
2	3,805.8	5,974.4	4,507.3	4,347.2	4,162.7	4,327.0	4,731.8	4,476.6	4,366.7	3,833.6	3,999.3	3,821.8
3	3,730.0	5,828.5	4,271.5	4,218.7	3,913.7	4,053.2	4,682.9	4,189.4	4,131.5	3,624.6	3,941.9	3,726.4
4	3,620.2	5,679.5	4,129.9	4,105.6	3,813.6	3,987.9	4,638.8	4,057.5	3,992.0	3,525.1	3,802.5	3,687.4
5	3,564.0	5,533.2	3,931.8	3,871.9	3,653.9	3,817.3	4,575.6	3,861.0	3,817.3	3,427.3	3,665.8	3,562.6
6	3,507.5	5,513.5	3,954.5	3,905.3	3,634.1	3,720.4	4,593.1	3,843.1	3,776.3	3,365.8	3,705.2	3,548.3
7	3,388.3	5,256.5	3,831.9	3,833.9	3,601.2	3,625.4	4,516.5	3,785.9	3,717.8	3,309.6	3,615.5	3,475.2
8	3,371.9	5,019.9	3,861.5	3,951.0	3,693.0	3,816.6	4,445.8	3,752.9	3,700.6	3,590.6	3,576.0	3,529.0
9	3,994.7	5,572.8	4,497.4	4,608.1	4,249.8	4,021.1	4,565.8	4,194.4	4,169.1	3,999.8	3,835.6	4,091.3
10	4,204.7	5,690.8	4,583.9	4,750.0	4,391.6	4,127.3	4,718.2	4,268.2	4,255.2	4,155.6	3,931.3	4,266.6
11	4,241.1	5,794.6	4,688.3	4,882.0	4,488.7	4,207.9	4,747.3	4,385.7	4,282.9	4,209.5	4,001.8	4,359.4
12	4,228.4	5,765.9	4,679.1	4,830.3	4,517.6	4,266.1	4,793.0	4,385.9	4,272.9	4,179.1	3,975.9	4,379.3
13	3,857.8	5,332.6	4,201.8	4,449.0	4,153.9	4,173.0	4,662.5	4,150.7	3,957.5	3,983.7	3,802.8	4,056.7
14	4,295.4	5,777.3	4,703.0	4,731.7	4,490.9	4,331.0	4,818.5	4,378.9	4,209.2	4,165.7	3,980.5	4,367.3
15	4,283.0	5,808.0	4,685.1	4,717.8	4,461.3	4,317.5	4,835.7	4,374.2	4,214.7	4,213.3	3,970.8	4,382.3

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	4,245.8	5,705.6	4,601.9	4,684.1	4,369.1	4,261.6	4,760.7	4,280.5	4,082.9	4,161.3	3,897.2	4,334.6
17	4,198.6	5,599.5	4,455.2	4,503.8	4,245.7	4,195.0	4,654.3	4,136.0	3,917.1	3,970.1	3,851.1	4,206.5
18	3,811.1	5,236.8	4,106.9	4,124.7	3,990.8	3,904.0	4,545.2	3,915.4	3,780.4	3,794.0	3,702.8	3,910.9
19	3,732.1	5,182.2	4,104.6	4,084.0	4,014.9	3,956.1	4,481.0	3,910.8	3,798.6	3,838.3	3,704.0	3,901.3
20	3,770.3	5,079.1	4,108.8	3,981.6	4,039.8	3,957.8	4,462.9	3,918.0	3,831.3	3,963.9	3,591.5	3,834.6
21	3,767.8	5,030.8	4,043.6	3,907.7	4,093.6	3,963.1	4,350.2	3,821.9	3,841.9	4,030.9	3,519.2	3,824.9
22	3,664.6	4,824.1	3,905.3	3,771.0	3,984.0	3,866.2	4,293.0	3,674.2	3,644.5	3,891.9	3,496.1	3,735.1
23	3,603.6	4,803.0	3,855.2	3,762.2	4,002.7	3,854.5	4,345.7	3,659.2	3,685.8	3,898.3	3,505.5	3,737.8
24	3,828.5	5,925.6	4,408.1	4,268.9	4,177.5	4,349.1	4,277.5	4,427.2	4,321.4	3,870.6	3,964.6	3,922.1

ตารางที่ ค.11 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ในวันเสาร์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	3,908.7	6,309.2	4,658.1	4,250.0	4,661.6	4,320.6	4,888.6	4,682.5	4,221.7	4,455.3	4,234.1	4,357.4
2	3,926.5	6,316.9	4,697.1	4,277.3	4,802.4	4,480.4	4,922.7	4,815.4	4,414.9	4,674.0	4,232.1	4,363.0
3	3,857.5	6,147.9	4,620.2	4,139.7	4,701.7	4,479.9	4,890.0	4,743.4	4,386.6	4,678.8	4,207.2	4,326.7
4	3,764.0	6,058.3	4,546.3	4,045.9	4,599.4	4,392.8	4,783.8	4,591.8	4,252.1	4,501.9	4,088.6	4,186.2
5	3,721.6	5,919.5	4,400.3	3,877.9	4,390.5	4,330.9	4,720.4	4,606.1	4,211.6	4,372.3	4,152.7	4,207.8
6	3,705.2	5,929.8	4,329.4	3,860.0	4,268.6	4,137.0	4,796.8	4,586.9	4,434.8	4,339.7	4,141.6	4,123.9
7	3,790.1	6,028.8	4,445.4	4,004.3	4,292.0	4,328.4	4,824.1	4,547.8	4,530.5	4,435.8	4,223.2	4,117.5
8	4,070.9	6,390.2	4,792.1	4,527.3	4,570.5	4,758.1	4,982.9	4,883.7	4,853.9	4,652.0	4,348.8	4,126.5
9	4,764.2	7,239.6	5,673.2	5,446.2	5,268.4	5,568.5	5,298.6	5,684.7	5,677.0	5,476.6	5,157.5	4,893.9
10	5,065.9	7,488.7	5,866.7	5,675.8	5,413.6	5,672.3	5,549.1	5,765.7	5,821.8	5,636.3	5,350.2	5,077.9
11	5,144.5	7,555.0	5,958.2	5,762.9	5,312.9	5,814.5	5,690.3	5,841.9	5,795.1	5,751.5	5,444.3	5,185.1
12	5,188.5	7,513.9	5,927.3	5,712.4	5,301.1	5,881.7	5,703.1	5,769.2	5,701.4	5,701.2	5,411.9	5,194.3
13	4,693.1	6,999.2	5,387.5	5,049.4	4,711.4	5,290.3	5,478.7	5,306.5	5,097.8	5,164.8	5,066.5	4,610.2
14	5,180.7	7,671.8	6,023.9	5,777.0	5,209.2	5,791.5	5,680.1	5,838.6	5,639.2	5,700.7	5,431.3	5,143.4
15	5,211.4	7,643.0	6,041.1	5,804.5	5,216.8	5,834.1	5,705.5	5,832.9	5,632.8	5,685.4	5,447.6	5,161.0

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	5,207.8	7,522.8	5,901.5	5,660.5	5,192.5	5,714.2	5,592.7	5,714.2	5,609.3	5,621.8	5,458.4	5,105.7
17	4,989.8	7,280.2	5,697.6	5,454.1	5,020.0	5,435.6	5,432.2	5,423.9	5,406.7	5,443.8	5,191.1	5,019.2
18	4,482.5	6,784.6	5,162.3	4,784.6	4,548.1	5,059.4	5,178.0	5,031.3	5,031.3	5,039.1	4,726.1	4,475.0
19	4,441.8	6,756.6	5,194.9	4,770.9	4,488.9	4,881.7	5,049.5	4,907.4	4,950.0	4,937.4	4,609.9	4,392.6
20	4,376.6	6,693.2	5,100.9	4,757.2	4,503.8	4,829.5	5,028.9	4,859.5	4,864.4	4,748.1	4,453.9	4,279.7
21	4,283.9	6,545.2	5,014.0	4,674.8	4,486.2	4,745.0	4,962.2	4,755.9	4,808.6	4,434.0	4,322.6	4,204.0
22	4,145.5	6,373.2	4,737.8	4,564.5	4,312.0	4,601.1	4,883.3	4,579.6	4,526.1	4,215.8	4,281.1	4,082.2
23	4,076.0	6,320.7	4,772.8	4,557.3	4,370.4	4,656.9	4,879.7	4,728.0	4,594.2	4,315.2	4,299.1	4,071.7
24	4,037.9	6,328.1	4,747.9	4,478.5	4,749.2	4,620.8	4,828.2	4,657.5	4,560.0	4,614.6	4,284.5	4,179.2

ตารางที่ ค.12 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ในวันทำงาน

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	4,262.9	5,938.6	4,346.9	4,555.4	4,471.3	4,304.4	4,683.8	4,196.0	4,225.3	4,325.1	4,049.6	4,069.1
2	4,268.4	5,981.2	4,379.1	4,554.4	4,610.0	4,446.0	4,721.3	4,262.6	4,377.0	4,484.9	4,103.7	4,077.2
3	4,227.8	5,934.7	4,301.3	4,441.4	4,556.3	4,425.9	4,686.3	4,238.7	4,346.2	4,430.9	4,068.6	4,076.5
4	4,154.6	5,883.5	4,218.8	4,357.0	4,448.9	4,329.9	4,631.9	4,118.9	4,191.8	4,300.1	3,952.5	3,944.5
5	4,178.3	5,871.2	4,214.0	4,358.1	4,432.4	4,333.9	4,622.8	4,131.6	4,192.1	4,286.2	3,919.4	3,966.6
6	4,226.4	5,872.5	4,240.5	4,337.9	4,427.0	4,280.6	4,720.6	4,194.1	4,207.5	4,384.9	3,935.1	4,013.7
7	4,317.7	5,983.3	4,396.2	4,496.5	4,545.9	4,397.9	4,784.7	4,277.5	4,352.6	4,466.0	4,036.5	4,076.3
8	4,636.1	6,602.0	4,820.1	5,184.8	5,054.6	4,986.4	5,059.3	4,739.2	4,863.9	4,862.7	4,318.7	4,334.0
9	5,548.8	7,390.7	5,667.4	6,081.4	5,811.7	5,779.4	5,289.8	5,516.4	5,618.3	5,730.2	5,099.2	5,174.4
10	5,531.5	7,319.5	5,700.8	6,073.3	5,888.7	5,762.8	5,388.6	5,665.2	5,676.2	5,855.3	5,126.8	5,224.9
11	5,644.0	7,438.0	5,782.5	6,148.7	5,967.3	5,905.8	5,421.3	5,817.4	5,820.8	5,952.9	5,258.6	5,325.7
12	5,630.0	7,418.2	5,772.9	6,090.0	5,977.2	5,888.4	5,432.6	5,782.9	5,793.8	5,888.4	5,243.1	5,329.2
13	4,960.8	6,741.4	5,156.2	5,355.6	5,334.5	5,204.0	5,174.1	5,197.6	5,247.5	5,181.5	4,723.0	4,757.0
14	5,728.4	7,465.1	5,844.0	6,114.6	5,995.6	5,824.2	5,458.6	5,827.3	5,844.6	5,942.2	5,289.2	5,364.5
15	5,716.9	7,491.9	5,827.9	6,146.7	5,978.8	5,840.2	5,516.4	5,852.7	5,864.9	5,948.6	5,275.3	5,368.7

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	5,714.7	7,446.2	5,786.1	6,030.3	5,944.1	5,783.7	5,457.6	5,791.6	5,782.4	5,902.7	5,260.3	5,344.0
17	5,490.6	7,143.5	5,584.1	5,851.6	5,750.2	5,537.2	5,315.0	5,601.2	5,575.5	5,698.6	5,083.6	5,236.8
18	4,977.2	6,604.6	5,115.1	5,277.8	5,121.1	4,958.3	5,067.4	5,134.2	5,003.9	5,096.2	4,540.0	4,658.1
19	4,951.5	6,589.2	5,132.0	5,206.8	5,097.9	4,858.9	4,871.6	5,017.1	4,885.9	5,060.5	4,474.7	4,638.5
20	4,837.5	6,428.9	5,053.6	5,123.0	5,008.1	4,777.0	4,816.3	4,896.4	4,772.1	4,907.2	4,382.3	4,495.9
21	4,611.6	6,241.7	4,948.6	5,006.1	4,909.8	4,651.4	4,681.2	4,688.7	4,603.4	4,786.7	4,220.8	4,305.1
22	4,335.4	5,950.8	4,715.7	4,720.8	4,845.1	4,609.1	4,649.6	4,644.7	4,531.0	4,682.5	4,105.7	4,175.7
23	4,613.1	6,489.0	4,789.3	4,937.2	5,084.1	4,851.2	4,966.9	4,833.0	4,700.1	4,857.6	4,405.8	4,286.7
24	4,600.9	6,467.2	4,769.2	4,946.1	5,073.0	4,822.2	4,964.7	4,824.9	4,676.4	4,816.4	4,396.6	4,274.0

ตารางที่ ค.13 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างในวันอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	256.3	348.7	331.3	328.8	341.8	330.5	361.4	301.8	272.0	267.5	272.2	279.4
2	246.8	334.4	316.2	313.2	333.7	318.4	320.4	288.9	267.8	252.9	266.0	266.2
3	232.8	316.8	306.4	309.0	321.4	307.9	309.3	280.6	260.6	245.7	257.1	253.0
4	229.7	313.1	301.8	302.9	310.3	299.4	300.1	274.7	261.1	240.7	250.0	246.8
5	225.3	305.6	293.7	301.6	309.3	295.1	296.3	275.4	254.8	236.4	244.6	239.8
6	237.3	318.8	298.4	314.2	311.8	300.4	290.9	277.1	256.2	246.3	247.3	249.9
7	240.6	319.2	296.9	313.8	309.2	298.2	282.9	278.9	258.2	253.6	256.1	255.6
8	242.7	323.6	314.6	313.3	317.5	305.4	283.4	284.4	270.3	269.8	265.6	264.3
9	247.2	328.4	313.3	303.4	315.3	298.7	276.7	283.5	275.0	271.1	260.6	265.9
10	250.2	331.7	314.4	315.2	319.4	298.7	280.2	283.6	281.5	280.1	266.2	270.1
11	248.0	335.6	315.3	315.5	318.1	302.6	277.3	284.9	281.9	275.8	269.0	263.4
12	235.5	312.7	297.9	300.4	301.7	294.6	266.0	279.4	280.2	270.3	254.3	255.7
13	227.8	302.2	282.4	285.6	282.4	274.0	252.8	264.5	253.6	263.1	245.6	245.5
14	227.0	305.4	282.4	287.4	285.3	271.7	247.3	261.7	255.7	266.9	237.8	246.6
15	234.7	321.5	292.7	308.7	294.6	270.1	250.5	259.9	264.2	269.1	246.0	252.5

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	235.8	323.0	302.1	308.2	297.0	272.0	251.2	260.9	265.4	267.9	246.6	255.0
17	240.5	330.4	305.2	307.4	293.5	269.1	251.0	266.3	268.2	266.4	251.9	257.6
18	245.9	328.0	302.7	302.1	290.7	266.9	239.3	264.3	262.5	283.3	268.6	276.7
19	277.1	361.8	336.6	328.2	314.1	294.0	272.6	295.5	291.9	301.1	294.4	308.8
20	274.7	360.5	335.2	328.1	315.4	304.4	288.5	300.4	295.8	291.0	292.2	304.9
21	269.1	361.5	328.0	327.6	318.9	305.1	298.6	298.1	306.2	278.7	283.3	294.4
22	263.7	362.4	331.2	339.0	311.8	303.2	298.3	299.8	294.4	276.6	272.9	291.1
23	257.3	362.0	326.3	331.6	313.6	298.5	313.5	296.7	294.6	273.7	265.3	280.7
24	253.5	348.7	320.0	327.6	309.5	289.4	308.7	288.3	272.5	268.6	251.8	266.0

ตารางที่ ค.14 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างในวันเสาร์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	250.4	342.0	314.3	297.1	331.2	313.5	336.8	307.3	271.4	271.9	254.0	264.4
2	235.1	330.0	294.5	280.4	321.9	304.1	324.4	292.6	272.6	250.5	240.7	250.6
3	218.7	320.8	281.8	282.7	314.6	294.2	317.7	283.5	263.0	240.3	231.7	236.5
4	219.8	317.1	276.4	278.1	303.2	289.2	309.4	280.2	250.5	241.5	228.0	231.4
5	222.0	311.8	276.6	275.4	300.4	279.6	296.0	271.5	250.7	235.3	226.7	227.7
6	221.7	313.9	281.1	273.5	306.3	285.4	298.3	279.3	266.3	245.8	231.2	232.1
7	233.2	317.8	283.9	274.9	306.8	287.7	298.2	283.9	266.3	256.6	240.4	238.7
8	237.4	324.4	290.4	282.8	308.0	290.5	283.9	284.5	269.3	269.4	244.7	253.1
9	234.6	317.9	291.6	273.6	306.0	282.1	278.3	277.1	271.9	265.7	250.6	256.2
10	242.6	321.3	299.4	277.2	303.8	281.6	295.8	279.6	269.1	270.1	254.8	261.8
11	242.6	322.1	300.3	276.4	299.7	279.1	313.8	281.3	271.8	271.0	253.2	264.5
12	225.3	306.9	288.0	258.3	288.3	268.2	308.3	275.5	266.8	270.8	248.7	247.5
13	225.2	298.5	277.1	255.5	276.1	256.8	287.5	263.7	254.7	264.0	241.5	241.8
14	228.4	311.3	289.3	251.3	278.4	255.6	279.7	267.5	255.1	267.5	249.9	246.2
15	226.3	319.8	294.4	259.3	280.2	262.3	277.1	265.4	251.6	268.6	257.1	251.1

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	242.5	330.2	309.5	259.4	288.8	265.9	275.6	268.9	258.6	271.5	256.2	261.9
17	249.4	332.3	309.0	261.5	294.3	268.3	270.9	272.5	261.6	278.7	266.6	270.2
18	261.0	340.1	317.1	260.2	294.0	273.5	275.2	272.6	275.1	292.2	286.5	286.6
19	282.6	366.2	342.4	298.4	333.5	303.6	300.1	312.4	298.8	315.9	312.7	318.4
20	281.2	367.1	345.2	304.6	340.2	313.4	316.9	317.3	302.2	312.3	305.7	311.0
21	275.7	365.8	340.4	299.1	350.4	319.2	340.1	314.9	301.6	315.0	302.2	307.2
22	276.1	370.2	338.8	302.6	350.0	320.3	354.6	314.7	304.3	309.6	297.8	306.6
23	271.9	377.9	345.5	304.9	349.8	317.2	358.3	320.1	302.6	309.3	293.7	305.4
24	266.8	377.4	343.0	303.4	347.9	313.1	352.7	313.7	288.9	293.8	282.4	294.7

ตารางที่ ค.15 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างในวันทำงาน

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	240.4	337.6	316.2	353.8	313.0	283.6	319.9	279.6	274.0	273.9	239.5	250.3
2	225.3	318.4	294.9	329.9	303.0	274.0	296.4	267.7	258.4	258.8	231.5	237.2
3	211.6	301.4	281.0	318.1	290.1	264.3	288.3	259.0	251.5	249.5	219.5	224.4
4	211.0	294.7	276.0	314.0	282.5	257.4	275.7	251.1	246.2	238.3	212.9	215.9
5	205.6	284.8	270.0	307.4	278.6	253.1	270.3	250.3	240.5	240.1	208.2	213.2
6	218.7	294.8	276.6	315.6	287.6	259.1	265.0	257.8	249.0	250.1	220.5	224.7
7	225.6	301.9	281.4	321.2	289.8	259.6	266.7	263.4	257.8	252.8	225.5	232.4
8	225.3	302.8	282.8	320.0	278.7	253.8	263.3	254.4	260.0	250.5	224.1	236.4
9	224.7	295.1	285.6	322.1	282.7	254.0	261.5	255.4	259.4	256.1	228.6	240.1
10	223.3	297.0	290.7	329.8	282.9	255.8	262.2	257.2	264.5	263.5	230.3	243.4
11	221.3	290.6	288.7	328.4	279.4	255.7	259.1	255.8	265.8	266.3	231.6	241.6
12	214.0	283.6	277.5	307.8	263.9	249.7	255.1	254.0	263.1	258.4	224.3	232.6
13	210.4	282.0	271.7	296.2	258.3	241.7	247.1	251.5	258.4	254.9	223.3	233.6
14	214.3	281.2	276.3	299.4	258.5	240.6	251.5	250.3	256.5	254.6	223.7	234.7
15	215.8	287.8	285.0	305.4	260.6	238.6	258.9	250.3	257.1	260.1	227.1	238.3

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	223.9	301.8	292.1	308.5	263.3	241.0	257.7	252.7	255.5	259.4	230.6	243.2
17	230.9	306.9	297.0	310.4	264.6	245.0	256.3	255.5	256.0	260.8	231.8	247.9
18	245.8	325.6	307.3	312.7	272.5	254.2	265.0	265.5	259.4	278.7	254.5	271.2
19	277.0	357.8	333.3	345.2	308.8	288.1	300.6	295.1	291.1	307.5	280.9	299.5
20	274.0	359.6	335.7	360.9	323.6	301.0	318.0	308.0	305.0	303.4	283.1	298.2
21	269.2	358.2	339.1	364.0	332.7	307.2	332.0	312.9	303.6	305.6	283.6	295.2
22	264.2	355.5	339.6	369.9	333.5	306.4	340.8	313.6	303.8	304.0	280.7	291.5
23	265.0	362.1	339.6	366.8	332.6	306.8	344.9	311.8	299.5	298.2	272.7	284.9
24	258.2	357.6	335.0	364.0	328.8	296.8	343.8	301.0	287.6	280.3	260.4	272.3

ตารางที่ ค.16 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทองค์กรไม่แสวงหากำไรในวันอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	187.5	227.3	205.6	211.9	237.8	239.6	255.7	210.7	205.3	191.3	194.6	211.1
2	172.7	220.2	194.5	198.0	225.0	222.9	234.6	195.1	194.4	182.9	188.4	201.1
3	161.8	202.5	184.2	186.8	214.2	205.5	224.7	190.1	183.8	175.5	174.0	191.6
4	155.9	194.4	167.6	183.1	205.9	195.3	216.9	178.8	178.3	165.5	171.9	188.8
5	160.3	193.1	163.0	181.1	195.7	190.1	207.9	182.6	183.5	168.2	174.7	181.1
6	167.9	202.2	169.1	184.0	197.7	192.7	202.8	187.0	190.7	175.4	176.8	188.2
7	169.6	209.7	168.9	173.3	192.3	191.1	203.9	186.2	192.9	179.6	176.9	193.8
8	187.2	225.7	187.7	188.6	224.1	222.2	236.5	217.3	225.8	197.0	213.4	208.0
9	224.9	304.3	222.9	224.0	283.0	287.7	287.7	267.8	294.2	241.4	260.5	214.9
10	255.5	349.3	259.8	282.3	342.2	337.0	320.0	311.2	333.3	279.7	289.7	221.3
11	260.6	362.0	282.5	295.4	358.6	361.1	336.7	321.0	355.3	295.8	293.2	220.1
12	258.9	367.5	280.9	297.2	360.5	354.8	343.8	315.6	354.7	295.9	283.1	207.1
13	256.8	346.1	298.8	298.9	355.4	340.6	334.2	308.3	326.2	293.0	280.8	198.4
14	272.2	369.8	310.4	318.7	364.6	364.6	340.0	327.0	342.8	313.7	294.8	202.0
15	272.7	383.3	315.8	318.6	361.1	357.6	325.3	326.7	355.7	311.5	291.7	207.8

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	269.0	386.5	308.1	314.6	351.3	354.5	320.1	315.3	341.8	302.7	288.2	207.2
17	233.2	306.7	263.4	276.1	299.9	309.3	286.3	276.4	292.8	258.1	252.6	210.7
18	218.2	261.8	238.2	239.0	258.7	270.9	257.2	241.8	254.7	240.5	242.1	224.3
19	261.2	280.6	239.5	249.5	257.0	276.1	253.2	262.2	272.5	271.6	277.3	242.9
20	268.9	296.1	254.7	278.5	286.9	299.9	280.3	284.8	294.1	268.4	277.8	238.5
21	267.0	302.6	261.9	279.7	290.1	298.8	280.5	283.6	285.7	250.2	273.9	228.6
22	251.2	288.7	251.8	269.0	285.1	295.3	277.7	275.0	272.5	244.6	255.6	223.7
23	235.3	269.0	239.9	266.1	279.9	285.7	268.0	259.0	259.6	234.5	242.8	216.3
24	215.7	259.5	221.5	252.6	261.3	269.7	245.9	245.7	242.2	212.8	224.8	204.9

ตารางที่ ค.17 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทองค์กรไม่แสวงหากำไรในวันเสาร์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	183.3	242.4	211.2	199.9	233.2	235.6	257.3	223.3	201.8	194.8	198.9	204.2
2	175.9	224.5	193.8	187.9	223.8	220.1	243.8	213.5	189.0	184.0	187.3	192.3
3	163.5	214.3	179.1	181.1	212.2	206.7	225.8	206.2	181.6	172.4	177.6	180.3
4	159.6	207.6	168.1	175.1	204.3	198.1	220.8	189.6	171.5	167.3	173.0	177.1
5	162.8	202.6	157.7	169.0	196.0	193.8	210.9	192.7	179.7	169.1	172.8	175.8
6	169.4	214.2	166.1	167.0	197.0	198.8	205.0	195.4	196.7	181.9	177.9	177.9
7	173.4	216.4	166.6	160.1	192.2	199.8	205.8	192.9	196.2	185.9	179.8	185.8
8	197.1	216.7	186.0	189.2	223.6	231.0	226.8	203.1	232.0	203.0	216.3	198.7
9	238.9	330.0	240.8	237.9	304.3	329.2	299.2	276.8	312.8	258.9	281.8	210.9
10	275.3	381.9	299.8	299.3	384.4	384.0	341.1	316.0	380.5	314.1	319.8	217.1
11	285.6	391.6	308.6	320.9	402.2	408.5	373.2	332.0	384.6	336.1	324.4	220.5
12	283.4	390.8	323.6	328.6	404.2	400.8	379.9	334.3	372.3	338.1	325.8	204.3
13	274.6	384.0	317.1	314.1	384.8	384.2	361.3	314.0	343.8	316.3	308.1	199.1
14	284.3	395.8	318.6	304.4	384.9	405.9	362.7	325.7	357.8	329.7	323.6	207.0
15	283.1	399.7	325.4	305.5	381.3	393.4	366.3	319.0	353.8	327.3	313.2	212.6

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	274.3	384.5	311.2	294.0	377.1	387.7	356.9	317.2	344.4	300.9	291.0	219.8
17	234.1	329.2	280.2	242.9	323.6	325.6	324.5	281.6	294.3	271.1	263.7	224.0
18	215.3	264.7	251.0	223.0	270.1	283.0	286.2	235.5	251.4	241.5	236.3	231.7
19	254.2	286.7	251.0	223.6	264.3	270.0	296.6	256.2	269.2	270.9	264.7	251.9
20	260.2	300.1	267.9	238.7	287.1	294.6	321.3	272.8	286.9	278.4	271.0	247.1
21	253.3	305.8	271.4	240.8	286.7	293.2	322.8	272.4	280.1	267.0	261.7	239.7
22	233.0	285.6	258.5	234.5	276.5	280.0	310.4	257.1	261.1	247.6	242.7	238.0
23	223.1	273.3	243.3	233.7	275.2	267.4	297.8	242.7	241.4	239.0	236.9	234.7
24	209.0	257.2	231.2	216.4	264.9	254.6	266.7	233.3	225.4	224.5	219.8	225.2

ตารางที่ ค.18 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทองค์กรไม่แสวงหากำไรในวันทำงาน

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	199.0	253.4	224.5	255.0	250.0	244.5	261.8	227.5	231.3	221.5	203.7	192.9
2	184.3	235.0	210.9	237.1	238.0	229.0	246.2	208.3	218.8	209.1	196.0	183.1
3	170.3	221.4	195.5	221.2	222.4	215.5	231.9	197.2	209.1	200.3	183.1	171.9
4	166.1	214.4	184.7	209.8	215.4	206.8	225.2	190.8	199.7	189.8	180.6	166.8
5	172.2	211.9	178.6	203.4	207.0	204.1	223.2	193.1	202.9	190.9	181.9	165.1
6	194.4	233.3	194.6	211.4	215.7	224.4	231.9	216.5	225.4	213.4	200.6	174.3
7	217.4	259.4	212.3	225.8	236.4	247.6	249.3	245.8	255.7	235.0	240.0	181.0
8	281.8	328.8	280.1	314.7	352.9	358.0	357.5	349.5	379.1	319.0	331.6	190.9
9	469.9	596.9	488.1	599.4	674.6	665.0	631.4	587.1	641.7	552.9	570.7	202.2
10	605.9	805.5	673.1	820.0	896.1	893.7	857.4	771.4	852.9	746.1	715.6	207.2
11	632.8	868.9	724.5	860.3	940.7	937.7	919.0	802.5	899.3	782.4	740.0	206.6
12	624.7	863.5	723.8	848.2	933.9	927.6	918.0	798.3	898.9	774.3	734.9	197.2
13	539.3	752.6	614.5	710.0	778.5	752.7	762.9	661.7	741.6	633.6	617.2	193.2
14	688.4	945.1	792.5	871.2	939.0	933.7	927.9	826.9	921.1	777.2	782.0	198.1
15	712.2	961.9	813.3	888.7	950.6	958.5	946.4	840.7	936.9	797.3	790.9	200.2

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	682.8	936.8	795.1	848.5	915.3	931.2	911.3	809.5	873.4	760.6	751.7	203.3
17	531.4	741.5	664.4	711.9	739.7	725.3	723.5	636.6	684.0	606.0	581.0	208.1
18	343.9	451.6	412.8	439.1	440.2	443.7	418.2	401.8	416.0	380.8	360.4	222.7
19	306.1	361.7	313.4	328.7	344.5	343.2	334.2	322.5	327.6	320.6	323.3	238.6
20	308.6	365.0	312.0	323.2	333.1	343.4	343.9	328.7	321.4	319.1	316.1	236.5
21	289.8	352.9	305.4	313.6	326.4	335.3	340.5	315.6	310.0	301.8	289.4	231.4
22	264.7	331.5	292.6	298.7	313.2	309.5	317.9	289.1	289.1	275.4	273.8	227.8
23	245.2	314.9	277.2	289.1	300.0	290.8	304.7	272.2	273.6	256.8	254.4	221.0
24	225.1	288.8	255.7	271.9	285.6	273.2	285.1	251.1	257.1	238.4	229.8	209.4

ตารางที่ ค.19 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรในวันอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	15.3	40.0	32.6	30.0	11.8	9.6	16.8	4.0	8.4	7.9	6.7	1.5
2	15.6	40.0	33.3	32.2	11.8	9.1	15.9	4.0	8.3	8.1	6.7	1.5
3	16.0	35.7	32.7	29.4	11.8	9.1	15.8	4.1	8.3	8.0	6.7	1.5
4	17.4	34.4	30.5	32.1	11.8	9.1	15.8	4.0	8.3	8.2	6.2	1.5
5	17.8	35.1	28.7	27.4	11.6	9.0	14.7	4.0	8.7	8.3	6.7	1.5
6	18.1	26.9	18.2	20.1	11.1	10.3	13.7	4.5	8.9	8.2	7.3	1.5
7	30.1	28.6	27.0	25.6	20.2	19.7	18.6	8.3	8.9	9.0	8.2	2.3
8	40.2	32.4	39.3	31.5	24.5	33.2	18.7	9.6	9.2	9.9	16.0	5.6
9	40.2	42.7	50.0	38.2	27.6	34.2	22.9	12.7	9.7	9.0	16.3	13.1
10	45.0	58.7	59.4	44.2	34.9	39.5	38.2	12.3	9.6	9.1	16.2	13.4
11	47.8	61.1	64.4	45.4	38.6	39.6	38.2	12.1	8.8	9.5	26.6	17.8
12	48.1	61.3	65.5	45.2	35.7	40.1	54.7	45.7	8.5	9.7	27.3	6.3
13	44.7	63.3	66.7	43.5	35.5	38.5	53.1	44.5	7.2	9.6	27.3	13.1
14	42.7	62.1	65.2	42.5	34.2	37.3	53.0	12.9	7.2	9.6	27.6	15.3
15	41.3	65.4	67.0	42.9	34.2	34.6	49.2	6.7	7.4	9.8	26.8	11.4

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	39.7	65.2	59.1	42.0	36.3	26.2	49.2	6.7	7.5	9.8	26.8	8.8
17	39.0	53.2	53.6	40.1	31.9	19.9	36.5	6.5	7.4	8.2	16.4	14.0
18	37.0	44.7	46.8	32.5	24.0	15.0	29.8	7.0	7.0	9.7	6.8	8.4
19	33.6	30.4	39.5	30.9	19.0	15.0	17.3	5.6	6.7	8.7	7.1	8.6
20	31.9	20.7	36.9	28.5	16.0	13.1	9.0	5.9	7.0	8.5	6.6	6.4
21	31.8	21.7	32.2	26.6	14.5	12.9	9.0	6.0	9.1	8.0	6.6	6.4
22	19.2	30.2	41.4	29.8	15.7	13.2	9.1	5.8	6.8	7.0	6.6	6.0
23	15.0	30.2	41.4	28.5	16.3	12.8	9.1	5.8	7.0	6.8	6.4	2.2
24	15.0	30.9	41.3	27.9	16.3	10.2	9.1	4.1	6.9	6.7	6.2	3.2

ตารางที่ ค.20 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรในวันเสาร์

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	14.4	45.3	41.8	30.4	14.2	9.1	14.5	5.9	8.1	4.5	8.4	1.4
2	15.2	46.5	42.1	29.6	13.6	8.9	13.7	6.0	8.2	4.7	8.4	1.5
3	15.5	40.8	41.2	26.8	13.6	8.9	13.7	6.0	8.1	4.5	8.4	1.5
4	16.4	40.9	35.0	26.8	13.6	8.9	13.7	5.9	8.3	4.5	8.5	1.5
5	16.8	40.8	31.1	23.3	13.6	8.8	13.7	6.0	8.4	4.8	8.9	1.5
6	18.3	37.1	19.8	21.2	12.6	9.8	13.6	6.4	8.9	4.9	9.5	2.4
7	35.8	38.1	27.6	21.4	12.7	31.3	24.5	8.0	9.6	6.1	10.1	3.0
8	36.2	47.6	39.8	28.5	15.8	35.9	29.7	9.4	9.7	8.8	9.9	5.8
9	36.1	50.8	58.1	33.8	21.3	41.3	43.5	9.6	9.9	7.9	9.4	10.8
10	40.6	67.0	66.6	47.0	28.4	33.1	51.4	7.5	9.0	10.1	17.0	13.7
11	41.3	68.3	68.1	47.2	28.4	38.3	47.6	6.9	7.9	9.8	21.7	13.1
12	42.0	67.6	60.3	47.7	31.5	39.0	47.7	7.9	7.5	9.7	21.7	12.9
13	37.1	61.4	60.2	40.7	31.1	29.6	38.7	8.0	7.5	9.6	22.7	9.7
14	36.7	54.9	59.0	40.6	30.4	29.5	34.0	6.8	7.4	9.6	10.8	7.8
15	36.0	53.6	57.4	40.7	27.7	23.7	34.0	5.1	7.7	9.7	9.5	12.4

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	34.9	53.0	54.7	37.0	28.8	23.4	33.2	5.4	8.1	8.9	9.5	15.4
17	34.4	42.4	49.8	36.8	25.2	17.7	34.0	5.4	7.7	8.9	9.4	9.9
18	34.6	37.7	42.2	32.4	19.8	17.1	31.2	5.3	7.8	9.5	8.0	10.2
19	33.6	36.5	42.0	25.6	17.6	15.7	19.1	3.9	8.2	10.2	7.7	7.7
20	28.9	34.9	35.1	24.1	16.8	14.9	9.6	4.0	8.4	9.8	8.3	4.7
21	28.5	35.5	34.2	23.8	16.5	11.5	7.6	4.3	8.5	8.5	8.2	5.7
22	21.9	38.4	34.3	29.3	18.2	11.7	13.8	4.5	8.6	8.2	8.1	6.3
23	15.0	38.7	34.3	29.1	17.3	9.7	13.8	4.2	8.6	8.0	7.3	1.6
24	15.0	39.7	32.6	27.2	12.5	9.6	13.7	4.0	8.4	8.0	7.3	1.5

ตารางที่ ค.21 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรในวันทำงาน

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	20.2	35.7	37.4	33.5	14.5	10.9	13.3	5.8	6.5	7.8	8.7	2.7
2	20.7	35.6	37.0	31.0	14.0	9.9	12.7	5.8	6.3	7.7	8.5	1.5
3	21.4	30.4	36.2	28.4	13.9	9.9	12.6	5.8	6.2	8.1	8.4	1.5
4	22.0	30.4	34.0	27.8	13.9	9.9	12.6	5.8	6.2	7.9	8.4	1.5
5	22.2	30.6	30.8	24.6	13.9	9.8	12.6	5.8	6.4	8.1	8.5	1.5
6	24.7	28.2	24.3	20.3	12.2	10.5	12.5	6.2	6.7	8.1	9.0	2.0
7	44.2	37.9	25.0	24.8	19.3	25.5	22.8	8.6	8.2	9.5	8.4	1.9
8	58.3	51.5	41.3	31.2	26.5	35.9	30.9	11.4	9.6	16.6	10.9	4.2
9	61.8	63.3	58.8	39.0	27.4	45.5	49.5	12.7	9.1	16.6	10.9	11.5
10	66.2	74.2	72.5	46.3	31.0	48.3	58.5	14.5	8.7	16.2	12.3	11.5
11	68.0	77.6	76.6	47.5	32.0	43.5	62.1	14.4	9.1	10.4	13.2	10.3
12	66.6	78.7	76.8	47.9	31.9	41.1	60.5	13.2	9.0	9.8	14.1	9.7
13	65.8	75.6	74.4	48.9	33.5	40.3	55.7	10.7	9.2	10.0	14.0	12.4
14	66.5	73.8	72.2	51.0	34.0	39.0	50.7	18.3	9.1	10.4	14.6	11.7
15	64.1	72.3	70.1	52.1	32.6	38.1	46.8	18.3	8.8	10.4	14.7	11.3

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
16	62.7	69.5	64.3	50.7	26.2	33.5	39.8	9.0	8.5	10.1	13.4	10.8
17	57.3	61.9	58.0	50.0	24.3	26.6	34.9	9.0	7.7	10.1	11.9	10.3
18	56.0	58.6	51.1	39.9	18.8	20.6	29.1	9.2	7.3	9.6	11.3	7.4
19	52.0	46.5	37.3	32.6	16.7	20.1	17.1	7.6	7.6	10.4	11.3	9.6
20	39.7	37.2	29.7	29.4	14.4	15.0	12.7	7.5	7.6	9.3	10.5	4.9
21	38.2	34.0	28.8	28.7	12.8	12.3	11.4	7.3	7.2	8.0	10.5	3.5
22	26.3	39.1	38.7	33.8	13.3	12.2	14.6	6.9	6.9	8.0	10.2	3.3
23	23.9	39.8	39.5	33.6	13.3	11.6	15.4	6.8	6.8	7.6	9.5	3.4
24	19.6	38.6	39.0	33.5	13.3	10.8	15.2	6.2	6.6	7.3	9.4	2.5

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายรฐนนท์ เดี่ยววิไล เกิดวันที่ 7 ธันวาคม พ.ศ. 2530 ที่จังหวัดเชียงราย สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2553