ปัจจัยที่เกี่ยวข้องต่อการแก้ไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของกองวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า โรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า

Factors Affecting The Covering of Electricity Peak Demand in Department of Electrical Engineering, Chulachomklao Royal Military Academy

ร้อยเอกพงศ์กฤษณ์ รุ่งสุข

กองวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ส่วนการศึกษา โรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า

E-mail: krit_010@hotmail.com

บทคัดย่อ : บทความนี้นำเสนอผลการเปรียบเทียบระหว่างกราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ย กับกราฟผลรวมพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอิสระที่คาดการณ์ได้ของกองวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าในรอบ 1 สัปดาห์ ตลอดช่วงภาคเรียนที่ 1 ปีการศึกษา 2558 พบว่าการจัดปฏิทินการศึกษาและตารางสอนคือปัจจัยหลัก ที่มีอิทธิพลในการควบคุมขนาดและช่วงเวลาของการเกิดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดทั้งหมด เป้าหมายคือการการจัดตารางสอนที่เหมาะสมเพื่อแก้ไขกราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า โดยการลดขนาดของความต้องการกำลังสูงสุดลงร่วมกับเงื่อนไขการจัดตารางสอนได้ถูกสาธิต นอกจากนี้การประเมินค่าผลกระทบของต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อการลดลงของขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ถูกวิเคราะห์ ในรูปของโหลดแฟคเตอร์ (Load Factor) ผลลัพธ์ยืนยันว่า ถ้ากองวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าลดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดลง แล้วร้อยละของโหลดแฟคเตอร์เพิ่มขึ้นถึง 100 กองวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าจะสามารถลดต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อยูนิตลงได้ประมาณร้อยละ 12 หรือ 0.6322 บาทต่อยูนิต

Abstract : This paper presents a comparison of the characteristics of the average electricity demand with the predictable characteristics of sum of individual demands through weeks for a semester, from April to August 2015 inclusive. Academic calendars and courses scheduling have been found to play the most important role in controlling the magnitude and time of occurrence of the whole peak demand. The aim for produce a better course schedule for reducing electricity peak demand characteristic with regarding to a course scheduling criteria has been demonstrated. In addition, an average electricity energy cost assessment to a reduction of peak demand is analyzed in form of load factors. The result encourages that, if the electrical engineering department can reduce their peak demand until their load factor become 100%, they will approximately reduce the average energy cost per unit by 12% or 0.6340 Bath per unit.

Keywords : Peak Demand Management, Load Factor, เงื่อนไขการจัดตารางสอน, การลดต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย

1. บทนำ

ค่าไฟฟ้าเป็นประเด็นสำคัญที่กระทบต่อต้นทุนในการดำเนินกิจการทั้งของภาครัฐและเอกชน การวัดและวิเคราะห์รูปแบบพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ดีนั้นเป็นขั้นตอนแรกที่สามารถนำไปสู่การประหยัดพลังงานไฟฟ้าอย่างยั่งยืนได้[1] ความเข้าใจในการใช้พลังงานไฟฟ้าของการดำเนินกิจการจะเริ่มจากการตรวจสอบหนังสือแจ้งค่าไฟฟ้ารายเดือน โดยหน่วยงานที่มีหน้าที่จำหน่ายพลังงานไฟฟ้า คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้กำหนดให้ค่าไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่[2] เช่น ส่วนการศึกษา โรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า (สกศ. รร.จปร.) ประกอบ ด้วย 4 องค์ประกอบ คือ 1. ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า (Demand charge) มีหน่วย บาทต่อกิโลวัตต์ 2. ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy charge) มีหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ บาทต่อยูนิต 3. ค่าบริการรายเดือน มีหน่วย บาท โดยเรียกรวมกันว่าค่าไฟฟ้าพื้นฐาน และ 4. ค่าใช้อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องประกอบด้วย 4.1 ค่าองค์ประกอบกำลัง (Power factor surcharge) มีหน่วย บาทต่อกิโลวาร์ 4.2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) มีหน่วย บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม ซึ่งองค์ประกอบทั้ง 4 นี้ ได้ส่งกระทบผลต่อค่าไฟฟ้ารายเดือนในสัดส่วนที่แตกต่างกัน และบ่อยครั้งที่ไม่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าไฟฟ้าในแต่ละองค์ประกอบได้ อย่างไรก็ตามการจัดการค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand management) เป็นหนึ่งในอีกหลายทางเลือกซึ่งมีศักยภาพสามารถลดค่าไฟฟ้าลงได้เป็นอย่างดี โดยยังคงอนุญาตให้การดำเนินกิจการนั้นๆ ได้ใช้พลังงานไฟฟ้าปริมานเท่าเดิมเป็นปกติ[3][4]

โดยปกติค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดแปรผันตรงกับรูปแบบพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งมีโหลดทางไฟฟ้าปริมาณมากๆ ถูกใช้งานพร้อมกัน ในช่วงเวลาแคบๆ คือ 15 นาที ปรากฏเป็นยอดแหลมของกราฟความต้องการกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างอย่างชัดเจนจากกราฟดังกล่าวในช่วงเวลาอื่นๆ ของเดือนเดียวกัน สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate: TOU) การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดจะทำในช่วง เวลา 09.00น. ถึง 22.00น. หรือ P ตั้งแต่วันจันทร์ ถึง วันศุกร์ (ช่วงเวลาอื่นๆ คือ OP หรือ Off Peak) หากมีวันใดในรอบเดือนปรากฏยอดแหลมของกราฟความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน15 นาทีสูงที่สุด มากกว่าในช่วงเวลาอื่นๆ ของเดือนเดียวกัน ยอดแหลมของกราฟดังกล่าวนั้นจะถูกใช้เป็นตัวแทนของข้อมูลเพื่อคำนวณค่าความต้องกำลังไฟฟ้าสูงสุดในเดือนเดียวกันนี้ทันที

การควบคุมไม่ให้ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้นในช่วงเวลาที่ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมีราคาแพง เป็นหลักการของการจัดการค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด ของทั้งฝั่งหน่วยงานผลิต ส่ง จำหน่าย พลังงานไฟฟ้า และหน่วยงานผู้ใช้พลังงานไฟฟ้า กรณีหน่วยงานผลิต การจัดการค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดดำเนินการเพื่อ ลดต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า เพิ่มเสถียรภาพให้กับระบบผลิต ส่ง จำหน่าย และอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม โดยอาศัยใช้เครื่องมือ เช่น โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า (Rate Structure) [5][6][7] การพยากรณ์ภาระโหลด (Load forecasting) จากสภาพอากาศ ภูมิประเทศ สังคม เศรษฐกิจ[8][9] และเศรษฐศาสตร์การจ่ายกำลังไฟฟ้า (Economics

Dispatch) [10] กรณีหน่วยงานผู้ใช้พลังงานไฟฟ้า การจัดการค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดดำเนินการเพียงเพื่อลดต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย โดยใช้การวิเคราะห์รูปแบบพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นเครื่องมือหลัก งานวิจัยนี้เป็นความพยายามครั้งแรกในการศึกษาปัจจัยที่ส่งผลต่อการควบคุมขนาดและช่วงเวลาของการเกิดค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด จากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของนักเรียนนายร้อย (นนร.) ซึ่งเกือบทั้งหมดมีความสัมพันธ์กับ ตารางสอนและปฏิทินการศึกษา โดยเปรียบเทียบร่วมกับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของเจ้าหน้าที่ และข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่วัดได้จริง แตกต่างจากงานวิจัยที่ใกล้เคียงของ Psiloglou และคณะ[11] ซึ่งศึกษาปัจจัยสภาพภูมิอากาศที่ควบคุมค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด จากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของภาคที่อยู่อาศัยและภาคธุรกิจ

บทความนี้ได้แบ่งการนำเสนอเป็น 3 ส่วน ดังนี้ 1. ปัจจัยที่มีอิทธิพลในการควบคุมค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดประกอบด้วยผลการวาดกราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าจริงโดยเฉลี่ยเปรียบเทียบกับกราฟผลรวมพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอิสระที่คาดการณ์ได้ (ซึ่งประกอบจากกราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าอิสระย่อย คือ กราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของ นนร. และกราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของเจ้าหน้าที่) เพื่อประเมินความสอดคล้องของปัจจัยที่ส่งผลต่อการควบคุมการเกิดค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด กับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าภายในกองวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า (กวฟ.ฯ) 2. การสาธิตการแก้ไขขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยแก้ไขกราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของ นนร. โดยใช้การจัดตารางสอนที่ดี เพื่อให้ร้อยละของตัวแปรโหลดแฟคเตอร์สูงขึ้น และ 3. รายละเอียดการประเมินค่าผลกระทบจากการลดลงของขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย โดยใช้การวิเคราะห์ตัวแปรโหลดแฟคเตอร์ พร้อมกรณีศึกษาของ กวฟ.ฯ

2. ปัจจัยที่มีอิทธิพลในการควบคุมค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด

การพยากรณ์ขนาดและช่วงเวลาของการเกิดความต้องการกำลังสูงสุดของระบบผลิตส่ง และจำหน่าย ในช่วงระยะเวลานาน (Long term period) ผลลัพธ์ส่วนใหญ่ไม่แม่นยำ เพราะปัจจัยที่ส่งผลกระทบไม่เป็นเชิงเส้น เช่น อุณหภูมิ (อากาศร้อนใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเพราะเปิดเครื่องปรับอากาศ แต่อากาศเย็นถึงค่าหนึ่งก็ใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเพราะเปิดเครื่องทำความร้อน) แสงสว่าง จำนวนประชากร รายได้รวมประชากร กลไกราคาค่าไฟฟ้า ประเภทของโหลด แต่กรณี กวฟ.ฯ ซึ่งเป็นหน่วยงานที่มีภารกิจเฉพาะคือ ให้การฝึกศึกษาแก่ นนร. ตามวงรอบปฏิทินการศึกษาและตารางสอน จำนวน นนร. และเจ้าหน้าที่คงที่ ดังนั้นในช่วงเวลาสั้น (Short term period) คือ ภาคการศึกษาที่ 1/58 (29 เม.ย.58 ถึง 17 ส.ค.58) จึงสามารถเตรียมข้อมูลเพื่อสร้างกราฟพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของทั้ง นนร.และเจ้าหน้าที่กวฟ.ฯ ส่วนใหญ่ได้

2.1 กราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าจริงโดยเฉลี่ยรอบสัปดาห์และพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ารวมที่คาดการณ์ได้

การเก็บข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของ กวฟ.ฯ ได้ดำเนินการทุกวัน ตลอด 24 ชั่วโมง

โดยใช้มิเตอร์วัดข้อมูลด้านไฟฟ้าแบบดิจิตอล จำนวน 2 ชุด ติดตั้งบริเวณตู้ควบคุมไฟฟ้าหลักของสำนักงาน กวฟ.ฯ และโรงประลองไฟฟ้า โดยเชื่อมมิเตอร์ดังกล่าวสู่เครื่องคอมพิวเตอร์ผ่านการสื่อสารแบบอนุกรม RS-485 ท้ายที่สุดโปรแกรมสำเร็จรูป[4] บนเครื่องคอมพิวเตอร์บันทึกข้อมูลลงสู่ฮาร์ดดิสก์ เมื่อได้ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าจริงของแต่ละวันในหนึ่งสัปดาห์แล้ว ตรวจพบว่ามีข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าบางวันใช้เป็นตัวแทนของข้อมูลไม่ได้ เช่น วันที่เกิดไฟฟ้าดับ วันหยุดราชการ วันที่ นนร. และเจ้าหน้าที่ต้องเข้าร่วมกิจกรรมของโรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า (รร.จปร.) และ วันสอบประจำภาค แสดงได้ดัง ตารางที่1 วันในรอบสัปดาห์ที่ใช้ในการสร้างกราฟการใช้ไฟฟ้าจริงโดยเฉลี่ย

ตารางที่ 1 วันในรอบสัปดาห์ที่ใช้ในการสร้างกราฟการไฟฟ้าโดยเฉลี่ยของ กวฟ.ฯ ภาคการศึกษา1/58

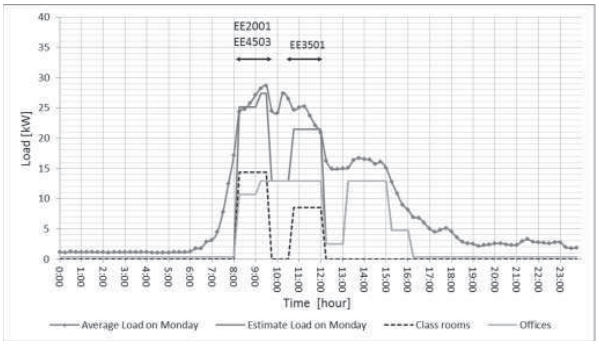
จำนวนวัน	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
ตามปฏิทิน	16	16	17	16	16	16	16
ตัดออก	5	3	6	5	4	2	2
%ใช้ได้จริง	69	81	65	69	75	88	88

กราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ารวมที่คาดการณ์ได้ หรือ Coincident demand ซึ่งเกิดจากการรวมกันของขนาดของกราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอิสระต่างๆ หรือ Noncoincident demand แบบเชิงเส้นในช่วงเวลาเดียวกัน ในกรณี กวฟ.ฯ คือ พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของ นนร. และพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของเจ้าหน้าที่ กวฟ.ฯ ในช่วงเวลาสั้น คือ ภาคการศึกษาที่ 1/58 สามารถเตรียมข้อมูลส่วนใหญ่ได้โดยอาศัยปฏิทินการศึกษา ตารางสอน และการสังเกต แสดงได้ดังตารางที่ 2 (วันเสาร์และอาทิตย์ กวฟ.ฯ ไม่มีการให้การฝึกศึกษาแก่ นนร. จึงไม่นำมาร่วมพิจารณา) ดังนั้นในรอบหนึ่งสัปดาห์ กราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าจริงโดยเฉลี่ยแต่ละวันในรอบสัปดาห์ และกราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ารวมที่คาดการณ์ได้ของ กวฟ.ฯ แสดงได้ดังรูปที่ 1 ถึงรูปที่ 5

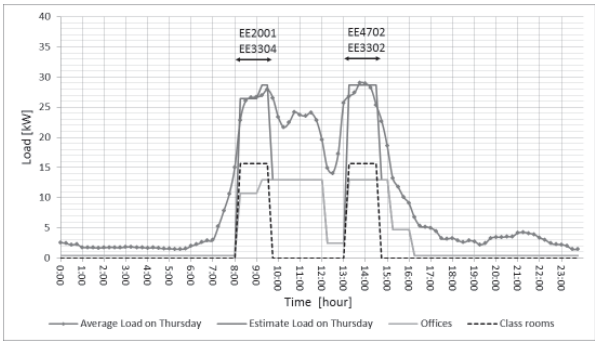
ตารางที่ 2 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าของพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ารวมที่คาดการณ์ได้ของ กวฟ.ฯ ภาคการศึกษาที่ 1/58

พลังงานไฟฟ้า [ยูนิต]	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.
พฤติกรรม นนร.	34.35	49.50	34.35	47.10	53.95
พฤติกรรมเจ้าหน้าที่	88.35	89.31	88.55	89.19	89.53
พฤติกรรมรวม	122.90	138.81	122.90	136.29	143.48
$\%F_{LD}$	53.50	57.08	-	-	-

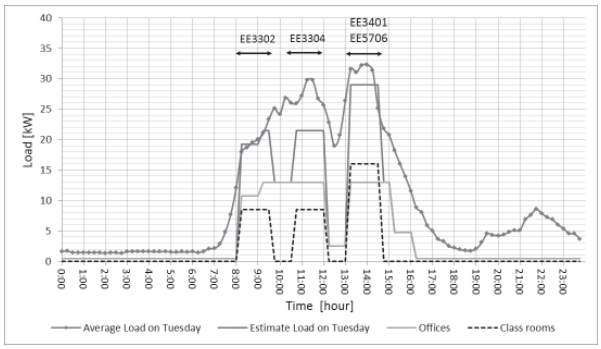
จากการเปรียบเทียบกราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ารวมที่คาดการณ์ได้ ร่วมกับกราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าจริงโดยเฉลี่ยรอบสัปดาห์ของกวฟ.ฯ พบว่าในวันที่มีการสอนตั้งแต่สองวิชาขึ้น ในช่วงเดียวกัน ขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะเกิด ณ ช่วงเวลานั้นเสมอ เหล่านี้ทำให้เชื่อได้ว่าทั้งขนาดและเวลาการเกิดขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด จะถูกควบคุมด้วยพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของ นนร. ซึ่งสอดคล้องกับ ตารางสอนประจำภาคการศึกษาที่ 1/58 ของ กวฟ.ฯ ดังนั้น เงื่อนไขของการจัดตารางสอนที่ดี 3 ประการ คือ 1. การจัดตารางสอนต้องให้เกิด



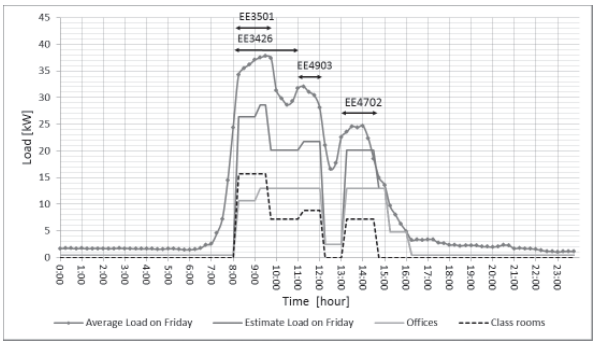
รูปที่ 1 วันจันทร์ พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 203.77 ยูนิต (P,154.20 ยูนิต OP,49.56 ยูนิต) โดยเฉลี่ยเกิดยอดขนาด 28.65 kW ที่ 09.15น.



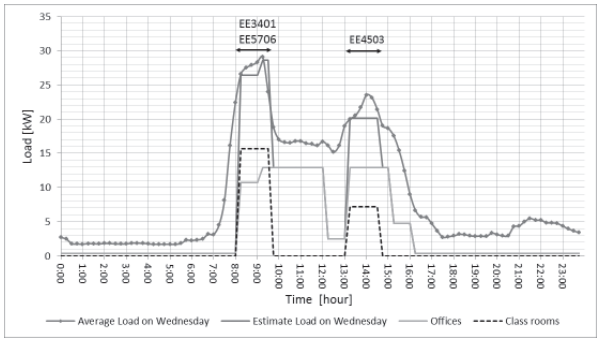
รูปที่ 4 วันพฤหัสบดี พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 227.77 ยูนิต (P,174.85 ยูนิต OP,52.92ยูนิต) โดยเฉลี่ยเกิดยอดขนาด 28.99 kW ที่13.45 น.



รูปที่ 2 วันอังคาร พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 247.01 ยูนิต (P,200.00 ยูนิต OP,47.01 ยูนิต) โดยเฉลี่ยเกิดยอดขนาด 32.31 kW ที่ 14.00น.



รูปที่ 5 วันศุกร์ พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 241.83 ยูนิต (P,179.0 ยูนิต OP,62.83 ยูนิต) โดยเฉลี่ยเกิดยอดขนาด 33.77 kW ที่ 09.30น.



รูปที่ 3 วันพุธ พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 213.38 ยูนิต (P,151.07 ยูนิต OP,62.31 ยูนิต) โดยเฉลี่ยเกิดยอดขนาด 29.08 kW ที่ 09.15น.

ความสมดุลระหว่างช่วงเช้าและช่วงบ่าย 2. ถ้ามีความจำเป็นต้องทำการสอนตั้งแต่สองวิชาขึ้นไปในช่วงเวลาเดียวกัน ช่วงเวลาสอนแต่ละวิชาต้องซ้อนทับกันให้น้อยที่สุด และ 3. คาบว่างของ นนร. ต้องระบุห้องพักที่แน่นอนให้แก่ นนร. เช่น ห้องสมุด (ควรงดใช้เครื่องปรับอากาศ)

2.2 การวิเคราะห์ขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบสัปดาห์

งานวิจัยนี้ได้ทำการจำลองค่าไฟฟ้าเฉพาะ กวฟ.ฯ กรณี ประเภทที่ 4 หรือ กิจการขนาดใหญ่ แบบอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการ

ใช้ (TOU.) เพื่อใช้เป็นแนวทางศึกษา พัฒนาการจัดการปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในภาพรวมของ สกศ.รร.จปร. ในภายหน้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้าหากพยากรณ์ขนาดของความต้องการกำลังสูงสุดได้แม่นยำแล้ว การพยากรณ์ค่าไฟฟ้าล่วงหน้าก็จะแม่นยำขึ้น หรือกล่าวได้ว่าความสำเร็จในการลดต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อยูนิตก็ขึ้นอยู่กับ ความสำเร็จในการลดขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด

จากข้อมูลจำนวนวันที่ใช้ได้จริงในรอบสัปดาห์ของภาคการศึกษาที่ 1/58 ดังตารางที่ 1 ข้อมูลขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันที่ใช้ได้จริงในรอบสัปดาห์ สามารถคำนวณส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานรอบค่าเฉลี่ยของขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันในรอบสัปดาห์ได้ ซึ่งสอดคล้องกับกราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยแต่ละวันในรอบสัปดาห์ ดังรูปที่ 1 ถึงรูปที่ 5

เมื่อแต่ละวันในรอบสัปดาห์ของภาคการศึกษาที่ 1/58 มีจำนวนวันไม่เกิน 13 วัน เพราะฉะนั้นขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันในรอบสัปดาห์จึงมีจำนวนวันไม่เกิน 13 วันเช่นกัน เพื่อพยากรณ์ขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันในรอบสัปดาห์ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ที่ร้อยละ 95 ของเหตุการณ์ที่เป็นไปได้จะเกิดขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดอย่างน้อยมีค่าเท่าใด (ค่าต่ำสุดของช่วงความเชื่อมั่นที่ 95% มีค่าเท่าใด) งานวิจัยนี้มีจำนวนข้อมูลที่สนใจจากกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ได้ไม่เกิน 13 ค่า ถ้าการกระจายของค่าโอกาสการเกิดขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเป็นแบบปกติและต่อเนื่อง ดังนั้นการใช้ Student's t-distribution เพื่อพยากรณ์จึงเหมาะสมที่สุด ดังแสดงในตารางที่ 3 และใช้สมการต่อไปนี้

$$Peak\ Demand \le \bar{x} + t_{\frac{\alpha}{2},n-1} \times \left(\frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right);\ \alpha = 0.05 \qquad (1)$$

โดย σ คือ ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

$\bar{x}$ คือ ค่าเฉลี่ยของกลุ่มตัวอย่าง

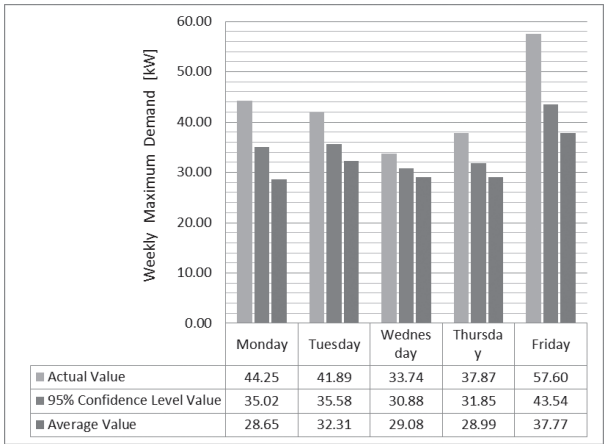
n คือ จำนวนกลุ่มตัวอย่าง

$t_{\frac{\alpha}{2},n-1}$ คือ Inverse of the Cumulative t-Distribution โดย $t_{0.025,10} = 2.228$ $t_{0.025,11} = 2.201$ และ $t_{0.025,12} = 2.179$

ตารางที่ 3 ขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวัน ในรอบสัปดาห์ ของ กวฟ.ฯ ภาคการศึกษา 1/58

วัน	n [วัน]	σ [kW]	ขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด [kW]		
			จริง	เฉลี่ย	ความเชื่อมั่น 95%
จ.	11	9.49	44.25	28.65	35.02
อ.	13	5.41	41.89	32.31	35.58
พ.	11	2.68	33.74	29.08	30.88
พฤ	11	4.25	37.87	28.99	31.85
ศ	12	9.08	57.60	37.77	43.54

จากข้อมูลจากตารางที่ 3 สามารถเขียนกราฟความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดร่วมกับวันในรอบสัปดาห์ ดังรูปที่ 6 พบว่าวันศุกร์เป็นวันเดียวในรอบสัปดาห์ที่เกิดขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงที่สุด และที่ระดับความเชื่อมั่น คือ 95% ขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงที่สุดจะมีค่าไม่ต่ำกว่า 43.54 กิโลวัตต์ ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้ว 75% จะเกิดขึ้นในช่วงเวลา 09.30 น.



	Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday	Friday
Actual Value	44.25	41.89	33.74	37.87	57.60
95% Confidence Level Value	35.02	35.58	30.88	31.85	43.54
Average Value	28.65	32.31	29.08	28.99	37.77

รูปที่ 6 ความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด กับวันในรอบสัปดาห์ของ กวฟ.ฯภาคการศึกษาที่ 1/58

3. การสาธิตการแก้ไขขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยการจัดตารางสอนที่ดี

การแก้ไขขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยแก้ไขพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของ นนร. เป็นแนวทาง ลดค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บรายเดือนที่ประหยัดที่สุด เพราะอาศัยเพียงการจัดการ แบบบูรณาการร่วมกันของทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องกับการให้การฝึกศึกษาแก่ นนร. เพื่อจัดตารางสอนที่ดี โดยมีเงื่อนไข 3 ประการดังได้กล่าวมาแล้ว การประเมินผลลัพธ์การจัดตารางสอนที่ดีจะใช้ตัวชี้วัด คือ ร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ [12] หรือซึ่งมีความสัมพันธ์คือ

$$\%F_{LD} = \frac{Average\ \ load \times 4 \times T}{Peak\ \ load \times T} \times 100 = \frac{Units\ energy\ \ served}{Peak\ \ load \times T} \times 100 \qquad (2)$$

โดย

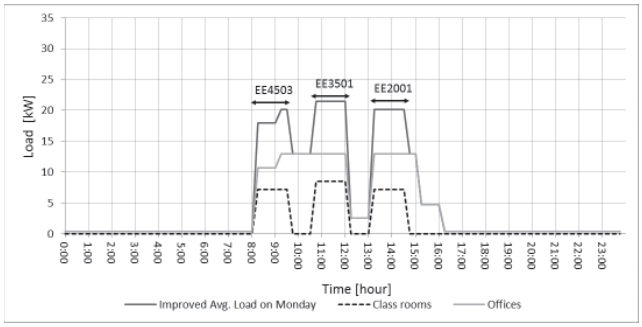
$Average\ \ load$ คือ กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย, $[kW/15\min]$
$Units\ energy\ \ served$ คือ พลังงานไฟฟ้า, $[kW-hr]$
T คือ เวลา, $[hr]$

งานวิจัยนี้เลือกใช้เวลาตั้งแต่ 08.00 น. ถึง 16.00 น. สำหรับคำนวณร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ หรือ กำหนดให้ T คือ 8 ชั่วโมง เพราะไม่สามารถจัดตารางสอน นนร. เกินช่วงเวลาดังกล่าวได้ (กรณีโรงงานที่ทำงานตลอดทั้งวันสามารถกำหนดให้ คือ 24 ชั่วโมง) ค่าร้อยละของโหลดแฟคเตอร์มีค่าสูงสุด คือ 100 เมื่อไม่มีความแตกต่างระหว่างขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด กับกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย หรือ กราฟขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเป็นเส้นตรง ขนานกับแกนเวลา (จ่ายค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดถูกที่สุด) กรณีค่าร้อยละของโหลดแฟคเตอร์มีค่าน้อยลงกว่า 100 เมื่อมีความแตกต่างระหว่างขนาดของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด กับกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มมากขึ้น หรือกราฟขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเกิดการกระโดดของค่าอย่างกระทันหัน (ต้องจ่ายค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดแพงขึ้น)

3.1 ผลกระทบของการจัดตารางสอนต่อร้อยละของโหลดแฟคเตอร์

พิจารณารูปที่ 1 กราฟผลรวมพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอิสระที่คาดการณ์ได้ของวันจันทร์ ซึ่งเกิดจาก นนร. และเจ้าหน้าที่ กวฟ.ฯ ร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ คือ 53.50 เมื่อพิจารณาร่วมกับเงื่อนไขของการจัดตารางสอนที่ดี ประการที่ 1 คือ การจัดตารางสอนต้องให้เกิดความสมดุลระหว่างช่วงเช้าและช่วงบ่ายแล้ว จะได้กราฟผลรวมพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอิสระที่คาดการณ์ได้ของวันจันทร์หลังแก้ไข ดังรูปที่ 7

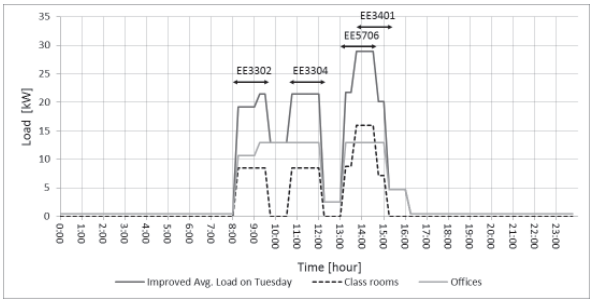
พบว่าพลังงานไฟฟ้ารวมที่ใช้ยังคงเดิม แต่ร้อยละของโหลดแฟคเตอร์เพิ่มขึ้นเป็น 63.21 การกระทำดังกล่าวนี้ทำให้ นนร.กวฟ.ฯชั้น 2 มีคาบวางในช่วงเช้า และเข้าเรียนวิชา EE2001 ในช่วงบ่าย โดยไม่กระทบกับตารางสอน นนร. ชั้นอื่น กองวิชาอื่น (เทียบกับตารางสอน นนร. กวฟ.ฯ ชั้น 2)



รูปที่ 7 วันจันทร์ พลังงานไฟฟ้ารวม 122.90 ยูนิต เกิดจากกิจกรรม นนร. 34.35 ยูนิต และเจ้าหน้าที่ 88.35 ยูนิต (=68.21)

3.2 ผลกระทบของการจัดตารางสอนต่อระยะเวลาการเกิดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด

พิจารณารูปที่ 2 กราฟผลรวมพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอิสระที่คาดการณ์ได้ของวันอังคาร ซึ่งเกิดจาก นนร. และเจ้าหน้าที่ กวฟ.ฯ ร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ คือ 57.08 เมื่อพิจารณาร่วมกับเงื่อนไขของการจัดตารางสอนที่ดี ประการที่2 คือ ถ้ามีความจำเป็นต้องทำการสอนตั้งแต่สองวิชาขึ้นไปในช่วงเวลาเดียวกัน ช่วงเวลาสอนแต่ละวิชาต้องซ้อนทับกันให้น้อยที่สุด จะได้กราฟผลรวมพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอิสระที่คาดการณ์ได้ของวันอังคารหลังแก้ไข ดังรูปที่ 8



รูปที่ 8 วันอังคาร พลังงานไฟฟ้ารวม 138.81ยูนิต เกิดจากกิจกรรม นนร. 49.50 ยูนิต และเจ้าหน้าที่ 89.31 ยูนิต (=57.08)

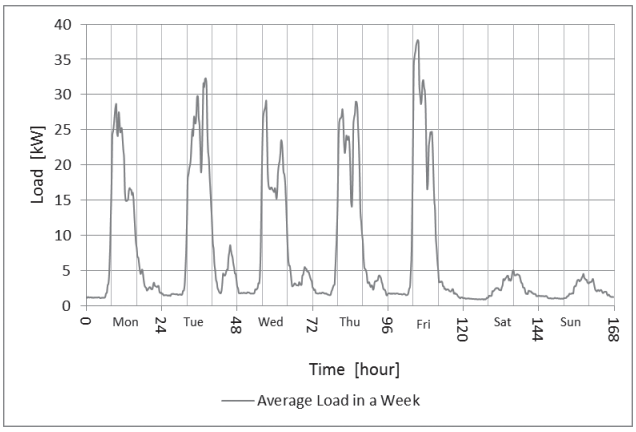
พบว่าพลังงานไฟฟ้ารวมที่ใช้ยังคงเดิม และร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ยังคงเดิม การกระทำดังกล่าวไม่ได้กระทบต่อ นนร. ที่เรียนวิชา EE3401 เพียงแค่เลื่อนเวลาเข้าเรียนออกไป 30 นาที แต่ช่วงเวลาการเกิดขนาดของความต้องการกำลังสูงสุดลดลงจาก 90 นาที เหลือ 60 นาที หรือลดลง 33% เมื่อระยะเวลาการซ้อนทับของยอดกราฟพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าทั้งจาก นนร. และเจ้าหน้าที่ กวฟ.ฯ ลดลง โอกาสที่จะเกิดขนาด

ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดก็จะลดลงตาม และร้อยละของปัจจัยความสอดคล้อง (Coincidence Factor), [12] ควรจะลดลงจาก 100% (ข้อมูลที่ได้บันทึกในงานวิจัยนี้ใช้คำนวณ ไม่ได้) คือ

$$\%F_C = \frac{Coincidence\ Maximum\ Demand}{Sum\ of\ Individual Maximum\ Demands} \times 100$$
$$= \frac{28.95[kw]}{12.95[kw]+16[kw]} \times 100 \qquad (3)$$
$$= 100 \qquad (Theoretical\ value)$$

4. ผลกระทบจากการลดลงของขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย

งานวิจัยนี้ได้คำนวณต้นทุนพลังไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนของ กวฟ.ฯ จากการจำลองค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บรายเดือนหารด้วย ยูนิตของความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน โดยคำนวณร้อยละของโหลดแฟคเตอร์เฉพาะช่วงเวลาราชการ 40 ชั่วโมงต่อสัปดาห์ หรือ คือ 160 ชั่วโมงต่อเดือน และขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อเดือน คือ 43.54 กิโลวัตต์ ร่วมกับกราฟขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดสัปดาห์ รูปที่ 9 (ร้อยละของโหลดแฟคเตอร์เฉลี่ยตลอด 8 ชั่วโมงของ 5 วันทำงาน คือ 50.66% นอกจากนี้ใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง P คือ 859.13 ยูนิตต่อสัปดาห์ และ OP คือ 374.16 ยูนิตต่อสัปดาห์)



รูปที่ 9 ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ย คือ 1233.29 ยูนิตต่อช่วงเวลา 24 ชั่วโมงต่อวันในรอบสัปดาห์ และ 882.355 ยูนิตต่อช่วงเวลางาน 8 ชั่วโมงต่อวันในรอบสัปดาห์ (=50.66)

กวฟ.ฯ คือ หน่วยขึ้นตรงหนึ่ง ของ สกศ. รร.จปร. ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้า จึงต้องคำนวณค่าไฟฟ้ารายเดือนตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) พ.ศ. 2555 ประเภท 4 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOU. ที่แรงดันระบบจำหน่าย 22-33 กิโลโวลต์ และอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) คือ 0.4638 บาทต่อหน่วย (ก.ย. ถึง ธ.ค. 58) ตามสมการต่อไปนี้

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บรายเดือน
= ค่าไฟฟ้าฐาน+ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์+ ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)+ ภาษีมูลค่าเพิ่ม (4)

ค่าไฟฟ้าฐาน
= ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า + ค่าหน่วยพลังงานไฟฟ้า+ ค่าบริการ (5)

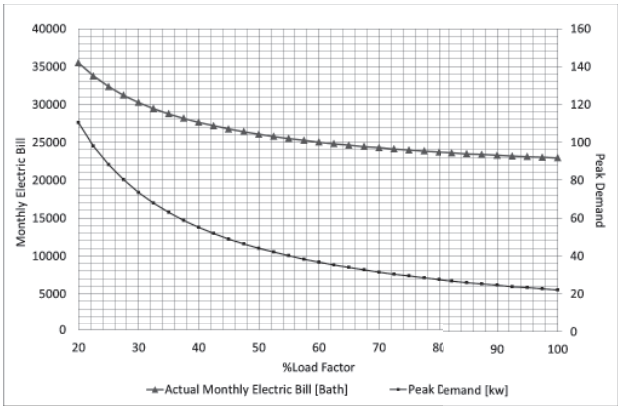
โดย

- ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า คือ กำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ยใน15 นาที สูงสุด x 132.93
- ค่าหน่วยพลังงานไฟฟ้า คือ หน่วยพลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา P x 3.6796 + หน่วยพลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา OP x 2.1760
- ค่าบริการ คือ 312.24 บาทต่อเดือน
- ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ คือ $[Q_{\mathrm{AV15min}}$ - (0.6197 x $P_{\mathrm{AV15min}})]$ x 56.07 เมื่อ P_{AV15min} คือ กำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ยใน 15 นาที สูงสุด Q_{AV15min} คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเฉลี่ยใน15นาทีสูงสุด
- ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) คือ หน่วยพลังงานไฟฟ้าตลอดเดือน x 0.4638
- ภาษีมูลค่าเพิ่ม คือ (ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ + ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)) x 0.07

จากข้อมูลประกอบรูปที่ 9 สมการ (4) และสมการ (5) สามารถคำนวณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บในแต่ละเดือนของ กวฟ.ฯภาคเรียนที่1/58 ≈ 25990บาท และค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า ≈ 5788 บาท (22.27% ของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือน) ดังนั้นค่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน

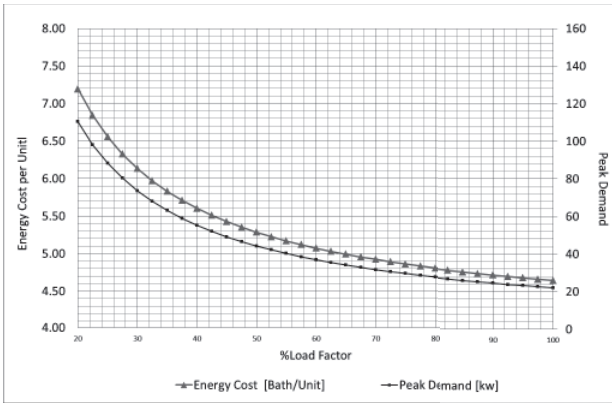
$$Average\ \ Energy\ \ Cost = \frac{Total\ \ Monthly\ \ Billing}{Total\ \ Units\ \ Served}$$
$$= \frac{25990}{(859.13 + 374.16)\times 4}$$
$$= 5.2684 \text{ บาทต่อยูนิต} \quad (6)$$

จากข้อมูลประกอบรูปที่ 9 ตารางที่ 3 และสมการ (2) สามารถสร้างความสัมพันธ์ระหว่างร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ กับขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อเดือน และค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บรายเดือน เมื่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย คือ 1233.292 ยูนิตต่อช่วงเวลางาน 24 ชั่วโมงต่อวันในรอบสัปดาห์ ดังรูปที่10



รูปที่ 10 ความสัมพันธ์ระหว่างร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ กับขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด และค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บรายเดือน

จากรูปที่ 10 และรูปที่ 11 เมื่อร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ของ กวฟ.ฯ คือ 50.66 พบว่า กวฟ.ฯ มีขนาดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อเดือนของช่วงความเชื่อมั่นที่ 95% คือ 43.54 กิโลวัตต์ มีค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บในแต่ละเดือน ≈25990 บาท และมีค่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน คือ 5.2648 บาทต่อยูนิต ซึ่งสอดคล้องกับข้อมูลจริงที่ได้บันทึกไว้ เมื่ออาศัยข้อมูลที่กล่าวมาข้างต้นจึงเพียงพอที่จะสรุปได้ดังนี้ 1.ขนาดของความต้องการกำลัง ไฟฟ้าสูงสุดแปรผันผกผันกับร้อยละของโหลดแฟคเตอร์หรือเมื่อเพิ่มร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ขึ้น ขนาดของ



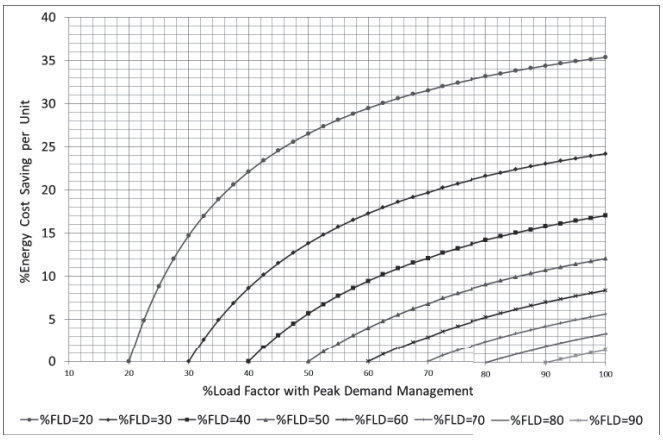
รูปที่ 11 ความสัมพันธ์ระหว่างร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ กับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน

ตารางที่ 4 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนพลังงานที่สามารถประหยัดได้กับร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ที่ถูกแก้ไข

ร้อยละต้นทุนพลังงานที่ลดลง								
$\%F_{LD}$ ใหม่	$\%F_{LD}$ ก่อนแก้ไข							
	20	30	40	50	60	70	80	90
20	0.00							
22.5	4.91							
25	8.84							
27.5	12.06							
30	14.74	0.00						
32.5	17.00	2.66						
35	18.95	4.94						
37.5	20.63	6.91						
40	22.10	8.64	0.00					
42.5	23.41	10.17	1.67					
45	24.56	11.52	3.15					
47.5	25.60	12.74	4.48					
50	26.53	13.83	5.68	0.00				
52.5	27.37	14.81	6.76	1.15				
55	28.13	15.71	7.74	2.19				
57.5	28.83	16.53	8.64	3.14				
60	29.47	17.28	9.46	4.01	0.00			
62.5	30.06	17.97	10.22	4.81	0.84			
65	30.61	18.61	10.91	5.55	1.61			
67.5	31.11	19.20	11.56	6.24	2.32			
70	31.53	19.69	12.10	6.81	2.91	0.00		
72.5	32.01	20.26	12.72	7.47	3.60	0.71		
75	32.42	20.74	13.24	8.02	4.18	1.30		
77.5	32.80	21.19	13.73	8.54	4.72	1.86		
80	33.16	21.60	14.19	9.03	5.22	2.38	0.00	
82.5	33.49	22.00	14.62	9.48	5.70	2.87	0.50	
85	33.81	22.37	15.02	9.91	6.15	3.33	0.97	
87.5	34.10	22.72	15.41	10.31	6.57	3.76	1.42	
90	34.39	23.04	15.77	10.70	6.96	4.17	1.84	0.00
92.5	34.65	23.36	16.11	11.06	7.34	4.56	2.23	0.40
95	34.90	23.65	16.43	11.40	7.70	4.93	2.61	0.79
97.5	35.14	23.93	16.74	11.73	8.04	5.28	2.97	1.15
100	35.37	24.20	17.03	12.03	8.36	5.61	3.31	1.5

ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะลดลง และ 2. ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน และค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บรายเดือนแปรผันตรงกับขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อเดือน หรือเมื่อลดขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อเดือนลง ค่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนจะลดลง

นอกจากนี้ ช่วงของต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้ ต่อการลดลงของขนาดของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยใช้การจัดตารางสอนที่ดี เพื่อแก้ไขร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ให้เพิ่มขึ้น ได้ถูกทำการประเมินและผลลัพธ์ดังแสดงในตารางที่ 4 และรูปที่ 12



รูปที่ 12 ช่วงของต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้ ต่อการแก้ไขร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ให้เพิ่มขึ้น

พิจารณาตารางที่ 3 ในกรณี กวฟ.ฯ เมื่อร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ก่อนแก้ไข คือ 50.66 (ประมาณหลักที่แร-เงา) หรือเส้นโค้งเส้นที่ 4 นับจากซ้ายไปขวาของรูปที่ 12 พบว่าถ้า กวฟ.ฯ ทำการแก้ไขร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ใหม่ให้เพิ่มขึ้น โดยโดยใช้การจัดตารางสอนที่ดี (หรือการจัดการค่าความต้องการกำลังสูงสุดด้วยวิธีอื่นๆ) จนกระทั้งร้อยละของโหลดแฟคเตอร์หลังแก้ไข คือ 100 กวฟ.ฯจะสามารถประหยัดค่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในทางทฤษฎี ลงได้อีกประมาณ 12% หรือประมาณ 0.6322 บาทต่อยูนิต (≈3118.8 บาทต่อเดือน)

5. สรุปผล

จากการวิเคราะห์ผลข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าจริง ของ กวฟ.สกศ.รร.จปร. ในช่วงเวลา 1 ภาคการศึกษา (29 เม.ย.58 ถึง 17 ส.ค. 58) พบว่าค่าความต้องกำลังกำลังไฟฟ้าสูงสุด มีสัดส่วนอยู่ที่ 22.27% ของค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บรายเดือน และพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของ นนร. ที่ถูกกำหนดจากตารางสอน คือ ปัจจัยที่มีอิทธิพลในการควบคุมค่าความต้องการกำลังสูงสุด ดังนั้นการลดขนาดของความต้องกำลังสูงสุด หรือการแก้ไขร้อยละของโหลดแฟคเตอร์ให้สูงขึ้นจึงเป็นแนวทางหลักในการประหยัดค่าไฟฟ้า ผลลัพธ์จากการประเมินชี้ว่า กวฟ.สกศ.รร.จปร. จะสามารถประหยัดค่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในทางทฤษฎี ลงได้อีกประมาณ 12% หรือประมาณ 0.6322 บาทต่อยูนิต นอกจากนี้การจัดตารางสอนที่ดียังช่วยเพิ่มความสำเร็จให้กับการจัดการค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด

6. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนงบประมาณการวิจัยจาก กองทุนพัฒนาและวิจัย โรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า (กทพ.รร.จปร.) ประจำปี 2558

บรรณานุกรม

(1) Department of Environmental Affairs and Development Planning Directorate: Pollution and Waste Management., Peak Demand management Fact Sheet, https://www.westerncape.gov.za/text/2006/1/5_peak_demand_management.pdf

(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค,มิถุนายน 2555, โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า http://www.pea.co.th

(3 Agora Energiewende Berlin, July 2013, Load-Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany, http://www.agora-energiewende.de

(4) บริษัทแสงชัยมิเตอร์ ,คู่มือการใช้งานโปรแกรม Rich Pro ฉบับสมบูรณ์ , http://www.sangchaimeter.com

(5) Ibars, C., Navarro, M., and Giupponi, L., "Distributed Demand Management in Smart Grid with a Congestion Game," IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 3, No. 3, September 2012.

(6) Samadi, P., Mohsenian-Rad, H., Schober, R., and Vincent, W., "Advanced Demand Side Management for the Future Smart Grid Using Mechanism Design," IEEE Transaction on Smart Grid, 2012.

(7) Sanghvi, A., "Flexible Strategies for Load/Demand Management using Dynamic Pricing," IEEE Transaction on Power System, Vol. 4, February 1989.

(8) McSharry, E.,"Probabilistic forecasts of magnitude and timing of peak electricity demand," IEEE Transaction on Power System, Vol. 20, No. 2, May 2005.

(9) Parkpoom, S., and Harison G, P., "Analysis The Impact of Climate Change on Future Electricity Demand in Thailand," IEEE Transaction on Power System, Vol. 23, No. 3, August 2008.

(10) Italo, A., Luis G, O., Gesualdo, S., Daniel P, P., and Javier R, F., "Noncooperative and Cooperative Optimization of Distributed Energy Generation and Storage in the Demand-Side of the Smart Grid," IEEE Transaction on Signal Processing, Vol. 61, No. 10, May 2013.

(11) Psiloglou B, G., Giannakopoulos, C., Majithia, M., and Petrakis, M., "Factors affecting electricity demand in Athens, Greece and London, UK: A comparative assessment," Elsevier Energy 2009; 34: 1855-1863.

(12) Turan, G., Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill, New York, 1986