บทที่ 6
การวิเคราะห์และประเมินผลเปรียบเทียบต้นทุนพลังงานไฟฟ้า

6.1 การเปรียบเทียบต้นทุนพลังงานไฟฟ้า

จากแนวทางการลดต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่นำเสนอโดยใช้การซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคควบคู่กับการผลิตไฟฟ้าใช้เองโดยโรงไฟฟ้าดีเซล ซึ่งสามารถได้แนวทางในการลดต้นทุนโดยใช้เงื่อนไขและข้อจำกัดในเรื่องของช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้าซึ่งกำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นเกณฑ์ ทำให้ได้แนวทางในการลดต้นทุนพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด 5 แนวทาง ซึ่งประกอบด้วย

1. ซื้อไฟฟ้าในช่วง Off Peak และเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลในช่วง Partial Peak และ Peak ตามอัตรา TOD
2. ซื้อไฟฟ้าในช่วง Off Peak และ Partial Peak และเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak ตามอัตรา TOD
3. ซื้อไฟฟ้าใช้งานตลอดเวลา ตามอัตรา TOD
4. ซื้อไฟฟ้าในช่วง Off Peak และเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak ตามอัตรา TOU
5. ซื้อไฟฟ้าใช้งานตลอดเวลา ตามอัตรา TOU

ซึ่งจากแนวทางที่เป็นไปได้เหล่านี้ สามารถที่จะนำมาวิเคราะห์และเปรียบเทียบเพื่อให้ได้แนวทางที่ดีกว่าแนวทางอื่นๆ เพื่อที่จะสามารถนำไปเป็นระเบียบวิธีในทางปฏิบัติได้

การวิเคราะห์และเปรียบเทียบแนวทางการลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของแต่ละแนวทางแล้วนำแนวทางเหล่านั้นมาทำการคิดเปรียบเทียบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแบบเดิมที่ใช้โรงไฟฟ้าดีเซลเป็นต้นกำลังในการผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ซึ่งจะสามารถคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารวมเปรียบเทียบกันได้

จากผลการคำนวณต้นทุนต่อหน่วยเฉลี่ยของค่าพลังงานไฟฟ้าของแต่ละแนวทางดังแสดงในตารางที่ 5.4 และต้นทุนต่อหน่วยเฉลี่ยของค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าดีเซลดังแสดงในตารางที่ 5.5 สามารถนำมาคำนวณต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าในส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำ โดยทำการคิดเปรียบเทียบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล ซึ่งมีต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าของแต่ละแนวทาง ดังแสดงในตารางที่ 6.1 และมีต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล ดังแสดงในตารางที่ 6.2 ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างการคำนวณต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าในกรณีของแนวทางการผลิตโดยที่ทำการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak แบบอัตรา TOD (เวลา 21.30 – 08.00 น. ของทุกวัน) และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยใช้โรงไฟฟ้าดีเซลในช่วงเวลา 08.00 – 21.30 น. ของทุกวัน ที่จำนวนหน่วยเฉลี่ย 2.3 เมกะวัตต์ (2,300 กิโลวัตต์) มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 2.5112 บาท สามารถคำนวณต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าได้ดังนี้

ต้นทุนรวม = จำนวนหน่วยผลิตเฉลี่ย x ชั่วโมงในการผลิต x ต้นทุนการผลิตต่อหน่วย

= 2,300 x 8,760 x 2.5112

= 50,595,657.60 บาท

ในทำนองเดียวกัน การคำนวณต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าในกรณีอื่นก็สามารถคำนวณโดยใช้วิธีคำนวณเช่นเดียวกัน

ตารางที่ 6.1 แสดงต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าจากแนวทางที่นำเสนอ (บาทต่อปี)

จำนวนหน่วยเฉลี่ย (กิโลวัตต์)	ซื้อไฟฟ้าช่วง Off Peak (อัตรา TOD)	ซื้อไฟฟ้าช่วง Off Peak + Partial Peak (อัตรา TOD)	ซื้อไฟฟ้าใช้งานตลอดวัน (อัตรา TOD)	ซื้อไฟฟ้าช่วง Off Peak (อัตรา TOU)	ซื้อไฟฟ้าใช้งานตลอดวัน (อัตรา TOU)
1,200	30,918,945.60	29,687,990.40	24,838,804.80	26,219,030.40	22,910,904.00
2,300	50,595,657.60	48,236,326.80	46,062,357.60	41,702,330.40	42,385,347.60
3,400	70,269,391.20	66,784,663.20	67,285,034.40	57,185,280.00	61,858,389.60

ตารางที่ 6.2 แสดงต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล (บาทต่อปี)

จำนวนหน่วยผลิตเฉลี่ย (กิโลวัตต์)	ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้า
1,200	31,842,950.40
2,300	53,912,018.40
3,400	75,978,984.00

แต่ทั้งนี้การผลิตไฟฟ้าในกรณีที่ไม่ใช้โรงไฟฟ้าดีเซลในการผลิตไฟฟ้า และใช้การซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าดีเซลตลอดเวลาไม่ว่าจะเป็นแบบอัตรา TOD หรือ TOU ก็ตาม จะเกิดความสูญเสียเนื่องจากต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการลงทุนโรงไฟฟ้าดีเซลที่ยังไม่สามารถคืนทุนในส่วนของการลงทุน(Capital Recovery)ได้ เนื่องจากโรงไฟฟ้าดีเซลยังมีมูลค่าอยู่ในทางบัญชี ซึ่งต้นทุนในส่วนนี้อยู่ในรูปของค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าดีเซลและจะถือเป็นต้นทุนจมที่จะต้องนำมาพิจารณาด้วย โดยที่ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าดีเซลมีค่าเท่ากับ 6,485,334 บาทต่อปี ดังนั้นในกรณีที่ไม่ใช้โรงไฟฟ้าดีเซลในการผลิตไฟฟ้าจะเกิดความสูญเสียเท่ากับ 6,485,334 บาทต่อปี นอกเหนือจากต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าในกรณีนี้ด้วย หรือถึงแม้ว่าหากการซื้อพลังงานไฟฟ้าใช้งานตลอดวันเป็นแนวทางที่ถูกเลือก ในทางปฏิบัติโรงไฟฟ้าดีเซลก็ยังคงมีโอกาสที่จะถูกใช้ในกรณีที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีปัญหาไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโรงงานได้ ดังนั้นค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าดีเซลก็ยังคงต้องถูกพิจารณาเป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าอยู่ ส่วนต้นทุนแรงงานทางตรงซึ่งเป็นพนักงานเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าดีเซลสามารถที่จะนำพนักงานเหล่านี้มาปฏิบัติงานในส่วนของหม้อไอน้ำเป็นหน้าที่หลัก แต่ยังคงต้องมีความพร้อมในการที่จะไปปฏิบัติงานที่โรงไฟฟ้าดีเซลได้ ซึ่งในกรณีนี้จะพิจารณาพนักงานเดินเครื่องในส่วนนี้เป็นต้นทุนทางตรงของหม้อไอน้ำแทน ทำให้ต้นทุนในส่วนนี้จะถูกจัดสรรมาเป็นต้นทุนทางตรงในส่วนของหม้อไอน้ำทั้งหมดโดยไม่ถือเป็นต้นทุนทางตรงในส่วนของโรงไฟฟ้าดีเซล

ดังนั้นในกรณีที่ใช้โรงไฟฟ้าดีเซลผลิตไฟฟ้าร่วมกับการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงมีค่าเท่ากับ ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ลบด้วยต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าจากแนวทางที่นำเสนอ และในกรณีที่เลือกแนวทางซื้อไฟฟ้าใช้ทั้งหมดแทนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล จะได้ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงมีค่าเท่ากับ ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน

ลบด้วยต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าจากแนวทางที่นำเสนอ และหักค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าดีเซลด้วย

ดังนั้นถ้าปรับเปลี่ยนพฤติกรรมในการผลิตไฟฟ้าจากวิธีการเดิมมาเป็นวิธีการที่เสนอแนะจะได้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงต่อปีเมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำโดยใช้โรงไฟฟ้าดีเซลอย่างเดียว ดังแสดงในตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงต่อปีเมื่อเลือกใช้แนวทางต่างๆ

จำนวนหน่วยเฉลี่ย (กิโลวัตต์)	ซื้อไฟฟ้าช่วง Off Peak (อัตรา TOD)	ซื้อไฟฟ้าช่วง Off Peak + Partial Peak (อัตรา TOD)	ซื้อไฟฟ้าใช้งานตลอดวัน (อัตรา TOD)	ซื้อไฟฟ้าช่วง Off Peak (อัตรา TOU)	ซื้อไฟฟ้าใช้งานตลอดวัน (อัตรา TOU)
1,200	924,004.80	2,154,960.00	518,811.60	5,623,920.00	2,446,712.40
2,300	3,316,360.80	5,675,691.60	1,364,326.80	12,209,688.00	5,041,336.80
3,400	5,709,592.80	9,194,320.80	2,208,615.60	18,793,704.00	7,635,260.40

จากตารางที่ 6.3 สามารถสรุปได้ว่าแนวทางที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดจากแนวทางที่นำเสนอทั้ง 5 แนวทาง คือ การซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak แบบอัตรา TOU (วันจันทร์ – ศุกร์ 22.00 – 09.00 น. และวันเสาร์ อาทิตย์ วันหยุดราชการตามปกติทั้งวันโดยไม่รวมวันหยุดชดเชย) และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak (วันจันทร์ – ศุกร์ 09.00 – 22.00 น.) ซึ่งจะทำให้ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลงได้โดยเฉลี่ยปีละประมาณ 12.21 ล้านบาท ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำเฉลี่ย 2.3 เมกะวัตต์ หรือถ้าหากมีความต้องการพลังงานไฟฟ้ามากขึ้นก็จะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยวิธีการนี้มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงมากยิ่งขึ้นเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าโดยใช้โรงไฟฟ้าดีเซลในการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว

ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าจากแนวทางที่นำเสนอโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak แบบอัตรา TOU ที่ความต้องการเฉลี่ย 2.3 เมกะวัตต์ สามารถแยกพิจารณาเป็นต้นทุนในส่วนของการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯและต้นทุนในส่วนของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลได้ ดังนี้

จากหัวข้อ 5.4.1 จะได้ต้นทุนการซื้อไฟฟ้า = 16,990,381 บาทต่อปี

มีต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลเท่ากับ 3.3193 บาทต่อหน่วย คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อปีเท่ากับ 2300 กิโลวัตต์ x 249 วัน x 13 ชั่วโมง x 3.3193 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง = 24,712,520 บาทต่อปี

รวมเป็นต้นทุนของค่าพลังงานไฟฟ้า = 41,702,901 บาทต่อปี

และถ้าหากใช้โรงไฟฟ้าดีเซลผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียวที่กำลังการผลิตเฉลี่ย 2300 กิโลวัตต์ โดยไม่ได้ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯร่วมด้วยในสภาวะการเดินเครื่องปกติ จะมีต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าต่อปีเท่ากับ จำนวนหน่วยผลิต x ชั่วโมงในการผลิต x ต้นทุนการผลิตต่อหน่วย

= 2300 x 8760 x 2.6758 = 53,912,018 บาทต่อปี

ซึ่งจะได้ว่าแนวทางที่เลือกปฏิบัติจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลดลงจากการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลแต่เพียงอย่างเดียวประมาณ

= 53,912,018 – 41,702,901 = 12,209,117 บาทต่อปี

คิดเป็นต้นทุนที่ลดลง = 22.65 %

โดยทั้งนี้ไม่ได้พิจารณาต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯร่วมด้วยในกรณีของการเดินเครื่องโดยใช้วิธีปฏิบัติแบบเดิมเนื่องจากเป็นสภาวการณ์ที่ไม่เป็นปกติ

หรือถ้าหากพิจารณาเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของแนวทางที่นำเสนอกับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในปี 2543 ในส่วนของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลและการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้ต้นทุนดังกล่าวดังนี้

- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในปี 2543

จากตารางที่ 4.3

จะได้ ต้นทุนวัตถุดิบทางตรง = 42,121,414 บาท

จากตารางที่ 4.6

จะได้ ต้นทุนแรงงานทางตรง = 1,176,456 บาท

จากตารางที่ 4.20

จะได้ ต้นทุนค่าโสหุ้ยการผลิต = 10,870,153 บาท

คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล = 54,168,023 บาท

- ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2543

จากตารางที่ 5.1

จะได้ ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ = 8,250,201 บาท

ซึ่งจะเห็นว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในปี 2543 สูงกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลตามวิธีที่นำเสนอ = 54,168,023 - 24,712,520

= 29,455,503 บาท

คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง = 54.38 %

แต่ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2543 ต่ำกว่าต้นทุนการซื้อไฟฟ้าตามวิธีที่นำเสนอ = 16,990,381 - 8,250,201

= 8,740,180 บาท

คิดเป็นต้นทุนการซื้อไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น = 51.44 %

คิดเป็นต้นทุนที่ลดลงทั้งปี ถ้าหากทำการเดินเครื่องตามวิธีที่นำเสนอเทียบกับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าในปี 2543 = 29,455,503 - 8,740,180

= 20,715,323 บาท

ทั้งนี้เนื่องจากพฤติกรรมการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ไม่ถูกต้อง ทำให้ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2543 สูงกว่าที่ควรจะเป็น โดยดูได้จากตัวอย่างการคิดค่าไฟฟ้าในเดือนพฤศจิกายน และธันวาคม ในบทที่ 5 ซึ่งจะเห็นว่าค่าพลังงานไฟฟ้าซึ่งเป็นต้นทุนแปรผันมีค่าเท่ากับ 141,722.88 และ 84,147.96 บาท ตามลำดับ ในขณะที่ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าช่วง Peak ซึ่งเป็นต้นทุนคงที่และจะเกิดขึ้นเมื่อมีการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak เท่านั้น มีค่าเท่ากับ 843,748.00 และ 838,047.00 บาท ตามลำดับ ดังนั้นถ้ามีการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการผลิตไฟฟ้าให้ถูกต้องก็จะเป็นการลดต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นลงได้ โดยที่การผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลตามวิธีที่นำเสนอจะมีปริมาณการผลิตลดลงจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าโดยใช้โรงไฟฟ้าดีเซลผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ดังนี้

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยโดยใช้โรงไฟฟ้าดีเซลผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ในกรณีที่คิดปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2,300 กิโลวัตต์

= 2,300 กิโลวัตต์ x 24 ชั่วโมง x 365 วัน

= 20,148,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

และจากตารางที่ 4.9 ซึ่งแสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในปี 2543 จะได้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งปีโดยโรงไฟฟ้าดีเซล

= 20,281,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยโดยโรงไฟฟ้าดีเซลตามวิธีที่นำเสนอในช่วง Peak ของการไฟฟ้าฯตามอัตรา TOU = 2,300 กิโลวัตต์ x 13 ชั่วโมง x 249 วัน

= 7,445,100 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

ดังนั้น ปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบบอัตรา TOU แทนการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซล = 20,148,000 - 7,445,100

= 12,702,900 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

คิดเป็นปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงของโรงไฟฟ้าดีเซลโดยการซื้อไฟฟ้าใช้แทน

= 63.05 %

ถ้าหากพิจารณาปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของโรงงานในปี 2543 ดังแสดงในตารางที่ 4.9 และ 5.1 จะได้ปริมาณการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากหม้อไอน้ำ	=	197,882,870	กิโลวัตต์ชั่วโมง
คิดเป็นสัดส่วน	=	90.41	%
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าดีเซล	=	20,281,000	กิโลวัตต์ชั่วโมง
คิดเป็นสัดส่วน	=	9.27	%
ปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ	=	718,600	กิโลวัตต์ชั่วโมง
คิดเป็นสัดส่วน	=	0.33	%

และเมื่อปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการผลิตไฟฟ้าตามแนวทางที่นำเสนอแล้วจะได้สัดส่วนของการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

สัดส่วนปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากหม้อไอน้ำ	=	90.41	%
สัดส่วนปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าดีเซล	=	3.42	%
สัดส่วนปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ	=	6.17	%

เนื่องจากปัจจุบันที่โรงงานยังคงซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD ดังนั้นการพิจารณาการซื้อไฟฟ้าในปัจจุบันจะต้องพิจารณาโดยใช้อัตรา TOD ก่อนที่จะทำการขอเปลี่ยนอัตราค่าไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นแบบ TOU ในอนาคต ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD นี้มีแนวทางที่พิจารณาอยู่ 3 แนวทางโดยที่แนวทางที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด ได้แก่ การซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak และ Partial Peak คือในช่วง

เวลา 21.30 – 08.00 น. และ 08.00 – 18.30 น. ของทุกวัน และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak ตั้งแต่เวลา 18.30 – 21.30 น. ของทุกวัน ซึ่งจะทำให้ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลงได้โดยเฉลี่ยปีละประมาณ 5.68 ล้านบาท หรือประมาณ 0.47 ล้านบาทต่อเดือน ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำเฉลี่ย 2.3 เมกะวัตต์

ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าจากแนวทางที่นำเสนอโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak และ Partial Peak แบบอัตรา TOD ที่ความต้องการเฉลี่ย 2.3 เมกะวัตต์ สามารถแยกพิจารณาเป็นต้นทุนในส่วนของการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯและต้นทุนในส่วนของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลได้ ดังนี้

จากหัวข้อ 5.2.1 จะได้ต้นทุนการซื้อไฟฟ้า = 34,664,863 บาทต่อปี

มีต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลเท่ากับ 5.3747 บาทต่อหน่วย คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อปีเท่ากับ 2300 กิโลวัตต์ x 365 วัน x 3 ชั่วโมง x 5.3747 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง = 13,536,182 บาทต่อปี

รวมเป็นต้นทุนของค่าพลังงานไฟฟ้า = 48,201,045 บาทต่อปี

และถ้าหากใช้โรงไฟฟ้าดีเซลผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียวที่กำลังการผลิตเฉลี่ย 2300 กิโลวัตต์ โดยไม่ได้ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯร่วมด้วยในสภาวะการเดินเครื่องปกติ จะมีต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าต่อปีเท่ากับ จำนวนหน่วยผลิต x ชั่วโมงในการผลิต x ต้นทุนการผลิตต่อหน่วย

= 2300 x 8760 x 2.6758 = 53,912,018 บาทต่อปี

ซึ่งจะได้ว่าแนวทางที่เลือกปฏิบัติจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลดลงจากการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลแต่เพียงอย่างเดียวประมาณ

= 53,912,018 – 48,201,045 = 5,710,973 บาทต่อปี

คิดเป็นต้นทุนที่ลดลง = 10.59 %

โดยทั้งนี้ไม่ได้พิจารณาต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯร่วมด้วยในกรณีของการเดินเครื่องโดยใช้วิธีปฏิบัติแบบเดิมเนื่องจากเป็นสภาวการณ์ที่ไม่เป็นปกติ

หรือถ้าหากพิจารณาเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของแนวทางที่นำเสนอกับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในปี 2543 ในส่วนของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลและการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้ต้นทุนดังกล่าวดังนี้

- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในปี 2543

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล = 54,168,023 บาท

- ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2543

ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ = 8,250,201 บาท

ซึ่งจะเห็นว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในปี 2543 สูงกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลตามวิธีที่นำเสนอ = 54,168,023 - 13,536,182

= 40,631,841 บาท

คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง = 75.01 %

แต่ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2543 ต่ำกว่าต้นทุนการซื้อไฟฟ้าตามวิธีที่นำเสนอ = 34,664,863 - 8,250,201

= 26,414,662 บาท

คิดเป็นต้นทุนการซื้อไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น = 76.20 %

คิดเป็นต้นทุนที่ลดลงทั้งปี ถ้าหากทำการเดินเครื่องตามวิธีที่นำเสนอเทียบกับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าในปี 2543 = 40,631,841 - 26,414,662

= 14,217,179 บาท

โดยที่การผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลตามวิธีที่นำเสนอจะมีปริมาณการผลิตลดลงจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าโดยใช้โรงไฟฟ้าดีเซลผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ดังนี้

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยโดยใช้โรงไฟฟ้าดีเซลผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ในกรณีที่คิดปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2,300 กิโลวัตต์ = 20,148,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยโดยโรงไฟฟ้าดีเซลตามวิธีที่นำเสนอในช่วง Peak ของการไฟฟ้าฯตามอัตรา TOD = 2,300 กิโลวัตต์ x 3 ชั่วโมง x 365 วัน

= 2,518,500 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

ดังนั้น ปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบบอัตรา TOD แทนการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซล = 20,148,000 - 2,518,500

= 17,629,500 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

คิดเป็นปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงของโรงไฟฟ้าดีเซลโดยการซื้อไฟฟ้าใช้แทน

= 87.5 %

และเมื่อปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการผลิตไฟฟ้าตามแนวทางที่นำเสนอแล้วจะได้สัดส่วนของการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

สัดส่วนปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากหม้อไอน้ำ	=	90.42	%
สัดส่วนปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าดีเซล	=	1.16	%
สัดส่วนปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ	=	8.42	%

6.2 การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อต้นทุนพลังงานไฟฟ้า

6.2.1 การวิเคราะห์ปัจจัยภายใน

ปัจจัยภายในที่มีผลต่อต้นทุนพลังงานไฟฟ้าของโรงงาน ได้แก่ ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกระบวนการผลิตกระดาษที่มีค่าไม่คงที่ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งขึ้นกับ เกรดกระดาษที่ทำการผลิต ความเร็วของกระบวนการผลิตที่ใช้ เป็นต้น ดังนั้นถ้าสภาวการณ์เปลี่ยนไปคือความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำมีการเปลี่ยนแปลง เพิ่มขึ้นหรือลดลงจากค่าเฉลี่ยที่ 2.3 เมกะวัตต์ ก็จะทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่ได้มีค่าเปลี่ยนแปลงด้วย เช่น ในกรณีของการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak และ Partial Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak ซึ่งจะทำให้ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลงได้ปีละประมาณ 5.68 ล้านบาท หรือประมาณ 473,000 บาทต่อเดือน ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำเฉลี่ย 2.3 เมกะวัตต์ แต่ถ้าความต้องการพลังงานไฟฟ้าลดลงเป็น 1.2 เมกะวัตต์ จะทำให้ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลงเหลือปีละประมาณ 2.15 ล้านบาท หรือประมาณ 180,000 บาทต่อเดือน ซึ่งเป็นไปได้ว่าถ้าความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกระบวนการผลิตของโรงงานลดลงมากกว่านี้จะทำให้การใช้แนวทางในการเดินเครื่องลักษณะนี้ไม่ก่อให้เกิดการลดต้นทุนพลังงานไฟฟ้าลงได้ แต่กลับเป็นผลเสียทำให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้นเนื่องจากสภาวการณ์ที่เปลี่ยนไป ดังนั้นเพื่อการตัดสินใจที่ถูกต้องจึงจะต้องทำการหาปริมาณการผลิตที่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแบบที่นำเสนอนี้มีต้นทุนการผลิตที่เท่ากับต้นทุนการผลิตในปัจจุบัน ซึ่งสามารถหาได้ดังนี้

ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak และ Partial Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ X กิโลวัตต์ เป็นดังนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 เดือน (30 วัน)	=	จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ x อัตราค่าไฟฟ้า	
	=	(**X** x 21 x 30) x 1.7034	
	=	1073.142 **X**	บาท
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า	=	**X** x 58.88	
	=	58.88 **X**	บาท
ค่าสำรองการใช้ไฟฟ้า	=	(4400 - **X**) x 29.44	
	=	129536 – 29.44 **X**	บาท
รวมเงินค่าไฟฟ้า + ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%	=	1179.763 **X** + 138603.52	บาท

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ **X** กิโลวัตต์ เป็นดังนี้

ต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วย	=	2.0738	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ต้นทุนแรงงานทางตรงต่อหน่วย	=	98038 / **X**(3)(30)	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าโสหุ้ยการผลิตแปรผันต่อหน่วย	=	0.2164	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าโสหุ้ยการผลิตคงที่ต่อหน่วย	=	540444.5 / **X**(3)(30)	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล

= ต้นทุนต่อหน่วย x จำนวนหน่วยที่ผลิต

= { 2.0738 + 98038 / **X**(3)(30) + 0.2164 + 540444.5 / **X**(3)(30) } (**X**)(3)(30)

= 206.118 **X** + 638482.5 บาท

เพราะฉะนั้น จะได้ต้นทุนรวมของพลังงานไฟฟ้าโดยวิธีการเดินเครื่องลักษณะนี้ ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ **X** กิโลวัตต์

= (1179.763 **X** + 138603.52) + (206.118 **X** + 638482.5)

= 1385.881 **X** + 777086.02

โดยที่ถ้าเป็นวิธีการเดินเครื่องในปัจจุบันจะมีต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้า ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ **X** กิโลวัตต์ ดังนี้

ต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วย	=	2.0738	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ต้นทุนแรงงานทางตรงต่อหน่วย	=	98038 / X(24)(30)	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าโสหุ้ยการผลิตแปรผันต่อหน่วย	=	0.2164	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าโสหุ้ยการผลิตคงที่ต่อหน่วย	=	540444.5 / X(24)(30)	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้า

= ต้นทุนต่อหน่วย x จำนวนหน่วยที่ผลิต

= { 2.0738 + 98038 / X(24)(30) + 0.2164 + 540444.5 / X(24)(30) } (X)(24)(30)

= 1648.944 X + 638482.5 บาท

ดังนั้น ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของโรงงานส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำที่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของทั้งสองวิธีมีค่าเท่ากัน คือ

1385.881 X + 777086.02 = 1648.944 X + 638482.5

X = 526.88 กิโลวัตต์ หรือ 0.53 เมกะวัตต์

จากภาคผนวก ก. ซึ่งแสดงปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเฉลี่ยในปี 2543 พบว่าปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลเฉลี่ย เป็นดังนี้

เดือน	ปริมาณการผลิตเฉลี่ย (เมกะวัตต์)	เดือน	ปริมาณการผลิตเฉลี่ย (เมกะวัตต์)
มกราคม	1.987	กรกฎาคม	2.560
กุมภาพันธ์	2.303	สิงหาคม	2.792
มีนาคม	1.700	กันยายน	2.556
เมษายน	2.303	ตุลาคม	2.765
พฤษภาคม	2.052	พฤศจิกายน	2.624
มิถุนายน	1.683	ธันวาคม	2.402

จากข้อมูลในปี 2543 พบว่าปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลเฉลี่ยต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 1.683 เมกะวัตต์ในเดือนมิถุนายน ซึ่งแสดงว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำโดยเฉลี่ยในแต่ละเดือนจะไม่ลดลงไปถึงระดับ 0.53 เมกะวัตต์ได้

แต่ถ้าหากในช่วงที่ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯแล้วมีความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้ามากเกินกว่าปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญาที่ทำไว้กับการไฟฟ้าฯที่ 4.4 เมกะวัตต์ จะต้องเสียค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เกินกว่าสัญญา เป็น 2 เท่าของอัตราค่าไฟฟ้าปกติ ซึ่งค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เป็นไปได้เมื่อเทียบกับการเดินเครื่องในปัจจุบันโดยโรงไฟฟ้าดีเซลแต่เพียงอย่างเดียว คือการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯเท่ากับ 6 เมกะวัตต์ หมายความว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่สูงกว่าสัญญาเท่ากับ 1.6 เมกะวัตต์ และจะต้องเสียค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เกินกว่าสัญญาเท่ากับ 1600 x 58.88 x 2 = 188,416 บาท ซึ่งก็เป็นต้นทุนที่น้อยกว่าต้นทุนที่ลดลงจากการใช้แนวทางที่นำเสนอ ดังนั้นแนวทางการเดินเครื่องโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak และ Partial Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak จึงเป็นแนวทางที่ดีกว่าการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลแต่เพียงอย่างเดียวภายใต้สภาวการณ์และกำลังการผลิตของโรงงานในปัจจุบัน

และในทำนองเดียวกัน ในกรณีของการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak ซึ่งจะทำให้ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลงได้ปีละประมาณ 12.21 ล้านบาท หรือประมาณ 1.02 ล้านบาทต่อเดือน ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำเฉลี่ย 2.3 เมกะวัตต์ แต่ถ้าความต้องการพลังงานไฟฟ้าลดลงเหลือ 1.2 เมกะวัตต์ จะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลดลงเหลือปีละประมาณ 5.62 ล้านบาท หรือประมาณ 469,000 บาทต่อเดือน การหาปริมาณการผลิตที่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแบบที่นำเสนอนี้มีต้นทุนการผลิตที่เท่ากับต้นทุนการผลิตในปัจจุบัน สามารถหาได้ดังนี้

ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ **X** กิโลวัตต์ใน 1 ปี โดยที่ในปี 2544 มีวันเสาร์ วันอาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) รวมทั้งสิ้น 116 วัน และมีวันทำงานปกติตามเงื่อนไขของการไฟฟ้าทั้งสิ้น 249 วัน ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าเป็นดังนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี	=	จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ x อัตราค่าไฟฟ้า	
	=	{**X** x ((116 x 24) + (249 x 11))} x 1.1914	
	=	6580.102 **X**	บาท
ค่าสำรองการใช้ไฟฟ้าใน 1 ปี	=	(4,400 – **X**) x 29.44 x12	
	=	1554432 – 353.28 **X**	บาท

ค่าบริการใน 1 ปี	=	228.17 x 12	
	=	2738.04	บาท
รวมเงินค่าไฟฟ้าใน 1 ปี + VAT7%	=	6662.70 **X** + 1666171.943	บาท
หรือคิดเป็นค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน	=	555.225 **X** + 138847.662	บาท

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ **X** กิโลวัตต์ เป็นดังนี้

ต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วย	=	2.0738	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ต้นทุนแรงงานทางตรงต่อหน่วย	=	98038(12) / **X**(13)(249)	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าโสหุ้ยการผลิตแปรผันต่อหน่วย	=	0.2164	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าโสหุ้ยการผลิตคงที่ต่อหน่วย	=	540444.5(12) / **X**(13)(249)	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลใน 1 ปี

= ต้นทุนต่อหน่วย x จำนวนหน่วยที่ผลิต

= { 2.0738 + 98038(12) / **X**(13)(249) + 0.2164 + 540444.5(12) / **X**(13)(249) } (**X**)(13)(249)

= 7413.38 **X** + 7661790 บาท

หรือคิดเป็นต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลใน 1 เดือน

= 617.78 **X** + 638482.5 บาท

เพราะฉะนั้น จะได้ต้นทุนรวมของพลังงานไฟฟ้าใน 1 เดือน โดยวิธีการเดินเครื่องลักษณะนี้ ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ **X** กิโลวัตต์

= (555.225 **X** + 138847.662) + (617.78 **X** + 638482.5)

= 1173.006 **X** + 777330.162

ดังนั้น ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของโรงงานส่วนที่เกินกำลังการผลิตของหม้อไอน้ำที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าของวิธีการซื้อไฟฟ้าแบบ TOU นี้มีค่าเท่ากับวิธีในปัจจุบัน คือ

1173.006 **X** + 777330.162	=	1648.944 **X** + 638482.5
X	=	291.73 กิโลวัตต์ หรือ 0.29 เมกะวัตต์

ซึ่งเช่นเดียวกับในกรณีของแนวทางการซื้อไฟฟ้าแบบ TOD ดังนั้นแนวทางการเดินเครื่องโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak จึงเป็นแนวทางที่ดีกว่าการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลแต่เพียงอย่างเดียวภายใต้สภาวการณ์และกำลังการผลิตของโรงงานในปัจจุบันเช่นกัน

เนื่องจากสภาพการณ์ปัจจุบันที่โรงงานมีการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในบางช่วงเวลาซึ่งเนื่องมาจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลไม่สามารถเดินเครื่องได้อย่างปกติ ในปัจจุบันจึงถือเป็นเรื่องจำเป็นในการที่จะใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคภายใต้สถานการณ์นี้ แต่หากเปลี่ยนมาใช้แนวทางที่นำเสนอการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเปลี่ยนเป็นนโยบายที่ต้องนำมาปฏิบัติในการเดินเครื่องตามช่วงเวลาที่ได้นำเสนอ ทั้งนี้การเดินเครื่องโดยใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร่วมในการผลิตจะทำให้ชั่วโมงการทำงานในแต่ละวันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลลดลง การดูแลบำรุงรักษาเครื่องจักรทำได้ง่ายขึ้น สามารถทำ Preventive Maintenance ได้ดีขึ้น โอกาสที่จะเกิด Breakdown ลดลง แต่ทั้งนี้ถ้าหากเกิดเหตุการณ์ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลไม่สามารถเดินเครื่องได้ในช่วง Peak ของการไฟฟ้า ทำให้จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าในช่วง Peak ซึ่งจะส่งผลให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากต้นทุนที่นำเสนอ ในกรณีของการเดินเครื่องโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak และ Partial Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak จะทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนไปในกรณีดังกล่าว โดยที่

ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 2.3 เมกะวัตต์ เนื่องจากคิดว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลทำการเดินเครื่องที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย โดยมีชั่วโมงการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Peak เท่ากับ Y ชั่วโมง ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเป็นดังนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้า	=	จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ x อัตราค่าไฟฟ้า	
	=	(2300 x Y) x 1.7034	
	=	3917.82 Y	บาท
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า	=	ความต้องการพลังไฟฟ้า x ค่าความต้องการ	
	=	2300 x 285.05	
	=	655615	บาท

เพราะฉะนั้น ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นจากต้นทุนที่นำเสนอ = 3917.82 Y + 655615 บาท

เนื่องจากในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลไม่สามารถเดินเครื่องได้ในช่วง Peak นี้มีโอกาสเกิดขึ้นได้ทั้งในกรณีที่เดินเครื่องอย่างในปัจจุบันและในกรณีที่เดินเครื่องแบบที่นำเสนอในอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD แต่ทั้งนี้โอกาสที่เกิดขึ้นในกรณีที่เดินเครื่องแบบที่นำเสนอจะน้อยกว่าเนื่องจากมีชั่วโมงการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลในแต่ละวันที่น้อยกว่า การดูแลบำรุงรักษาเครื่องจักรทำได้ง่ายกว่า สามารถทำ Preventive Maintenance ได้ดีขึ้น ทำให้โอกาสที่จะเกิด Breakdown ลดลง ดังนั้นวิธีการเดินเครื่องแบบที่นำเสนอในอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD นี้จึงดีกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการเดินเครื่องแบบปัจจุบันในกรณีที่เกิดเหตุการณ์เช่นนี้ แต่ทั้งนี้เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ไม่สามารถหลีกเลี่ยงการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯในช่วง Peak ได้ จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของการซื้อไฟฟ้าสูงขึ้นมากเนื่องจากค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ต้องจ่ายให้กับการไฟฟ้าฯ การใช้แนวทางการเดินเครื่องโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเฉพาะในช่วง Off Peak และ Partial Peak และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak จึงไม่ใช่แนวทางที่เหมาะสมในกรณีนี้ เนื่องจากจะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของการซื้อไฟฟ้าสูงขึ้นมากเมื่อเทียบกับการเดินเครื่องปกติของแนวทางที่นำเสนอ ซึ่งสามารถเปรียบเทียบต้นทุนพลังงานไฟฟ้าถ้าเกิดเหตุการณ์เช่นนี้ในกรณีของการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯในช่วง Peak ได้ โดยสมมติให้มีความจำเป็นของการใช้ไฟในช่วงนี้เป็นเวลา 1วัน 2 วัน และ 3 วัน ใน 1 เดือน ตามลำดับ ดังแสดงได้ในตารางที่ 6.4 ซึ่งจะเห็นว่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้ารวมและต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยจะลดลงเมื่อมีการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าในช่วง Peak เพิ่มมากขึ้น ดังนั้นในกรณีที่เกิดเหตุการณ์จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯในช่วง Peak ในเดือนใด ให้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯตลอดเวลาในช่วงเวลาที่เหลือของเดือนนั้นแทนการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซล

ตารางที่ 6.4 เปรียบเทียบต้นทุนพลังงานไฟฟ้าในกรณีที่ใช้ไฟจากการไฟฟ้าฯในช่วง Peak

ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้น	ซื้อไฟฟ้า ช่วง Off Peak + Partial Peak	ซื้อไฟฟ้า ช่วง Off Peak + Partial Peak + Peak 3 hrs.	ซื้อไฟฟ้า ช่วง Off Peak + Partial Peak + Peak 6 hrs.	ซื้อไฟฟ้า ช่วง Off Peak + Partial Peak + Peak 9 hrs.
ต้นทุนค่าไฟฟ้ารวม	2,852,057.82	3,566,142.07	3,578,718.28	3,591,294.48
ต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อหน่วย	1.9683	2.4494	2.4465	2.4436
ต้นทุนการผลิตโดยดีเซลรวม	1,112,556.03	1,096,753.58	1,080,951.12	1,065,148.67
ต้นทุนการผลิตโดยดีเซลต่อหน่วย	5.3747	5.4810	5.5950	5.7174
ต้นทุนพลังงานไฟฟ้ารวม	3,964,613.85	4,662,895.65	4,659,669.40	4,656,443.15
ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย	2.3941	2.8158	2.8138	2.8119

และในกรณีของการเดินเครื่องโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU และทำการผลิตไฟฟ้าเองโดยโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วง Peak จะทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนไปในกรณีที่ต้องใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Peak โดยที่

ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 2.3 เมกะวัตต์ โดยมีชั่วโมงการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Peak เท่ากับ Z ชั่วโมง ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเป็นดังนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้า = จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ x อัตราค่าไฟฟ้า

= (2300 x Z) x 2.695

= 6198.5 Z บาท

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า = ความต้องการพลังไฟฟ้า x ค่าความต้องการ

= 2300 x 132.93

= 305739 บาท

เพราะฉะนั้น ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นจากต้นทุนที่นำเสนอ = 6198.5 Z + 305739 บาท

แต่เนื่องจากในกรณีของการเดินเครื่องโดยการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Off Peak โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU นี้ จะมีช่วงเวลาที่เป็นช่วง Peak นานกว่าการใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD คือมีช่วงเวลาที่เป็นช่วง Peak จากวันละ 3 ชั่วโมง ในอัตรา TOD เป็นวันละ 13 ชั่วโมง ในอัตรา TOU ของวันทำงานปกติ ดังนั้นความจำเป็นในการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าในช่วง Peak จึงมีโอกาสมากกว่า แต่ถ้าหากพิจารณาต้นทุนการซื้อไฟฟ้าที่อาจเพิ่มขึ้นจากต้นทุนที่นำเสนอนี้เทียบกับต้นทุนที่สามารถลดลงได้จากการเดินเครื่องอย่างในปัจจุบัน เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการเปรียบเทียบว่าวิธีที่นำเสนอยังคงดีกว่าวิธีการในปัจจุบันหรือไม่ โดยการเปรียบเทียบจะพิจารณาหาชั่วโมงการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Peak ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเท่ากับต้นทุนที่ลดลง โดยที่ต้นทุนที่ลดลงโดยใช้การเดินเครื่องแบบอัตรา TOU นี้สามารถลดต้นทุนลงได้ประมาณเดือนละ 1.017 ล้านบาทจากวิธีการเดินเครื่องอย่างในปัจจุบัน และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลก็จะลดลงตามจำนวนหน่วยผลิตที่ลดลงด้วย โดยที่จำนวนหน่วยผลิตที่ลดลงนี้ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลลดลงเท่ากับ ต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วย บวกกับ ต้นทุนค่าโสหุ้ยการผลิตแปรผันต่อหน่วย แล้วคูณด้วยจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งเท่ากับ (2.0738 + 0.2164) x 2300 x Z โดยที่ Z คือจำนวนชั่วโมงที่ทำการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง Peak ดังนั้นจะได้ชั่วโมงการใช้ไฟฟ้าดังกล่าว ดังนี้

$$(6198.5\ Z + 305739) - 5267.46\ Z = 1017000$$

$$Z = 764 \text{ ชั่วโมง}$$

ซึ่งหมายความว่าถ้ามีความจำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบบอัตรา TOU ในช่วง Peak จะต้องมีการใช้ไฟฟ้าในช่วงนี้รวมกันเท่ากับ 764 ชั่วโมง จึงจะทำให้ต้นทุนของวิธีที่นำเสนอมีค่าเท่ากับต้นทุนการผลิตแบบปัจจุบัน ซึ่งไม่อาจเป็นไปได้เนื่องจากใน 1 เดือนมีจำนวนชั่วโมงรวมกันสูงสุดไม่เกิน 744 ชั่วโมง และมีช่วง Peak ประมาณเดือนละ 260 ชั่วโมงเท่านั้น ดังนั้นการใช้วิธีการผลิตที่นำเสนอจึงดีกว่าวิธีในปัจจุบันในกรณีนี้อย่างแน่นอน

6.2.2 การวิเคราะห์ปัจจัยภายนอก

ปัจจัยภายนอกที่มีผลต่อต้นทุนพลังงานไฟฟ้า ได้แก่ การเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมัน อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตของการไฟฟ้าฯที่เพิ่มขึ้น โดยปัจจัยที่จะส่งผลให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงและไม่สอดคล้องกับแนวทางปฏิบัติที่เลือกไว้ คือการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต โดยการพิจารณาจะหาอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอมีค่ามากกว่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน โดยที่

ให้ C_1 เป็น อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตของการไฟฟ้าฯ ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน

จะได้ ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่า = [(จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ใน 1 เดือน x อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต) + ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า + ค่าสำรองการใช้ไฟฟ้า + VAT7%] + [จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าดีเซล x ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้า] แล้วหารด้วยจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ทั้งหมดใน 1 เดือน ซึ่งจากหัวข้อ 5.2.1 สามารถเขียนเป็นสมการได้ ดังนี้

$$\frac{[\,((2300)(21)(30)(C_1) + 135424 + 61824)\,(1.07) + (2300)(3)(30)(5.3747)\,]}{(2300)(24)(30)} = 2.6758$$

$$C_1 = 2.0043$$

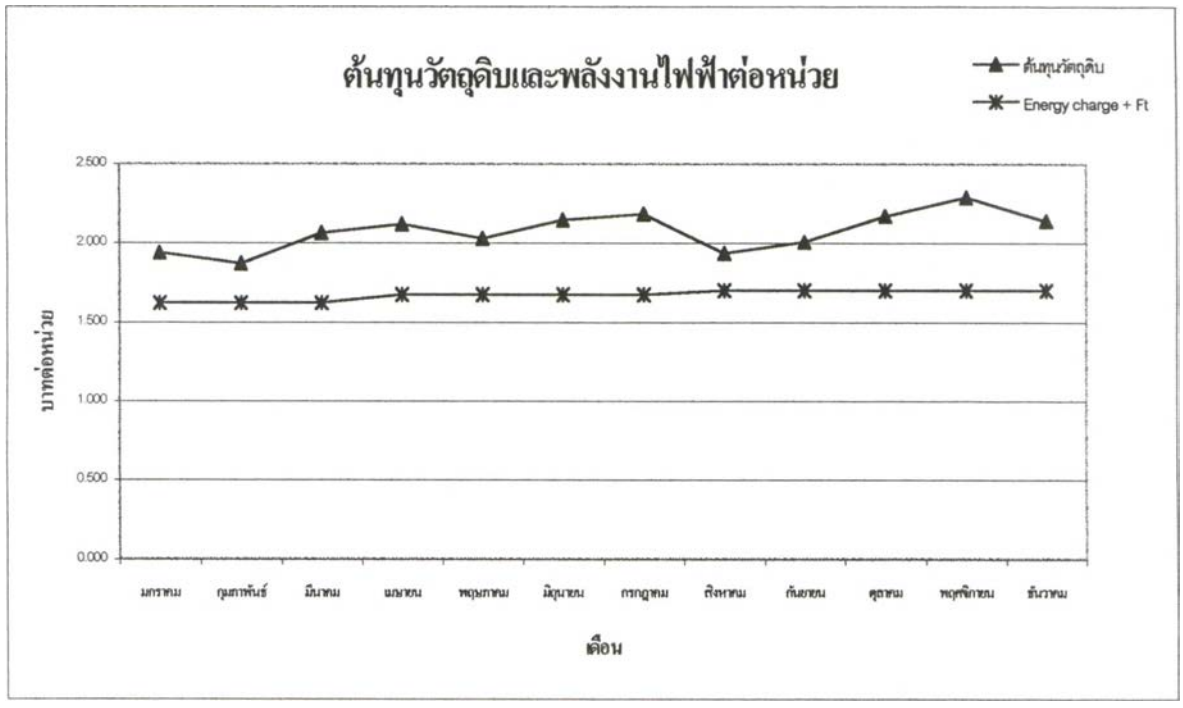
ทั้งนี้จะได้ อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตของการไฟฟ้าฯ ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน คือ 2.0043 บาทต่อหน่วย ซึ่งจากแนวทางที่นำเสนออัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตเท่ากับ 1.7034 บาทต่อหน่วย ดังนั้นอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตจะต้องเพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.3009 บาทต่อหน่วย จึงจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าทั้งสองวิธีมีค่าเท่ากัน แต่ทั้งนี้การไฟฟ้าฯจะทำการเพิ่มค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตโดยมีค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง รวมทั้งผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเป็นปัจจัยหนึ่งในการพิจารณา โดยที่ในปี 2543 อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตซึ่งได้จากใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้าและต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า(แสดงในตารางที่ 4.5) สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.5

ตารางที่ 6.5 แสดงอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต และต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้

เดือน	ต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้ต่อลิตร (บาท)	ต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้ต่อหน่วย (บาท)	อัตราค่าไฟฟ้า + ค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตต่อหน่วย (บาท)
มกราคม	7.32	1.939	1.6214
กุมภาพันธ์	7.48	1.869	1.6214
มีนาคม	8.02	2.062	1.6214
เมษายน	8.08	2.117	1.6734
พฤษภาคม	8.11	2.027	1.6734
มิถุนายน	8.50	2.145	1.6734
กรกฎาคม	8.60	2.182	1.6734
สิงหาคม	7.72	1.935	1.7034
กันยายน	7.85	2.006	1.7034
ตุลาคม	8.76	2.172	1.7034
พฤศจิกายน	8.98	2.287	1.7034
ธันวาคม	8.17	2.141	1.7034

จากตารางที่ 6.5 จะได้สัมประสิทธิ์การตัดสินใจ(The Coefficient of Determination : R^2) ของต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้ต่อลิตรกับอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตต่อหน่วยมีค่า เท่ากับ 0.57 แสดงว่า 57% ของความแปรปรวนที่เกิดขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตมีผลเนื่องจากต้นทุนน้ำมันเตา โดยที่มีสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์(The Coefficient of Correlation : R) มีค่าเท่ากับ 0.75 ซึ่งแสดงว่าอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต กับต้นทุนน้ำมันเตา มีความสัมพันธ์กันเชิงเส้นตรง โดยที่อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตเพิ่มขึ้นตามต้นทุนน้ำมันเตา รูปที่ 6.1 แสดงต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้ต่อหน่วย และอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตต่อหน่วยในปี 2543 ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตต่อหน่วยมีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกันกับต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้ต่อหน่วย แต่ทั้งนี้อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตของการไฟฟ้าฯ ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบันคือการที่อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตจะต้องเพิ่มขึ้น 0.3009 บาท หรือ 30.09 สตางค์ต่อหน่วยโดยที่ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงไม่เพิ่มขึ้น หรือราคาน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่ม

ขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าอัตราการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต โดยที่การไฟฟ้าฯอาศัยปัจจัยอื่นในการปรับอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต



รูปที่ 6.1 แสดงต้นทุนน้ำมันเตาที่ใช้ต่อหน่วย และอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตต่อหน่วยในปี 2543

โดยอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตในปี 2541 – 2543 ซึ่งทำการรวบรวมจากใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.6 พบว่าค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตในปี 2541 เพิ่มขึ้น 8.31 สตางค์ เมื่อเปรียบเทียบระหว่างเดือนธันวาคมกับเดือนมกราคม ปี 2542 เพิ่มขึ้น 5.61 สตางค์ และปี 2543 เพิ่มขึ้น 8.20 สตางค์ หรือค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตเพิ่มขึ้นในช่วง 3 ปีที่ผ่านมามีค่าเท่ากับ 22.12 สตางค์ หรือคิดเป็นการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตเท่ากับ 14.92% ในขณะที่ราคาน้ำมันเตามีการปรับราคาขึ้นลงตลอดเวลา ซึ่งจากรายงานการรับน้ำมันของโรงไฟฟ้า ราคาน้ำมันเตาในเดือนมกราคม 2541 อยู่ที่ 6.53 บาทต่อลิตร โดยที่ราคาน้ำมันเตาในเดือนธันวาคม 2543 อยู่ที่ 7.87 บาทต่อลิตร เพิ่มขึ้น 1.34 บาทต่อลิตร หรือคิดเป็นการเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันเตาเท่ากับ 20.52% และยังคงมีแนวโน้มของราคาที่จะเพิ่มขึ้นอีกในอนาคต อีกทั้งแนว

ทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD นี้ถูกนำเสนอให้ปฏิบัติในช่วงแรกซึ่งต้องใช้เวลาในการขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ซึ่งใช้ระยะเวลาในการดำเนินการประมาณ 1 – 2 เดือนเท่านั้น ดังนั้นจึงมีโอกาสเป็นไปได้ยากที่แนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD จะมีต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยที่สูงกว่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยที่ใช้วิธีการผลิตอย่างในปัจจุบัน

ตารางที่ 6.6 แสดงค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตในปี 2541 – 2543

เดือน	2541			2542			2543		
	Energy	Ft	Sum	Energy	Ft	Sum	Energy	Ft	Sum
ม.ค.	1.0582	0.4240	1.4822	1.0582	0.5071	1.5653	1.0582	0.5632	1.6214
ก.พ.	1.0582	0.4240	1.4822	1.0582	0.5071	1.5653	1.0582	0.5632	1.6214
มี.ค.	1.0582	0.4240	1.4822	1.0582	0.5071	1.5653	1.0582	0.5632	1.6214
เม.ย.	1.0582	0.5045	1.5627	1.0582	0.3261	1.3843	1.0582	0.6152	1.6734
พ.ค.	1.0582	0.5045	1.5627	1.0582	0.3261	1.3843	1.0582	0.6152	1.6734
มิ.ย.	1.0582	0.5045	1.5627	1.0582	0.3261	1.3843	1.0582	0.6152	1.6734
ก.ค.	1.0582	0.5045	1.5627	1.0582	0.3261	1.3843	1.0582	0.6152	1.6734
ส.ค.	1.0582	0.5577	1.6159	1.0582	0.3792	1.4374	1.0582	0.6452	1.7034
ก.ย.	1.0582	0.5577	1.6159	1.0582	0.3792	1.4374	1.0582	0.6452	1.7034
ต.ค.	1.0582	0.5577	1.6159	1.0582	0.3792	1.4374	1.7034	0	1.7034
พ.ย.	1.0582	0.5577	1.6159	1.0582	0.3792	1.4374	1.7034	0	1.7034
ธ.ค.	1.0582	0.5071	1.5653	1.0582	0.5632	1.6214	1.7034	0	1.7034

และในทำนองเดียวกันให้ C_2 เป็น อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตของการไฟฟ้าฯ ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน

จะได้ ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU มีค่า = [(จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ใน 1 ปี x อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต) + ค่าสำรองการใช้ไฟฟ้า + ค่าบริการ + VAT7%] + [จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าดีเซล x ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้า] แล้วหารด้วยจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ทั้งหมดใน 1 ปี ซึ่งจากหัวข้อ 5.4.1 สามารถเขียนเป็นสมการได้ ดังนี้

$$\frac{[\,((2300)(5523)(C_2) + 741888 + 2738.04)\,(1.07) + (2300)(3237)(3.3193)\,]}{(2300)(24)(365)} = 2.6758$$

$$C_2 = 2.0897$$

จะได้ อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตของการไฟฟ้าฯ ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน คือ 2.0897 บาทต่อหน่วย ซึ่งจากแนวทางที่นำเสนออัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตเท่ากับ 1.1914 บาทต่อหน่วย ดังนั้นอัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตจะต้องเพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.8983 บาทต่อหน่วย จึงจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าทั้งสองวิธีมีค่าเท่ากัน แต่ทั้งนี้จากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันเป็นไปไม่ได้ที่การไฟฟ้าฯ จะเพิ่มค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตสูงขึ้นมากจนถึงระดับนี้โดยไม่ใช้เหตุผลของระดับราคาน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นปัจจัยในการปรับค่าไฟฟ้า ดังนั้นต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU จึงจะยังคงถูกกว่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยที่ใช้การผลิตแบบปัจจุบันถึงแม้ว่าการไฟฟ้าฯจะทำการปรับค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิตสูงขึ้นก็ตาม

โดยปัจจัยอีกประการหนึ่งที่สามารถจะส่งผลให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงและไม่สอดคล้องกับแนวทางปฏิบัติที่เลือกไว้ คือการลดลงของราคาน้ำมันเตาที่ใช้เป็นวัตถุดิบทางตรงให้กับโรงไฟฟ้าดีเซล โดยการพิจารณาจะหาราคาน้ำมันเตาที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอมีค่ามากกว่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน โดยที่

ให้ X_1 เป็น ต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน จากหัวข้อ 5.2.1 ได้ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลจากแนวทางที่นำเสนอเท่ากับ 5.3747 บาทต่อหน่วย ดังนั้นถ้าราคาน้ำมันเตาเปลี่ยนแปลงไปจะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปเป็น $(5.3747 - 2.0738) + X_1$ เท่ากับ $X_1 + 3.3009$ บาทต่อหน่วย ในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าแบบเดิมจะต้องเปลี่ยนแปลงด้วยเช่นกัน โดยจะเปลี่ยนแปลงไปเป็น $(2.6758 - 2.0738) + X_1$ เท่ากับ $X_1 + 0.6020$ บาทต่อหน่วย

จะได้ ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่า = [(จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ใน 1 เดือน x อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการผลิต) + ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า + ค่าสำรองการใช้ไฟฟ้า + VAT7%] + [จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าดีเซล x ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้า] แล้วหารด้วยจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ทั้งหมดใน 1 เดือน ซึ่งจากหัวข้อ 5.2.1 สามารถเขียนเป็นสมการได้ ดังนี้

$$\frac{[\,((2300)(21)(30)(1.7034) + 135424 + 61824)\,(1.07) + (2300)(3)(30)(\,X_1 + 3.3009)\,]}{(2300)(24)(30)}$$

$$= X_1 + 0.6020$$

$$X_1 = 1.75185$$

ทั้งนี้จะได้ ต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน คือ 1.75185 บาทต่อหน่วย หรือคิดเป็นต้นทุนน้ำมันเตาต่อหน่วยเท่ากับ (1.75185 x 1000) / 255.08 = 6.8678 บาทต่อลิตร (อัตราการใช้น้ำมันเตาเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าดีเซลในปี 2543 เท่ากับ 255.08 ลิตรต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง) ซึ่งต้นทุนต่อหน่วยของน้ำมันเตาเฉลี่ยในปี 2543 เท่ากับ 8.13 บาทต่อลิตร โดยที่ราคาน้ำมันเตาต่ำสุดอยู่ที่ระดับ 7.36 บาทต่อลิตร ในเดือนสิงหาคม ดังนั้นราคาน้ำมันเตาจะต้องลดลง 1.26 บาทต่อลิตร จากต้นทุนน้ำมันเตาต่อหน่วยเฉลี่ยในปี 2543 จึงจะทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOD มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน

และในทำนองเดียวกันให้ X_2 เป็นต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน ได้ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซลจากแนวทางที่นำเสนอเท่ากับ 3.3193 บาทต่อหน่วย ดังนั้นถ้าราคาน้ำมันเตาเปลี่ยนแปลงไปจะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปเป็น $(3.3193 - 2.0738) + X_2$ เท่ากับ $X_2 + 1.2455$ บาทต่อหน่วย ในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าแบบเดิมเปลี่ยนแปลงไปเป็น $(2.6758 - 2.0738) + X_2$ เท่ากับ $X_2 + 0.6020$ บาทต่อหน่วย

จะได้ ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU มีค่า = [(จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ใน 1 ปี x อัตราค่าไฟฟ้าและค่าปรับปรุงต้นทุนการ

ผลิต) + ค่าสำรองการใช้ไฟฟ้า + ค่าบริการ + VAT7%] + [จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าดีเซล x ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้า] แล้วหารด้วยจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ทั้งหมดใน 1 ปี ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ ดังนี้

$$\frac{[\ ((2300)(5523)(1.1914) + 741888 + 2738.04)\ (1.07) + (2300)(3237)(\ X_2 + 1.2455)\ ]}{(2300)(24)(365)}$$

$$= \quad X_2 + 0.6020$$

$$X_2 \quad = \quad 1.11267$$

ทั้งนี้จะได้ ต้นทุนวัตถุดิบทางตรงต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าดีเซล ที่ทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน คือ 1.11267 บาทต่อหน่วย หรือคิดเป็นต้นทุนน้ำมันเตาต่อหน่วยเท่ากับ (1.11267 x 1000) / 255.08 = 4.3620 บาทต่อลิตร ดังนั้นราคาน้ำมันเตาจะต้องลดลง 3.77 บาทต่อลิตร จากต้นทุนน้ำมันเตาต่อหน่วยเฉลี่ยในปี 2543 จึงจะทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของแนวทางที่นำเสนอโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU มีค่าเท่ากับต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน