Engng.J.CMU.(2018) 25 (3), 222-232

วารสารวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Engineering Journal
Chiang Mai University

แนวทางการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า

Economic Value Added Analysis for Electricity Generation Field

พีรวัจน์ ชัยมณีรัตน์* และ จิรพัฒน์ เงาประเสริฐวงศ์

Peerawat Chaimaneerat and Jeerapat Nagoprasertwong

ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ถนนพญาไท เขตปทุมวัน กรุงเทพมหานคร 10330

Department of Industrial Engineering, Faculty of Engineering,
Chulalongkorn University, Phayathai Road, Patumwan, Bangkok 10330 Thailand
*E-mail: pchaimaneerat@gmail.com, jeerapat_n@chula.ac.th

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้เป็นการประยุกต์ใช้แนวทางการสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ กับสายงานผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นเครื่องมือที่ใช้วัดผลการดำเนินงานทางด้านการเงิน และระบบการบริหารจัดการองค์กร โดยมีตัวชี้วัดคือ ค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์โดยเปรียบเทียบระหว่างกำไรหลังจากหักภาษี กับต้นทุนเงินทุน โดยมีสมมติฐานการจัดเก็บรายได้จากสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าภายใน ที่ประกอบค่าความพร้อมจ่าย และรายได้จากค่าเชื้อเพลิง ใช้วิธีการวิเคราะห์ความไวในการกำหนดเป้าหมายของแผนการเพิ่มมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้แก่ แผนเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง, แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย และแผนลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการที่ควบคุมได้ ใช้วิธีการคำนวณอัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ของสายผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 6.43% และกำหนดภาษีเชิงเศรษฐศาสตร์ 20% และวิเคราะห์กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ของกลุ่มตัวอย่างของโรงไฟฟ้าในสายงาน 5 โรงไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ โรงไฟฟ้า A และ D ประเภทพลังงานความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าถ่านหิน B, โรงไฟฟ้าพลังน้ำ C และโรงไฟฟ้า E พลังงานความร้อน ที่ใช้น้ำมันเตาและน้ำมันปาล์มเป็นเชื้อเพลิง

โดยในปี พ.ศ.2558 ในภาพรวมสายงานปี สูงกว่าค่าประมาณการ 3,617 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากแผนกลยุทธ์ ทั้ง 3 แผนจำนวน 753 ล้านบาท และเมื่อเปรียบเทียบค่าจริงกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ พ.ศ.2558 กับ ปี 2559 พบว่าภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้ามีค่าลดลง 512 ล้านบาท และโรงไฟฟ้า A ลดลง 64 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า B เพิ่มขึ้น 1,312 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า C ลดลง 57 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า D เพิ่มขึ้น 91 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า E ลดลง 161 ล้านบาท โดยโรงไฟฟ้า A,B,D ควรเน้นแผนกลยุทธ์เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ ด้านเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง และเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย โรงไฟฟ้า C ควรเน้นเพิ่มส่วนเกินชั่วโมงความพร้อมจ่าย และโรงไฟฟ้า C ควรเน้น ด้านลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้พร้อมทั้งขยายผลการศึกษากำไรเศรษฐศาสตร์ ไปสู่โรงไฟฟ้าอื่น ๆ ในสังกัด

คำสำคัญ: การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์, กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์, อัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก, ส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า, ส่วนเกินจำนวนชั่วโมงพร้อมจ่ายตามสัญญา

Received 19 January 2018
Accepted 1 May 2018

ABSTRACT

This research is an application of the Economic Value Management methodology for Electricity Generation Field. It is a tool to measure financial performance and corporate management systems. The indicators are Economic Profit by comparison between Net Operating Profit after Tax and Cost of Capital. The assumption is the revenue from the internal power purchase agreement which are Availability Payment and Energy Payment. The methodology for determining Economic Value Added plan is Fuel Surcharge plan, Availability Improvement plan and plan to decrease control costs, calculating the weighted average cost of capital for electricity generation field which is 6.43% with the economic tax 20% and analyzing the economic profit of the sample of power plants in the 5 units such as, combined cycle power plant A and D, Coal fired power plant B, hydro power plant C, Thermal Power plant E which using fuel oil and palm oil.

Based on the results, in 2015 the actual Economic Profit is higher than estimated Economic Profit 3,617 million baht resulting from 3 strategic improvement plans of 753 million baht. Meanwhile, comparing the actual Economic Profit in 2015 and 2016, the overall electricity generation field decreased 512 million baht and Power plants A decreased 64 million baht, Power Plant B increased 1,312 million baht, Power Plant C decreased 57 million baht, Power Plant D increased 91 million baht and Power Plant E decreased 161 million baht. In conclusion, Power Plant A, B, D should focus on strategic planning to increase Economic Value, Fuel Surcharge and Availability Improvement while Power Plant C should focus on increasing Availability Payment Outside Contract Availability Hour and decreasing control costs and extend the results of Economic Profit study to other Power Plants in Electricity Generation Field.

Keyword: Economic Value, Economic Profit, Weighted Average Cost of Capital, Fuel Surcharge, Availability Payment Outside Contract Availability Hour

1. บทนำ

ในปัจจุบัน การดำเนินงานธุรกิจมีการแข่งขันที่ทวีความรุนแรงมากขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบโดยตรงต่อความอยู่รอดขององค์กร ดังนั้น องค์กรต่าง ๆ ทั้งหน่วยงานภาคราชการ รัฐวิสาหกิจ เอกชนจึงให้ความสำคัญในการใช้เครื่องมือทางการบริหารจัดการสมัยใหม่มาประยุกต์ใช้กับองค์กร เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลง หน่วยงานรัฐวิสาหกิจไทย เป็นหน่วยงานของรัฐที่มีความสำคัญอย่างมากในการนำส่งรายได้ให้กับประเทศไทย เพื่อใช้ในการพัฒนาประเทศในด้านต่าง ๆ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) เป็นฐานะที่กำกับดูแลรัฐวิสาหกิจของประเทศไทย ได้กำหนดนโยบายให้รัฐวิสาหกิจแต่ละแห่ง นำระบบการบริหารจัดการเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Value Management: EVM) มาใช้ในการมุ่งเน้นการสร้างมูลค่าเพิ่มให้องค์กร มาเชื่อมโยงเข้ากับการบริหารจัดการหลักขององค์กร และใช้เป็นเกณฑ์ประเมินผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจอย่างต่อเนื่อง จากข้อมูล สคร. ในปี พ.ศ.2558 พบว่าเงินนำเข้าส่งรัฐบาลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเข้าส่งรัฐมากที่สุดเป็นอันดับที่ 1 ประมาณ 33,000 ล้านบาท [1]

กฟผ.เป็นรัฐวิสาหกิจด้านกิจการพลังงานไฟฟ้าที่สำคัญภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน โดยมีภารกิจ เป็นผู้ผลิต จัดให้ได้มา จัดส่งหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าตามที่กำหนด รวมทั้งดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้า โดยสายงานผลิตไฟฟ้าเป็นสายงานหลักของ กฟผ. เนื่องจากมีสินทรัพย์โรงไฟฟ้า/เขื่อนกระจายอยู่ทั่วทุกภูมิภาคของประเทศ โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 16,385 MW คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 39.42 ของกำลังการผลิตติดตั้งรวมของทั้งประเทศ [2] โดยมีโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เช่น พลังงานน้ำ, โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน, พลังงานความร้อนร่วม เป็นต้น ซึ่งหากมีการบริหารจัดการที่ดี ปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานของโรงไฟฟ้า จะช่วยสร้างรายได้ของ กฟผ. และช่วยเพิ่มเงินนำส่งให้กับรัฐบาลเพื่อใช้ในการบริหารประเทศในด้านต่าง ๆ

2. ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์

EVM เป็นเครื่องมือที่ใช้วัดผลการดำเนินงานทางด้านการเงิน และระบบการบริหารจัดการองค์กรโดยมีตัวชี้วัดคือ ค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Profit: EP) หากผลลัพธ์ค่ากำไรสุทธิจากการดำเนินการหลังจากหักภาษี (Net Operating Profit After Tax: NOPAT) ที่คงเหลือหลังจากหักต้นทุนเงินทุน (Capital Charge) [3] โดยมีสูตรในการคำนวณดังนี้

กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์

$$EP = NOPAT - (IC\ x\ WACC) \quad (1)$$

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานหลังหักภาษี

$$NOPAT = (Reveune - Expense) - Tax \quad (2)$$

ต้นทุนทางการเงินเฉลี่ยของเงินทุน

$$WACC = (1 - Tax)\ x\ K_d x \frac{D}{(D+E)} + K_e\ x\ \frac{E}{(D+E)} \quad (3)$$

ใช้แนวคิดการศึกษาต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเรื่องต้นทุนขององค์กร (Weighted Average Cost of Capital: WACC) โดยคำนวณต้นทุนของอัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น (Ke) โดยใช้วิธี (Capital Asset Pricing Model: CAPM) [4] โดยมีสูตรการคำนวณดังนี้

$$Ke = \mathrm{Rf} + (MRPx\beta) \quad (4)$$

สัญลักษณ์

D = ส่วนของหนี้สิน

E = ส่วนของเจ้าของ

Tax = จัดเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคลของประเทศไทยให้คำนวณภาษีในอัตรา 20% ของกำไรสุทธิ

K_d = อัตราต้นทุนของผู้ให้กู้ (Cost of Debt) (%)

K_e = อัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity) (%)

R_f = ผลตอบแทนที่ปราศจากความเสี่ยง (Risk Free Rate) (%)

MRP = ผลตอบแทนของตลาดที่สูงกว่าอัตราผลตอบแทนปราศจากความเสี่ยง (Market Risk Premium) (%)

$B_{unlevered}$ = ค่าสัมประสิทธิ์ผลตอบแทนความเสี่ยงสำหรับองค์กรที่มีเงินทุนมาจากส่วนผู้ถือหุ้นทั้งหมด

$\beta_{levered}$ = ค่าสัมประสิทธิ์ผลตอบแทนความเสี่ยงสำหรับองค์กรที่มีเงินทุนประกอบด้วยเงินกู้และเงินทุนผู้ถือหุ้น

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ค่า EP

1. EP = 0 หมายความว่า องค์กร หรือหน่วยงานนั้นมีการบริหารงานได้กำไรสุทธิหลังจากหักภาษีเท่ากับต้นทุนของเงินทุน

2. EP <0 หมายความว่า องค์กร หรือหน่วยงานนั้นมีการบริหารงานได้ไม่ประสบความสำเร็จ เพราะผลกำไรที่ได้ไม่คุ้มกับต้นทุนของเงินทุน

3. EP >0 องค์กรหรือหน่วยงานนั้นมีบริหารงานที่มีประสิทธิภาพสามารถสร้างผลกำไรได้มากกว่าต้นทุนเงินทุน

แนวทางการสร้างกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ ได้แก่

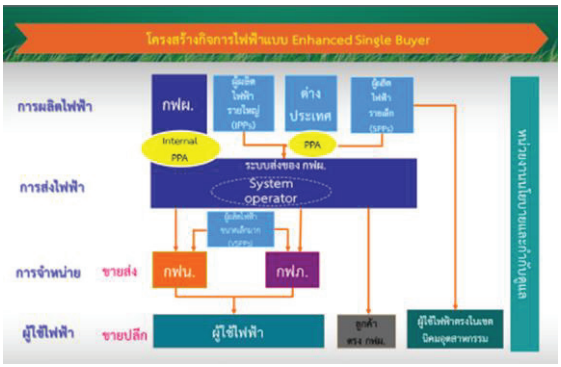
1. เพิ่มรายได้โดยเลือกลงทุนในโครงการต่าง ๆ ที่มีแนวโน้มเติบโต หรือผลกำไรจากการดำเนินงานหลังจากหักภาษีสูงกว่าต้นทุนลงทุน

2. ลดต้นทุนจากการดำเนินงาน เพื่อให้ได้กำไรจากดำเนินงานหลังจากหักภาษีสูงกว่าต้นทุนลงทุน

3. พิจารณาลดการลงทุนในสินทรัพย์ หรือกิจกรรมที่ไม่สร้างผลตอบแทนเท่ากับหรือมากกว่าต้นทุนเงินทุน เช่น ลดพัสดุสำรองคลัง ลดการใช้งานหรือขายสินทรัพย์เป็นต้น

รายได้จากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ข้อตกลงและเงื่อนไขในการซื้อไฟฟ้า หรือ เรียกว่า (Power Purchase Agreement: PPA) เป็นสัญญาขายไฟฟ้าจัดทำเป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวตลอดอายุโรงไฟฟ้า เป็นแหล่งรายได้ของโรงไฟฟ้า และประกันความเสี่ยง กรณีของโรงไฟฟ้าเอกชน PPA คือคู่สัญญาได้แก่ โรงไฟฟ้าเอกชน กับ กฟผ. ส่วน กรณีของโรงไฟฟ้า กฟผ. เรียก คู่สัญญาได้แก่ สายงานผลิตไฟฟ้าและระบบส่ง เรียกว่า Internal PPAโดยกำหนดเป็นสองส่วน ดังนี้



รูปที่ 1 แสดงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย

1. ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) เงินส่วนนี้จะครอบคลุม เงินลงทุน รายจ่ายคงที่ทั้งหมด รวมถึงผลกำไรที่ผู้ลงทุนวางแผนไว้ว่าจะได้รับ และเป็นเงินที่จ่ายให้ตามความพร้อมในการผลิตไฟฟ้า คุณภาพของการจ่ายไฟฟ้า คิดเป็นรายชั่วโมง

2. ค่าไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นเงินที่ครอบคลุมรายจ่ายค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment :FP) และค่าใช้จ่ายการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในส่วนผันแปร และโรงไฟฟ้าจะต้องเสนอ Guaranteed Heat Rate เพื่อใช้ตลอดอายุสัญญา และใช้กับทุกสภาวะแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าตามที่โรงไฟฟ้า เสนอไว้

จากการศึกษาบทความและงานวิจัยในอดีตพบว่า ศิณีวรรณ จันทะปิดตา [5] ได้ศึกษานำแนวทางการบริหารความเสี่ยงของโครงการเพื่อสร้างมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของโรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยหลังจากการดำเนินงานมูลค่าปัจจุบันของมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์เพิ่มขึ้นจาก -927,546 บาทเป็น 1,065,182 ล้านบาท และอยู่ในระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ที่ทางโรงพิมพ์จุฬาฯ กำหนด ภัทร ตั้งพาณิชยานนท์ [6] ศึกษาการวิเคราะห์สูตรคำนวณมูลค่าการลงทุนโดยเทียบกับมูลค่าหุ้นของบริษัทมหาชนในอุตสาหกรรมไทย จากการวิจัยพบว่า EVM มีความเหมาะสมกับ 5 กลุ่มธุรกิจ ได้แก่ กลุ่มสินค้าอุปโภคบริโภค กลุ่มธุรกิจการเงิน กลุ่มวัตถุดิบและสินค้าอุตสาหกรรม กลุ่มอสังหาริมทรัพย์และก่อสร้าง นิชนันนท์ ปัญญโชติกุล [7] ศึกษาการจัดทำกระบวนการ และคู่มือการออกใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานสำหรับหน่วยงานกำกับกิจการพลังงานโดยงานวิจัยนี้เริ่มต้นศึกษาขั้นตอนการทำงาน และทบทวนผังการไหล (Flow Chart) ของกระบวนการขอใบอนุญาต จากนั้นวิเคราะห์หาสาเหตุของปัญหาโดยใช้แผนภาพก้างปลา ซึ่งพบว่าสาเหตุสำคัญ คือ การจัดส่งเอกสารไม่ครบ และไม่ถูกต้องตามหลักเกณฑ์ที่หน่วยงานกำหนด จากสภาพปัญหาที่เกิดขึ้น งานวิจัยครั้งนี้ได้จัดทำคู่มือปฏิบัติงาน และรายการตรวจสอบเอกสาร (Checklist) เพื่อลดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในกระบวนการขอรับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ซึ่งผลจากการทดลองใช้คู่มือพบว่าสามารถช่วยลดระยะเวลาในการดำเนินการจัดเตรียมเอกสารลดลงร้อยละ 48.79

3. วิธีการวิจัย

กำหนดกรอบในการวิจัย โดยเลือกข้อมูลจากกลุ่มโรงไฟฟ้าตามประเภทของสายงานผลิตไฟฟ้า และกำหนดสมมุติฐานในรายได้ของสายงานผลิตไฟฟ้าจาก Internal PPA ในปี พ.ศ.2558 ซึ่งประกอบไปด้วย ค่า AP และ EP โดยมีวิธีการดำเนินการ 4 ขั้นตอน มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.1 ประมาณการค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ EP

คำนวณตัวแปรต่าง ๆ จากสมการที่ (1), (2), (3),(4) เพื่อใช้การประมาณการภาพรวมค่า EP ของสายงานผลิตไฟฟ้า รายละเอียดตามตารางที่ 1 โดยค่า NOPAT เท่ากับ 18,953 ล้านบาท ค่าต้นทุนเงินทุน (Capital Charge)

9,751 ทำให้ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ประมาณการสายงานผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 9,202 ล้านบาท

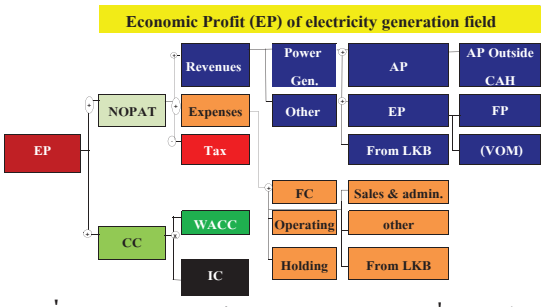
ตารางที่ 1 ตารางประมาณการข้อมูลค่า EP สายงานผลิตไฟฟ้า

รายการ	ประมาณการ (ล้านบาท)
หน่วยผลิต (GWh)	67,558
รายได้ขายไฟฟ้า	
AP	54,729
EP	123,348
รายได้อื่น ๆ	1,546
รวมรายได้	179,623
ต้นทุนค่าใช้จ่าย	
ค่าเชื้อเพลิง	119,644
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	36,288
รวมต้นทุนค่าใช้จ่าย	155,932
NOPBT	23,691
Tax (20%)	4,738
NOPAT	18,953
สินทรัพย์การลงทุน	151,648
WACC (%)	6.43%
Capital Charge	9,751
EP	9,202

3.2 กำหนดแผนกลยุทธ์เพื่อเพิ่มปรับปรุงประสิทธิภาพ (Strategic Improvement Plan: SIP)

3.2.1 จัดทำแผนผังปัจจัยผลักดัน EP

เพื่อใช้วิเคราะห์พิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลต่อค่า EP ระดับสายงานโดยแบ่งออกเป็นสองด้าน คือ ด้าน NOPAT และ Capital Charge กำหนดมาจากโครงสร้างทางบัญชีของสายงาน และกิจกรรมดำเนินงาน



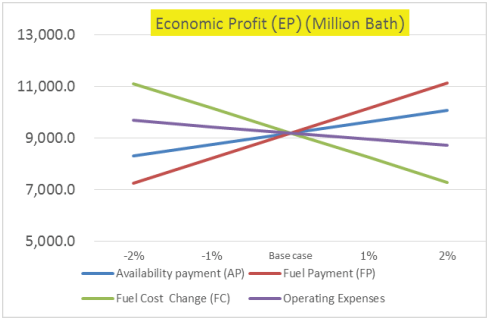
รูปที่ 2 แสดงโครงสร้างปัจจัยผลักดันการเพิ่มค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า

โดยผลจากการวิเคราะห์ Sensitivity ตัวแปรที่ส่งผลต่อค่า EP มาก 4 อันดับแรก ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิง (FC), รายได้ค่าเชื้อเพลิง (FP) , ค่าความพร้อมจ่าย (AP) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

3.2.2 วิเคราะห์หาปัจจัยวิธีการหาค่า EP โดยวิธีการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

หาปัจจัยที่สำคัญเพื่อกำหนดแผนกลยุทธ์เพื่อเพิ่มค่า EP (Strategic Improvement Plan: SIP) โดยกำหนดให้ปัจจัยผลักดัน (Driver) ตามรูปที่ 2 นั้นมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น และลดลงร้อยละ 1 และร้อยละ 2 ดังนี้

กรณีที่ 1 ค่า (AP) เปลี่ยนแปลง
กรณีที่ 2 รายได้ค่าเชื้อเพลิง (FP) เปลี่ยนแปลง
กรณีที่ 3 ค่าใช้จ่ายค่าเชื้อเพลิง (FC) เปลี่ยนแปลง
กรณีที่ 4 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เปลี่ยนแปลง



รูปที่ 3 ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ Sensitivity

ตารางที่ 2 แผน SIP เพื่อเพิ่มค่า EP ในแต่ละไตรมาสของปี พ.ศ.2558

SIP	เป้าหมาย เพิ่ม EP (ล้านบาท)
1. เพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC) (เพิ่ม 10%) จากประมาณการ	123
2.เพิ่มความพร้อมจ่ายหลังจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องชั่วโมงการผลิต (AP Outside CAH)	96
3.ลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ (3%)	51

ตามที่วิเคราะห์ความไวในรูปที่ 3 กำหนดแผน SIP เพื่อเพิ่มค่า EP ออกเป็น 3 แผน

1. แผนการเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (Fuel Gain: FP-FC) ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน เช่น การปรับปรุงกระบวนการอุปกรณ์เพื่อลดอัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Heat Rate)

2. เพิ่มความพร้อมจ่ายหลังจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องชั่วโมงการผลิตตามสัญญาในแต่ละปี ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำโดยการประมาณการ รายได้ค่า AP ที่เกินจากค่าสัญญา (AP Outside CAH) เพื่อเปรียบเทียบกับค่าจริงที่ควบคุมได้

3. แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ โดยลดต้นทุนค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ที่ส่งผลกระทบโดยตรงกับค่า EP เช่น ค่าจ้างเหมา ค่าทำงานล่างเวลา ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา ค่าจ้างเหมาสำนักงาน ค่าสารเคมี

3.3 วิเคราะห์ผลลัพธ์จากการดำเนินงาน

ค่า EP จริงที่เกิดขึ้นในปี พ.ศ.2558 สูงกว่าค่าประมาณการ 3,617 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากแผน SIP ทั้ง 753 ล้านบาท และปัจจัยอื่น 2,864 ล้านบาท โดยปัจจัยจากแผน SIP ทั้ง 3 แผน ได้แก่ โรงไฟฟ้ากลุ่มพลังงานความร้อนร่วม และพลังงานความร้อนมีอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่ำกว่าค่าเป้าหมาย (Guarantee Heat Rate) ที่ให้ไว้ใน PPA

ตารางที่ 3 แสดงรายละเอียดข้อมูลค่า EP จริงเทียบกับค่าประมาณการในปี พ.ศ.2558

รายการ	ประมาณการ (ล้านบาท)	ค่าจริง (ล้านบาท)
หน่วยผลิต (GWh)	67,558	68,723
รายได้ขายไฟฟ้า		
AP	54,729	58,381
EP	123,348	123,084
รายได้อื่น ๆ	1,546	1,421
รวมรายได้	179,623	182,886

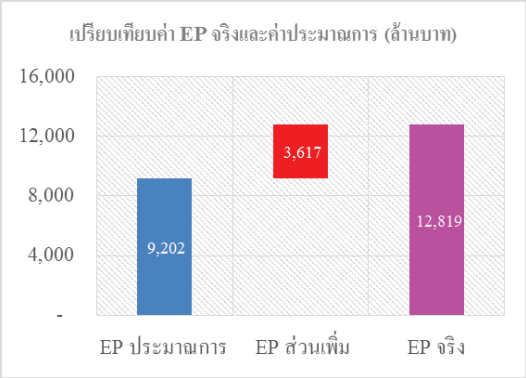
ตารางที่ 3 (ต่อ) แสดงรายละเอียดข้อมูลค่า EP จริงเทียบกับค่าประมาณการในปี พ.ศ.2558

รายการ	ประมาณการ (ล้านบาท)	ค่าจริง (ล้านบาท)
ต้นทุนค่าใช้จ่าย		
ค่าเชื้อเพลิง	119,644	119,215
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	36,288	35,113
รวมต้นทุนค่าใช้จ่าย	155,932	154,328
NOPBT	23,691	28,558
Tax (20%)	4,738	5,712
NOPAT	18,953	22,847
สินทรัพย์การลงทุน	151,648	155,957
WACC (%)	6.43%	6.43%
Capital Charge	9,751	10,028
EP	9,202	12,819

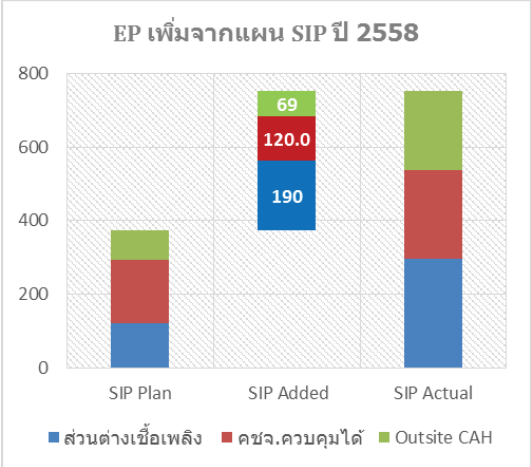
1. แผนเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงทำให้ค่า EP เพิ่มขึ้นจากเป้าหมาย 190 ล้านบาท เนื่องจากโรงไฟฟ้ากลุ่มพลังงานความร้อนร่วม และพลังงานความร้อนมีการปรับปรุงโรงไฟฟ้าให้มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่ำกว่าค่าเป้าหมาย (Guarantee Heat Rate) ที่ให้ไว้ใน PPA

2. แผนเพิ่มความพร้อมจ่ายส่วนเกินจำนวนชั่วโมงพร้อมจ่ายตามสัญญาทำให้ค่า EP เพิ่มจากค่าเป้าหมาย 69 ล้านบาท เนื่องจากภาพรวมกลุ่มโรงไฟฟ้าน้ำมีการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ให้มีความพร้อมในการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า

3. แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ ทำให้ค่า EP เพิ่มขึ้นจากค่าเป้าหมาย 120 ล้านบาทเนื่องจากมีมาตราการควบคุมค่าใช้จ่ายตามปัจจัยที่ได้ตั้งเป้าหมาย



รูปที่ 4 แสดงเปรียบเทียบค่า EP จริง และประมาณการ ปี พ.ศ.2558



รูปที่ 5 แสดงเปรียบค่า EP เพิ่มเนื่องจากแผน SIP

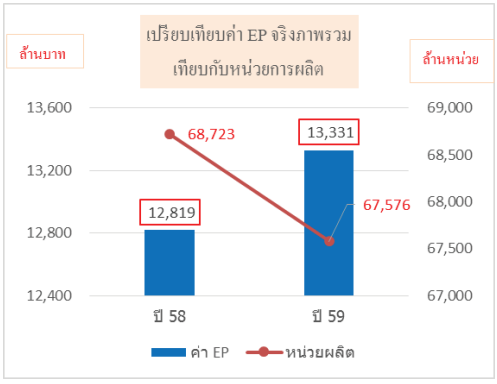
3.4 เลือกตัวอย่างการวิเคราะห์ EP ของโรงไฟฟ้าในสังกัดสายงานผลิต

พิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าในแต่ละกลุ่มประเภทของสายงานงานผลิตไฟฟ้า 5 โรงไฟฟ้า เพื่อใช้วัดผลการดำเนินงาน EP ตามแนวทางการวิเคราะห์ของภาพรวมของสายงานผลิตไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลในปี พ.ศ.2558 เทียบกับปี พ.ศ.2559

ตารางที่ 4 กลุ่มประเภทของโรงไฟฟ้าที่ใช้วัดผลการดำเนินงาน EP

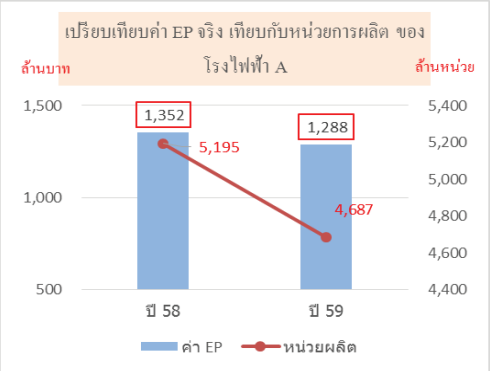
โรงไฟฟ้า	ประเภท	เชื้อเพลิง	เหตุผล
A	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	-ใกล้เมือง Load center - เป็น EGATIF - โรงไฟฟ้าต้นแบบ
B	พลังความร้อน	ถ่านหิน (ลิกไนต์)	-ใช้ถ่านลิกไนต์แห่งเดียวของประเทศไทย -มีการผลิตไฟฟ้าที่สูง/ปีด้วยต้นทุนที่ต่ำ
C	พลังน้ำ	น้ำ	-โรงไฟฟ้าต้นแบบให้กับโรงไฟฟ้าประเภทพลังน้ำ
D	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	-โรงไฟฟ้าต้นแบบให้กับโรงไฟฟ้าประเภทพลังก๊าซธรรมชาติ
E	พลังงานความร้อน	น้ำมันเตา/น้ำมันปาล์ม	เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่สำคัญมีการใช้น้ำมันปาล์มสลับในการผลิตไฟฟ้า เพื่อช่วยเหลือเกษตรกรในพื้นที่

4. ผลการวิจัย



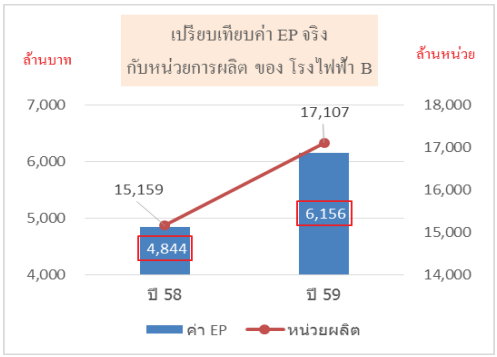
รูปที่ 6 แสดงการเปรียบเทียบ EP ภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้าจริงปี พ.ศ.2558 และปี 2559 เทียบกับหน่วยการผลิต

จากรูปที่ 6 เปรียบเทียบค่า EP จริงภาพรวมของสายงานผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP เท่ากับ 13,331 ล้านบาท สูงกว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ที่มีค่า EP จริงเท่ากับ 12,819 ล้านบาท ในขณะที่หน่วยผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ.2559 เท่ากับ 67,576 ล้านหน่วย ต่ำกว่าปี พ.ศ.2558 ที่ผลิตไฟฟ้า 68,723 ล้านหน่วย ซึ่งแสดงว่าในภาพรวมสายงานผลิตควรเน้นมีการบริหารจัดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยบริหารส่วนต่างของค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Fuel Gain) และลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้เพื่อให้ค่า EP สูงขึ้น



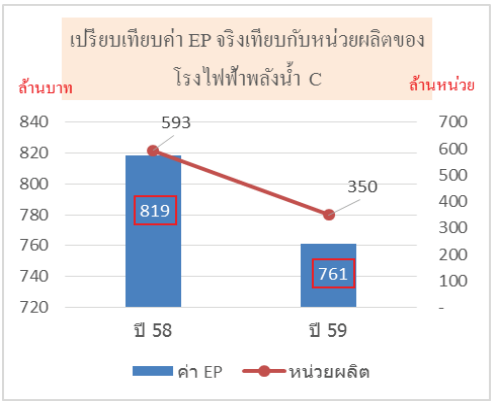
รูปที่ 7 แสดงการเปรียบเทียบ EP จริงของโรงไฟฟ้า A ปี พ.ศ.2558 และปี 2559 เทียบกับหน่วยการผลิต

จากรูปที่ 7 โรงไฟฟ้า A ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วมใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยพบว่า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP เท่ากับ 1,288 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ที่มีค่า EP จริงเท่ากับ 1,352 ล้านบาท ในขณะที่หน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า Aในปี พ.ศ.2559 เท่ากับ 67,576 ล้านหน่วย ต่ำกว่าปี พ.ศ.2558 ที่ผลิตไฟฟ้า 68,723 ล้านหน่วย ซึ่งแสดงให้เห็นว่าควรมีการลดระยะเวลาบำรุงรักษาตามวาระ และนอกวาระ เพื่อช่วยเพิ่มความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าให้มีโอกาสผลิตไฟฟ้าได้สูงรวมทั้งบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงและลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้



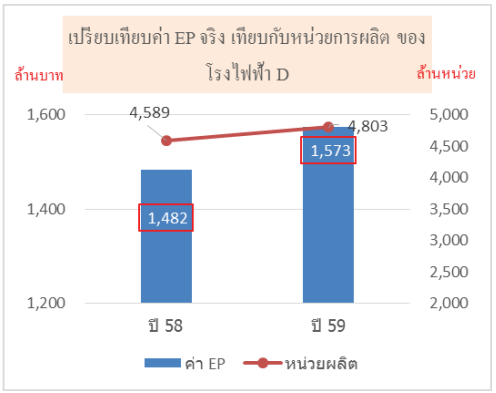
รูปที่ 8 แสดงการเปรียบเทียบ EP จริงของภาพรวมสายงานผลิตโรงไฟฟ้า B ปี พ.ศ.2558 และปี 2559 เทียบกับหน่วยการผลิต

จากรูปที่ 8 โรงไฟฟ้า B ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อน ที่ใช้ถ่านหินลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง โดยพบว่า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP จริงเท่ากับ 6,156 ล้านบาท ซึ่งสูงกว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ที่มี EP จริงเท่ากับ 4,844 ล้านบาท ในขณะที่หน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า B ของปี พ.ศ.2559 เท่ากับ 17,107 ล้านหน่วย สูงกว่าปี พ.ศ. 2558 ที่ผลิตไฟฟ้า 15,159 ล้านหน่วย ซึ่งแสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้า B เป็นโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำ ดังนั้น ควรเน้นด้านการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้มีค่าความพร้อมจ่ายที่สูงเพื่อโอกาสในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น



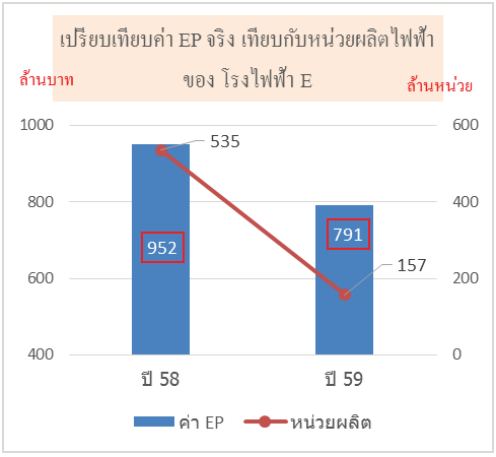
รูปที่ 9 แสดงการเปรียบเทียบ EP จริงของโรงไฟฟ้า C ปี พ.ศ.2558 และปี 2559 เทียบกับหน่วยการผลิต

จากรูปที่ 9 โรงไฟฟ้า C ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานน้ำ โดยพบว่า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP เท่ากับ 761 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ที่มีค่า EP จริงเท่ากับ 819 ล้านบาท ในขณะที่หน่วยผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ.2559 เท่ากับ 350 ล้านหน่วย ต่ำกว่าปี พ.ศ.2558 ที่ผลิตไฟฟ้า 593 ล้านหน่วย ซึ่งแสดงว่าปริมาณหน่วยผลิตไฟฟ้า ซึ่งอยู่กับระดับปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำของเขื่อน ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ ดังนั้น ควรเน้นที่ลดต้นทุนที่ควบคุมได้ และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้มีความพร้อมในการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ค่า EP สูงขึ้น



รูปที่ 10 แสดงการเปรียบเทียบ EP จริงของโรงไฟฟ้า D ปี พ.ศ.2558 และปี 2559 เทียบกับหน่วยการผลิต

จากรูปที่ 10 โรงไฟฟ้า D ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วม โดยพบว่า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP เท่ากับ 1,573 ล้านบาท ซึ่งสูงกว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ที่มีค่า EP จริงเท่ากับ 1,482 ล้านบาท ในขณะที่หน่วยผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ.2559 เท่ากับ 4,803 ล้านหน่วย สูงกว่าปี พ.ศ.2558 ที่ผลิตไฟฟ้า 4,589 ล้านหน่วย ซึ่งแสดงว่าในภาพรวมสายงานผลิตมีการบริหารจัดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยบริหารส่วนต่างของค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Fuel Gain) และลดระยะเวลาการบำรุงรักษาเพื่อให้โรงไฟฟ้ามีโอกาสในการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้ามากขึ้น



รูปที่ 11 แสดงการเปรียบเทียบ EP จริงของโรงไฟฟ้า E ปี พ.ศ.2558 และปี 2559 เทียบกับหน่วยการผลิต

จากรูปที่ 11โรงไฟฟ้า E ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนที่ใช้น้ำมันเตา และน้ำมันปาล์มในการผลิตไฟฟ้า โดยพบว่า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP เท่ากับ 791 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ที่มีค่า EP จริงเท่ากับ 952 ล้านบาท ในขณะที่หน่วยผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ.2559 เท่ากับ 157 ล้านหน่วย ต่ำกว่าปี พ.ศ.2558 ที่ผลิตไฟฟ้า 535 ล้านหน่วย ซึ่งแสดงว่าโรงไฟฟ้า E มีหน่วยผลิตไฟฟ้าน้อย เพราะต้นทุนสูงดังนั้น จึงต้องเน้นการเพิ่มค่า EP โดยการลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ เป็นหลัก

5. สรุปผลงานวิจัย

งานวิจัยนี้ได้ประยุกต์ใช้แนวทางสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ มาวิเคราะห์ผลการดำเนินงานการสร้างกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ ของสายงานผลิตไฟฟ้า และกลุ่มตัวอย่างอย่างโรงไฟฟ้าทั้ง 5 ประเภท โดยมีการใช้วิธีการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผนกลยุทธ์เพื่อเพิ่มค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยมีผลการสรุปดังนี้

ตารางที่ 5 สรุปผลการวิเคราะห์ค่า EP และแนวทางการปรับปรุงของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

โรงไฟฟ้า	ผลสรุป	แนวทางการปรับปรุง
ภาพรวม	- ค่า EP จริง ปี พ.ศ. 2558 จริงสูงกว่าประมาณการ 3,617 ล้านบาท - ค่า EP จริงปี พ.ศ.2559 สูงกว่าค่า EP ปี พ.ศ.2558 512 ล้านบาท	- เพิ่ม Fuel Gain - ลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ - ลดการบำรุงรักษาตามวาระและนอกวาระ
A	ค่า EP จริงปี พ.ศ.2559 ต่ำกว่าค่า EP ปี พ.ศ.2558 64 ล้านบาท	- เพิ่ม Fuel Gain -ลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ - ลดการบำรุงรักษาตามวาระและนอกวาระ
B	ค่า EP จริงปี พ.ศ.2559 สูงกว่าค่า EP ปี พ.ศ.2558 1,312 ล้านบาท	- ลดการบำรุงรักษาตามวาระและนอกวาระ
C	ค่า EP จริงปี พ.ศ.2559 สูงกว่าค่า EP ปี พ.ศ.2558 57 ล้านบาท	- ลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ -ลดการบำรุงรักษาตามวาระและนอกวาระ
D	ค่า EP จริงปี พ.ศ.2559 สูงกว่าค่า EP ปี พ.ศ.2558 91 ล้านบาท	- เพิ่ม Fuel Gain - ลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ -ลดการบำรุงรักษาตามวาระและนอกวาระ

ตารางที่ 5 (ต่อ) สรุปผลการวิเคราะห์ค่า EP และแนวทางการปรับปรุงของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

โรงไฟฟ้า	ผลสรุป	แนวทางการปรับปรุง
E	ค่า EP จริงปี พ.ศ.2559 สูงกว่าค่า EP ปี พ.ศ.2558 161 ล้านบาท	- ลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้

6. ข้อเสนอแนะ

1. วิธีการเพิ่มยอดขายหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต้องมีการเพิ่มประสิทธิภาพด้านลดใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Heat Rate) เมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าอื่น ๆ และมีความพร้อมจ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่สูงโดยการลดระยะเวลาการบำรุงรักษาทั้งในวาระและนอกวาระ เนื่องจากศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ จะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Dispatching) ในแต่ละโรงไฟฟ้าตามลำดับต้นทุน (Merit order)

2. ปัจจัยราคาค่าเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงไม่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่า EP เนื่องจากโรงไฟฟ้าในสายงานผลิต จะได้รายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตาม Guarantee Heat Rate ที่ให้ไว้ในสัญญา PPA ซึ่งถือเป็นค่าที่กำหนดคงที่จึงไม่มีผลต่อค่า EP สำหรับส่วนต่างราคาค่าเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นจากสัญญา PPA จะส่งผ่านไปยังค่า FT (Float time) ที่จะเรียกเก็บจากค่าไฟฟ้าของประชาชน

7. กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ฝ่ายวางแผนและพัฒนาคุณภาพ และฝ่ายเศรษฐกิจพลังงาน งาน ที่เอื้อเฟื้อข้อมูลสำหรับการวิจัย ทำให้งานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

เอกสารอ้างอิง

[1] สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (2558). ข้อมูลสำคัญของรัฐวิสาหกิจไทย (State Enterprise Key Indicators : SEKI) ฉบับที่ 4. [ระบบออนไลน์] แหล่งที่มา: http://www.sepo.go.th/assets/document/file/1458542593_seki%20v1.pdf.

[2] ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2560). เอกสารบรรยายหลักสูตรสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ศูนย์ฝึกเขื่อนท่าทุ่งนา จ.กาญจนบุรี, 25-26 พฤษภาคม 2560.

[3] Salaga, J., Bartosova, V., Kicova, E. Economic Value Added as a measurement tool of financial performance. *Procedia Economics and Financial*, 2015; 26: 484 – 489.

[4] Murray, Z. F. and Shen, T. Investment and the weighted average cost of capital. *Financial Economics*, 2016; 119: 300-315.

[5] ศิณีวรรณ จันทะปิดตา. การบริหารความเสี่ยงของโครงการเพื่อเพิ่มมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์: กรณีศึกษาโรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมอุตสาหการ, บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.

[6] ภัทร ตั้งพานิชยานนท์. การวิเคราะห์สูตรการคำนวณมูลค่าการลงทุนโดยเทียบกับมูลค่าหุ้นของบริษัทมหาชนในอุตสาหกรรมไทย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมอุตสาหการ, บัณฑิตวิทยาลัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2548.

[7] นิชนันท์ ปัญญโชติกุล. การจัดทำกระบวนการ และคู่มือการออกใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานสำหรับหน่วยงานกำกับกิจการพลังงาน. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมอุตสาหการ, บัณฑิตวิทยาลัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.