บทความวิจัย

การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมด้วยการบริหารต้นทุนตลอดอายุ

พรสุดา พฤฒพงษ์ และ ดาริชา สุธีวงศ์*
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

* ผู้นิพนธ์ประสานงาน โทรศัพท์ 0 2218 6830 อีเมล: daricha.s@chula.ac.th DOI: 10.14416/j.kmutnb.2023.08.001
รับเมื่อ 12 พฤษภาคม 2564 แก้ไขเมื่อ 27 กรกฎาคม 2564 ตอบรับเมื่อ 14 กันยายน 2564 เผยแพร่ออนไลน์ 11 สิงหาคม 2566
© 2023 King Mongkut's University of Technology North Bangkok. All Rights Reserved.

บทคัดย่อ

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีการเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง เนื่องจากการเติบโตและพัฒนาของเทคโนโลยีพลังงานทางเลือก ผู้ประกอบการของโรงไฟฟ้าเดิมในระบบจึงเริ่มให้ความสำคัญกับการตัดสินใจเรื่องการลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า เพื่อคงความสามารถการแข่งขันในธุรกิจ ซึ่งงานวิจัยนี้นำเสนอกรอบความคิดและแบบจำลองการประเมินการลงทุนเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้า ด้วยหลักการบริหารต้นทุนตลอดอายุ (Life-Cycle Cost Management; LCCM) และนำเสนอการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปีของโรงไฟฟ้า โดยคำนึงถึงกรอบและข้อจำกัดของโรงไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement; PPA) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประเภทเพลาผสม (Multi-shaft combined-cycle Power Plant) ทั้งนี้ ตัวแปรที่งานวิจัยเลือกใช้ในการพยากรณ์เป็นตัวแปรที่มีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้าอย่างมีนัยสำคัญ ได้แก่ 1) ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า (Heat Rate; HR) 2) จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องเสริมระบบ (Service Hour; SH) 3) สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer Share; SPP Share) และ 4) อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ (Growth Domestic Product; GDP) โดยผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะถูกนำมาใช้เป็นข้อมูลตั้งต้นสำหรับคำนวณจำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ (Equivalent Operating Hour; EOH) ซึ่งเป็นปัจจัยที่มีผลต่อการประมาณรายได้และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าและสามารถนำมาใช้พิจารณาเลือกประเภทงานบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับรูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า โดยผลการประเมินการลงทุนของกรณีศึกษาสรุปได้ว่ากรณีไม่ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้ามีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่ 8.29% และกรณีลงทุนมีอัตราผลตอบแทน 7.17% ซึ่งน้อยกว่า เนื่องด้วยโรงไฟฟ้ามีเงื่อนไขค่าใช้จ่ายที่แปรผันกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต จึงไม่คุ้มค่าในการดูแลรักษาอุปกรณ์

คำสำคัญ: ประเมินความคุ้มค่า การลงทุนโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม บริหารต้นทุนตลอดอายุ

การอ้างอิงบทความ: พรสุดา พฤฒพงษ์ และ ดาริชา สุธีวงศ์, "การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมด้วยการบริหารต้นทุนตลอดอายุ," *วารสารวิชาการพระจอมเกล้าพระนครเหนือ*, ปีที่ 33, ฉบับที่ 4, หน้า 1–16, เลขที่บทความ 234-035057, ต.ค.–ธ.ค. 2566.

Research Article

Evaluating Power Plant Improvement Investment for Combined-Cycle Power Plant Using Life-Cycle Cost Management

Ponsuda Prutphongs and Daricha Sutivong*
Industrial Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University, Bangkok, Thailand

* Corresponding Author, Tel. 0 2218 6830, E–mail: daricha.s@chula.ac.th
DOI: 10.14416/j.kmutnb.2023.08.001
Received 12 May 2021; Revised 27 July 2021; Accepted 14 September 2021; Published online: 11 August 2023
© 2023 King Mongkut's University of Technology North Bangkok. All Rights Reserved.

Abstract

Thailand's electricity demand from the traditional power plants has been decreasing due to the rapid development of alternative energy technologies. In order to maintain its competitiveness, the traditional plant's owner is pressured to decide whether to invest to improve its operation. This research proposes a framework to assess an investment plan of a multi-shaft combined-cycle power plant using the principle of Life-Cycle Cost Management (LCCM). In order to quantify the energy generation level, a forecasting model is developed to project the power plant's energy demand under the Power Purchase Agreement (PPA) conditions. Related factors employed for forecasting include: 1) Service Hour (SH) 2) Heat Rate (HR) 3) Small Power Producer capacity share (SPP share) 4) Growth Domestic Product (GDP). The energy generation forecasting results serve as initial data to calculate the Equivalent Operating Hour (EOH), which then determines the plant's revenue and expenses. In addition, EOH can be used to design an efficient maintenance work scope according to the plant's operation. For the case study power plant, the evaluation results show an Internal Rate of Return (IRR) of 8.29% for the no-investment alternative and 7.17% for the investment alternative. Because the power plant has expenses that vary with the energy generation level, maintaining the equipment is not worth it in this case.

Keywords: Power Plant Evaluation, Power Plant Investment, Combined-cycle Power Plant, LCCM

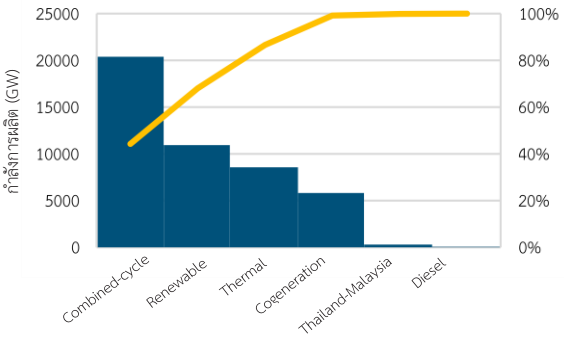
Please cite this article as: P. Prutphongs and D. Sutivong, "Evaluating power plant improvement investment for combined-cycle power plant using life-cycle cost management," *The Journal of KMUTNB*, vol. 33, no. 3, pp. 1–16, ID. 234-035057, Oct.–Dec. 2023 (in Thai).

1. บทนำ

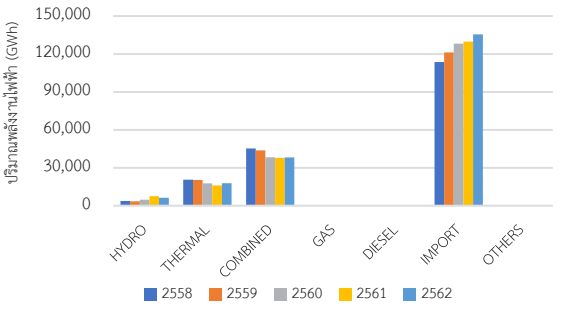
ถึงแม้ว่าความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากการเติบโตของเศรษฐกิจ จากข้อมูล พ.ศ. 2562 การผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีการเติบโตเพิ่มขึ้นจาก พ.ศ. 2561 อยู่ที่ 3.39% แต่สัดส่วนที่มาของพลังงานมีการเปลี่ยนแปลงไป พบว่า มาจากการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เพิ่มสูงขึ้น 4.38% [1] รวมถึงการเติบโตของกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer; SPP) และกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer; VSPP) อย่างต่อเนื่อง เฉลี่ยปีละ 2.11% จากข้อมูลข้างต้นส่งผลให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) ที่จัดเป็นกลุ่มประเภทโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตมากที่สุดในประเทศ ดังรูปที่ 1 มีการเดินเครื่องเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลงอย่างต่อเนื่องดังรูปที่ 2 ซึ่งทำให้ผลกำไรในการดำเนินการลดลง [2], [3]

จากสถานการณ์ดังกล่าวทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วมที่อยู่ในระบบมีความเสี่ยงที่จะได้เดินเครื่องลดลงจากการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าและการเติบโตของกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ผู้ประกอบการจึงหันมาสนใจพิจารณาลงทุนเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มโอกาสการเดินเครื่อง อันจะส่งผลต่อการบริหารจัดการต้นทุนการผลิตและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าด้วย งานวิจัยนี้จึงนำเสนอกรอบความคิดการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนตลอดอายุการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า เนื่องจากระยะเวลาการพิจารณาความคุ้มค่าของโครงการมีผลต่อการตัดสินใจ ซึ่งสามารถสะท้อนถึงการดำเนินการของโครงการได้ [4], [5]

การเริ่มพิจารณาความคุ้มค่าของโครงการจะเริ่มด้วยการวิเคราะห์โครงสร้างของรายได้และค่าใช้จ่าย ในส่วนของรายได้จะเป็นไปตามเงื่อนไขสัญญาที่เกี่ยวข้อง สำหรับค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าโดยทั่วไปจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ 1) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน 2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ [6] ซึ่งหากต้องการประเมินความคุ้มค่าตลอดอายุโครงการควรพิจารณาร่วมกันกับอัตราคิดลด (Discount Rate) เพื่อให้



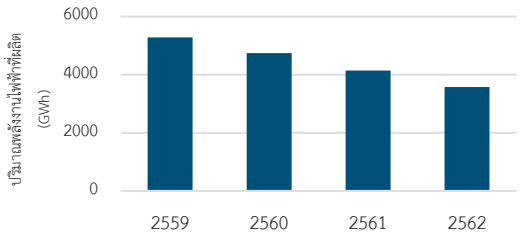
รูปที่ 1 กำลังการผลิตรวมตามประเภทโรงไฟฟ้า



รูปที่ 2 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามประเภทโรงไฟฟ้า

เป็นไปตามหลักการทางเศรษฐศาสตร์ [7]–[9] ตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการ ภายใต้สถานการณ์การลงทุนที่แตกต่างกันสามารถสรุปในรูปของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR) [10]–[12] ทั้งนี้ในอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้าจะนำค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิเทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิมาคำนวณเป็นอัตราส่วนเรียกว่า “ต้นทุนพลังงานระดับ (Levelized Cost of Energy; LCOE)” เป็นการคำนวณต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย ใช้สำหรับประเมินศักยภาพในการแข่งขันของโรงไฟฟ้า [13]

อีกทั้งงานวิจัยนี้จะนำเสนอแนวทางการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้าด้วยข้อมูลอนุกรมเวลาโดยคำนึงถึงปัจจัยภายนอกที่เกี่ยวข้อง [14], [15] สำหรับการคำนวณรายได้และค่าใช้จ่ายภายใต้เงื่อนไขของสัญญาที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการคำนวณข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นข้อมูลตั้งต้นในการประมาณการค่าใช้จ่าย



รูปที่ 3 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของกรณีศึกษา

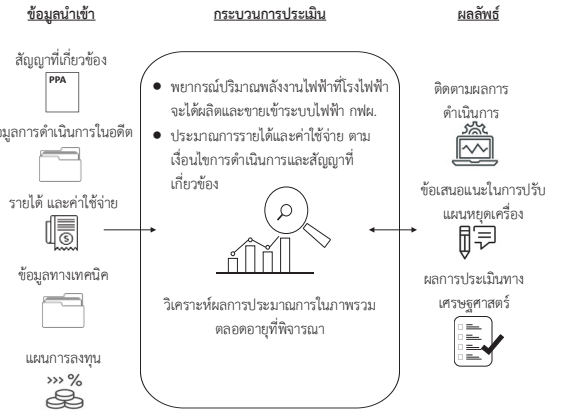
บางรายการ คือ การคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ (Equivalent Operating Hour; EOH) ซึ่งแปรผันตามจำนวนครั้งในการขนานเครื่อง (Number of Startup) และจำนวนชั่วโมงที่เดินเครื่องโดยมีอุณหภูมิสูงเกินกำหนด (Number of Hours Above Baseload Temperature Limit) ซึ่งตัวแปรในสมการอาจแตกต่างกันตามบริษัทผู้ผลิตกังหันก๊าซ [16]

2. วัสดุ อุปกรณ์และวิธีการวิจัย

2.1 กรอบความคิดงานวิจัย

จากปัจจัยที่ได้กล่าวในข้างต้นจะเห็นได้ว่าโรงไฟฟ้ากรณีศึกษามีการผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลงอย่างต่อเนื่อง ดังรูปที่ 3 ซึ่งสอดคล้องกับสถานการณ์ข้างต้น จึงมีแนวคิดที่จะปรับปรุงเพื่อเพิ่มช่วงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่น อันจะนำไปสู่การเรียกเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ปัจจุบันการพิจารณาการลงทุนของโรงไฟฟ้าคำนึงถึงเพียงแค่รายได้และค่าใช้จ่ายจากผลการดำเนินงานในอดีตเป็นหลักซึ่งอาจมองข้ามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตรายปีในอนาคตภายใต้กรอบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement; PPA) ของโรงไฟฟ้า

งานวิจัยนี้นำเสนอกรอบความคิดการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประเภทเพลาผสม (Multi-shaft Combined-cycle Power Plant) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ โดยนำเสนอการพยากรณ์แผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าควบคู่กับโครงสร้างรายได้ภายใต้เงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า พร้อมวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของข้อมูลและประเมินความคุ้มค่าของต้นทุนตลอดอายุ ดังรูปที่ 4

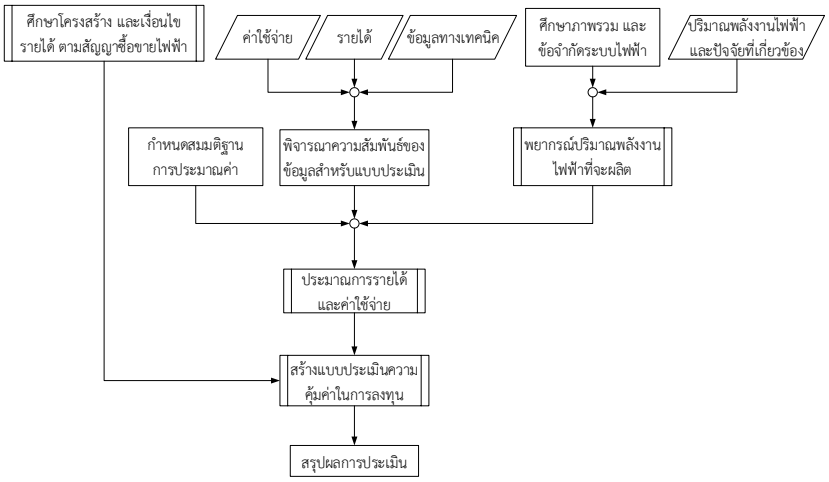


รูปที่ 4 กรอบความคิดการประเมินการลงทุนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

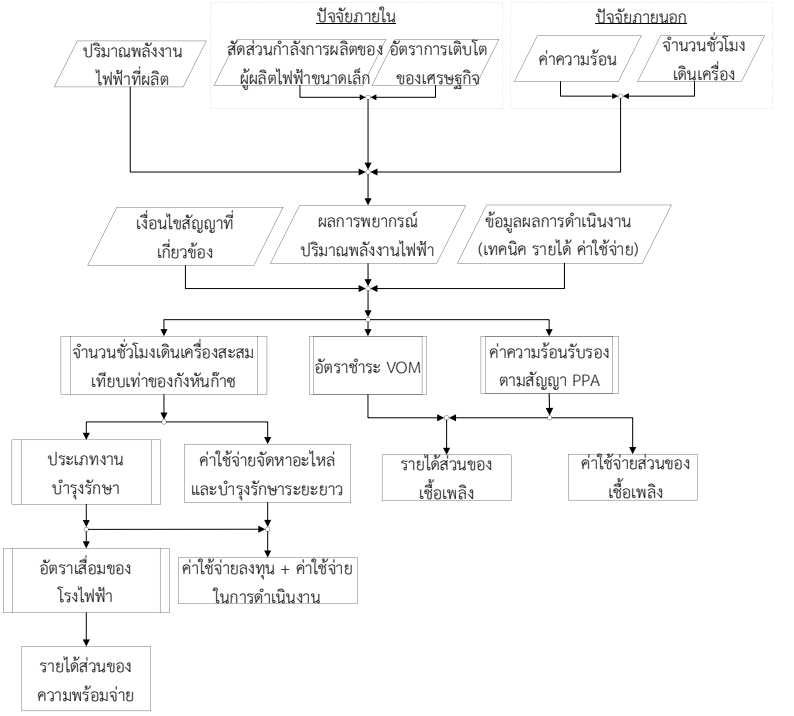
2.2 ขั้นตอนการประเมินความคุ้มค่า

ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองการประเมินการลงทุน เริ่มจากการศึกษาโครงสร้างของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าควบคู่กับสภาพความสามารถ ข้อจำกัดปัจจุบันของระบบไฟฟ้า รวมถึงความสัมพันธ์ของข้อมูลการดำเนินการ (จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบค่าความร้อน และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปี) จากนั้นนำข้อมูลมาพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าควบคู่กับการกำหนดสมมติฐานการประเมินการลงทุนเพื่อใช้สำหรับประมาณการรายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าในแบบจำลองการประเมินการลงทุนให้สอดคล้องกับเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า พร้อมสรุปผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ประกอบการตัดสินใจในการลงทุน โดยมีโครงสร้างแบบจำลองการประเมินการลงทุนดังรูปที่ 5

อย่างไรก็ตามการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา ควรพิจารณาจากปัจจัยภายในและปัจจัยภายนอก ซึ่งงานวิจัยนี้ได้พิจารณาใช้ 4 ปัจจัย ได้แก่ 1) ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า (Heat Rate; HR) 2) จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องเสริมระบบ (Service Hour; SH) 3) สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer Share; SPP Share) 4) อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ (Growth Domestic Product; GDP) เนื่องจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (ศูนย์ควบคุมฯ)



รูปที่ 5 โครงสร้างแบบจำลองการประเมินการลงทุน



รูปที่ 6 แบบจำลองการคำนวณรายได้และค่าใช้จ่าย

พิจารณาสั่งการเดินเครื่องโดยคำนึงถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบและจำนวนชั่วโมงในการเดินเครื่องเสริมระบบของโรงไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับสัดส่วนกำลังการผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็กและอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ โดยลำดับการสั่งการเดินเครื่องจากค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าเมื่อได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ารายปี จะนำมาใช้คำนวณรายได้และค่าใช้จ่ายดังรูปที่ 6

2.3. องค์ประกอบข้อมูล

รายการข้อมูลที่จำเป็นในแบบจำลองการประเมินการลงทุนของงานวิจัยนี้จำแนกได้เป็น 3 ส่วน ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 องค์ประกอบข้อมูลของแบบจำลองการประเมินการลงทุน

1. ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า	
ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า	- ค่าความร้อน - อัตราการเสื่อมของเครื่องจักร
รอบการบำรุงรักษา	ประเภทงานบำรุงรักษา - งานตรวจสอบส่วนเผาไหม้ - งานบำรุงรักษาใหญ่
ปริมาณพลังงานไฟฟ้า	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต
รูปแบบการเดินเครื่อง	- จำนวนครั้งในการขนานเครื่อง - จำนวนครั้งที่หลุดออกจากระบบ
2.รายได้	
ค่าความพร้อมจ่าย	- ค่าความพร้อมเต็มสัญญา - ค่าความพร้อมจ่ายส่วนเพิ่ม
บทปรับ	- ความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิต - การแจ้งความไม่พร้อมล่าช้า - การไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ
ค่าพลังงาน	- ค่าเชื้อเพลิงตามปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า - ค่าผ่านท่อ - ค่าวัสดุในกระบวนการผลิตและบำรุงรักษา - ค่าเชื้อเพลิงสำหรับการขนานเครื่อง - ค่าเชื้อเพลิงส่วนเพิ่มหากเดินเครื่องนอกเหนือสัญญา
3. ค่าใช้จ่าย	
ค่าเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต	- รายการตรงกันกับรายได้ค่าพลังงานของโรงไฟฟ้า
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	- งานบำรุงรักษาใหญ่ - งบลงทุนส่วนเพิ่ม
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	- ค่าใช้จ่ายด้านการผลิตและบำรุงรักษา - ค่าใช้จ่ายบริหาร - ค่าวัสดุและอะไหล่

2.4 การประมาณค่าพารามิเตอร์เพื่อใช้ในการประเมินการลงทุน

นอกเหนือจากการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตรายปี ต้องมีการประมาณค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับรายได้และค่าใช้จ่าย โดยพิจารณาตามระยะเวลาคงเหลือของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าควบคู่กับเงื่อนไขเฉพาะของโรงไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.4.1 ข้อมูลทางเทคนิค

ข้อมูลทางเทคนิค เป็นข้อมูลที่อธิบายคุณลักษณะของโรงไฟฟ้า โดยข้อมูลที่ต้องประมาณ คือ จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ (Equivalent Operating Hour; EOH) และอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า (Degradation) เนื่องจากมีผลกระทบต่อรายได้และค่าใช้จ่าย

2.4.1.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ

จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ คือ จำนวนชั่วโมงที่กังหันก๊าซทำงานมีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าได้ผลิต จำนวนครั้งในการขนานเครื่อง (Startup) และจำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหัน (Trip) สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (1)

$$EOH = a_1 \times No.of\ startup + b_i \times No.of\ trip + Total\ Operating\ Hour\ any\ load\ level \quad (1)$$

โดยที่ a_1 คือ สัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงเมื่อขนานเครื่องเข้าระบบ มีค่าเท่ากับ 10 ชั่วโมง ต่อครั้ง

b_i คือ สัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงเมื่อเครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหัน ณ องศาอากาศไหลเข้า (Percentage of Inlet Guide Vane; %IGV) ระดับต่างๆต่อครั้ง สามารถอ้างอิงได้จากความสัมพันธ์ระหว่างสัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงและองศาอากาศไหลเข้า ดังตารางที่ 2

สำหรับข้อมูลของจำนวนครั้งในการขนานเครื่องและเครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหันจะอ้างอิงตามลักษณะการดำเนินงานในอดีต โดยกรณีศึกษาได้กำหนดสมมติฐานให้เหตุการณ์ที่เครื่องหลุดจากระบบกะทันหันมีจำนวนครั้งครึ่งหนึ่งของการขนานเครื่องในแต่ละปี เช่น ปกติมีการขนาน

เครื่องปีละ 10 ครั้ง จะเกิดเหตุการณ์ที่เครื่องหลุดจากระบบกะทันหัน 5 ครั้ง

ตารางที่ 2 สัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงเครื่องหลุดจากระบบกะทันหัน

IGV	b_i
40%	80
60%	100
80%	120
100%	180

การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิต ณ การเดินเครื่องที่ระดับความต้องการต่างๆ จะใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตจริงรายปี (Net Actual Generation; NAG) หารด้วยผลคูณระหว่างอัตรากำลังผลิตไฟฟ้า (Output Factor; OF) เฉลี่ยของปีนั้นและกำลังการผลิตตามสัญญาของโรงไฟฟ้า (Contract Capacity; CC) ดังสมการที่ (2)

$$Total\ Operating\ Hour\ any\ load\ level = \frac{NAG \times 1000}{OF \times CC} \quad (2)$$

ผลการคำนวณดังกล่าวจะถูกนำไปใช้คำนวณค่าใช้จ่ายที่แปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและเลือกประเภทบำรุงรักษา โรงไฟฟ้ากรณีศึกษาแบ่งประเภทงานบำรุงรักษาได้เป็น 2 ประเภท คือ งานตรวจสอบเฉพาะส่วนเผาไหม้ (Combustion Inspection; CI) และงานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul; MO) ซึ่งปกติแล้วโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาจะดำเนินงานบำรุงรักษาโดยตรวจสอบเฉพาะส่วนเผาไหม้ทุกปีและดำเนินงานบำรุงรักษาใหญ่ทุก 4 ปี โดยมองข้ามลักษณะการเดินเครื่องว่าโรงไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องดำเนินการงานดังกล่าวหรือไม่ ซึ่งการดำเนินงานบำรุงรักษาประเภทต่างๆ จะมีค่าใช้จ่ายในการเตรียมอุปกรณ์และค่าจ้างที่แตกต่างกันขึ้นกับขอบเขตของงานบำรุงรักษานั้นๆ

จากการศึกษาพบว่า ในเอกสารแนะนำการบำรุงรักษาของทางบริษัทผู้ผลิต จะระบุว่างานบำรุงรักษาสามารถดำเนินการให้สอดคล้องกับลักษณะการเดินเครื่องโดยอ้างอิงตามจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ ซึ่งตัวอย่างของกรณีศึกษาแสดงดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 รอบงานบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

ประเภทงาน	CI	CI	CI	MO
EOH	8,000	16,000	24,000	32,000

ดังนั้น โรงไฟฟ้าควรดำเนินการบำรุงรักษาใหญ่เมื่อจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมของกังหันก๊าซครบ 32,000 ชั่วโมง หากโรงไฟฟ้ามีการเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าน้อย ผลคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมของกังหันก๊าซไม่ถึงกำหนดตามคำแนะนำของผู้ผลิต แบบจำลองจะแนะนำให้เลื่อนงานบำรุงรักษาออกไปให้เหมาะสมกับการเดินเครื่องโดยไม่เกิดความเสียหายกับอุปกรณ์ ซึ่งสามารถลดค่าใช้จ่ายในงานบำรุงรักษาได้

2.4.1.2 อัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า

อัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้ามีความสัมพันธ์กับจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซรายปีและงานบำรุงรักษา ตัวอย่างเช่น กรณีที่ปีก่อนหน้าโรงไฟฟ้ามีการดำเนินงานบำรุงรักษา จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมของกังหันก๊าซที่ใช้คำนวณจะใช้เป็นค่าสะสมของปีพิจารณา แต่หากไม่มีการดำเนินงานบำรุงรักษาในปีก่อนหน้า ค่าที่ใช้สำหรับคำนวณอัตราเสื่อมจะเป็นผลรวมระหว่างค่าสะสมปีก่อนหน้าและปีพิจารณา ทั้งนี้กรณีศึกษาจะพิจารณาจากการดำเนินการในอดีตของโรงไฟฟ้าซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (3) ที่สามารถเปลี่ยนได้ตามค่าออกแบบของผู้ผลิต

$$Degradation = -5\times10^{-27}EOH^6 - 2\times10^{-22}EOH^5 + 1\times10^{-17}EOH^4 - 2\times10^{-13}EOH^3 + 2\times10^{-9}EOH^2 - 10^{-5}EOH + 1.0047 \quad (3)$$

2.4.2 รายได้

รายได้โรงไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment; AP) และค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment; EP) โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.4.2.1 ค่าความพร้อมจ่าย

ค่าความพร้อมจ่ายเกิดจากผลรวมของค่าความพร้อม

จ่ายเต็มตามสัญญา (Full Availability Payment; FAP) และค่าพร้อมจ่ายส่วนเพิ่ม (Additional Availability Payment; AAP) ที่โรงไฟฟ้าเสนอขายเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หักออกด้วยบทปรับตามสัญญา โดยบทปรับของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะประกอบด้วย 1) บทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิต (Deduction of Reduced Availability; DRA) สามารถแบ่งออกได้เป็น 8 รายการตามคุณลักษณะพึงได้ตามสัญญา (Contract Operating Characteristic; COCs) ซึ่งแต่ละรายการจะมีการแบ่งน้ำหนักในการคำนวณเป็นมูลค่าแตกต่างกัน 2) บทปรับจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้า (Deduction of Short Notice; DSN) และ 3) บทปรับจากการไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ (Deduction of Dispatch Failure; DDF) โดยเงื่อนไขของกรณีศึกษาบทปรับจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้าและบทปรับจากการไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ จะนำมาคำนวณเฉพาะจำนวนที่มีค่าสูงสุดเท่านั้น ดังนั้นสมการคำวณความพร้อมจ่ายสรุปได้ดังสมการที่ (4)

$$AP = FAP + \sum AAP - \sum_{i=1}^{8} DRA_i - max(DSN, DDF) \quad (4)$$

สำหรับบทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิตส่วนที่ 1 (DRA1) จะคำนวณจากอัตราค่าความพร้อมจ่ายพื้นฐาน (Base Availability Credit; BAC) จำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา (Contract Availability Hour; CAH) และกำลังการผลิตตามสัญญา (Contract Capacity; CC) หากโรงไฟฟ้าไม่สามารถดำเนินการได้บทปรับที่เกิดขึ้นจะแปรผันตามส่วนต่างของจำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายจริง (Achieved Availability Hour; AAH) และกำลังการผลิตจริง (Achieved Capacity; AC) ดังแสดงในสมการที่ (5)

$$DRA_1 = BAC \times [((CAH - AAH) \times CC) + ((CC - AC) \times CAH)] \quad (5)$$

นอกจากนี้ บทปรับจากความไม่พร้อมส่วนที่ 2–8 ($DRA_{2\text{-}8}$) จะคำนวณตามอัตราชำระและเงื่อนไขเฉพาะของโรงไฟฟ้า

2.4.2.2 ค่าเชื้อเพลิง

รายได้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย 5 ส่วน ได้แก่ 1) เชื้อเพลิงที่ได้รับตามหน่วยการผลิตจริง (Fuel Payment for delivered energy; FP) คำนวณจากค่าความร้อนรับรอง (Guarantee Heat Rate; GHR) ที่ระบุเงื่อนไขไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 2) ค่าผ่านท่อ (Tariff Demand Charge; TDC) 3) ค่าวัสดุในกระบวนการผลิตและบำรุงรักษา (Variable Operation and Maintenance; VOM) 4) ค่าเชื้อเพลิงในการขนานเครื่อง (Startup fuel Payment; SP) และ 5) ค่าเชื้อเพลิงส่วนเพิ่มนอกเหนือสัญญา (Supplementary Payment) สามารถสรุปได้ตามสมการที่ (6)

$$EP = FP + TDC + VOM + SP + Supplementary \quad (6)$$

สำหรับค่าวัสดุในกระบวนการผลิตและบำรุงรักษาและค่าเชื้อเพลิงในการขนานเครื่อง จะมีการกำหนดอัตราชำระในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งแปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต อีกทั้งในส่วนของค่าผ่านท่อของโรงไฟฟ้าจะขึ้นกับสัญญาเชื้อเพลิงที่โรงไฟฟ้าใช้ โดยอาจมีรายละเอียดเฉพาะของแต่ละโรงไฟฟ้า โดยกรณีศึกษาจะคำนวณค่าผ่านท่อรายปีจากผลคูณของอัตราชำระค่าผ่านท่อตามสัญญา (TDC Rate) ปริมาณการรับซื้อรายวันกำหนดไว้ 120,000 ล้านบีทียูต่อวัน และจำนวนวันใน 1 ปี ดังสมการที่ (7)

$$TDC = TDC\ rate \times 120{,}000 \times No.of\ days\ in\ a\ year \quad (7)$$

2.4.3 ค่าใช้จ่าย

การประมาณค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าสามารถประมาณการจากรายการย่อยของกิจกรรมตามตารางที่ 1 โดยข้อมูลของค่าใช้จ่ายโรงไฟฟ้าทั่วไปจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ดังนี้

2.4.3.1 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง

รายการของค่าเชื้อเพลิงจะตรงกับรายได้เนื่องจากคู่สัญญารับชำระ กรณีที่โรงไฟฟ้าใช้ปริมาณเชื้อเพลิงนอกเหนือจากค่ารับรองในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โรงไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบส่วนดังกล่าวเองและจัดเป็นต้นทุนแปรผัน แต่หากโรงไฟฟ้าสามารถควบคุมค่าความร้อนจริง (Actual Heat Rate; AHR) ให้มีค่าดีกว่าค่าความร้อนรับรอง เท่ากับว่า

โรงไฟฟ้าสามารถทำกำไรจากส่วนดังกล่าวได้ ซึ่งแปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต (Net Actual Generation; NAG) ดังสมการที่ (8)

$$Fuel\ Saving = (GHR - AHR) \times NAG \times Fuel\ Price \quad (8)$$

2.4.3.2 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่ตั้งขึ้นสำหรับดำเนินงานต่างๆ ของโรงไฟฟ้าตามเงื่อนไขแผนการดำเนินงาน รวมกับแผนการลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

2.4.3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

รายการของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการขึ้นอยู่กับนโยบายของโรงไฟฟ้า จะรวมค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้า ค่าวัสดุและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า รวมถึงค่าใช้จ่ายในการบริหารและดำเนินงานอื่นๆ เช่น เงินเดือน ค่าจ้างเหมาและค่าเช่า เป็นต้น โดยประมาณการจากผลการดำเนินงานในอดีตของโรงไฟฟ้า

2.5 สมมติฐานแบบจำลองการประเมินการลงทุน

งานวิจัยนี้ได้นำตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประเภทเพลาผสมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งเป็นประเภทที่มีมากที่สุดในประเทศไทยมาเป็นกรณีศึกษา โดยข้อมูลที่นำมาเป็นสมมติฐานของแบบจำลองการประเมิน ได้แก่ 1) กำลังการผลิตตามสัญญา 2) ระยะเวลาที่ใช้ประเมิน 3) มูลค่าหนี้สินคงเหลือ 4) มูลค่าทางบัญชีของ 5) อัตราคิดลด 6) อัตราเงินเฟ้อ และ 7) อัตราดอกเบี้ย โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 สมมติฐานหลักของแบบจำลองการประเมินการลงทุน

กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	700
ระยะเวลาประเมิน (ปี)	20
มูลค่าหนี้สินคงเหลือ ณ พ.ศ. 2562 (ล้านบาท)	8,442
มูลค่าคงเหลือทางบัญชี ณ พ.ศ. 2562 (ล้านบาท)	14,042
อัตราคิดลด	5.85%
อัตราเงินเฟ้อ	1.6%
อัตราดอกเบี้ย	4.3%

ปัจจุบันโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาสามารถเดินเครื่องได้ในช่วงร้อยละ 60 ถึงกำลังการผลิตเต็มสัญญาและหากลงทุนเพิ่มจะทำให้สามารถเดินเครื่องได้ในช่วงร้อยละ 30 ถึงกำลังการผลิตเต็มสัญญา งานวิจัยนี้จึงแบ่งความสามารถในการเดินเครื่องออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่ ช่วงที่ 1 เดินเครื่องร้อยละ 60 ถึง กำลังการผลิตเต็มสัญญา (Minimum Generation to Baseload) และ ช่วงที่ 2 เดินเครื่องร้อยละ 30–60 ของกำลังการผลิต (Lower Minimum Generation) ซึ่งสามารถตอบสนองระบบเมื่อต้องการโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำได้ โดยข้อมูลการดำเนินการที่รวบรวมเพื่อนำมาสร้างสมการพยากรณ์ ประกอบด้วย ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริง จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องเสริมระบบและค่าความร้อนมาจากผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า อีกทั้งข้อมูลสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจะอ้างอิงตามรายงานของ “สำนักงานแผนและนโยบายแห่งชาติ” และข้อมูลอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจของประเทศจะอ้างอิงจากรายงานของ “สำนักงานสภาพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ” รวมถึงนำ “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับ พ.ศ. 2561” ที่มีโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่ใกล้เคียงเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ พ.ศ. 2566 และ พ.ศ. 2578 [17] มาร่วมพิจารณากำหนดสมมติฐานประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนระหว่าง 2 ทางเลือก คือ

1) ไม่ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าอ้างอิงตามผลการดำเนินงานในอดีต โรงไฟฟ้าจะมีความสามารถในการเดินเครื่องในช่วงที่ 1 เท่านั้น และอ้างอิงข้อมูลการดำเนินงานของตัวโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาเอง

2) ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า ปรับปรุงเพิ่มความยืดหยุ่นช่วงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้สามารถเดินเครื่องได้ 2 ช่วง ด้วยเงินลงทุน 151 ล้านบาท ใน พ.ศ. 2563 โดยการลงทุนดังกล่าวตั้งสมมติฐานให้สามารถลดค่าใช้จ่ายในการผลิตและบำรุงรักษาได้ 15% ซึ่งอ้างอิงข้อมูลการดำเนินงานของตัวโรงไฟฟ้าอ้างอิง

อีกทั้งระยะเวลาการประเมินการลงทุนจะอ้างอิงตามอายุคงเหลือของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งสำหรับกรณีศึกษาเท่ากับ 20 ปี (พ.ศ. 2563–2582) และมีการวิเคราะห์ว่าตั้งแต่

พ.ศ. 2578 โรงไฟฟ้าไม่มีความจำเป็นในการเดินเครื่องในช่วงที่ 2 เนื่องจากการเติบโตของกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กและการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าใหม่ ไม่ว่าจะมีการลงทุนหรือไม่ โรงไฟฟ้าก็ไม่มีความจำเป็นในการเดินเครื่องเสริมระบบและมีสถานะเป็นโรงไฟฟ้าสำรอง แต่จะคงการเดินเครื่องเสริมระบบเฉลี่ยปีละ 400 ชั่วโมง เมื่อโรงไฟฟ้าใหม่มีการหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษา

3. ผลการทดลอง

3.1 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

3.1.1 แนวคิดการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

จากรูปที่ 6 จะเห็นว่าการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต้องวิเคราะห์ปัจจัยภายในและปัจจัยภายนอก ภายใต้ข้อจำกัดของสภาพระบบไฟฟ้าและการดำเนินการของโรงไฟฟ้า ในกรณีที่มีการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าจำเป็นต้องหาโรงไฟฟ้าอ้างอิงที่มีประเภทคุณสมบัติ อายุและชนิดของเชื้อเพลิงที่ใกล้เคียงกันกับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาเมื่อมีการปรับปรุงแล้ว เพื่อให้สามารถนำมาเปรียบเทียบและพยากรณ์ได้อย่างเหมาะสม

ทั้งนี้เพื่อให้ได้สมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าในแต่ละช่วงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา งานวิจัยเลือกใช้วิธีการวิเคราะห์ถดถอยแบบพหุคูณ (Multiple Linear Regression) และพิจารณาตัวแปร ณ ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 โดยสรุปสมการพยากรณ์จากผลการวิเคราะห์ตัวแปรที่มีความสัมพันธ์อย่างมีนัยสำคัญ จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่า วิธีการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าโดยอาศัยปัจจัยที่เกี่ยวข้องจะได้ผลลัพธ์ที่มีความคลาดเคลื่อนต่ำกว่ากรณีที่นำปริมาณพลังงานไฟฟ้ามาพยากรณ์เพียงตัวเดียว ด้วยเหตุผลที่ว่าความต้องการปริมาณพลังงานไฟฟ้าสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามอิทธิพลของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ณ ขณะนั้นๆ รวมถึงวิธีการพยากรณ์ปัจจัยที่เกี่ยวข้องของงานวิจัยอ้างอิงได้เลือกวิธีวิเคราะห์ถดถอยอย่างง่ายเพื่อนำมาใช้สำหรับการทำวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณและประเมินความเหมาะสมของสมการพยากรณ์ถดถอยพหุคูณด้วยการทดสอบค่าความคลาดเคลื่อนที่เกิดขึ้นจากการแทนค่าผลการพยากรณ์ข้อมูลในอดีตของแต่ละปัจจัยในสมการพยากรณ์ [18]

การพยากรณ์ปัจจัยสำคัญเพื่อนำผลการพยากรณ์กลับมาใช้ในการวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณ งานวิจัยเลือกพยากรณ์ด้วยวิธีการพยากรณ์อนุกรมเวลาด้วยตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์แบบฤดูกาล (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average: Seasonal $ARIMA\ (p, d, q)(P, D, Q)_s$) ซึ่งเป็นวิธีที่คำนึงถึงความผันแปรของฤดูกาลร่วมด้วย

โดยที่ p คือ ตัวดำเนินการสหสัมพันธ์ในตัวเองแบบไม่มีฤดูกาลอันดับที่ p (Non-seasonal Autoregressive Operator of Order p; AR(p))

d คือ อันดับที่ของการหาผลต่างแบบไม่มีฤดูกาล

q คือ ตัวดำเนินการเฉลี่ยเคลื่อนที่แบบไม่มีฤดูกาลอันดับที่ q (Non-seasonal Moving Average Operator of Order q; MA(q))

P คือ ตัวดำเนินการสหสัมพันธ์ในตัวเองแบบมีฤดูกาลอันดับที่ P (Seasonal Autoregressive Operator of Order P; SAR(P))

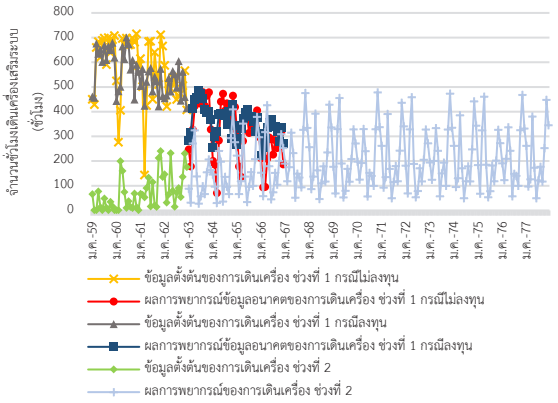
D คือ อันดับที่ของการหาผลต่างแบบมีฤดูกาล

Q คือ ตัวดำเนินการเฉลี่ยเคลื่อนที่แบบมีฤดูกาลอันดับที่ Q (Seasonal Moving Average Operator of Order Q: SMA(Q))

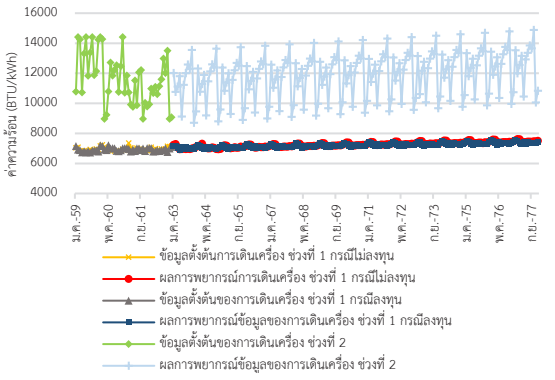
s คือ จำนวนคาบของฤดูกาล

ตัวแบบที่ใช้ในการพยากรณ์จะพิจารณาจากลักษณะของสหสัมพันธ์ในตัวเอง (Autocorrelation) และสหสัมพันธ์ในตัวเองบางส่วน (Partial Autocorrelation) โดยงานวิจัยนี้จะใช้ข้อมูลในอดีตเพื่อพยากรณ์ต่ออีก 15 ปี จากนั้นพิจารณาความเหมาะสมของค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 โดยความคลาดเคลื่อนต้องไม่มีสหสัมพันธ์ต่อกัน และมีการแจกแจงแบบปกติ พร้อมสรุปค่าเฉลี่ยร้อยละของความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error; MAPE)

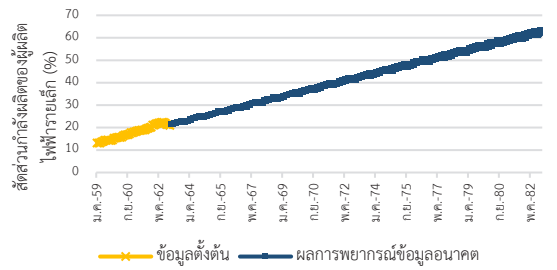
การพยากรณ์ทางเลือกที่ 1 ไม่ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปีจะมีเฉพาะการเดินเครื่องในช่วงที่ 1 และสำหรับทางเลือกที่ 2 ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า



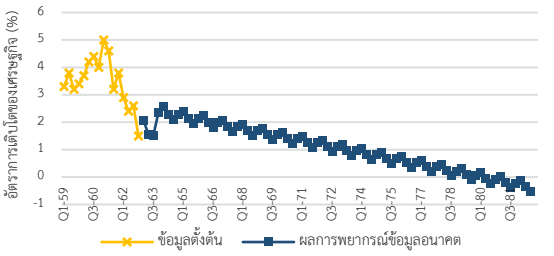
รูปที่ 7 ผลการพยากรณ์ชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ



รูปที่ 8 ผลการพยากรณ์ค่าความร้อนในการเดินเครื่อง



รูปที่ 9 ผลการพยากรณ์สัดส่วนกำลังการผลิตผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก



รูปที่ 10 ผลการพยากรณ์อัตราเติบโตของเศรษฐกิจ

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเกิดจากผลรวมของผลการพยากรณ์การเดินเครื่องในช่วงที่ 1 และช่วงที่ 2 โดยผลการพยากรณ์จะนำไปคำนวณในแบบจำลองต่อไป

3.1.2 การพยากรณ์ปัจจัยสำคัญด้วยอนุกรมเวลาด้วยตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์แบบฤดูกาล

จากแนวคิดการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของงานวิจัย เมื่อวิเคราะห์ลักษณะข้อมูลของแต่ละปัจจัยในแต่ละช่วงการเดินเครื่องสามารถสรุปตัวแบบพยากรณ์ได้ ดังตารางที่ 5

ค่าเฉลี่ยร้อยละความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ของจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ ช่วงที่ 1 กรณีไม่ลงทุนมีค่า 5.59% กรณีลงทุน 7.51% และช่วงที่ 2 มีค่า 6.85% ค่าความร้อนช่วงที่ 1 กรณีไม่ลงทุนมีค่า 1.18% กรณีลงทุน 0.87% และช่วงที่ 2 ที่ 8.87% โดยสัดส่วนกำลังผลิตผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 0.85% และอัตราเติบโตของเศรษฐกิจที่ 15.86% ตามลำดับ ซึ่งเมื่อทดสอบความเหมาะสมจากการพิจารณาพบว่าไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ต่อกัน แสดงว่าตัวแบบดังกล่าวสามารถนำมาใช้พยากรณ์ได้โดยมีผลพยากรณ์ดังรูปที่ 7–10

ตารางที่ 5 ตัวแบบการพยากรณ์ปัจจัยสำคัญ

ปัจจัยสำคัญ	ตัวแบบพยากรณ์	MAPE
จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง ช่วงที่ 1	ไม่ลงทุน: ARIMA $(1,1,0)(0,1,3)_{12}$ ลงทุน: ARIMA $(6,1,0)(0,1,4)_{12}$	5.59% 7.51%
จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง ช่วงที่ 2	ARIMA $(5,0,0)(2,1,8)_{12}$	6.85%
ค่าความร้อน ช่วงที่ 1	ไม่ลงทุน: ARIMA $(2,1,1)(1,1,1)_{12}$ ลงทุน: ARIMA $(1,1,1)(1,1,4)_{12}$	1.18% 0.87%
ค่าความร้อน ช่วงที่ 2	ARIMA $(8,1,7)(0,1,0)_{12}$	8.87%
สัดส่วนกำลังผลิตผู้ผลิต ไฟฟ้ารายเล็ก	ARIMA $(3,1,2)(0,1,1)_{12}$	0.85%
อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ	ARIMA $(2,1,7)(0,1,3)_4$	15.86%

3.1.3 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากปัจจัยสำคัญ

เมื่อนำแต่ละปัจจัยมาวิเคราะห์ถดถอยแบบพหุคูณเพื่อสร้างสมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละช่วงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาโดยพิจารณาปัจจัยจากการทดสอบค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละปัจจัยรวมถึงค่าสัมประสิทธิ์ที่ค่าความเชื่อมั่นร้อยละ 95 สามารถสรุปสมการพยากรณ์ของช่วงที่ 1 กรณีไม่ลงทุนและกรณีลงทุนได้ตามสมการที่ (9) และ (10) ตามลำดับ

$$Gen_{\text{ช่วงที่1 (ไม่ลงทุน)}} = 1431.12 + 0.61SH - 0.20HR - 2.25SPP\ Share \quad (9)$$

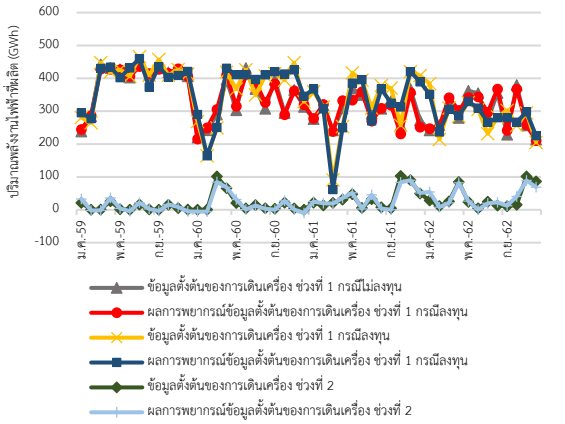
$$Gen_{\text{ช่วงที่1 (ลงทุน)}} = 1449.31 + 0.45SH - 0.19HR - 4.37SPP\ Share \quad (10)$$

สมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในช่วงที่ 2 สรุปได้ดังสมการที่ (11)

$$Gen_{\text{ช่วงที่2}} = 54.6 + 0.38SH - 0.003HR - 1.37SPP\ Share \quad (11)$$

จากทั้ง 3 สมการจะเห็นได้ว่าอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ (Growth Domestic Product; GDP) ไม่มีความสัมพันธ์กันกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้า ในขณะที่ค่าความร้อน (Heat Rate; HR) และสัดส่วนกำลังการผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer Share; SPP Share) มีความสัมพันธ์ในทิศทางตรงข้าม รวมถึงจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ (Service Hour; SH) ที่มีความสัมพันธ์ทิศทางเดียวกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตซึ่งเป็นไปตามคาดหวัง

ตารางที่ 6 สรุปความแม่นยำของการพยากรณ์จากค่าสัมประสิทธิ์การตัดสินใจ (Adjusted R2) โดยสมการพยากรณ์การเดินเครื่อง ช่วงที่1 กรณีไม่ลงทุนมีค่า 0.955 กรณีลงทุนมีค่า 0.925 ตามลำดับ และสมการพยากรณ์การเดินเครื่องช่วงที่ 2 มีค่า 0.909 รูปที่ 11 เปรียบเทียบผลการพยากรณ์กับผลการดำเนินงานจริง กล่าวได้ว่าสมการดังกล่าวสามารถนำมาพยากรณ์ข้อมูลในอนาคตได้ค่อนข้างแม่นยำ

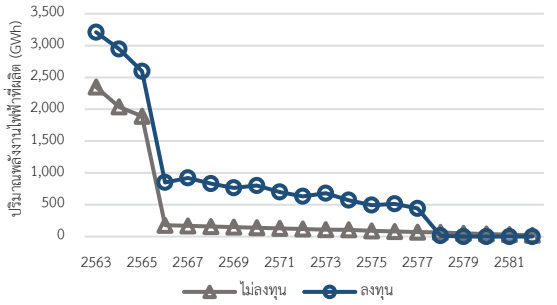


รูปที่ 11 ผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

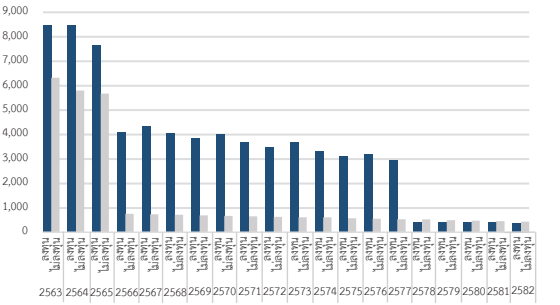
ตารางที่ 6 ผลการวิเคราะห์ถดถอยแบบพหุคูณทางสถิติ

	Multiple R	R^2	Adjusted R^2	Standard Error
ช่วงที่ 1 (ไม่ลงทุน)	0.979	0.958	0.955	14.61
ช่วงที่ 1 (ลงทุน)	0.965	0.931	0.925	23.37
ช่วงที่ 2	0.956	0.914	0.909	9.13

เนื่องจากวิธีการที่งานวิจัยนำเสนอมีการพยากรณ์ปัจจัยที่เกี่ยวข้องก่อนนำมาวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณ ซึ่งมีโอกาสทำให้ผลการพยากรณ์มีความคลาดเคลื่อนสูง จึงทดสอบความแม่นยำของการพยากรณ์ โดยนำผลการพยากรณ์ข้อมูลตั้งต้นของแต่ละปัจจัยมาคำนวณหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละช่วงความสามารถในการเดินเครื่องด้วยสมการพยากรณ์ที่ได้ และสรุปผลความแม่นยำของตัวแบบที่ได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยร้อยละสัมบูรณ์ โดยสมการพยากรณ์การเดินเครื่องช่วงที่ 1 กรณีไม่ลงทุนมีค่า 5.19% กรณีลงทุนมีค่า 8.85% และสมการพยากรณ์การเดินเครื่องช่วงที่ 2 มีค่า 7.78%



รูปที่ 12 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา



รูปที่ 13 ผลการประมาณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซรายปีของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

3.1.4 ผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

จากการพยากรณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละช่วงการเดินเครื่อง สามารถนำมาสรุปเป็นผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปี ภายใต้สมมติฐานของงานวิจัยได้ดังรูปที่ 12

จากรูปที่ 12 กล่าวได้ว่าใน พ.ศ. 2563–2565 การเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลง โดยกรณีลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องมีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตสูงกว่ากรณีไม่ลงทุนปรับปรุง

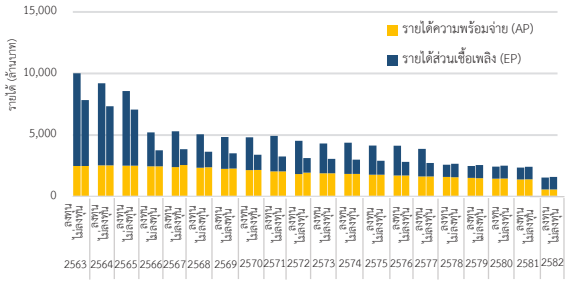
ในช่วง พ.ศ. 2566–2577 การเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้ากรณีไม่ลงทุนนั้นจะเป็นเพียงการเดินเครื่องเสริมระบบเมื่อโรงไฟฟ้าใหม่หยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษาเท่านั้น แต่กรณีลงทุนจะยังคงได้เดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบอย่างไรก็ดีใน พ.ศ. 2578–2582 ไม่ว่าจะลงทุนหรือไม่ โรงไฟฟ้าจะคงการเดินเครื่องในช่วงที่ 1 เท่านั้น และจะไม่มีการเดินเครื่องเสริมระบบในช่วงที่ 2 เนื่องจากมีการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าใหม่และการเติบโตของสัดส่วนกำลังผลิตผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งมีประสิทธิภาพที่สูงกว่าเมื่อคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตรายปีสำหรับทั้ง 2 ทางเลือกจะสามารถสรุปเป็นปริมาณไฟฟ้ารวม กรณีไม่ลงทุนจะเท่ากับ 7,980 จิกะวัตต์ต่อชั่วโมง และกรณีลงทุนเท่ากับ 16,966 จิกะวัตต์ต่อชั่วโมง โดยหากมีการลดทอนด้วยอัตราคิดลด 5.85% ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิกรณีไม่ลงทุนเท่ากับ 6,642 จิกะวัตต์ต่อชั่วโมง และกรณีลงทุนเท่ากับ 12,925 จิกะวัตต์ต่อชั่วโมง

3.2 ผลการประมาณข้อมูลทางเทคนิค

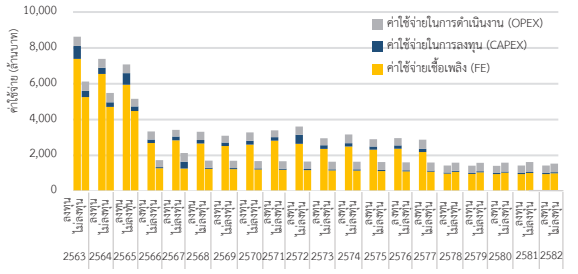
ผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตรายปี ตามรูปที่ 12 เข้าแทนค่าตามสมการที่ (1) และ (2) เพื่อคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ ของ 2 ทางเลือกในกรณีศึกษาจะได้ผลดังรูปที่ 13 ซึ่งสอดคล้องแผนการเดินเครื่องในรูปที่ 12 คือ ใน พ.ศ. 2578–2582 โรงไฟฟ้ามีการเดินเครื่องที่ต่ำผลการคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าก็จะน้อยตาม

3.3 ผลการประมาณรายได้และค่าใช้จ่าย

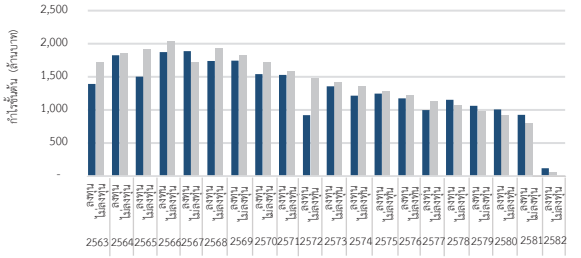
จากนำผลพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและการคำนวณข้อมูลทางเทคนิค มาคำนวณรายได้และค่าใช้จ่ายรายปี โดยกรณีลงทุนงบประมาณในการลงทุนจะรวมอยู่ในค่าใช้จ่ายใน พ.ศ. 2563 (151 ล้านบาท) ซึ่งเมื่อทำการเปรียบเทียบรายได้และค่าใช้จ่ายระหว่างกรณีไม่ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าและกรณีลงทุน สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 14 และ 15 ตามลำดับ จะเห็นได้ว่ารายได้ที่โรงไฟฟ้าได้รับจากการเดินเครื่องเพิ่มขึ้นมาจากค่าเชื้อเพลิงเป็นหลัก รวมถึงการที่โรงไฟฟ้ามีแผนผลิตที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นเช่นกัน เนื่องจากโรงไฟฟ้ากรณีศึกษามีค่าใช้จ่ายจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาวกับคู่สัญญาซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่แปรผันกับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า การเดินเครื่องมากทำให้ค่าใช้จ่ายมากตามไปด้วย แต่หากโรงไฟฟ้าไม่มีสัญญาดังกล่าวผลประเมินข้างต้นอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้



รูปที่ 14 รายได้รายปี



รูปที่ 15 ค่าใช้จ่ายรายปี



รูปที่ 16 ค่าใช้จ่ายรายปี

เมื่อพิจารณากำไรขั้นต้นจากรายได้และค่าใช้จ่ายที่ประเมินสรุปได้ว่าหากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องที่เท่ากันกรณีลงทุนจะมีกำไรขั้นต้นที่สูงกว่าเนื่องจากสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายด้านบำรุงรักษาปะจำและการสำรองอะไหล่ได้ 15% ตามสมมติฐานดังรูปที่ 16

3.4 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินทางเศรษฐศาสตร์ของกรณีศึกษาโดยใช้สมมติฐานการประเมินการลงทุนจากตารางที่ 4 จะสรุปอยู่ในรูปของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV) และในรูปของอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR) ของโครงการและของการลงทุนรวมการกู้ยืมและดอกเบี้ย สำหรับ 2 ทางเลือกในกรณีศึกษา ดังแสดงผลในตารางที่ 7 และ 8 ตามลำดับ

ตารางที่ 7 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	ไม่ลงทุน	ลงทุน
มูลค่าปัจจุบันสุทธิของรายได้	47,952.22	62,691.92
มูลค่าปัจจุบันสุทธิของค่าใช้จ่าย	31,400.43	47,270.42
เงินลงทุนเริ่มต้น (มูลค่าคงเหลือทางบัญชี)	14,042	
กำไรสุทธิ	2,509.79	1,379.50
อัตราผลตอบแทนภายใน	8.29%	7.17%

ตารางที่ 8 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนรวมการกู้ยืมและดอกเบี้ย

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	ไม่ลงทุน	ลงทุน
มูลค่าปัจจุบันสุทธิของรายได้	47,952.22	62,691.92
เงินกู้เริ่มต้น (หนี้สินคงเหลือทางบัญชี)	8,442	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิของค่าใช้จ่าย	38,851.52	54,721.51
เงินลงทุนเริ่มต้น (มูลค่าคงเหลือทางบัญชี)	14,042	
กำไรสุทธิ	3,500.70	2,370.41
อัตราผลตอบแทนภายใน	14.03%	11.18%

จากตารางที่ 7 พบว่า สำหรับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาไม่ควรลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่อง เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเมื่อไม่ลงทุนเท่ากับ 2,510 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน 8.29% ขณะที่กรณีลงทุนจะได้กำไรเพียง 1,380 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน 7.17% อีกทั้งเมื่อพิจารณาการลงทุนรวมการกู้ยืมและอัตราดอกเบี้ยที่ 4.3% จากตารางที่ 8 พบว่า กรณีไม่ลงทุนมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ 3,501 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน 14.03% และกรณีลงทุนจะมีมูลค่าเพียง 2,370

ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 11.18%

สำหรับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษากรณีไม่ลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้ามีผลประเมินทางเศรษฐศาสตร์ดีกว่ากรณีลงทุน เนื่องจากส่วนต่างของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ลดลงดังอธิบายในหัวข้อ 3.3 เมื่อพิจารณาร่วมกับมูลค่าคงเหลือทางบัญชีจะทำให้ผลการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนของโครงการน้อยกว่ากรณีไม่ลงทุนหากโรงไฟฟ้ามีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือสัญญาอื่นๆที่เกี่ยวข้องมีเงื่อนไขของความสัมพันธ์ระหว่างรายได้และค่าใช้จ่ายแตกต่างกันออกไปอาจทำให้ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์เปลี่ยนแปลง

4. อภิปรายผลและสรุป

งานวิจัยนี้นำเสนอกรอบความคิดและขั้นตอนการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งสามารถใช้เป็นต้นแบบสำหรับโรงไฟฟ้าอื่นๆในการตัดสินใจและช่วยลดความเสี่ยงในการลงทุนได้ รวมถึงสามารถใช้ติดตามผลการดำเนินการของโรงไฟฟ้าและยังสามารถนำมาปรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนอื่นๆของโรงไฟฟ้าได้

นอกจากนี้ หลักการคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซยังสามารถใช้ประกอบการพิจารณาเลือกประเภทงานบำรุงรักษาให้เหมาะสมกับรูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าและควบคุมค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

จากการประเมินกรณีศึกษาเมื่อโรงไฟฟ้ามีรายการค่าใช้จ่ายที่แปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตอย่างค่าใช้จ่ายในการจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาวกับคู่สัญญา เท่ากับว่าหากเดินเครื่องมากจึงมีค่าใช้จ่ายในการดูแลสูง ดังนั้นจึงไม่เหมาะสมในการลงทุน อย่างไรก็ดีหากโรงไฟฟ้าพิจารณาปรับ หรือ ลดค่าใช้จ่ายส่วนดังกล่าวผลการประเมินของโรงไฟฟ้าย่อมมีการเปลี่ยนแปลง

โดยสรุปจากข้อมูลของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาและผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ พบว่าการลงทุนเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้านี้ไม่เหมาะสม เนื่องจากการลงทุน ทำให้กำไรสุทธิตลอดอายุที่พิจารณาลดลง ทั้งนี้ หากมีข้อจำกัดของระบบไฟฟ้าและสมมติฐานการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลง ผลการประเมินนี้อาจมีการเปลี่ยนแปลงตามไป

เอกสารอ้างอิง

[1] Generation Operation Planning Department, "*Yearly Operating Report 2020*," Electricity Generating Authority of Thailand, Thailand, Rep. QWP-PSCOD-19-01-3-02, Dec. 2019 (in Thai).

[2] Energy Policy and Planning Office of Thailand. *Electricity Statistic*. [Online] (in Thai). Available: http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/electricity-statistic

[3] P.L. Joskow, "Competitive electricity markets and investment in new generating capacity," *AEI-Brookings Joint Center Working Paper*, pp. 6–14, 2006.

[4] P. Windrum and C. Birchenhall, "Is product life cycle theory a special case? Dominant designs and the emergence of market niches through coevolutionary-learning," *Structural Change and Economic Dynamics*, vol. 9, no. 1, pp. 109–134, 1998.

[5] G. Hu and B. Bidanda, "Modeling sustainable product lifecycle decision support systems," *International Journal of Production Economics*, vol. 122, no. 1, pp. 366–375, 2009.

[6] P. Keatley, A. Shibli and N.J. Hewitt, "Estimating power plant start costs in cyclic operation," *Applied Energy*, vol. 111, pp. 550–557, 2013.

[7] D. G. Dhavale and J. Sarkis, "Stochastic internal rate of return on investments in sustainable assets generating carbon credits," *Computers & Operations Research*, vol. 89, pp. 324–336, 2018.

[8] M. N. El-Kordy, M. A. Badr, K. A. Abed and S. M. A. Ibrahim, "Economical evaluation of electricity generation considering externalities," *Renewable Energy*, vol. 25, no. 2, pp. 317–328, 2002.

[9] J. S. Adiansyah, M. Rosano, W. Biswas, and N. Haque, "Life cycle cost estimation and environmental valuation of coal mine tailings management," *Journal of Sustainable Mining*, vol. 16, pp. 114–125, 2017.

[10] E. Abele, T. Liebeck, and A. Wörn, "Measuring flexibility in investment decisions for manufacturing systems," *CIRP Annauls*, vol. 55, no. 1, pp. 433–436, 2006.

[11] A. Chan, G. Keoleian and E. Gacler, "Evaluation of life-cycle cost analysis practices used by the Michigan Department of Transportation," *Journal of Transportation Engineering*, vol. 134, no. 6, pp. 236–245, 2008.

[12] W. Srisuriyajan and C. Thongchaisuratkrul, "The investment and technical analysis of solar power plant development case in Mukdahan province, Thailand", *The Journal of KMUTNB*, vol. 30, no. 2, pp. 225–236, 2020 (in Thai).

[13] A. Vazquez and G. Iglesias, "LCOE (levelised cost of energy) mapping: A new geospatial tool for tidal stream energy," *Energy*, vol. 91, pp. 192–201, 2015.

[14] Z. Mohamed and P.Bodger, "Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables," *Energy*, vol. 30, no. 10, pp. 1833–1834, 2005.

[15] F. Egelioglu, A. A. Mohamad, and H. Guven, "Economic variables and electricity consumption in Northern Cyorus," *Energy*, vol. 26, no. 4, pp. 355–362, 2001.

[16] R. Aminov and A. Kozhevnikov, "Estimating the influence of intermittent operation on the change of life of a gas turbine," *Electric Power Systems Research*, vol. 107, pp. 153–157, 2014.

[17] *Thailand Power Development Plan 2018–2037*, 1st ed., Energy Policy and Planning Office of Thailand, Thailand, 2019 (in Thai).

[18] R. Koen and J. Hollaway, "Application of multiple regression analysis to forecasting South Africa's electricity demand," *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 25, no. 4, pp. 48–58, 2014.