

การปรับปรุงประสิทธิภาพการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแฝดแบบโคเจเนอเรชันในช่วงเวลาออฟพีค

The Operation Efficiency Improvement of Twin Cogeneration Power Plant During Off Peak Period

ธนากร พิมพ์สิน¹⁾ วรณี มังคละศิริ^{1)*} และ จิตติ มังคละศิริ²⁾

Tanakorn Pimsin¹⁾ Woranee Mungkalasiri^{1)*} and Jitti Mungkalasiri²⁾

¹⁾ภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ จังหวัดปทุมธานี 12120

²⁾ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ จังหวัดปทุมธานี 12120

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินผลของประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำในช่วงเวลาออฟพีคโดยทำการศึกษาปรับปรุงรูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแฝด (โรงที่ 1 และโรงที่ 2) ด้วยรูปแบบต่างๆ 4 รูปแบบ โดยเก็บบันทึกข้อมูลที่เป็นปัจจัยที่มีผลต่อการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า เช่น ปริมาณการใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และพลังงานไฟฟ้าที่ส่งให้โรงไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและโรงงานอุตสาหกรรม โดยรวบรวมข้อมูลเป็นรายชั่วโมง ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ.2560 ถึง 31 ธันวาคม พ.ศ. 2560 ผลการศึกษาวิจัยพบว่ารูปแบบการเดินเครื่องที่ให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำสูงสุด คือ รูปแบบที่ 4 ซึ่งเดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 3 เครื่อง และกังหันไอน้ำ 2 เครื่อง มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแฝดแบบโคเจเนอเรชัน โดยมีประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าของโรงที่ 1 และโรงที่ 2 เท่ากับร้อยละ 50.48 และ 46.33 ตามลำดับ ซึ่งมีค่ามากกว่าการเดินเครื่องด้วยรูปแบบทั่วไป (รูปแบบที่ 1) นอกจากนั้นเมื่อพิจารณาลำรายได้สุทธิเฉลี่ยจากการดำเนินงานในแต่ละรูปแบบ ยังพบว่าเดินเครื่องด้วยรูปแบบที่ 4 จะทำให้มีรายได้สุทธิเฉลี่ยรวมต่อวันสูงสุด ดังนั้นการเดินเครื่องด้วยรูปแบบที่ 4 จึงเหมาะสมที่สุดที่จะนำมาดำเนินงานเป็นการเดินเครื่องรูปแบบหลักของโรงไฟฟ้าแฝดแบบโคเจเนอเรชันในช่วงเวลาออฟพีค

คำสำคัญ: โคเจเนอเรชัน ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า พาร์ทโหลด โรงไฟฟ้าแฝด ออฟพีค

Abstract

The purpose of this research was to evaluate the efficiency of the production of electricity and steam during the off peak period of the twin cogeneration power plant (1st and 2nd power plants). The 4 operation patterns were studied while relevant factors on the efficiency improvement were collected hourly from 1 July 2017 to 31 December 2017 such as the consumption of thermal energy from natural gas and the electric power delivered to Electricity Generating Authority of Thailand and industrial plants. The results found that the best efficiency of power plant for electricity and steam generation was the fourth operation pattern which was operated by 3 gas turbines and 2 steam turbines with electrical and steam connection between the twin cogeneration power plants. The efficiency of the 1st and 2nd power plants was 50.48% and 46.33% respectively; and it would be higher than the conventional operation pattern (the first operation pattern). Moreover, after average net income from the operation was considered, the fourth operation pattern gain the highest (average) income per day. Therefore, the fourth operation pattern was the most suitable to operate the twin cogeneration power plants during off peak period.

Keywords: Cogeneration, Power plant efficiency, Part load, Twin power plants, Off peak

1. บทนำ

ประเทศไทยมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในทุกๆ ปี [1-2] โดยข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ เดือนมิถุนายน 2560 มีค่าเท่ากับ 41,723.25 เมกะวัตต์ [3-5] ซึ่งแบ่งเป็นกำลังผลิตติดตั้งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเท่ากับ 16,071.13 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 38.77 และกำลังผลิตจากแหล่งอื่นเท่ากับ 25,652.12 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 61.48 โดยสามารถจำแนกกำลังผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตและสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติที่นำมาเป็นเชื้อเพลิงหลักได้ ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 กำลังผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าและสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติที่นำมาเป็นเชื้อเพลิงหลัก [2]

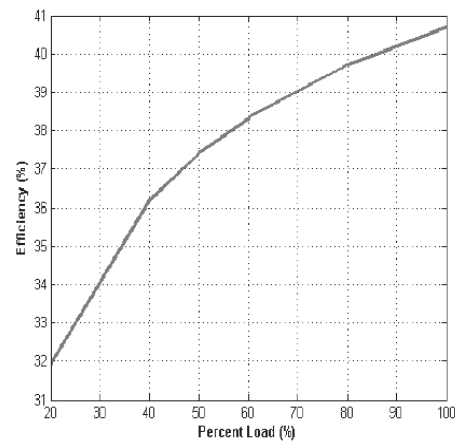
ผู้ผลิต	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (ร้อยละ)
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	16,071.13	8,896.00	21.32
ผู้ผลิตจากต่างประเทศ	3,877.60	0	0
ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)	14,948.50	12,941.49	31.01
ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP)	6,826.02	5,071.42	12.15
รวม	41,723.25	26,908.91	64.48

จะเห็นได้ว่ากำลังผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติมาเป็นเชื้อเพลิงหลักทั้งหมดนั้นสูงถึง 26,908.91 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 64.48 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงทำให้ทางผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) เล็งเห็นถึงความสำคัญของการจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ [6-7]

จากแผนการเดินเครื่องในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กเข้าระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในแต่ละวันจะแบ่งเวลาออกเป็น 2 ช่วงเวลา คือ ช่วงเวลาพีค (Peak) และช่วงเวลาออฟพีค (Off peak) [8] ซึ่งในช่วงเวลาออฟพีคการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพียง 59 เมกะวัตต์ จากปกติช่วงเวลาที่พีคจะรับซื้อพลังงาน

ไฟฟ้าเท่ากับ 90 เมกะวัตต์ ส่งผลให้โรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กมีประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าต่ำ เนื่องมาจากการเดินเครื่องกังหันก๊าซ (Gas turbine, GT) แบบพาร์ทโหลด ดังแสดงในภาพที่ 1 โดยการเดินเครื่องในรูปแบบปกติทั่วไป (รูปแบบที่ 1) ซึ่งจะเดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 4 เครื่อง และกังหันไอน้ำ 2 เครื่อง โดยที่ไม่มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแผดแบบโคเจนเนอเรชัน

จากการศึกษางานวิจัยของ Cem Tahsin Yucer[9] ซึ่งทำการวิเคราะห์ถึงค่าประสิทธิภาพเครื่องยนต์กังหันก๊าซขนาดเล็กจากการทดลองลักษณะการเดินเครื่องด้วยรูปแบบต่างๆ ได้แก่ การเดินเครื่องแบบ idle speed, การเดินเครื่องแบบพาร์ทโหลดโดยใช้กังหันก๊าซ 1 เครื่อง, การเดินเครื่องแบบพาร์ทโหลดโดยใช้กังหันก๊าซ 2 เครื่อง และการเดินเครื่องแบบฟูลโหลดโดยใช้กังหันก๊าซ 2 เครื่อง ซึ่งผลการวิจัยพบว่า การเดินเครื่องกังหันก๊าซเข้าใกล้ฟูลโหลดมากขึ้น จะส่งผลให้ประสิทธิภาพของเครื่องยนต์สูงขึ้น



ภาพที่ 1 ประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Efficiency, %) ของกังหันก๊าซเปรียบเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Percent load, %) [6]

ด้วยเหตุนี้งานวิจัยนี้จึงทำการศึกษารูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ เพื่อหารูปแบบการเดินเครื่องที่เหมาะสมในช่วงเวลาออฟพีคที่จะเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าให้สูงมากขึ้น ซึ่งโรงไฟฟ้าที่ศึกษานี้จะเป็นโรงไฟฟ้าแผด ที่สามารถเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำที่ผลิตได้เข้าด้วยกัน เพื่อลดต้นทุนในการก่อสร้าง และเพิ่มกำลังการผลิตและการจัดการพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมใกล้เคียง โดยการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินผลของประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลาออฟพีคจากการเดินเครื่อง 4 รูปแบบ โดยปรับปรุงรูปแบบการเดินเครื่องในรูปแบบต่างๆ ได้แก่

รูปแบบที่ 1 : เดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 4 เครื่อง และกังหันไอน้ำ 2 เครื่อง โดยที่ไม่มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่าง

โรงไฟฟ้าแฝดแบบโคเจนเนอเรชัน (การเดินเครื่องรูปแบบปกติทั่วไป
 ดังแสดงในภาพที่ 2)

รูปแบบที่ 2 : เดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 4 เครื่อง และกังหัน
 ไอน้ำ 2 เครื่อง โดยที่มีการเชื่อมต่อไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแฝดแบบ
 โคเจนเนอเรชัน

รูปแบบที่ 3 : เดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 3 เครื่อง และกังหัน
 ไอน้ำ 2 เครื่อง โดยที่มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าแฝดแบบ
 โคเจนเนอเรชัน และ

รูปแบบที่ 4 : เดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 3 เครื่อง และกังหัน
 ไอน้ำ 2 เครื่อง โดยที่มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้า
 แฝดแบบโคเจนเนอเรชัน

ซึ่งดำเนินการศึกษาโดยใช้โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน
 (Cogeneration) ที่เป็นโรงไฟฟ้าแฝด (Twin power plants) ที่กำลัง
 การผลิตพลังงานไฟฟ้ารวม 286 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำ
 รวม 30 ตันต่อชั่วโมง เป็นสถานที่ดำเนินงานวิจัย ทำการเก็บบันทึก
 ข้อมูลเป็นค่าเฉลี่ยรายวันในช่วงเวลาออฟพีค (Off peak) ของการ
 ไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ. 2560
 ถึง 31 ธันวาคม พ.ศ. 2560 โดยมีข้อกำหนดของการดำเนินงาน
 ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ข้อกำหนดของโรงไฟฟ้าแฝด (ที่ใช้ศึกษาวิจัยในครั้งนี้)
 ในการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน
 จากไอน้ำ

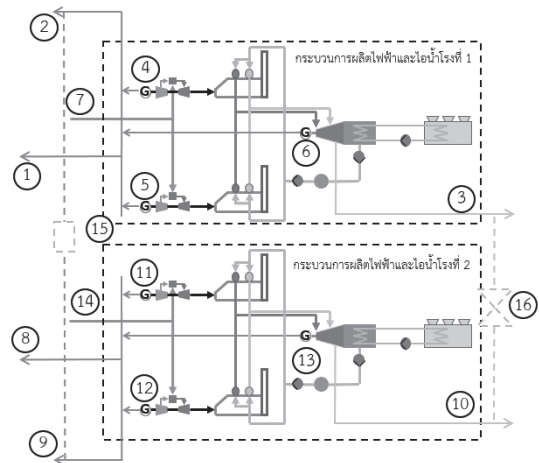
ชื่อ	กฟผ. (MW _e)	IU electricity (MW _e)	IU steam (MW _{th})
โรงที่ 1	59.00	30.00	15.50
โรงที่ 2	59.00	20.00	14.50

2. วิธีการวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 วิธีการวิจัย

โรงไฟฟ้าแฝดแบบโคเจนเนอเรชันที่ใช้ในการศึกษาวิจัยนั้น
 จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined cycle power
 plant) โดยกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของโรงไฟฟ้า
 แฝด (โรงที่ 1 และโรงที่ 2) นี้ ประกอบไปด้วยกังหันก๊าซจำนวน
 4 เครื่อง ได้แก่ กังหันก๊าซ GT11 (โรงที่ 1) กังหันก๊าซ GT12
 (โรงที่ 1) กังหันก๊าซ GT21 (โรงที่ 2) กังหันก๊าซ GT22 (โรงที่ 2)
 และกังหันไอน้ำจำนวน 2 เครื่อง ได้แก่ กังหันไอน้ำ ST10 (โรงที่ 1)
 และกังหันไอน้ำ ST20 (โรงที่ 2) ซึ่งมีกระบวนการผลิตพลังงาน

ไฟฟ้าและไอน้ำดังแสดงในภาพที่ 2 รายละเอียดหมายเลขในแผนผัง
 สามารถแสดงดังตารางที่ 3 ซึ่งพลังงานไฟฟ้าหลักจะจำหน่าย
 กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และพลังงาน
 ไฟฟ้าอีกส่วนหนึ่งกับไอน้ำจะจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรม
 ใกล้เคียง โดยภายในโรงไฟฟ้าแฝดแบบโคเจนเนอเรชันนี้ โรงที่ 1
 และโรงที่ 2 สามารถเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำที่จะส่งให้ลูกค้า
 โรงงานอุตสาหกรรมเข้าหากันได้โดยผ่านอุปกรณ์จัดการเชื่อมต่อ
 ระบบ (เบรกเกอร์และวาล์ว) เพื่อสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าและ
 ไอน้ำทดแทนกันได้



ภาพที่ 2 แผนผังกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของ
 โรงไฟฟ้าแฝดแบบโคเจนเนอเรชัน

ในการศึกษาวิจัยนี้จะทำการเก็บบันทึกข้อมูลตัวแปรต่างๆ
 ของโรงไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ส่งให้การไฟฟ้า
 ฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) พลังงานไฟฟ้าที่ส่งให้โรงงาน
 อุตสาหกรรม (IU electricity) พลังงานความร้อนจากไอน้ำที่ส่ง
 ให้โรงงานอุตสาหกรรม (IU steam) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก
 กระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ ของกังหันก๊าซ GT11
 กังหันก๊าซ GT12 และกังหันไอน้ำ ST10 กังหันก๊าซ GT21 กังหัน
 ก๊าซ GT22 และกังหันไอน้ำ ST20 และข้อมูลปริมาณการใช้
 เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Gas consumption) โดยข้อมูลเหล่านี้จะ
 รวบรวมมาจากโปรแกรม Plant Information (PI) ซึ่งเป็นโปรแกรม
 ที่ใช้ตรวจสอบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและเก็บบันทึกข้อมูลใน
 รายชั่วโมง จากนั้นจะนำข้อมูลต่างๆ เหล่านี้มาคำนวณและวิเคราะห์
 หาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ตามสมการที่ (1) และ (2) ซึ่งงานวิจัยนี้
 มีขั้นตอนการดำเนินงานดังแสดงในภาพที่ 3

ตารางที่ 3 รายละเอียดแผนผังกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน

ลำดับ	คำอธิบาย	ลำดับ	คำอธิบาย
1	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) 59.00 MW	9	พลังงานไฟฟ้าโรงงานอุตสาหกรรม (IU electricity) 36.80 MW
2	พลังงานไฟฟ้าโรงงานอุตสาหกรรม (IU electricity) 36.80 MW	10	พลังงานความร้อนจากไอน้ำโรงงานอุตสาหกรรม (IU steam) 36.00 MW
3	พลังงานความร้อนจากไอน้ำโรงงานอุตสาหกรรม (IU steam) 36.00 MW	11	กังหันก๊าซ GT21 51.50 MW
4	กังหันก๊าซ GT11 51.50 MW	12	กังหันก๊าซ GT22 51.50 MW
5	กังหันก๊าซ GT12 51.50 MW	13	กังหันไอน้ำ ST20 40.00 MW
6	กังหันไอน้ำ ST10 40.00 MW	14	พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Gas consumption)
7	พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Gas consumption)	15	เบรกเกอร์เชื่อมต่อไฟฟ้าระหว่างโรงที่ 1 และ 2
8	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) 59.00 MW	16	วาล์วเชื่อมต่อไอน้ำระหว่างโรงที่ 1 และ 2



ภาพที่ 3 แสดงขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

การหาอัตราการใช้พลังงานความร้อน (Heat rate) ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combine cycle power plant) [10] ดังสมการที่ (1)

$$\text{Heat rate} = \frac{\text{Input energy (BTU/hr)}}{\text{Output Power (kW)}} \quad (1)$$

โดยที่ Input energy = พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงที่ให้กับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำมีหน่วยเป็นบีทียูต่อชั่วโมง (BTU/hr)

Output Power = กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW)

การหาประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าความร้อนร่วม (Power plant efficiency) [10] สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2)

$$\text{Efficiency} = \frac{1 \text{ kW}}{\text{Heat rate (BTU/kWh หรือ kJ/kWh)}} \quad (2)$$

โดยที่ 1 kW = 3414.42595 BTU/hr

1 kW = 3600 kJ/hr

การประเมินรายได้ของการปรับปรุงรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันเมื่อพิจารณาถึงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Power plant efficiency) ที่เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ทราบถึงอัตราการใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิง (Heat rate) หลังปรับปรุงรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน และสามารถประเมินรายได้เฉลี่ยต่อวันของการปรับปรุงรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน โดยการเปรียบเทียบรายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้าและต้นทุนจากการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Gas consumption) ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3)

$$\text{ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ} = \text{ปริมาณความร้อนของก๊าซธรรมชาติ (mmBTU)} \times \text{ราคาก๊าซธรรมชาติ (Baht/mmBTU)} \quad (3)$$

โดยที่ราคาก๊าซธรรมชาติ (Baht/mmBTU) อ้างอิงจากราคาจาก บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นค่าเฉลี่ยจากเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2560 ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2560 เท่ากับ 234.96 บาท โดยมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation, S.D.) เท่ากับ 4.03 บาท หรือ ร้อยละ 1.715

รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าต่อวันสามารถหาได้จากสมการที่ (4) เพื่อนำรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าต่อวันมาหักลบกับต้นทุนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้สุทธิของการเดินเครื่อง 4 รูปแบบมาเปรียบเทียบกันเพื่อหารูปแบบที่ได้รายได้สุทธิมากที่สุด ดังสมการที่ (5) ถึง (7)

$$\text{ค่าไฟฟ้าต่อวัน} = \text{พลังงานไฟฟ้า (kWh)} \times \text{ค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (Baht/kWh)} \quad (4)$$

$$\text{รายได้สุทธิ โรงที่ 1} = \text{รายได้พลังงานไฟฟ้าต่อวัน (บาท)} - \text{ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ (บาท)} \quad (5)$$

$$\text{รายได้สุทธิ โรงที่ 2} = \text{รายได้พลังงานไฟฟ้าต่อวัน (บาท)} - \text{ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ (บาท)} \quad (6)$$

$$\text{รายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าแฝด} = \text{รายได้สุทธิ โรงที่ 1 (บาท)} + \text{รายได้สุทธิ โรงที่ 2 (บาท)} \quad (7)$$

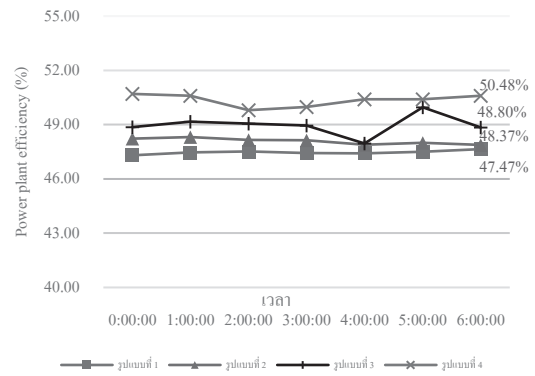
หมายเหตุ: ค่าพลังงานไฟฟ้าคำนวณจากพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกับพลังงานความร้อนจากไอน้ำ (MW_{th}) ที่เปลี่ยนเป็นค่าพลังงานไฟฟ้า (MW_e) โดยใช้ประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ ซึ่งเป็นเครื่องจักรที่สามารถเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานไฟฟ้า

3. ผลการวิจัยและอภิปราย

3.1 โรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน โรงที่ 1

จากการเก็บรวบรวมข้อมูลตัวแปรต่างๆ ของโรงไฟฟ้าแบบโรงที่ 1 เมื่อนำมาคำนวณหาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมง ในช่วงเวลาออฟพีคนั้น สามารถแสดงผลได้ดังภาพที่ 4 โดยผลการศึกษาพบว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 ที่เดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 3 เครื่อง และกังหันไอน้ำ 2 เครื่อง โดยมีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน จะทำให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ (Power plant efficiency) ของโรงที่ 1 มีค่าสูงที่สุด เนื่องจากสามารถเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก๊าซ GT11 และกังหันก๊าซ GT12 ได้สูงที่สุดเท่ากับ 81.35 และ 81.59 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ (ดังแสดงในตารางที่ 4) จากการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำเข้าหากันระหว่างโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน จึงส่งผลให้การเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 มีประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำสูงสุดเฉลี่ยเท่ากับ 50.48 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งดีกว่าการดำเนินงานด้วยรูปแบบปกติทั่วไป (รูปแบบที่ 1 ซึ่งจะมีค่า 47.47 เปอร์เซ็นต์)

เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 เปรียบเทียบกับการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 ก็พบว่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำเฉลี่ยของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 (50.48 เปอร์เซ็นต์) ดีกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 (48.37 เปอร์เซ็นต์) เนื่องจากกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก๊าซ GT11 และกังหันก๊าซ GT12 ของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 (81.35 และ 81.59 เปอร์เซ็นต์) สูงกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 (65.81 และ 65.82 เปอร์เซ็นต์) ดังแสดงในตารางที่ 4 ถึงแม้ว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 จะเชื่อมต่อไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันแล้วก็ตาม แต่ยังคงไม่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก๊าซ GT11 และกังหันก๊าซ GT12 ได้เทียบเท่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าต่างกันค่อนข้างสูง



ภาพที่ 4 ผลเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Power plant efficiency, %) ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน โรงที่ 1

ตารางที่ 4 ผลเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเครื่องจักรหลัก โรงที่ 1

รูปแบบการเดินเครื่อง	ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (%)	กังหันก๊าซ GT11 (%)	กังหันก๊าซ GT12 (%)	กังหันไอน้ำ ST10 (%)
รูปแบบที่ 1	47.47	60.13	59.95	75.41
รูปแบบที่ 2	48.37	65.81	65.82	72.86
รูปแบบที่ 3	48.80	76.84	76.75	84.57
รูปแบบที่ 4	50.48	81.35	81.59	81.19

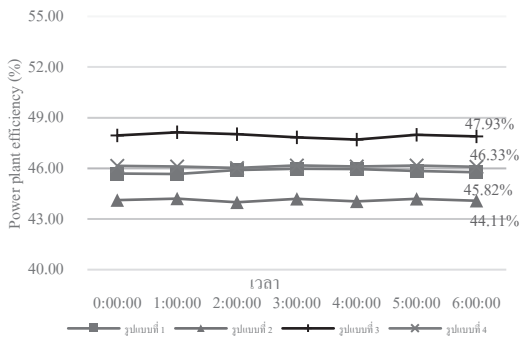
เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 เปรียบเทียบกับการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 ก็พบว่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำเฉลี่ยของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 (50.48 เปอร์เซ็นต์) ดีกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 (48.80 เปอร์เซ็นต์) เนื่องจากกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก๊าซ GT11 และกังหันก๊าซ GT12 ของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 (81.35 และ 81.59 เปอร์เซ็นต์) สูงกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 (76.84 และ 76.75 เปอร์เซ็นต์) เนื่องจากเมื่อเชื่อมต่อไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันแล้วนั้น ส่งผลให้กังหันก๊าซเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงขึ้นเป็นอย่างมาก ซึ่งมากกว่าการเชื่อมต่อไอน้ำเพียงอย่างเดียว

และเมื่อพิจารณาการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 เปรียบเทียบกับการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 ก็พบว่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำเฉลี่ยของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 (48.80 เปอร์เซ็นต์) ดีกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 (48.37 เปอร์เซ็นต์) เนื่องจากการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 เชื่อมต่อไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน ซึ่งสามารถเพิ่มกำลัง

การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กังหันก๊าซได้สูงกว่าการเชื่อมต่อไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแผลแบบโคเจนเนอเรชัน

3.2 โรงไฟฟ้าแผลแบบโคเจนเนอเรชัน โรงที่ 2

นอกจากนี้จากการเก็บรวบรวมข้อมูลตัวแปรต่างๆ ของโรงไฟฟ้าแผล โรงที่ 2 เมื่อนำมาคำนวณหาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมงในช่วงเวลาออฟพีคนั้น สามารถแสดงผลได้ดังภาพที่ 5 โดยผลการศึกษาพบว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 ที่เดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 3 เครื่อง และกังหันไอน้ำ 2 เครื่อง โดยที่มีเชื่อมต่อไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าแผลแบบโคเจนเนอเรชัน สามารถเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก๊าซ GT22 ได้สูงสุดเท่ากับ 89.35 เปอร์เซ็นต์ (ดังแสดงในตารางที่ 5) จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ (Power plant efficiency) ของโรงที่ 2 นั้นสูงถึง 47.93 เปอร์เซ็นต์ โดยการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 นั้น สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ขนาดคงที่ไม่เกิน 59 เมกะวัตต์



ภาพที่ 5 ผลเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Power plant efficiency, %) ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแผลแบบโคเจนเนอเรชัน โรงที่ 2

เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 เปรียบเทียบกับการเดินเครื่องรูปแบบที่ 1 พบว่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 (47.93 เปอร์เซ็นต์) สูงกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 1 (45.82 เปอร์เซ็นต์) ดังแสดงในตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเครื่องจักรหลัก โรงที่ 2

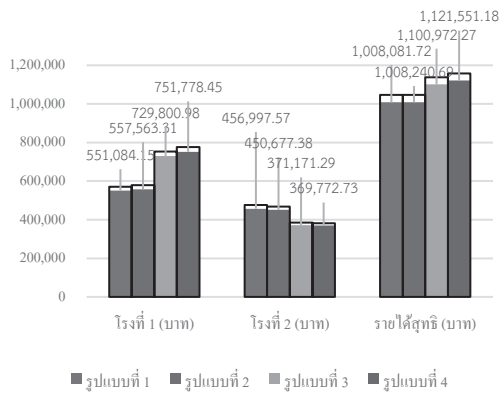
รูปแบบการเดินเครื่อง	ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (%)	กังหันก๊าซ GT21 (%)	กังหันก๊าซ GT22 (%)	กังหันไอน้ำ ST10 (%)
รูปแบบที่ 1	45.82	51.42	51.31	75.20
รูปแบบที่ 2	44.11	47.53	47.46	76.40
รูปแบบที่ 3	47.93	00.00	89.35	42.65
รูปแบบที่ 4	46.33	00.00	81.19	41.34

เนื่องจากการเดินเครื่องรูปแบบที่ 1 นั้นเป็นการเดินเครื่องรูปแบบทั่วไปที่ไม่มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแผลแบบโคเจนเนอเรชัน ส่งผลให้กังหันก๊าซ GT21 และกังหันก๊าซ GT22 นั้น เดินเครื่องแบบพาร์ทโหลด (Part load operation) ที่กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียง 51.42 และ 51.31 เปอร์เซ็นต์ของกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำมีค่าต่ำ

เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 เปรียบเทียบกับการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 ก็พบว่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 (47.93 เปอร์เซ็นต์) สูงกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 (44.11 เปอร์เซ็นต์) เนื่องจากการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 นั้นมีการเชื่อมต่อไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแผลแบบโคเจนเนอเรชัน โดยให้โรงที่ 1 จ่ายไอน้ำให้โรงงานอุตสาหกรรม (IU steam) ทดแทนโรงที่ 2 จึงส่งผลให้กังหันก๊าซ GT21 และกังหันก๊าซ GT22 ต้องปรับกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง โดยเดินเครื่องแบบพาร์ทโหลดซึ่งมีกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียง 47.53 และ 47.46 เปอร์เซ็นต์ของกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เนื่องจากกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันไอน้ำ ST20 สูงขึ้น เพื่อควบคุมพลังงานไฟฟ้าที่ส่งให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คงที่ไม่เกิน 59 เมกะวัตต์ จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำต่ำลงเป็นอย่างมาก

เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 เปรียบเทียบกับการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 ก็พบว่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำเฉลี่ยของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 สูงกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 เนื่องจากการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 นั้น มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแผลแบบโคเจนเนอเรชัน โดยให้โรงที่ 1 จ่ายพลังงานไฟฟ้า (IU electricity) และไอน้ำ (IU steam) ให้โรงงานอุตสาหกรรม ทดแทนโรงที่ 2 และหยุดการเดินเครื่องกังหันก๊าซ GT21 ลงเช่นเดียวกับการเดินเครื่อง

รูปแบบที่ 3 จึงส่งผลให้กังหันก๊าซ GT22 เติบโตเครื่องแบบพาร์ทโหลด มีกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงถึง 81.19 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าน้อยกว่ากังหันก๊าซ GT22 ของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 เพียงเล็กน้อย (89.35 เปอร์เซ็นต์) จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 (47.93 เปอร์เซ็นต์) สูงกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 (46.33 เปอร์เซ็นต์) นอกจากนี้เมื่อพิจารณารายได้เฉลี่ยรวมของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน ดังแสดงในภาพที่ 6 และตารางที่ 6 จะพบว่า การเดินเครื่องด้วยรูปแบบที่ 4 จะให้ได้รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวันของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน สูงที่สุดเท่ากับ 1,121,551.18 (±36,338.73) บาท



ภาพที่ 6 ผลการประเมินรายได้สุทธิต่อวันของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน

ตารางที่ 6 ผลการประเมินรายได้สุทธิต่อวันของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน

รูปแบบการเดินเครื่อง	โรงที่ 1 (บาท)	โรงที่ 2 (บาท)	รายได้สุทธิโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน (บาท)
รูปแบบที่ 1	551,084.15	456,997.57	1,008,081.73
รูปแบบที่ 2	557,563.31	450,677.38	1,008,240.69
รูปแบบที่ 3	729,800.98	371,171.29	1,100,972.27
รูปแบบที่ 4	751,778.45	369,772.73	1,121,551.18

สำหรับการเดินเครื่องด้วยรูปแบบที่ 3 จะให้ได้รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 1,100,972.27 (±37,085.93) บาท โดยเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนแปลงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation, S.D.) แล้วก็ตาม ก็ยังส่งผลให้รายได้เฉลี่ยต่อวันของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 3 น้อยกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 เท่ากับ 20,578.91 บาท การเดินเครื่องด้วยรูปแบบที่ 2 จะให้ได้รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 1,008,240.69 (±38,697.11) บาท โดยเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนแปลงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) แล้ว

ก็ยังส่งผลให้รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวันของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 2 น้อยกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 เท่ากับ 113,310.49 บาท และการเดินเครื่องด้วยการเดินเครื่องรูปแบบทั่วไป (รูปแบบที่ 1) จะให้ได้รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 1,008,081.73 (±38,231.70) บาท โดยเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนแปลงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) แล้ว ก็ยังส่งผลให้รายได้เฉลี่ยต่อวันของการเดินเครื่องรูปแบบที่ 1 น้อยกว่าการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 เท่ากับ 113,469.45 บาท ดังนั้นสามารถสรุปผลการศึกษารูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมในช่วงเวลาออฟพีคได้ว่า การเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 เหมาะสมที่จะนำมาใช้เป็นรูปแบบการเดินเครื่องหลักในช่วงเวลาออฟพีคของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันนี้ เนื่องจากการเดินเครื่องรูปแบบที่ 4 สามารถทำรายได้เฉลี่ยต่อวันสูงสุด ซึ่งเป็นผลมาจากการเดินเครื่องที่มีประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าที่สูง จึงทำให้โรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงได้อย่างคุ้มค่าที่สุด

4. สรุป

งานวิจัยนี้ดำเนินการปรับปรุงรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันในช่วงเวลาออฟพีค เพื่อศึกษาค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ (Power plant efficiency) ของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน ผลการศึกษาพบว่า รูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันที่ 4 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำที่ ซึ่งจากผลการศึกษาวิจัยสามารถสรุปได้ว่า การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันในช่วงเวลาออฟพีคด้วยรูปแบบที่ 4 โดยเดินเครื่องด้วยกังหันก๊าซ 3 เครื่อง และกังหันไอน้ำ 2 เครื่อง ที่มีการเชื่อมต่อไฟฟ้าและไอน้ำระหว่างโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน (โรงที่ 1 และโรงที่ 2) นั้นเหมาะสมที่จะนำมาดำเนินการเป็นการเดินเครื่องรูปแบบหลักของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันในช่วงเวลาออฟพีค ทั้งในด้านประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าที่มีค่าสูง และรายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวันที่ได้มากที่สุดของโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันนี้

อย่างไรก็ตามในกรณีนี้ในโรงไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชันนั้นเมื่ออุปกรณ์อื่นๆ เพิ่มเติม อาทิเช่น มีการติดตั้งเครื่องทำความเย็นเพื่อลดอุณหภูมิเข้าเครื่องอัดอากาศของเครื่องยนต์กังหันก๊าซ หรือการติดตั้งอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อเพิ่มอุณหภูมิเชื้อเพลิงก่อนการเผาไหม้ในห้องเผาไหม้ของเครื่องยนต์กังหันก๊าซ ก็จะส่งผลให้ประสิทธิภาพเครื่องยนต์กังหันก๊าซมีค่าสูงขึ้นได้ ซึ่งเมื่อมีการเพิ่มอุปกรณ์เหล่านี้เข้าไปในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของโรงไฟฟ้าแล้ว ผลของรูปแบบการเดินเครื่องที่เหมาะสมนั้นก็จะมีการเปลี่ยนแปลง และอาจจะมีรูปแบบการเดินเครื่องในรูปแบบอื่นๆ เพิ่มเติมอีกด้วย

5. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนสนับสนุนจากภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ และขอขอบคุณ บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 1 และ ทีเอส 2 จำกัด ที่เอื้อเฟื้อสถานที่ในการเก็บข้อมูลและทำการทดลอง

6. รายการอ้างอิง

- [1] กระทรวงพลังงาน, ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย 2556, แหล่งที่มา: <http://www.touchtechdesign.com/eppo>, 9 กันยายน 2560.
- [2] Electricity Generating Authority of Thailand, Power system, Available source: <https://www.egat.co.th>, September 9, 2017.
- [3] Ministry of Energy, Energy Policy and Planning office (EPPPO), Available source: <http://www.eppo.go.th>, September 9, 2017.
- [4] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015) แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th>, 9 กันยายน 2560
- [5] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, สถานการณ์พลังงานไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย, แหล่งที่มา: <http://www.senate.go.th>, 9 กันยายน 2560.
- [6] M. C. Ekwonu, S. Perry and E. A. Oyedoh, 2013, Modelling and Simulation of Gas Engines Using Aspen HYSYS. 6(3): 1-4
- [7] Miroslav Variny, Otto Mierka, 2008, Improvement of part load efficiency of a combined cycle power plant provisioning ancillary services. 86(3): 888-894
- [8] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, TOU, แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th>, 15 กันยายน 2560.
- [9] Cem Tahsin Yucer, 2016, Thermodynamic analysis of the part load performance for small scale gas turbine jet engine by using exergy analysis method. 1(1): 251-259
- [10] สมชาติ ฉันทศิริวรรณ, 2558, วิศวกรรมโรงไฟฟ้า (Power plant engineering), คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, ปทุมธานี, 293