การพัฒนาแบบจำลองต้นทุนของระบบผลิตพลังงานร่วม

อภิรัตน์ นาควิจิตร

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository(CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

A COST MODEL DEVELOPMENT FOR A POWER COGENERATION SYSTEM

Apirat Nakvichit

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Industrial Engineering

Department of Industrial Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การพัฒนาแบบจำลองต้นทุนของระบบผลิตพลังงานร่วม
โดย	อภิรัตน์ นาควิจิตร
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

คณะวิศวกรรมาศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

…….. คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

……. ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ)

……... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน)

……. กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ปารเมศ ชุติมา)

……. กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(รองศาตราจารย์ สมชาย พวงเพิกศึก)

อภิรัตน์ นาควิจิตร : การพัฒนาแบบจำลองต้นทุนของระบบผลิตพลังงานร่วม. (A COST MODEL DEVELOPMENT FOR A POWER COGENERATION SYSTEM) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน, 75 หน้า.

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ เพื่อเสนอแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนของระบบผลิตพลังงานร่วมซึ่งประกอบไปด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator: GTG) และหน่วยผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator: HRSG) ซึ่งพิจารณาจากราคาของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ และประสิทธิภาพของหน่วยผลิต รวมไปถึงการพิจารณาการจัดสรรนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีรูปแบบการคิดราคาค่าไฟฟ้าแบบใช้งานตามช่วงเวลา (Time of use rate: TOU) รูปแบบปัญหานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุด และการนำเข้าไฟฟ้า เป็นไปอย่างเหมาะสม ซึ่งพิจารณาในรูปแบบของค่าพลังงานความร้อนในหน่วยเมกกะวัตต์-ชั่วโมง โดยการสร้างสมการความสัมพันธ์จากข้อมูลตัวแทนที่เก็บย้อนหลังซึ่งนำมาคัดกรองด้วยวิธี Box plot จากนั้นอาศัยหลักการสมดุลพลังงานและความสัมพันธ์เชิงเส้นถดถอยระหว่างพลังงานที่เข้าและออกของแต่ละหน่วยผลิต มากำหนดเป็นสมการวัตถุประสงค์

รูปแบบปัญหานี้ใช้โปรแกรม Solver ใน MS Excel 2010 ในการแก้ปัญหา โดยกำหนดเงื่อนไขเป็นขีดจำกัดการผลิตของแต่ละหน่วย และเงื่อนไขการนำเข้าไฟฟ้าแบบ TOU หลังจากทำการวิเคราะห์และตรวจสอบเปรียบเทียบผลจากแบบจำลองกับผลจริงด้วยวิธี Two-Sample T-Test สามารถสรุปได้ว่าแบบจำลองช่วยกำหนดการใช้เชื้อเพลิงและจัดสรรภาระให้กับหน่วยผลิตแต่ละหน่วยตามประสิทธิภาพ โดยหน่วยที่มีประสิทธิภาพมากกว่าจะถูกจัดสรรภาระมากกว่า และนำผลลัพธ์ไปเปรียบเทียบกับการดำเนินการจริง 3 กรณี คือ หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยปกติ, เฉลี่ยสูงสุด และเฉลี่ยต่ำสุด ประกอบกับการนำเข้าไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม ทำให้ต้นทุนในการผลิตพลังงานร่วมลดลงโดยเฉพาะผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยปกติ คิดเป็นต้นทุนที่ประหยัดสูงสุดได้ร้อยละ 19.25, 12.29 และ 16.47 ตามลำดับ

ภาควิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อนิสิต.....

สาขาวิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....

ปีการศึกษา 2554

5271545021 : MAJOR INDUSTRIAL ENGINEERING

KEYWORDS : Mathematical model/ Cogeneration system cost

Apirat Nakvichit : A COST MODEL DEVELOPMENT FOR A POWER COGENERATION SYSTEM. ADVISOR : ASSOC.PROF.SUTHAS RATANAKUAKANGWAN, 75 pp.

The objective of this study is to propose a mathematical model for a cogeneration system cost which consist of Gas Turbine Generators and Heat Recovery Steam Generators by considering the Natural gas price and the system efficiency. Including the electricity import from the Provincial Electricity Authority (PEA) which is the Time of Use rate contact (TOU) The objective is to minimize cost of power and steam generation and properly electricity import. By considering the in term of energy balance which is considered in MW in hourly basis and Linear regression correlation between the input and output energy to formulate the objective equation. The correlation has been determined form the history data which represented by a Box Plot, the statistical Outlierss elimination.

The model had been solved by solver on MS Excel 2010 which the constrain resources is the unit capacity and TOU electricity import condition. After compare the model result with the actual operation by a Two-Sample T-Test method, it was concluded that the optimal solution shown the effectiveness loading allocation result to minimize natural gas consumption. The most efficient generator will assign to take more load compare with the actual operate in 3 cases, medium, maximum and minimum power generation as well as a properly electricity import which leads to save the monthly operating cost especially medium power generation is up to 19.25%, 12.29% and16.47% respectively.

Department : Industrial Engineering Student's Signature .....

Field of Study : Industrial Engineering Advisor's Signature .....

Academic Year : 2011 .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยความช่วยเหลือจาก รองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งนอกจากได้ให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์กับการทำงานวิจัยและติดตามความคืบหน้า ตลอดจนคณาจารย์ทุกท่านที่ร่วมเป็นประธานและกรรมการในการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบไปด้วย ศาสตราจารย์ดร.ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ ประธานกรรมการสอบและกรรมการสอบ รองศาสตราจารย์ ดร.ปาราเมศ ชุติมา และ รองศาสตราจารย์สมชาย พวงเพิกศึก ที่กรุณาตรวจสอบความถูกต้องของวิทยานิพนธ์ ทำให้วิทยานิพนธ์นี้มีความถูกต้องชัดเจนยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณบริษัทกรณีศึกษาที่อนุญาตให้ผู้วิจัยได้ศึกษาข้อมูลเชิงลึกและบุคลากรทุกท่านที่ได้ให้ความอนุเคราะห์และความร่วมมือในด้านการให้ความร่วมมือ ให้ความรู้ด้านเทคนิคเฉพาะทางตลอดจนข้อเสนอแนะต่างๆที่ก่อให้เกิดประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และให้คำแนะนำ ตลอดระยะเวลาที่ศึกษาในรายวิชาต่างๆ รวมไปถึงคำแนะนำสำหรับงานวิจัย จนสำเร็จหลักสูตร

สุดท้ายผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวที่ได้ให้การสนับสนุนให้คำแนะนำและเป็นกำลังใจตลอดมา จนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยดี

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... จ

กิตติกรรมประกาศ..... ฉ

สารบัญ..... ช

สารบัญตาราง..... ฌ

สารบัญภาพ..... ญ

บทที่ 1 บทนำ..... 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา..... 1

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย..... 8

1.3 ขอบเขตของการวิจัย..... 9

1.4 ข้อตกลงเบื้องต้น..... 9

1.5 คำจำกัดความที่ใช้ในการวิจัย..... 10

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ..... 10

1.7 วิธีดำเนินการวิจัย..... 10

1.8 ลำดับขั้นตอนในการเสนอผลการวิจัย..... 11

บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 12

2.1 แนวคิดและทฤษฎี..... 12

2.2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 17

บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย..... 20

3.1 รวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูล..... 20

3.2 หาความสัมพันธ์ของข้อมูลและสร้างสมการ..... 35

หน้า

3.3 สมการวัตถุประสงค์..... 48
3.4 เครื่องมือที่ใช้ในงานวิจัย..... 49
3.5 ขั้นตอนการวิเคราะห์ด้วยแบบจำลอง..... 49
3.5 ทดสอบความถูกต้อง..... 49

บทที่ 4 ผลการดำเนินการวิจัย..... 60
4.1 ผลการวิเคราะห์และเปรียบเทียบผล..... 60

บทที่ 5 อภิปรายผลการดำเนินงานวิจัย และข้อเสนอแนะ..... 70
5.1 สรุปผลการวิจัย..... 70
5.2 ปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินงานวิจัย..... 71
5.2 ข้อเสนอแนะ..... 71

รายการอ้างอิง..... 73
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์..... 75

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	กำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้า…….....	2
2	อัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา.....	7
3	กำลังการผลิตระบบผลิตพลังงานร่วม.....	17
4	สรุปเงื่อนไขแต่ละกรณี.....	59
5	ผลลัพธ์แบบจำลองการนำเข้าไฟฟ้า.....	60
6	สมดุลพลังงานในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำ.....	62
7	สมดุลพลังงานในระบบผลิตพลังงานร่วม.....	62
8	ผลลัพธ์แบบจำลองกรณีที่ 1……..	63
9	ผลลัพธ์แบบจำลองกรณีที่ 2……..	63
10	ผลลัพธ์แบบจำลองกรณีที่ 3…….……	64
11	ตัวอย่างผลลัพธ์การจัดสรรภาระและการเปรียบเทียบการจัดสรรภาระแบบเท่ากันต่อหน่วยเวลา(ชั่วโมง).....	64
12	สรุปต้นทุนรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม.....	69

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	แผนผังจำลองระบบผลิตไฟฟ้า.....	2
2	อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU).....	3
3	ราคาค่าไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ.....	4
4	โครงสร้างราคาต้นทุนการผลิตและนำเข้าไฟฟ้า ณ เดือนมีนาคม 2553.....	7
5	ประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ.....	8
6	การนำเข้าไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2553.....	8
7	ระบบผลิตพลังงานร่วม.....	16
8	ฟังก์ชั่นและความสัมพันธ์ทางด้านการจัดการทรัพยากร.....	19
9	ปริมาณการนำเข้าพลังไฟฟ้าช่วง Peak load	21
10	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำเข้า.....	21
11	ขยายขนาดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำเข้า.....	22
12	ค่าไฟฟ้านำเข้า.....	22
13	Boxplot of MW PI, MW PEA.....	24
14	Boxplot of E-Peak PI, E-Peak PEA.....	25
15	Boxplot of E-Offpeak PI, E-Offpeak PEA.....	26
16	Boxplot of E-Holiday PI, E-Holiday PEA.....	27
17	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันห๊าซ.....	28
18	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซผลิตได้.....	28
19	ปริมาณพลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันห๊าซ.....	28
20	ปริมาณพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไอน้ำใช้ในการผลิตไอน้ำ.....	29
21	พลังงานความร้อนทั้งหมดที่หน่วยปลิตไอน้ำใช้ในการผลิตไอน้ำ.....	29
22	ปริมาณพลังงานความร้อนจากไอน้ำที่หน่วยผลิตไอน้ำผลิตได้.....	29
23	Boxplot of NG to GTG1, NG to GTG2, NG to GTG3 Raw data.....	30

ภาพที่ หน้า

24	Boxplot of NG to GTG1, NG to GTG2, NG to GTG3 after Outliers eliminated.....	31
25	Boxplot of GTG1 Power, GTG2 Power, GTG3 Power Raw data…….....	32
26	Boxplot of GTG1 Power, GTG2 Power, GTG3 Power after Outliers eliminated	32
27	Boxplot of i/p HRSG1, i/p HRSG2, i/p HRSG3 Raw data…….....	33
28	Boxplot of i/p HRSG1, i/p HRSG2, i/p HRSG3 after Outliers eliminated……	33
29	Boxplot of HRSG1, HRSG2, HRSG3 Steam Raw data……	34
30	Boxplot of HRSG1, HRSG2, HRSG3 Steam after Outliers eliminated ……	35
31	ตัวอย่างตารางตำนวณค่าไฟฟ้า.....	37
32	Boxplot of PEA, Calculated electrical import……	38
33	GTG1 Power VS NG to GTG1 Fitted Line Plot and Residual Plots……..	39
34	GTG2 Power VS NG to GTG2 Fitted Line Plot and Residual Plots……	40
35	GTG3 Power VS NG to GTG3 Fitted Line Plot and Residual Plots……	41
36	GTG1 Exhaust VS NG to GTG1 Fitted Line Plot and Residual Plots……	42
37	GTG2 Exhaust VS NG to GTG2 Fitted Line Plot and Residual Plots……	43
38	GTG3 Exhaust VS NG to GTG3 Fitted Line Plot and Residual Plots……	44
39	HRSG1 VPS VS Energy to HRSG1 Fitted Line Plot and Residual Plots……..…	45
40	HRSG2 VPS VS Energy to HRSG2 Fitted Line Plot and Residual Plots……...	46
41	HRSG3 VPS VS Energy to HRSG3 Fitted Line Plot and Residual Plot……	47
42	Boxplot of GTG1 Power, Cal GTG1 Power……	50
43	Boxplot of GTG2 Power, Cal GTG2 Power……	51
44	Boxplot of GTG3 Power, Cal GTG3 Power……	52
45	Boxplot of Exhaust GTG1, Calculated Exhaust GTG1……	53
46	Boxplot of Exhaust GTG2, Calculated Exhaust GTG2……	54
47	Boxplot of Exhaust GTG3, Calculated Exhaust GTG3……	55
48	Boxplot of HRSG1 Steam, Calculated HRSG1 Steam……	56
49	Boxplot of HRSG2 Steam, Calculated HRSG2 Steam……	57

ภาพที่ หน้า

50	Boxplot of HRSG3 Steam, Calculated HRSG3 Steam.....	58
51	Actual Electrical Import.....	60
52	สมดุลพลังงานในระบบผลิตพลังงานร่วม.....	61
53	ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติและการประหยัด.....	64
54	ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในกรณีที่ 1.....	65
55	ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในกรณีที่ 2.....	66
56	ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในกรณีที่ 3.....	67
57	การใช้ก๊าซธรรมชาติจากการจัดสรรภาระทั้ง 3 กรณี.....	68

บทที่ 1

บทนำ

1.1.ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

1.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

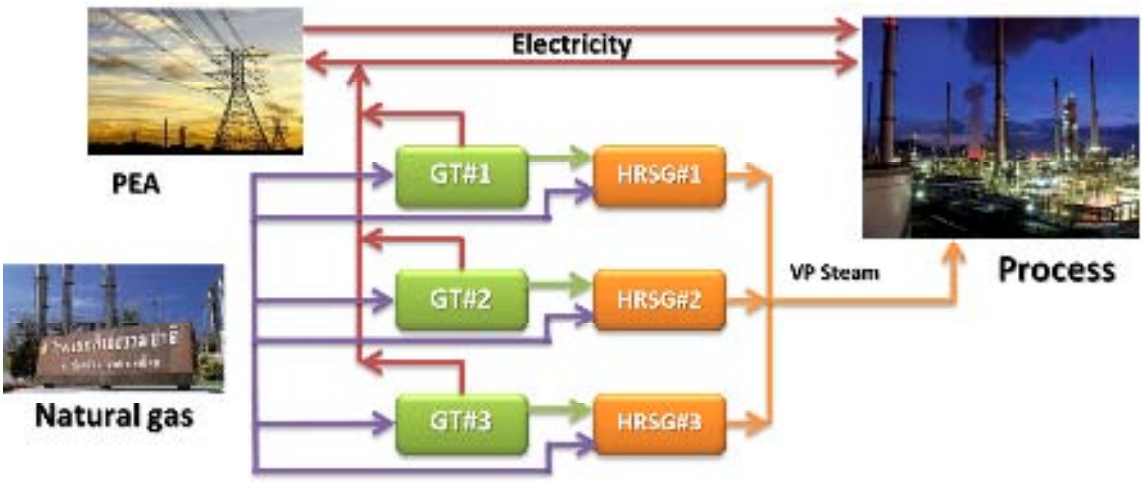
โรงกลั่นน้ำมันสามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้เองเพื่อป้อนให้กระบวนการกลั่นน้ำมัน ซึ่งระบบการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำเรียกว่าระบบผลิตพลังงานร่วม ประกอบไปด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine: GT) จำนวน 3 หน่วย ดำเนินการร่วมกับหน่วยผลิตไอน้ำจากความร้อน (Heat Recovery Steam Generator: HRSG) จำนวน 3 หน่วย หรือที่เรียกว่า Cogeneration system

ระบบ Cogeneration [1] คือการผลิตพลังงาน 2 รูปแบบได้แก่พลังงานไฟฟ้า (กระแสไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (ไอน้ำ, อากาศร้อน) จากแหล่งเชื้อเพลิงชนิดเดียว ในระบบ Cogeneration ประกอบด้วย Gas Turbine, Generator และ Heat Recovery เมื่อก๊าซธรรมชาติถูกนำเข้า Gas Turbine เพื่อผ่านการจุดระเบิดให้เกิดแรงดันอากาศร้อนไปขับตัว Turbine การหมุนของ Turbine จะส่งไปยัง Generator เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ก๊าซฯ ที่ปล่อยออกมามีอุณหภูมิประมาณ 370 -550 องศาเซลเซียส สามารถนำไปให้ความร้อนโดยตรง เช่นใช้กับเตาเผาหรือเครื่องอบแห้งและนำความร้อนไปใช้กับของเหลว เช่นการทำน้ำร้อนและผลิตไอน้ำเพื่อทำความร้อนหรือความเย็น

อนึ่งระบบไฟฟ้าของโรงกลั่นน้ำมัน ยังมีการเชื่อมต่อเพื่อการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสามารถนำเข้าไฟฟ้าได้ตลอดเวลา โดยจะถูกเรียกเก็บค่าไฟฟ้าตามอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of use rate: TOU)

1) ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซมีจำนวน 3 หน่วย แต่ละหน่วยมีกำลังการผลิตสูงสุด 16 MW รวมกำลังการผลิตสูงสุด 48 MW โดยหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซจะดำเนินการร่วมกับหน่วยผลิตไอน้ำจากความร้อน Heat Recovery Steam Generator (HRSG) ในการผลิตไฟฟ้า กล่าวคืออากาศจะถูกอัดให้มีความดันและอณหภูมิสูงด้วยเครื่องอัดอากาศ และเกิดการสันดาบกับเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จะได้ก๊าซสันดาบที่มีพลังงานงานสูง ทั้งพลังงานจลน์และพลังงานความร้อน พลังงานจลน์ทำหน้าที่หมุนเพลาที่ปลายด้านหนึ่งซึ่งประกอบด้วยขดลวดแม่เหล็กไฟฟ้า เมื่อเพลาหมุนจะทำให้ขดลวดแม่เหล็กไฟฟ้าเหนี่ยวนำเกิดเป็นกระแสไฟฟ้า ในขณะที่พลังงานความร้อนที่เหลือจะถูกส่งต่อไปยัง HRSG เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำในหม้อต้มไอน้ำ แต่เนื่องจากพลังงานความร้อนไม่เพียงพอต่อการต้มน้ำให้กลายเป็นไอน้ำ จึงต้องมีหัวเตาสันดาบก๊าซธรรมชาติที่ HRSG เพื่อเพิ่มปริมาณความร้อนให้กับน้ำในหม้อต้มไอน้ำ (Supplementary firing) ทำให้ได้ไอน้ำที่มีความดันสูง 120 บาร์ ตามกำลังการผลิตในตารางที่ 1ก่อนที่ไอน้ำที่ได้จะถูกส่งต่อไปยังกระบวนการต่อไป ตามแผนผังกระบวรการผลิต ในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 แผนผังจำลองระบบผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 1 กำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้า

หน่วยผลิตไฟฟ้า	***กำลังผลิตสูงสุด*** **เมกกะวัตต์**	***กำลังผลิตปกติ*** **เมกกะวัตต์**
กังหันก๊าซ#1	18	15
กังหันก๊าซ#2	18	15
กังหันก๊าซ#3	18	15
รวม	54	45
หน่วยผลิตไอน้ำ	**กำลังผลิตสูงสุด ตันต่อชั่วโมง**	**กำลังผลิตปกติ ตันต่อชั่วโมง**
หม้อต้มไอน้ำ#1	60	40
หม้อต้มไอน้ำ#2	60	40
หม้อต้มไอน้ำ#3	60	40
รวม	180	120

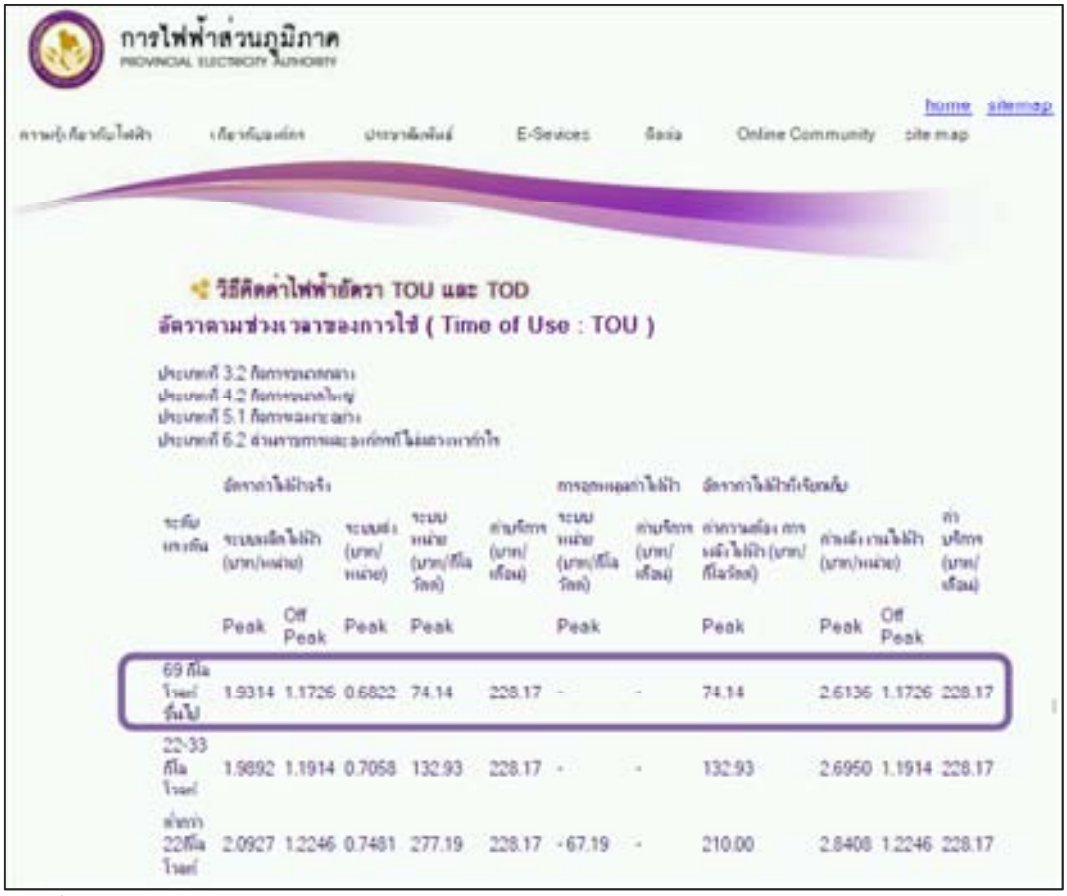
2) ไฟฟ้าจากการนำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

โรงกลั่นน้ำมันได้ถูกออกแบบระบบไฟฟ้าให้มีการเชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อความมั่นคง (Security) สามารถนำเข้าไฟฟ้าได้ตลอดเวลาได้ไม่จำกัดปริมาณ ซึ่งค่าธรรมเนียมในการนำเข้าไฟฟ้าเป็นไปตามเงื่อนไขแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU) ในทางกลับกัน หากหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในโรงกลั่นน้ำมัน ผลิตไฟฟ้าได้มากเกินความต้องการ ระบบควบคุมไฟฟ้าอัตโนมัติจะส่งไฟฟ้าออกไปยังการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายจากการไฟฟ้า

การคิดค่าไฟตามอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU) จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบ่งตามระดับแรงดัน โดยใช้อัตราตามระดับแรงดัน 69 กิโลโวลท์ ขึ้นไปดังรายละเอียดในภาพที่ 2

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน โดยแบ่งเวลาเป็น 2 ช่วงเวลาตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าคือ

- Peak : วันจันทร์ - ศุกร์ 09.00 - 22.00 น.
- Off Peak : วันจันทร์ - ศุกร์ 22.00 - 09.00 น. และวันเสาร์ วันอาทิตย์ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) ทั้งวัน



ภาพที่ 2 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU)

3) ระบบผลิตไอน้ำ

ระบบผลิตร่วมพลังงานในโรงกลั่นน้ำมันผลิตได้ทั้งไฟฟ้าและไอน้ำ กอปรกับสามารถนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การจัดการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจึงค่อนข้างยุ่งยากเนื่องจากทั้งสองระบบมีความเกี่ยวเนื่องกันดังที่ได้กล่าวไปแล้วในข้างต้น ทำให้การผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในปัจจุบันมีค่าใช้จ่ายสูง โดยสามารถแบ่งเป็นประเด็นซึ่งประเด็นปัญหาได้ดังนี้

- ความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของกระบวนการกลั่นน้ำมัน
- ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าและการเปรียบเทียบโครงสร้างต้นทุนการผลิตไฟฟ้า
- การนำเข้าไฟฟ้าในปัจจุบัน
- ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

1.1.2 ความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของกระบวนการกลั่นน้ำมัน

1) ความต้องการกำลังไฟฟ้า

กระบวนการกลั่นน้ำมันแบบ Complex refinery มีความต้องการกำลังไฟฟ้า 45 เมกะวัตต์ต่อชั่วโมง จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซทั้ง 3 หน่วย และ/หรือนำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในปัจจุบันจะเน้นไปที่การผลิตไฟฟ้าจากหน่วยกังหันก๊าซ หากกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอจึงนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2) ความต้องการไอน้ำ

กระบวนการกลั่นมีความต้องการไอน้ำที่ระดับความดัน 120 บาร์ (Very high pressure steam: VPS) ประมาณ 120 ตันต่อชั่วโมง ซึ่งผลิตได้จากหน่วยผลิตไอน้ำจากความร้อน Heat Recovery Steam Generator (HRSG) ที่ดำเนินการร่วมกับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ การต้มน้ำในหม้อต้มไอน้ำให้กลายเป็นไอนั้น จะอาศัยพลังงานความร้อนจากก๊าซที่ได้จากการสันดาบในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซร่วมกับพลังงานความร้อนที่ได้จากการสันดาบก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไอน้ำเอง (Supplementary firing) ซึ่งนำเข้าโดยตรงจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ เช่นเดียวกับการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

1.1.3 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าและการเปรียบเทียบโครงสร้างต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

จากข้อมูลการนำเข้าไฟฟ้าและการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ.2553 พบว่ามีค่าใช้จ่ายประมาณ 20 ล้านบาท และ 1,130 ล้านบาทตามลำดับ เฉลี่ยรวมต้นทุนวัตถุดิบทางตรงในการผลิตไฟฟ้าประมาณปีละ 1,150 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสูงถึงร้อยละ 98 ดังแสดงในภาพที่ 3 ทั้งนี้การใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ามีความจำเป็นที่ต้องดำเนินการเพื่อผลิตไอน้ำให้ได้ตามความต้องการของกระบวนการกลั่นน้ำมัน ซึ่งต้องใช้ก๊าซที่ได้จากการสันดาบจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

ภาพที่ 3 ราคาค่าไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ

เมื่อพิจารณาเปรียบโครงสร้างราคาไฟฟ้าพบว่า ต้นทุนค่าไฟฟ้านำเข้าในช่วงเวลา Off-Peak ดังแสดงในภาพที่ 4 แต่เนื่องจากการไฟฟ้าฯ จะคิดค่าไฟฟ้าในอัตราขั้นต่ำไม่น้อยกว่าร้อยละ 70 ของมูลค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน กล่าวคือในแต่ละเดือนจะมีค่าใช้จ่ายส่วนนี้เป็นอย่างน้อยแม้ว่าจะไม่มีการนำเข้าไฟฟ้า หรือมีการนำเข้าไฟฟ้าแต่มูลค่าความต้องการในช่วงเวลา Peak load และมูลค่าการพลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าร้อยละ 70 ของมูลค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ณ เดือนปัจจุบัน ก็ยังต้องจ่ายค่าไฟฟ้าขั้นต่ำร้อยละ 70 ของมูลค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน นอกจากนี้แผนการซ่อมบำรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า ยังมีผลกระทบต่อการปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าในแต่ละเดือนอีกด้วย โดยในปี พ.ศ.2553 นำเข้าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนประมาณ 2,600,000 บาท

ไฟฟ้าที่มาจากหน่วยผลิตที่แตกต่างกันทำให้มีค่าต้นทุนในการดำเนินการแตกต่างกันไป โดยโครงสร้างราคาต้นทุนสามารถแจกแจงรายละเอียดได้ดังนี้

1) โครงสร้างต้นทุนการดำเนินการหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซประกอบด้วย
   - ค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการในการสันดาบ
   - ค่าน้ำที่ใช้ในการผลิตไอน้ำ
   - ค่าบำรุงรักษา/ค่าตรวจสอบสภาพตามข้อบังคับของกฎหมาย
   - ค่าเสื่อมราคา
2) โครงสร้างต้นทุนการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามเงื่อนไขการคิดค่าไฟแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

   2.1) กรณีในรอบบิลมีการนำเข้าไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้ารวมกันมากกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ในเดือนปัจจุบัน

   - ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge)

     เป็นการวัดความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยในทุก 15 นาทีในหน่วยกิโลวัตต์ แล้วเลือกค่าที่สูงสุดในรอบบิลเฉพาะช่วง Peak มาคิดค่าความต้องการไฟฟ้าในอัตรากิโลวัตต์ละ 74.14 บาท โดยค่าความต้องการพลังไฟฟ้านี้จะเป็นตัวบอกถึงความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ณ เวลาใดๆ เป็นการสะท้อนถึงการลงทุนของการไฟฟ้าทางด้านระบบส่ง ระบบจำหน่าย รวมไปถึงการลงทุนก่อสร้างขยายกำลังระบบ

ผลิต ซึ่งเรียกว่า Capital Cost [2] เพื่อให้มีความพร้อมจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ตลอดเวลาตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า

- ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)

  เป็นการคิดพลังงานไฟฟ้าในราคาต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ ราคาต่อหน่วย โดยจะคิดแตกต่างกันตามช่วงเวลา Peak และ Off Peak ดังตารางที่ 2 ซึ่งจะสะท้อนถึงต้นทุนด้านเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า และการดำเนินงานของการไฟฟ้า

- ค่าความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟส่วนเกินหรือค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ (Power Factor: PF)

  คือพลังไฟฟ้าที่นำไปใช้ทำให้เกิดสนามแม่เหล็กในหน่วย kVar ถ้ามีค่า สูง แสดงว่ามีการสูญเสียในระบบสูง เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบสายไฟฟ้าสูง โดยคิดเฉพาะส่วนที่เกินร้อยละ 61.79 ของกิโลวัตต์เฉลี่ยสูงสุดในรอบบิลในอัตรา 14.02 บาท/kVar

- ค่าปรับราคาค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Fuel Tariff: Ft)

  เป็นค่าไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนเพิ่มขึ้นหรือลดลงตามภาวะต้นทุนการผลิต การจัดส่ง และการจำหน่ายไฟฟ้า ที่มีการเปลี่ยนแปลงอันนื่องมาจากปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า เช่น ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต, อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราระหว่างประเทศ, อัตาเงินเฟ้อ เป็นต้น โดยจะเปลี่ยนแปลงตามประกาศจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในสิงหาคม 2554 มีการเรียกเก็บในอัตรา 0.9581 บาท/หน่วย

- ค่าธรรมเนียม
- ค่าภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละ 7 ของมูลค่าค่าไฟฟ้ารวม

2.2) กรณีในรอบบิลมีมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้ารวมกันไม่เกินร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ในเดือนปัจจุบัน

- ค่าไฟฟ้าฐาน

  ซึ่งก็คือ อัตราขั้นต่ำ (ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน) หมายถึงผลรวมของมูลค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด, ค่าพลังงานไฟฟ้า และค่าความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอค

ทีฟส่วนเกินหรือค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ (Power Factor: PF) รวมกันไม่เกินค่าไฟฟ้าฐาน

- ค่าปรับราคาค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Fuel Tariff: Ft)
- ค่าธรรมเนียม

ภาพที่ 4 ภาพโครงสร้างราคาต้นทุนการผลิตและนำเข้าไฟฟ้า ณ เดือนมีนาคม 2553

*ราคาก๊าซธรรมชาติ ณ เดือนมีนาคม พ.ศ.2553

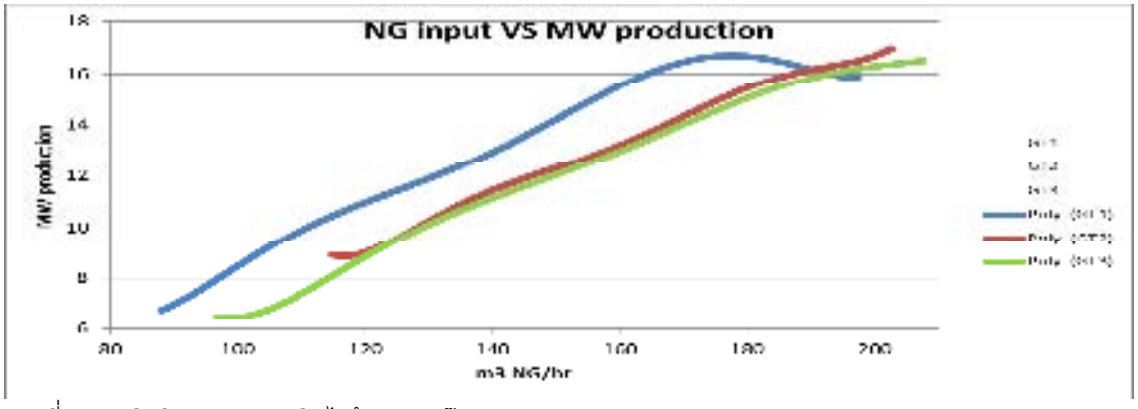
ตารางที่ 2 อัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท / กิโลวัตต์)	*ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท /หน่วย)*		*ค่าบริการ (บาท / เดือน)*
Peak	**Peak**	**Off Peak**	
74.14	2.6136	1.1726	228.17

1.1.4 ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและระบบผลิตพลังงานร่วม

อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตพลังงานร่วมทั้ง 3 หน่วย ควรมีการพิจารณาภาระของการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในแต่ละหน่วยด้วย กล่าวคือควรจัดสรรภาระการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในแต่ละหน่วยให้สอดคล้องกับประสิทธิภาพของแต่ละหน่วยผลิต ตัวอย่างจากภาพที่ 5 แสดงถึงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าในเดือนมีนาคม พ.ศ.2553 พบว่าหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 1 มีประสิทธิภาพดีกว่าหน่วยที่ 2 และ 3

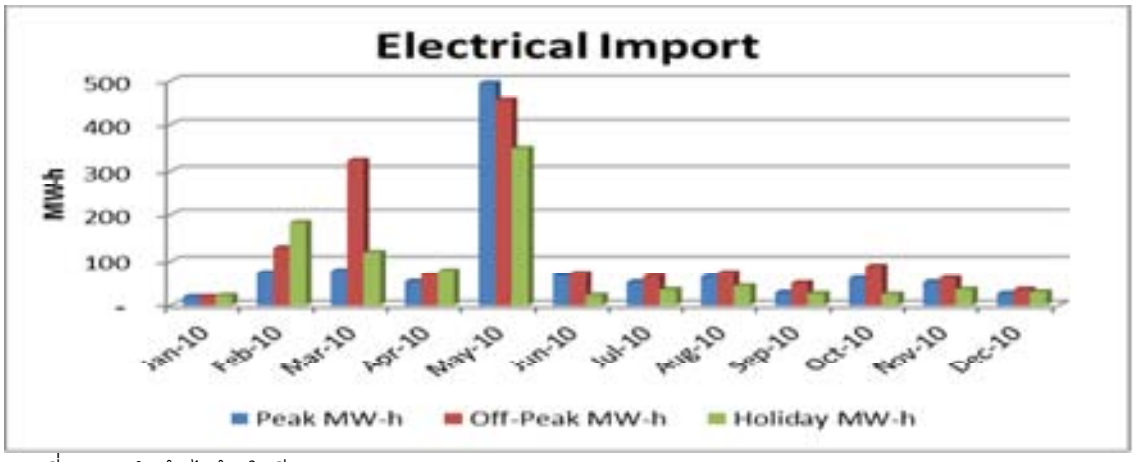
ตามลำดับ ในขณะที่ปัจจุบันมีการจัดสรรภาระแบบเท่าๆกัน ยังไม่มีการจัดสรรภาระตามประสิทธิภาพของแต่ละหน่วยผลิต หากมีการพิจารณาการจัดสรรภาระการผลิตให้สอดคล้องกับประสิทธิภาพของแต่หน่วยผลิต จะทำให้การใช้ก๊าซธรรมชาติลดน้อยลงในขณะที่ได้ปริมาณไฟฟ้าเท่าเดิม



ภาพที่ 5 ประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

1.1.5 การนำเข้าไฟฟ้าในปัจจุบัน

จากภาพที่ 6 แสดงการผลิตและการนำเข้าไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2553 พบว่าในเดือนพฤษภาคม มีการนำเข้าไฟฟ้าในช่วง Peak load สูงสุด ทั้งนี้เนื่องจากการหยุดเพื่อซ่อมบำรุงของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซจำนวน 1 ระบบ และพบว่าหลังจากเดือนพฤษภาคม มีการนำเข้าไฟฟ้าน้อยมาก ทั้งๆ ที่หากพิจารณาตามโครงสร้างต้นทุนแล้วพบว่าควรมีการนำเข้าเพื่อลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเอง ซึ่งจะทำให้ใช้ก๊าซธรรมชาติน้อยลง แต่ที่ผ่านมายังไม่ได้มีการพิจารณาการจัดการอย่างเหมาะสม



ภาพที่ 6 การนำเข้าไฟฟ้าในปี พ.ศ.2553

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

เพื่อพัฒนาแบบจำลองต้นทุนของระบบผลิตพลังงานร่วม

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

การพัฒนาแบบจำลองต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจากระบบผลิตพลังงานร่วมภายในโรงกลั่นน้ำมัน จะพิจารณาจากค่าดำเนินการตามประสิทธิภาพของหน่วยผลิต, รวมถึงพิจารณาการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยวิเคราะห์และรวบรวมข้อมูลที่อยู่ในสภาวะปกติ (normal operate) ตั้งแต่เดือนมกราคม 2550 จนถึงเดือนสิงหาคม 2554 ทั้งนี้งานวิจัย ไม่ได้รวมพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ การปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิต, การปรับลดภาระทางไฟฟ้าและการสูญเสียพลังงานความร้อนของระบบ

อนึ่ง แบบจำลองที่สร้างขึ้น โดยอาศัยหลักการสมดุลพลังงานของระบบผลิตพลังงานร่วมโดยไม่พิจารณาถึงพลังงานความร้อนที่สูญเสียในระหว่างกระบวนการนั้น เนื่องจากข้อจำกัดของข้อมูล ที่ไม่มีการบันทึกการสูญเสียความร้อน และยากต่อการคำนวณ แบบจำลองในงานวิจัยนี้ จึงถือเป็นกระบวนการอุดมคติ ที่แตกต่างกับกระบวนการจริงที่มีการสูญเสียความร้อนเป็นปกติ ภายใต้สมมุติฐาน ดังนี้

1) ก๊าซธรรมชาติมีค่าพลังงานความร้อนคงที่

2) หน่วยที่ใช้ในแบบจำลอง

- หน่วยพลังงานความร้อน: เมกกะวัตต์-ชั่วโมง โดยคิดเป็นรายชั่วโมง (MWth)
- หน่วยพลังไฟฟ้า: เมกกะวัตต์-ชั่วโมง โดยคิดเป็นรายชั่วโมง (MWe)
- หน่วยไอน้ำ: ตันต่อชั่วโมง (Ton/hr)

3) ประสิทธิภาพหน่วยผลิตเป็นประสิทธิภาพเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เก็บข้อมูล

4) พลังงานความร้อนที่ได้จากการสันดาบในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ สามารถคำนวณได้จากปริมาณอากาศและส่วนประกอบ และอุณหภูมิของก๊าซที่เปลี่ยนแปลง แต่เนื่องจากไม่มีข้อมูลของปริมาณอากาศที่ออกจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ จึงอนุมานให้ปริมาณและอุณหภูมิของอากาศเท่ากับที่ใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

5) ลำดับการหาคำตอบของแบบจำลอง จะหาคำตอบการใช้พลังงานความร้อนจากการกำหนดปริมาณไอน้ำที่ต้องการ จากนั้นแบบจำลอง จึงหาคำตอบปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เข้าหน่วยผลิตแต่ละหน่วย โดยมีกำหนดเงื่อนไขคือความต้องการปริมาณไฟฟ้าของกระบวนการผลิต ที่ต้องการจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซรวมกับปริมาณไฟฟ้าที่นำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.4 ข้อตกลงเบื้องต้น

งานวิจัยนี้มีการกล่าวถึงพลังงานเป็นหลักซึ่ง มีพลังงานที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยอยู่หลายประเภท เพื่อให้ลดความซับซ้อนในการดำเนินงานวิจัย พลังงานทั้งหมดจะถูกแปลงให้อยู่ในหน่วย เมกะวัตต์-ชั่วโมง แต่เนื่องจากการคำนวณในงานวิจัยนี้กล่าวถึงพลังงานต่อหน่วยเวลา ซึ่งเวลาในที่นี้ มีหน่วยเป็น ชั่วโมง ดังนั้นหน่วยของพลังงานต่อเวลา ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ คือ เมกะวัตต์ โดยพลังงานที่กล่าวถึงในงานวิจัยนี้ มีดังนี้

- พลังไฟฟ้า มีหน่วยเดิมเป็น กิโลวัตต์
- พลังงานไฟฟ้า มีหน่วยเดิมเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมง
- พลังงานความร้อนจาก

1) การเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ

2) การแปลงหน่วยปริมาณก๊าซธรรมชาติจากหน่วยปริมาตรเป็นหน่วยพลังงานความร้อน โดยอาศัยคุณสมบัติทางกายภาพ (เอลทัลปี) ในการแปลงหน่วย

3) การแปลงหน่วยปริมาณไอน้ำจากหน่วยปริมาตรเป็นหน่วยพลังงานความร้อน โดยอาศัยคุณสมบัติทางกายภาพ (เอลทัลปี) ในการแปลงหน่วย

1.5 คำจำกัดความที่ใช้ในการวิจัย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค : ผู้ผลิตและจัดส่งไฟฟ้าให้กับโรงกลั่นน้ำมัน

ระบบผลิตพลังงานร่วม : ระบบผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ประกอบด้วย หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ 3 หน่วย และหน่วยผลิตไอน้ำ 3 หน่วย

หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ : หน่วยผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ทำให้เกิดพลังงานไปหมุนเพลากังหัน เกิดการเหนี่ยวนำเป็นไฟฟ้า และมีพลังงานความร้อนเป็นพลอยได้

หน่วยผลิตไอน้ำ : หน่วยผลิตไอน้ำ โดยใช้พลังงานความร้อนจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติและพลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

พลังงานความร้อน : พลังงานที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ และ/หรือ เป็นพลังงานเทียบเท่าที่คำนวณได้จากการแปลงหน่วยปริมาณก๊าซธรรมชาติ, ไอน้ำ โดยอาศัยคุณสมบัติทางกายภาพในการแปลหน่วย มีหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมง

พลังไฟฟ้า : กำลังไฟฟ้าที่นำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในหน่วยกิโลวัตต์

พลังงานไฟฟ้า : พลังงานที่นำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมง

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.4.1 การนำไปประยุกต์ใช้ในโรงงานที่มีระบบผลิตพลังงานร่วมและนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้า

1.4.2 การนำไปต่อยอดการจัดการด้านพลังงานทั้งพลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อน

1.7 วิธีดำเนินการวิจัย

พัฒนาแบบจำลองเชิงเส้นทางคณิตศาสตร์ จากการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของข้อมูลจากกระบวนการทางสถิติ ด้วยโปรแกรม Minitab 15.1.20.0 แล้วใช้โปรแกรม Solver ใน MS Excel 2010 ในการแก้ปัญหาสมการวัตถุประสงค์

1.8 ลำดับขั้นตอนในการเสนอผลการวิจัย

1.8.1 ศึกษาทฤษฎีและองค์ความรู้ที่เกี่ยวข้อง

- หลักการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วม
- วิธีคิดค่าไฟฟ้าตามอัตราช่วงเวลาของการใช้ (TOU)
- แบบจำลองคณิตศาสตร์

1.8.2 เก็บและวิเคราะห์ข้อมูล

- เก็บข้อมูล
- วิเคราะห์ข้อมูลด้วยวิธีการทางสถิติ

1.8.3 ออกแบบแบบจำลองทางคณิตศาสตร์

1.8.4 ทดสอบแบบจำลอง

1.8.5 วิเคราะห์และสรุปผลการวิจัย

บทที่ 2
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แนวคิดและทฤษฎี

2.1.1 แนวคิดในการทำวิจัย

เนื่องจากแหล่งที่มาของไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการกลั่นมาจากทั้งการผลิตเองจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ, หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ และการนำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น ซึ่งงานวิจัยนี้จะแบ่งการพิจารณาเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนแรกเป็นการพิจารณาการนำเข้าไฟฟ้า และส่วนที่ 2 เป็นการพิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ โดยแยกพิจารณาทีละส่วน เริ่มจากการพิจารณาการนำเข้าไฟฟ้าให้ได้ประโยชน์สูงสุดภายใต้เงื่อนไขการคิดค่าไฟฟ้าแบบใช้งานตามช่วงเวลา (TOU) เพื่อนำพลังงานไฟฟ้าที่นำเข้า มาพิจารณาลดการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ ซึ่งจะถูกจัดสรรภาระตามประสิทธิภาพของแต่ละหน่วยผลิต โดยใช้สมการแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นในการแก้ปัญหาการจัดสรรภาระของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำ

2.1.2 ข้อมูลที่ใช้ในแบบจำลองและการนำไปใช้

1) การจัดเตรียมข้อมูล

การเก็บข้อมูลเป็นส่วนสำคัญที่มีผลต่อการสร้างแบบจำลอง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องศึกษาทำความเข้าใจพฤติกรรมของระบบจริง แล้วหาข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อการได้มาของข้อมูลที่ถูกต้องและสามารถนำไปใช้งานได้ ยกตัวอย่างเช่น การหาความเหมาะสมในการผลิตไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำหรือแบบจำลองกรณีศึกษา โดยอาจพบว่าแบบจำลองแบบฮิวริสติกที่ถูกสร้างมาจากผู้ผลิตอาจยังไม่ใช่การแบบจำลองที่ทำให้การดำเนินการเหมาะสมที่สุด แต่ยังสามารถพัฒนาแบบจำลองให้เกิดความเหมาะสมในการดำเนินการมากขึ้น [3]

เพื่อความแม่นยำของแบบจำลอง ข้อมูลที่ได้จากการเก็บข้อมูลย้อนหลัง 3 ปี จะถูกนำมาตรวจสอบก่อนเพื่อการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ด้วยวิธีการทางสถิติ หรือที่เรียกว่าการแจกแจงทางสถิติ (Statistical Distribution) ซึ่งข้อมูลส่วนหนึ่งที่ได้จะเป็นข้อมูลที่มีลักษณะการแจกแจงแบบต่อเนื่อง (Continuous) โดยการแจกแจงที่ใช้สำหรับข้อมูลที่มีการแจกแจงแบบต่อเนื่องมีหลายแบบ [4] เช่น Uniform Distribution, Exponential Distribution, Normal Distribution, และ Discrete Uniform Distribution เป็นต้น

นอกจากนี้ยังเป็นการทำให้ข้อมูลตั้งต้นมีขนาดลดลงโดยสูญเสียลักษณะสำคัญของข้อมูลน้อยที่สุด เนื่องจากข้อมูลแต่ละตัวจะมีความสำคัญต่อการจัดกลุ่มข้อมูลไม่เท่ากัน ด้วยเทคนิคการเลือก

ข้อมูลที่ดีจะ ทำให้สามารถเลือกข้อมูลที่มีความสำคัญและสามารถใช้เป็นตัวแทนของข้อมูลส่วนใหญ่ได้ ข้อมูลที่มีการรวมกลุ่มกันอย่างหนาแน่นจะเป็นข้อมูลที่มีความสำคัญต่อการจัดกลุ่มข้อมูลในอนาคต

ในทางกลับกันข้อมูลที่ไม่มีการรวมกลุ่มกันและมีการกระจายตัวต่างไปจากกลุ่มหรือที่เรียกว่า Outliers จะต้องถูกขจัดออกไป เพราะข้อมูลเหล่านี้จะมีผลกระทบต่อความแม่นตรงของกระบวนการจัดกลุ่มข้อมูลอัตโนมัติ นอกจากนี้ในกลุ่มข้อมูลยังอาจมีข้อมูลรบกวน (noise) ที่อยู่ในภาพของข้อมูลผิดพลาดปะปนอยู่การลดขนาดข้อมูลลง โดยการกำจัดข้อมูลรบกวนทิ้งไป และเลือกเฉพาะข้อมูลที่สามารถเป็นตัวแทนที่ดีของข้อมูลส่วนใหญ่ไว้ จึงเป็นแนวทางหนึ่งเพื่อให้การจัดกลุ่มข้อมูลบนฐานข้อมูลขนาดใหญ่เป็นไปได้โดยราบรื่น

โดยการแจกแจงที่ได้จากข้อมูลนั้น ควรไปเปรียบเทียบกับการแจกแจงในทฤษฎี เพื่อให้แน่ใจว่าข้อมูลที่จะถูกใช้ในแบบจำลองเป็นข้อมูลที่ทำให้เกิดผลลัพธ์ใกล้เคียงกับระบบงานจริง หรือเป็นการช่วยลดสาเหตุความผิดพลาดของแบบจำลองได้

การเปรียบเทียบข้อมูลกับการแจกแจงทางสถิติในทางทฤษฎี (Fitting theoretical distribution)

1.1) กำจัดข้อมูลที่ไม่เข้ากลุ่ม (Outlierss)

1.2) ทดสอบสมมุติฐานการแจกแจง ด้วยความรู้ความเข้าใจที่เกียวข้องกับข้อมูลนั้น โดยใช้เครื่องมือในการทดสอบสมมุติฐาน

- ค่าทางสถิติ โดยทั่วไปส่วนใหญ่ที่ใช้คือค่าเฉลี่ยและความแปรปรวนของข้อมูล
- Line Plot
- ภาพฮิสโตรแกรม (Histogram)

โดยข้อมูลที่จะต้องนำมาจัดเตรียมเพื่อสร้างแบบจำลองได้แก่

- ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน
- ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/MMBTU)
- ประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำ
- ประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ
- ปริมาณความต้องการไฟฟ้าภายในโรงกลั่นน้ำมัน (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)
- ปริมาณความต้องการไอน้ำในกระบวนการกลั่นน้ำมัน (ตัน/ชั่วโมง)

2) การทดสอบความถูกต้อง (Validation)

เนื่องจากต้องแน่ใจว่าแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นนั้นให้ผลลัพธ์ที่ถูกต้องและสามารถนำไปใช้ได้จริง

ตามวัตถุประสงค์ของการสร้างแบบจำลอง จึงจำเป็นต้องมีการทดสอบความถูกต้องของแบบจำลอง โดยทั่วไปจะประกอบด้วย 3 ขั้นตอน [5] คือ

2.1) การพิสูจน์ยืนยัน (Verification)

เพื่อทดสอบพฤติกรรมของแบบจำลอง ให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ หรือให้สอดคล้องกับระบบงานจริง ซึ่งนอกจากจะใช้วิธีถามความเห็นจากผู้เชี่ยวชาญแล้ว ยังต้องทดสอบความถูกต้องของแบบจำลองในประเด็นอื่นๆ ดังนี้

- การทดสอบความถูกต้องของกลไกภายในแบบจำลอง (Internal validity)

  ทำได้โดยการใส่เงื่อนไขและปรับเปลี่ยน ดูความความแปรปรวนของผลลัพธ์ที่ได้ แบบจำลองที่ดีควรจะมีผลลัพธ์ที่มีความแปรปรวนน้อย

- การทดสอบความถูกต้องของตัวแปรและพารามิเตอร์ (Variables-parameters validity)

  การเปลี่ยนแปลงค่าของตัวแปรและพารามิเตอร์ในแบบจำลอง จะทำให้ทราบว่าผลลัพธ์ที่ได้มีการเปลี่ยนแปลงมากน้อยเพียงใด มีความไวต่อตัวแปรหรือพารามิเตอร์ใด หรือเรียกว่าเป็นการทดสอบความไว (Sensitivity testing)

- การทดสอบความถูกต้องของสมมติฐาน (Hypothesis validity)

  เพื่อเป็นการทดสอบว่าผลลัพธ์ที่ได้จากแบบจำลองมีความใกล้เคียงกับระบบงานจริง หรือมีความแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญ โดยใช้หลักทางสถิติในการทดสอบสมมุติฐาน

2.2) การทดสอบความถูกต้อง (Validation)

เป็นการทดสอบเปรียบเทียบระหว่างพฤติกรรมของแบบจำลองกับพฤติกรรมของระบบงานจริง โดยใช้ข้อมูลในอดีตของระบบงานจริง แล้วทำการวิเคราะห์ด้วยหลักการทางสถิติเพื่อเปรียบเทียบองค์ประกอบต่างๆ กับระบบงานจริง ซึ่งได้แก่

- ค่าพารามิเตอร์
- ลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นของข้อมูล
- การประมาณค่าพารามิเตอร์
- การพยากรณ์ความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรและพารามิเตอร์

ตัวอย่างเทคนิคที่ใช้ในการเปรียบเทียบพฤติกรรมของผลลัพธ์จากแบบจำลอง

(Comparisons of output behavior) [6] ได้แก่

- การใช้กราฟเพื่อเปรียบเทียบข้อมูล
- การใช้ช่วงความเชื่อมั่น (Confidence intervals) ของค่าเฉลี่ย และค่าความแปรปรวน
- การทดสอบสมมติฐาน (Hypothesis test)

3) การวิเคราะห์ปัญหา (Problem Analysis)

เป็นการทดลองใช้แบบจำลองแล้วนำผลลัพธ์ที่ได้มาวิเคราะห์เปรียบเทียบพฤติกรรมของแบบจำลอง เพื่อนำไปปรับปรุงแก้ไขแบบจำลองให้สอดคล้องกับพฤติกรรมระบบงานจริงมากขึ้น

2.1.3 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

1) สมการวัตถุประสงค์

จากผลงานการวิจัยเรื่องการวางแผนดำเนินการระบบสาธารณูปโภคอย่างเหมาะสม [7] กล่าวถึงสมการวัตถุประสงค์ที่ประกอบด้วย

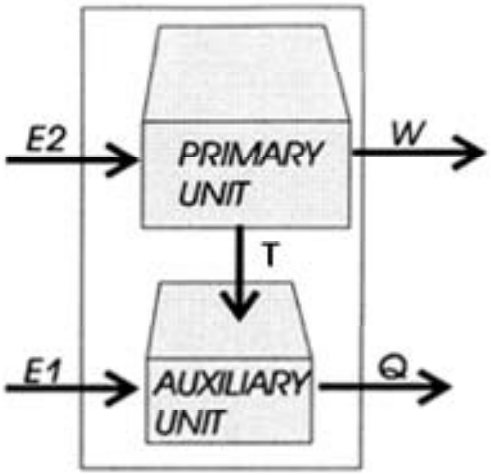
1.1) ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

1.2) ต้นทุนดำเนินการผลิตไฟฟ้าเทียบกับประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้า

1.3) ต้นทุนไอน้ำที่ผลิตได้เทียบกับประสิทธิภาพของหน่วยผลิต

1.4) ต้นทุนการนำเข้าไฟฟ้า

ดังนั้นการกำหนดขอบเขตทั้งระบบผลิตพลังงานร่วม ซึ่งรวมระหว่างหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas turbine) และหน่วยผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator) เข้าด้วยกัน จะทำให้ง่ายขึ้นในการพิจารณาประสิทธิภาพ [8] โดยใช้แนวคิดจากงานวิจัยของ Riad Benelmir และ Michel Feidt ที่พิจารณาประสิทธิภาพรวมทั้งหมดของระบบผลิตพลังงานร่วม ดังสมการที่ 1 ดังภาพที่ 7 แสดงถึงระบบผลิตพลังงานร่วมทั้งไฟฟ้าและไอน้ำ โดยเพิ่มพลังงานความร้อนให้กับหน่วยผลิตไอน้ำ และสมการการคิดประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังงานร่วม แต่ในงานวิจัยนี้ แตกต่างตรงที่จะพิจารณาประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าแยกกับหน่วยผลิตไอน้ำ



$$\eta_{cg} = \frac{W + Q}{E_1 + E_2} \qquad (1)$$

ภาพที่ 7 ระบบผลิตพลังงานร่วม

$$\eta_{Gi} = \frac{W_i + T_i}{E2_i} \quad ; i = 1, 2, 3 \qquad (2)$$

$$\eta_{Hj} = \frac{Q_j}{E1_j + T_j} \quad ; j = 1, 2, 3 \qquad (3)$$

โดยที่

η_{cg} = ประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังงานร่วม

η_{Gi} = ประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

η_{Hj} = ประสิทธิภาพของระบบผลิตไอน้ำหน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

$E1_j$ = พลังงานความร้อน(จากก๊าซธรรมชาติ) ที่ให้หน่วยผลิตไอน้ำ(MWth) หน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

$E2_i$ = พลังงานความร้อน(จากก๊าซธรรมชาติ) ที่ให้หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (MWth) หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

W_i = พลังงานไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซผลิตได้ (MWe) หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

T_i = พลังงานความร้อนที่เหลือจากการสันดาบของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (MWth) หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

T_j = พลังงานความร้อนที่เหลือจากการสันดาบของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ หน่วยที่ i ถูกส่งต่อไปยังหน่วยผลิต ไอน้ำ (MWth) หน่วยที่ j; i = j = 1, 2, 3

Q_j = พลังงานความร้อน(ไอน้ำ)ที่หน่วยผลิตไอน้ำผลิตได้ (MWth) หน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

<u>โครงสร้างราคาต้นทุนระบบผลิตพลังงานร่วม</u>

ต้นทุน = (ราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย x ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้) + (ราคาน้ำและสารเคมีที่ใช้ในการผลิตไอน้ำต่อหน่วย x ปริมาณการใช้น้ำ) + ค่าดำเนินการและเสื่อมราคา

เงื่อนไขในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ มีดังนี้

1. ไฟฟ้าที่ผลิตได้รวมกันต้องเท่ากับ 45 เมกะวัตต์ต่อชั่วโมง

2. ไอน้ำที่ผลิตได้รวมกันต้องได้เท่ากับ 112 ตันต่อชั่วโมง หรือคิดเป็น 94 เมกกะวัตต์ต่อชั่วโมง

3. หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำมีความสามารถในการรับก๊าซธรรมชาติดังแสดงตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 กำลังการผลิตระบบผลิตพลังงานร่วม

	min		max	
	MWth	m3/hr	MWth	m3/hr
GT1	25	100	47	187
GT2	27	108	44	176
GT3	25	100	44	175
HRSG1	15	60	55	220
HRSG2	16	60	53	212
HRSG3	15	60	53	212

2.2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การจัดสรรทรัพยากรอย่างบูรณาการ หรือ integrated resource planning (IRP) ซึ่งเป็นการพัฒนาแบบจำลองโดยใช้โปรแกรมเชิงคณิตศาสตร์ (Mathematical linear programming model) ในการวางแผนการผลิตไฟฟ้าเพื่ออุตสาหกรรมในสหรัฐ [9] วัตถุประสงค์มุ่งเน้นไปที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้านั้นเนื่องมาจากการดับของไฟฟ้าและไม่สามารถควบคุมการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ (Forced outage cost) และแสดงให้เห็นที่มาการประมาณต้นทุนค่าไฟ จากกำลังการผลิตและข้อมูลความต้องการการใช้ไฟฟ้า นอกจากนี้แบบจำลองยังรวมไปถึงความยืดหยุ่นในการผลิตไฟฟ้าทั้งในกรณีผลิตไม่เพียงพอ และผลิตเกินความต้องการการใช้ไฟฟ้า อีกด้วย จากสมการวัตถุประสงค์พบว่า มีการพิจารณาค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed cost) ค่าใช้จ่ายในการใช้ก๊าซธรรมชาติและการดำเนินการ ค่าใช้จ่ายในการจัดการบริหารความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand-Side Management: DSM) รวมไปถึงค่าไฟที่ขายได้จากการส่งออก โดยมีเงื่อนไขในด้านการผลิตไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้า งบประมาณในการลงทุนและความเชื่อถือได้ของระบบ โดยผลลัพธ์ที่ได้จากแบบจำลองนำไปวางแผนการนำเข้า-ส่งออกปริมาณไฟฟ้า นอกจากนี้ MINLP ยังถูกนำมาประยุกต์อีกหลายงานวิจัยเพื่อให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด (Optimization) ในการดำเนินการ [10] โดยนำค่าใช้จ่ายในส่วนของหน่วยสาธารณูปโภค (Utilities) อื่นมาพิจารณาด้วยเช่นค่าดำเนินการของระบบน้ำหล่อเย็น (Cooling water) และ demineralize water ด้วย และสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าได้ถึงร้อยละ 17 จากการสร้างเครือข่ายสมดุลระหว่างแหล่งผลิตไฟฟ้ากับพื้นที่ความต้องการไฟฟ้า 4 แหล่ง ให้กลายเป็นแหล่งเดียว [11] โดยเปรียบเทียบสถานการณ์ระหว่าง แยกแหล่งผลิตไฟฟ้าและพื้นที่ความต้องการไฟฟ้าทั้ง 4 แหล่ง และ รวมพื้นที่ความต้องการไฟฟ้าและแหล่งผลิตทั้ง 4 แหล่งเข้าด้วยกันโดยการสร้างเครือข่าย จาก

สมการสมดุลความต้องการไฟฟ้าซึ่งประกอบไปด้วยราคาการซื้อไฟฟ้าและค่าดำเนินการ ซึ่งประยุกต์แบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นแบบสองสถานะ (Two-stage linear programming model) ในการจำลองตลาดการซื้อขายไฟฟ้าจากทั้งหมด 3 สมการวัตถุประสงค์ จำแนกได้เป็น 1) ผลรวมของราคาซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา 2) ผลรวมของเวลาที่ต้องการไฟฟ้าในแต่ละช่วง 3) ผลรวมของความต้องการไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ โดยพบว่าการรวมพื้นที่เข้าด้วยกันทำให้ลดค่าใช้จ่ายจากการนำเข้าไฟฟ้า และลดกำลังการผลิตไฟฟ้าได้

การพิจารณาถึงการลงทุนติดตั้งหน่วยผลิตเพิ่มเติมรวมถึงการพิจารณาค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์เครื่องจักร ก็เป็นอีกภาพแบบหนึ่งที่เคยมีการวิจัย [12] โดยสมการที่มี 3 ส่วนหลักๆ คือ 1.เงินลงทุนเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตตามความต้องการที่เพิ่มขึ้น 2.ค่าเชื้อเพลิงในการดำเนินการและค่าบำรุงรักษา 3.ค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักรตามความต้องการที่เพิ่มขึ้น ซึ่งในงานวิจัยนี้มีความจำเป็นต้องพิจารณาในส่วนของค่าดำเนินการโดยละเอียด ตัวอย่างเช่น จำเป็นต้องพิจารณาราคาต้นทุนค่าไฟที่ผลิตได้เองและต้นทุนค่าไฟจากการนำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ค่าบำรุงรักษาจากการเปลี่ยนไส้กรองอากาศ และตรวจสอบระบบ เป็นต้น

นอกจากนี้การพิจารณาถึงส่วนของพลังงานความร้อนที่ได้จากการผลิตไอน้ำเป็นสิ่งที่หลีกเหลี่ยงไม่ได้ถ้าสำหรับระบบผลิตพลังงานร่วม ดังที่เคยกล่าวถึงในงานวิจัยในสมการวัตถุประสงค์อาจต้องมีส่วนประกอบเพิ่มเติมของ 1.ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในส่วนของ Cogeneration module 2. ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในส่วนของ Auxiliary boiler และ 3. ส่วนของพลังงานความร้อนที่ได้จากการต้มน้ำใน Auxiliary boiler [13] และโดยเฉพาะระบบผลิตพลังงานร่วมจะพิจารณาสมดุลพลังงานความร้อนทั้งหมด (Enthalpy) ควบคู่กับประสิทธิภาพของระบบ [14-15] และจากบทความงานวิจัยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตหรือ EGAT ที่อ้างถึง Energy Efficiency Best Practice Programme [16] แสดงถึงการคำนวณหาพลังงานที่ได้จากการเผาไหม้ของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซจากสมดุลพลังงาน และถูกส่งพลังงานความร้อนต่อไปยังหน่วยผลิตไอน้ำ นอกจากนี้วิธีการคำนวณหาค่าพลังงานความร้อนจาการเผาไหม้ยังสามารถคำนวณได้ค่อนข้างแม่นยำ ด้วยวิธีการคำนวณค่าพลังงานความร้อนจากอุณหภูมิ, ปริมาณและส่วนประกอบของอากาศและก๊าซที่ใช้ในการเผาไหม้ และค่าความจุความร้อนจำเพาะ หรือที่เรียกว่า เอนทาลปี (Enthalpy) จากสมการความร้อน ในสมการที่ 4

$$Q = mCp\,\Delta T \quad (4)$$

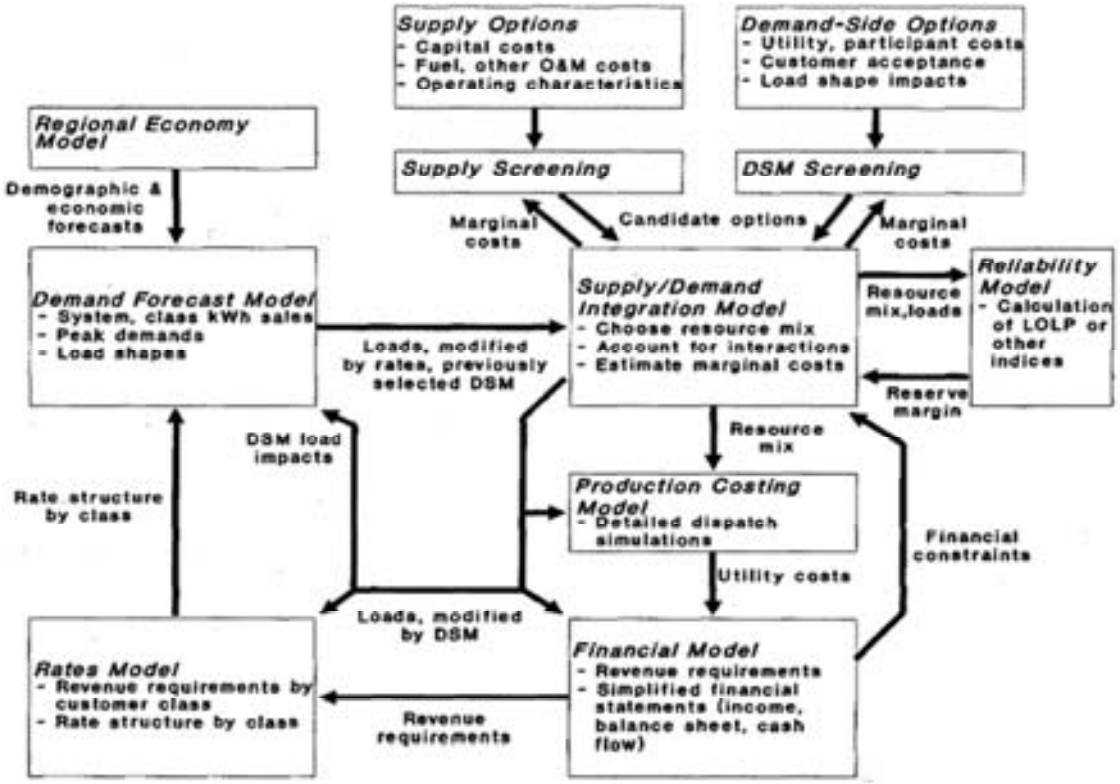
โดยที่ Q = ปริมาณความร้อนในหน่วยพลังงาน

m = ปริมาณมวลของอากาศและก๊าซ

Cp = ค่าความจุความร้อนจำเพาะในหน่วยพลังงานต่อมวลต่อองศาอุณหภูมิ

ΔT = อุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงในหน่วยองศา

เนื่องจากงานวิจัยในเรื่องที่เกี่ยวกับการจัดการทรัพยากรและการผลิตพลังงาน มีอยู่อย่างแพร่หลาย Benjamin F. Hobbs (1995) [17] จึงได้สรุปแนวความคิดเกี่ยวกับฟังก์ชั่นของการวางแผนจัดการทรัพยากรและความสัมพันธ์ต่างๆ ที่มีงานวิจัยเกี่ยวข้องกับความต้องการและการผลิตไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 8 โดยอธิบายได้ดังนี้



ภาพที่ 8 ฟังก์ชั่นและความสัมพันธ์ทางด้านการจัดการทรัพยากร

เริ่มจากมุมบนด้านซ้าย จากแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์ (Regional Economy Model) ที่พยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้า ซึ่งต้องอาศัยข้อมูลอัตราค่าไฟฟ้าประกอบด้วย (Rates Model) จะทำให้ได้ผลลัพธ์เป็นภาระในการผลิตไฟฟ้าที่จะนำไปปรับเพื่อเลือกแหล่งพลังงานที่เหมาะสมต่อไป (Supply/Demand Integration Model) โดยจะพิจารณาในเชิงเศรษฐศาสตร์ทั้งอุปสงค์ (Supply Options) และอุปทาน (Demand-Side Options) และข้อจำกัดในเรื่องความน่าเชื่อถือได้ของระบบ (reliability constraint) จากแบบจำลองการบูรณาการอุปสงค์อุปทาน (Supply/Demand Integration Model) ทำให้ทราบว่าควรเลือกแหล่งผลิตไหน จากนั้นจะเป็น input ให้กับแบบจำลองค่าใช้จ่ายของระบบ (Production Cost Model) ซึ่งจะเป็นแบบจำลองสำหรับการประมาณค่าใช้จ่ายในการผลิต และค่าปรับจากการสูญเสียการผลิต ผลลัพธ์จากแบบจำลองจะได้เป็น Utility Costs ซึ่งจะถูส่งไปเป็น input ให้กับแบบจำลองทางการเงิน เพื่อคำนวณหารายรับรายจ่าย โดยผลลัพธ์จากแบบจำลองจะเป็นความต้องการเพื่อนำไปวิเคราะห์โครงสร้างอัตราค่าไฟ โดยพิจารณาจากการจัดสรรภาระและความต้องการ จากภาพ จะเห็นได้ว่าในแต่ละแบบจำลองมีความเชื่อมโยงกัน แสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ของข้อมูล โดยแบบจำลองในงานวิจัยนี้จะเป็นฟังก์ชั่นที่อยู่ในภาพแบบของฟังก์ชั่นแบบจำลองการบูรณาการอุปสงค์อุปทานและค่าใช้จ่ายในการผลิต โดยมีเงื่อนไขเป็นข้อจำกัดของความเชื่อถือได้และกำลังการผลิตในระบบ

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 รวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูล

3.1.1 การนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1) รวบรวมข้อมูล

เนื่องจากการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราใช้งานตามช่วงเวลา (TOU) มีการคิดอัตราขั้นต่ำเป็นร้อยละ 70 ของค่าความต้องการการใช้ไฟฟ้าในรอบ 12 เดือนสิ้นสุด ณ เดือนปัจจุบัน จึงจำเป็นต้องมีการเก็บข้อมูลอย่างต่อเนื่องเพื่อติดตามและประเมินการนำเข้าไฟฟ้าในแต่ละเดือน โดยข้อมูลที่เก็บบันทึกได้แก่

1.1) ความต้องการพลังไฟฟ้าที่นำเข้าสูงสุดในช่วงเวลา peak load (กิโลวัตต์)

1.2) ความต้องการพลังไฟฟ้าที่นำเข้าสูงสุดในช่วงเวลา off-peak load (กิโลวัตต์)

1.3) พลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงเวลา peak load (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

1.4) พลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงเวลา off-peak load (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

1.5) ค่าไฟฟ้าผันแปรระบบผลิต (บาทต่อหน่วย)

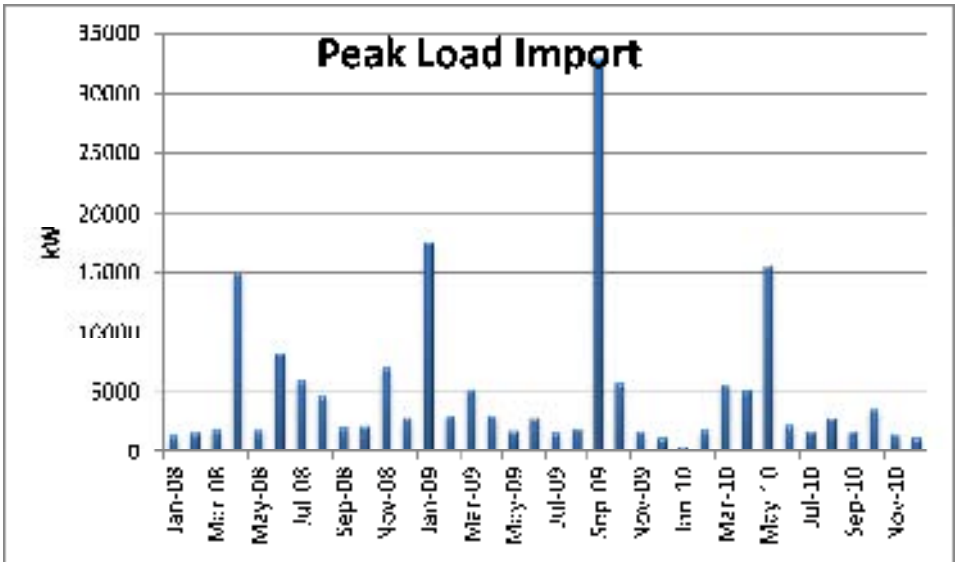
1.6) ค่าไฟฟ้าผันแปรระบบส่ง (บาทต่อหน่วย)

1.7) ค่าไฟฟ้าผันแปรระบบจำหน่าย (บาทต่อหน่วย)

1.8) พาวเวอร์แฟคเตอร์ (กิโลวาร์)

1.9) ค่าธรรมเนียม (บาท)

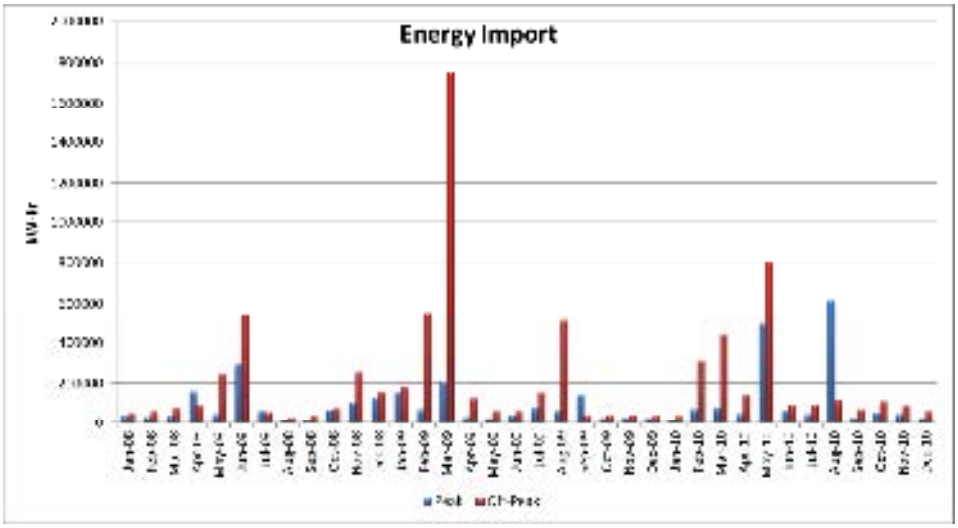
โดยรายการที่ 1.1) - 1.4) มีระบบบันทึกแบบ Real time ซึ่งสามารถอ่านข้อมูลได้ตลอดเวลา โดยระบบจะเก็บและบันทึกข้อมูลทุกๆ 2 วินาที ขณะที่รายการอื่นๆ จะอ้างอิงจากประกาศของการไฟฟ้าฯ ซึ่งงานวิจัยนี้ จะเก็บรวบรวมข้อมูลตั้งแต่เดือนมกราคม 2551 ถึง ธันวาคม 2553 รวมระยะเวลา 36 เดือน ดังภาพที่ 9 แสดงการนำเข้าพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า



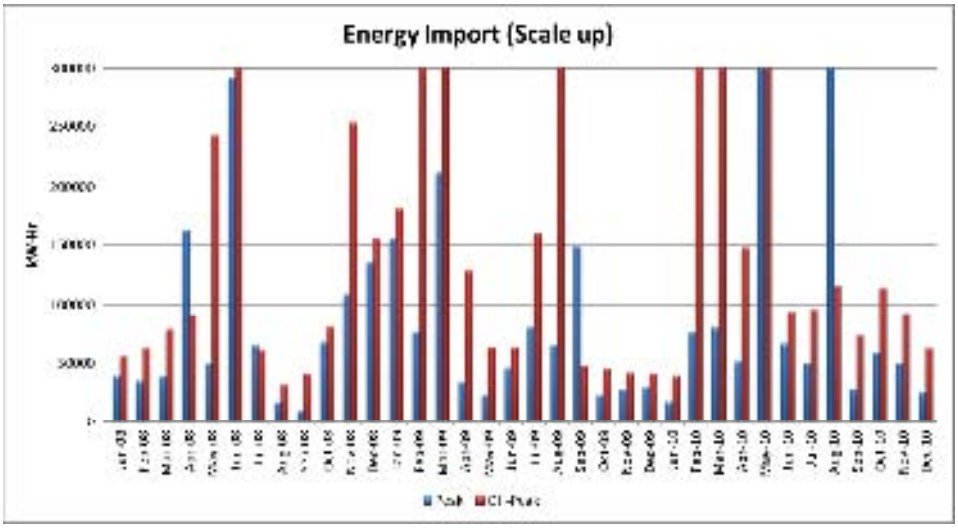
ภาพที่ 9 ปริมาณการนำเข้าพลังไฟฟ้าช่วง Peak load

จากภาพที่ 9 พบว่า ในเดือนเมษายน 2551, มกราคม 2552, กันยายน 2552 และพฤษภาคม 2553 มีการนำเข้าพลังไฟฟ้าสูงสุด และถูกนำมาคิดเป็นค่าไฟฟ้าฐาน (ร้อยละ 70 ของมูลค่าพลังไฟฟ้า) ในรอบบิลต่างๆ คือ

- เมษายน 2551 ถูกคิดเป็นค่าไฟฟ้าฐานในรอบบิลตั้งแต่ สิงหาคม 2551 – มีนาคม 2552
- มกราคม 2552 ถูกคิดเป็นค่าไฟฟ้าฐานในรอบบิลตั้งแต่ เมษายน 2552 – กันยายน 2552
- กันยายน 2552 ถูกคิดเป็นค่าไฟฟ้าฐานในรอบบิลตั้งแต่ ตุลาคม 2552 – สิงหาคม 2553
- พฤษภาคม 2553 ถูกคิดเป็นค่าไฟฟ้าฐานในรอบบิลตั้งแต่ กันยายน 2553 – เมษายน 2554

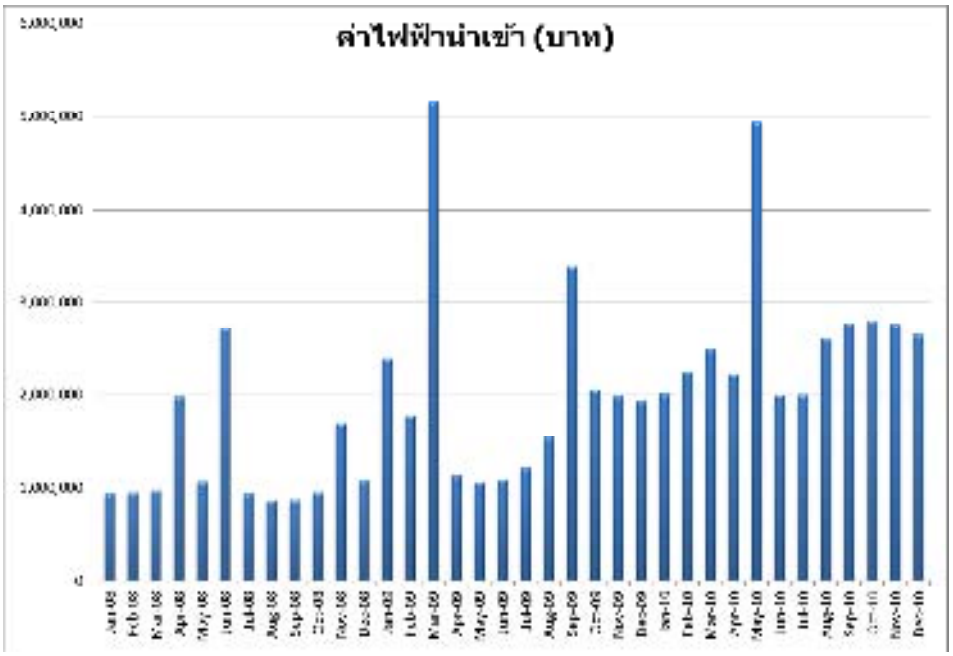


ภาพที่ 10 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำเข้า



ภาพที่ 11 ขยายขนาดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำเข้า

จากภาพที่ 10 และ 11 พบว่าในเดือน มีนาคม 2553 มีการนำเข้าพลังงานสูงสุด



ภาพที่ 12 ค่าไฟฟ้านำเข้า

จากภาพที่ 12 ข้อมูลค่าไฟฟ้าพบว่า ค่าไฟฟ้าส่วนใหญ่ มีมูลค่าสูงเมื่อมีการนำเข้าพลังไฟฟ้าในช่วงเวลา peak load สูง ในขณะที่การนำเข้าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Off-peak load สูง ไม่ส่งผลทำให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างมีนัย

2) วิเคราะห์ข้อมูล

เนื่องจากการเก็บบันทึกข้อมูลของระบบภายในโรงกลั่นน้ำมัน อาจไม่ตรงกับข้อมูลที่บันทึกได้จากระบบของทางการไฟฟ้าฯ ซึ่งจะออกเป็นหนังสือแจ้งค่าไฟฟ้ารายเดือน จึงจำเป็นต้องทดสอบความถูกต้องของข้อมูลเฉพาะรายการที่ 1.1)-1.4) ที่ระบบภายในโรงกลั่นน้ำมันบันทึกได้เพื่อความแม่นยำของข้อมูลโดยใช้โปรแกรม minitab ® 15.1.20.0 วิคราะห์เปรียบเทียบความแปรปรวนและค่าเฉลี่ยของข้อมูลสองชุดระหว่าง 1) ข้อมูลการนำเข้าไฟฟ้าจากหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าที่ออกโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กับ 2) ข้อมูลที่เก็บบันทึกการนำเข้าไฟฟ้า ด้วยระบบบันทึกข้อมูลภายในโรงกลั่นน้ำมัน(PI Process Book) โดยข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบได้แก่

- พลังไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงเวลา Peak (เมกกะวัตต์)
- พลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงเวลา Peak (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)
- พลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงเวลา Off-Peak (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)
- พลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงวันหยุดราชการและนักขัตฤกษ์ (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)

จากผลการวิเคราะห์ด้วยวิธี 2 Sample T-Test พบว่าข้อมูลทั้งสองชุดมีค่าความแปรปรวนและค่าเฉลี่ยใกล้เคียงกันจึงสรุปได้ว่า ข้อมูลที่เก็บบันทึกได้ด้วยระบบ PI Process book บันทึกข้อมูลได้ใกล้เคียงกับหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการประเมินการนำเข้าไฟฟ้าได้

<u>เปรียบเทียบการนำเข้าพลังไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak (เมกกะวัตต์)</u>

กำหนดให้ MW PI : ข้อมูลการนำเข้าพลังไฟฟ้าที่บันทึกจากระบบ PI Process book

MW PEA: ข้อมูลการนำเข้าพลังไฟฟ้าจากหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า

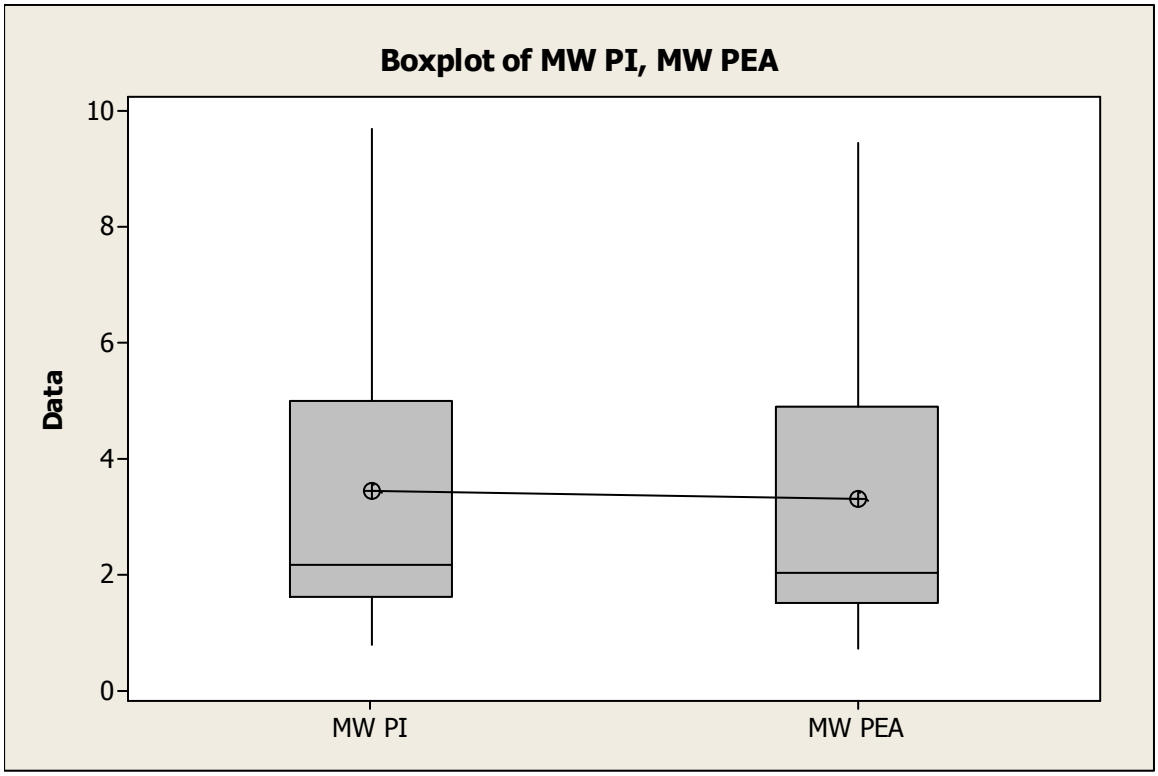
Two-Sample T-Test and CI: MW PI, MW PEA

```
Two-sample T for MW PI vs MW PEA

          N  Mean  StDev  SE Mean
MW PI    10  3.44   2.70     0.85
MW PEA   10  3.32   2.66     0.84

Difference = mu (MW PI) - mu (MW PEA)
Estimate for difference:  0.13
95% CI for difference:  (-2.40, 2.65)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.10  P-Value = 0.918  DF = 17

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu(MW PI) = mu (MW PEA)
```



ภาพที่ 13 Boxplot of MW PI, MW PEA

<u>เปรียบเทียบการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)</u>

กำหนดให้ E-Peak PI : ข้อมูลการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าที่บันทึกจากระบบ PI Porcess book

E-Peak PEA: ข้อมูลการนำเข้าพลังไฟฟ้าจากหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า

การเปรียบเทียบข้อมูลการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา peak ระวห่างระบบบันทึกภายใน (PI) กับหนังสื้อแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า (PEA)

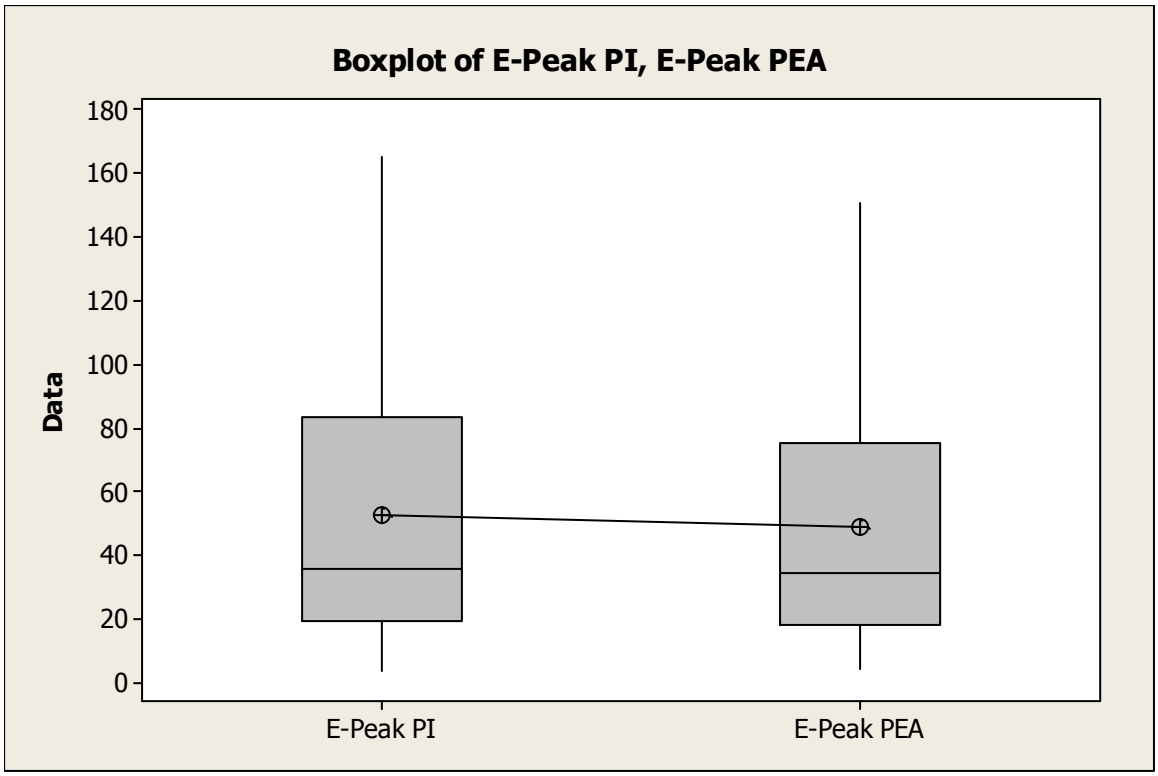
Two-Sample T-Test and CI: E-Peak PI, E-Peak PEA

```
Two-sample T for E-Peak PI vs E-Peak PEA

                              SE
             N  Mean  StDev  Mean
E-Peak PI   10   138    274    87
E-Peak PEA  10   138    287    91

Difference = mu (E-Peak PI) - mu (E-Peak PEA)
Estimate for difference:  -0
95% CI for difference:  (-265, 264)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = -0.00  P-Value = 0.997  DF = 17

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (E-Peak PI) = mu (E-Peak PEA)
```



ภาพที่ 14 Boxplot of E-Peak PI, E-Peak PEA

<u>เปรียบเทียบการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Off-Peak (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)</u>

กำหนดให้ E-Offpeak PI : ข้อมูลการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าที่บันทึกจากระบบ PI Process book

E-Offpeak PEA: ข้อมูลการนำเข้าพลังไฟฟ้าจากหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า

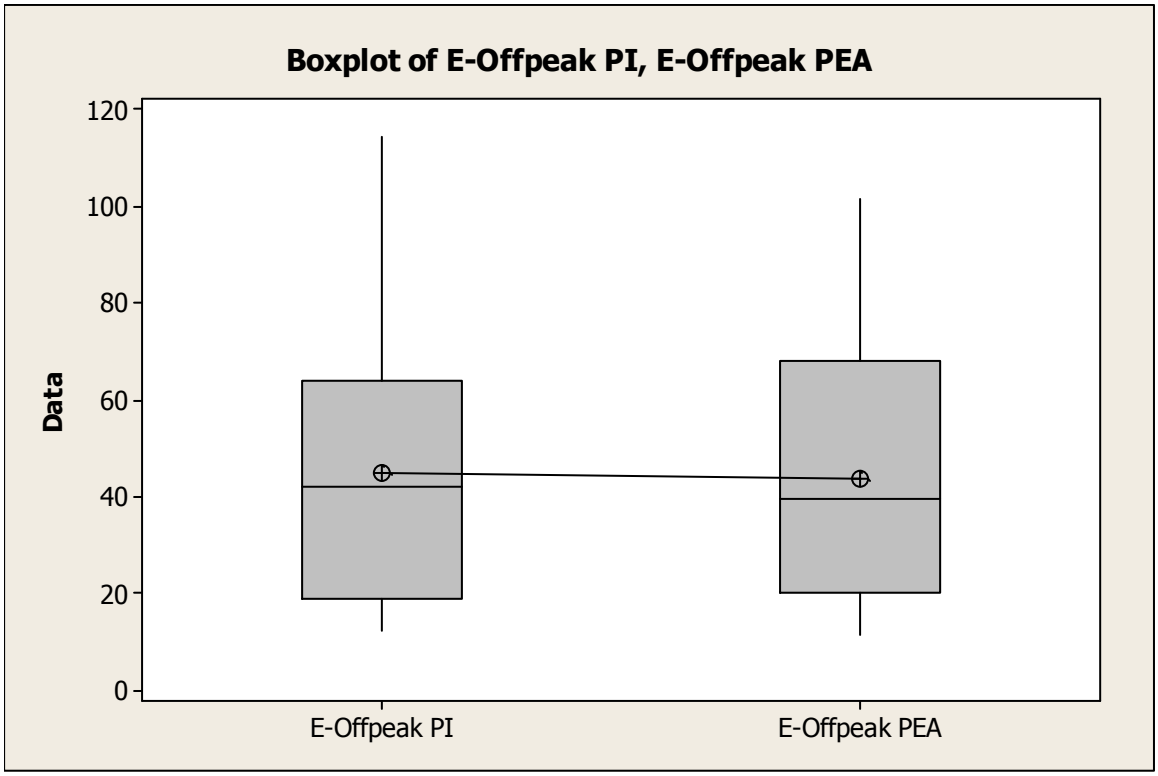
Two-Sample T-Test and CI: E-Offpeak PI, E-Offpeak PEA

```
Two-sample T for E-Offpeak PI vs E-Offpeak PEA

                                SE
               N  Mean  StDev  Mean
E-Offpeak PI   10   104    191    60
E-Offpeak PEA  10   112    216    68

Difference = mu (E-Offpeak PI) - mu (E-Offpeak PEA)
Estimate for difference:  -7.2
95% CI for difference:  (-199.7, 185.3)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = -0.08  P-Value = 0.938  DF = 17

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (E-Offpeak PI) = mu (E-Offpeak PEA)
```



ภาพที่ 15 Boxplot of E-Offpeak PI, E-Offpeak PEA

<u>เปรียบเทียบการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าในช่วงวันหยุดราชการและนักขัตฤกษ์ (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)</u>

กำหนดให้ E-Holiday PI : ข้อมูลการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าที่บันทึกจากระบบ PI Porcess book

E-Holiday PEA: ข้อมูลการนำเข้าพลังไฟฟ้าจากหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า

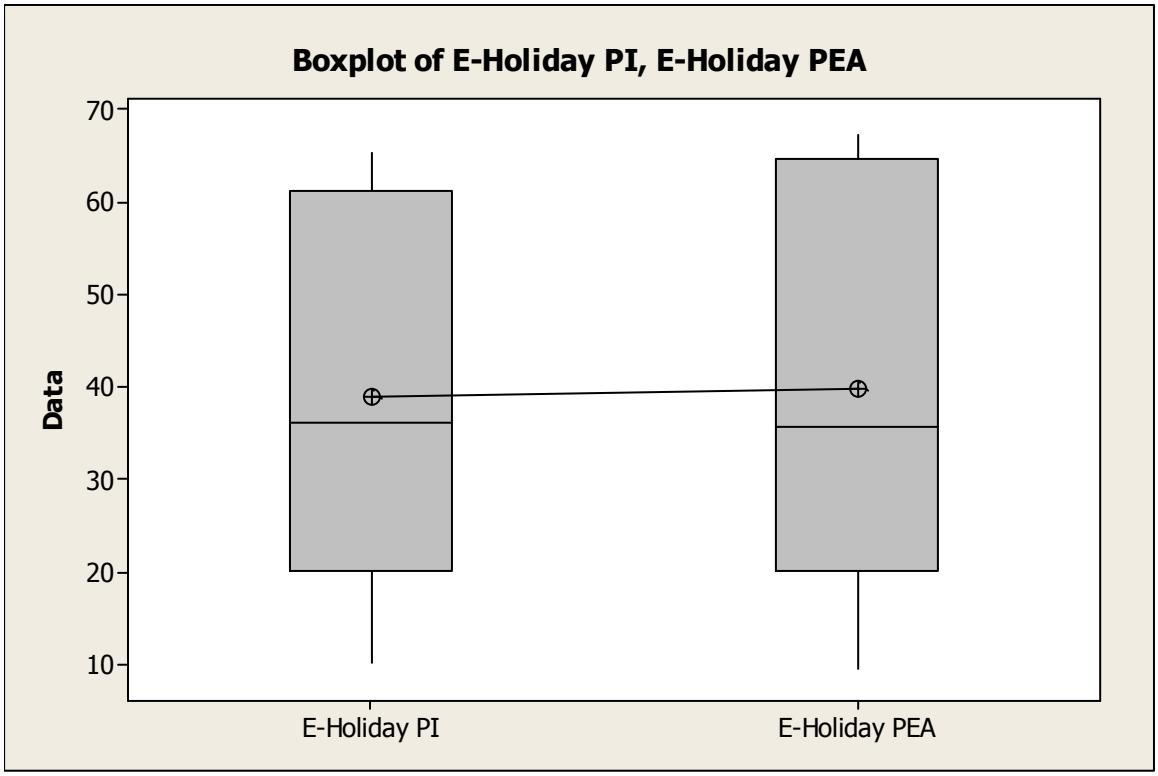
Two-Sample T-Test and CI: E-Holiday PI, E-Holiday PEA

```
Two-sample T for E-Holiday PI vs E-Holiday PEA

                                SE
               N  Mean  StDev  Mean
E-Holiday PI   10   127    246    78
E-Holiday PEA  10   129    248    79

Difference = mu (E-Holiday PI) - mu (E-Holiday PEA)
Estimate for difference:  -2
95% CI for difference:  (-235, 232)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = -0.02  P-Value = 0.988  DF = 17

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (E-Offpeak PI) = mu (E-Offpeak PEA)
```



ภาพที่ 16 Boxplot of E-Holiday PI, E-Holiday PEA

3.1.2 การผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจากระบบผลิตพลังงานร่วม

1) รวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้ในงานวิจัยเป็นข้อมูลที่บันทึกในช่วงเวลาระหว่าง เดือนมกราคม 2551 ถึงสิงหาคม 2554 โดยข้อมูลที่จะต้องนำมาจัดเตรียมเพื่อสร้างแบบจำลองได้แก่

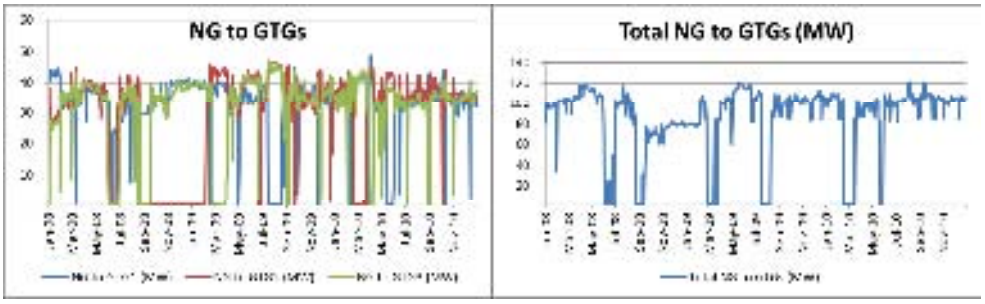
1.1) ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำ (ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง)

1.2) กำลังไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซผลิตได้ต่อชั่วโมง (เมกกะวัตต์)

1.3) ปริมาณไอน้ำที่หน่วยผลิตไอน้ำผลิตได้ (ตันต่อชั่วโมง)

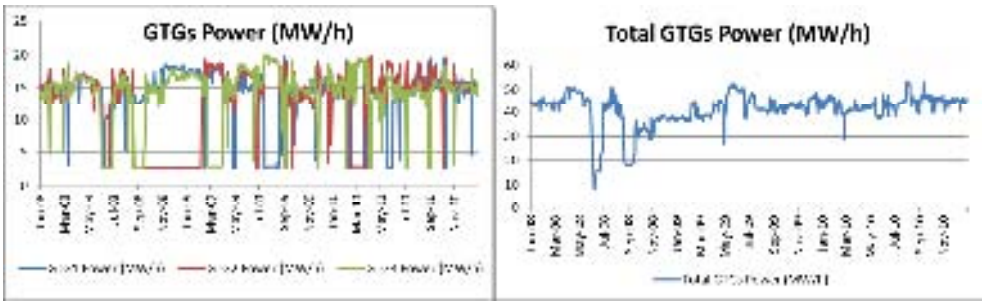
1.4) ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาทต่อล้านล้านบีทียู)

โดยรายการที่ 1.1)-1.3) มีระบบบันทึกแบบ Real time ซึ่งสามารถอ่านข้อมูลได้ตลอดเวลา โดยระบบจะเก็บและบันทึกข้อมูลทุกๆ 2 วินาที ขณะที่รายการที่ 1.4 จะอ้างอิงจากประกาศของปตท. ผู้ส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งงานวิจัยนี้ จะเก็บรวบรวมข้อมูลตั้งแต่เดือนมกราคม 2551 ถึง ธันวาคม 2553 รวมระยะเวลา 36 เดือน



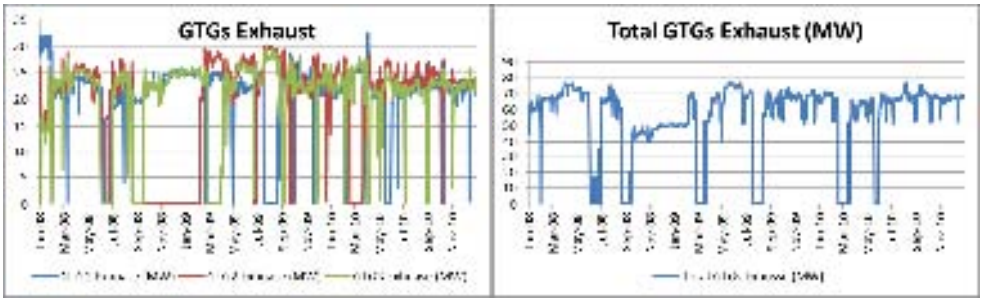
ภาพที่ 17 ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันห๊าซ

จากภาพที่ 17 การใช้ก๊าซธรรมชาติของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซพบว่า มีอัตราการใช้ปริมาณความร้อนจากก๊าซธรรมชาติเท่ากันในแต่ละหน่วย เฉลี่ยหน่วยละประมาณ 30-40 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 140 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง รวมใช้ก๊าซธรรมชาติในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ยประมาณ 100 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 400 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง



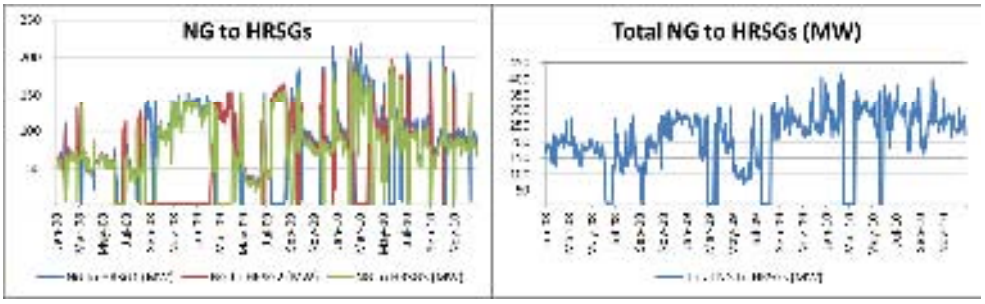
ภาพที่ 18 ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซผลิตได้

จากภาพที่ 18 การผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซพบว่าแต่ละหน่วยผลิตมีกำลังการผลิตโดยเฉลี่ยประมาณ 12 เมกกะวัตต์ต่อชั่วโมง หรือคิดรวมประมาณ 45 เมกกะวัตต์ต่อชั่วโมง



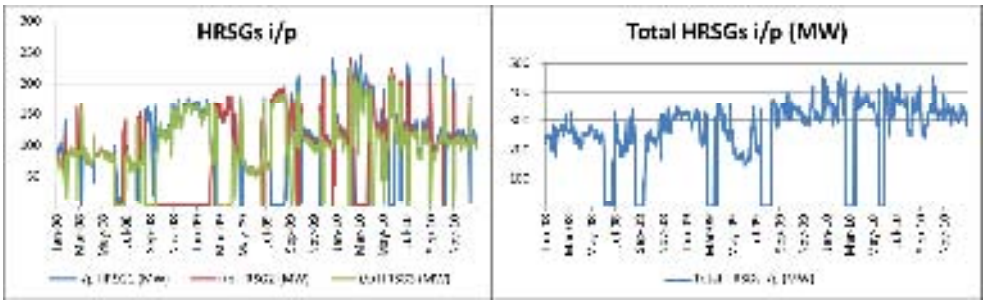
ภาพที่ 19 ปริมาณพลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันห๊าซ

จากภาพที่ 19 พลังงานความร้อนที่ออกจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำแต่ละหน่วยมีปริมาณใกล้เคียงกัน เฉลี่ยหน่วยละประมาณ 23 เมกกะวัตต์ หรือคิดรวมประมาณ 70 เมมกกะวัตต์



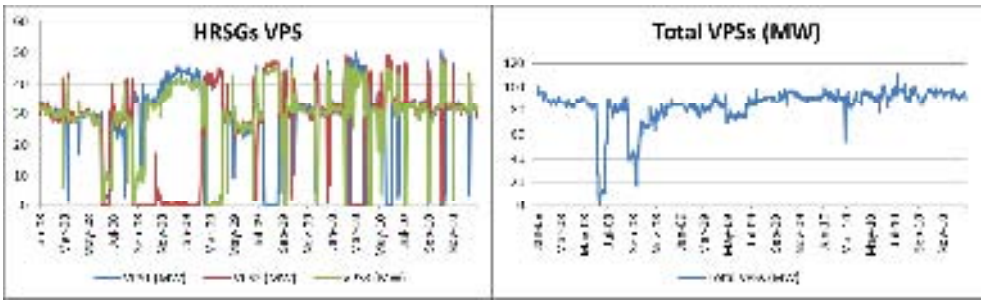
ภาพที่ 20 ปริมาณพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไอน้ำใช้ในการผลิตไอน้ำ

จากภาพที่ 20 หน่วยผลิตไอน้ำมีอัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณใกล้เคียงกันในแต่ละหน่วย เฉลี่ยตั้งแต่ พฤษภาคม 2553 ถึง ธันวาคม 2553 หน่วยละประมาณ 90 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 360 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง รวมใช้ก๊าซธรรมชาติในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ยประมาณ 250-300 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 1,000-1,200 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง



ภาพที่ 21 พลังงานความร้อนทั้งหมดที่หน่วยปลิตไอน้ำใช้ในการผลิตไอน้ำ

จากภาพที่ 21 ปริมาณพลังงานความร้อนทั้งหมดที่เข้าหน่วยผลิตไอน้ำ เฉลี่ยตั้งแต่ พฤษภาคม 2553 ถึง ธันวาคม 2553 หน่วยละประมาณ 120 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 480 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง รวมใช้ก๊าซธรรมชาติในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ยประมาณ 350 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 1,500 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง



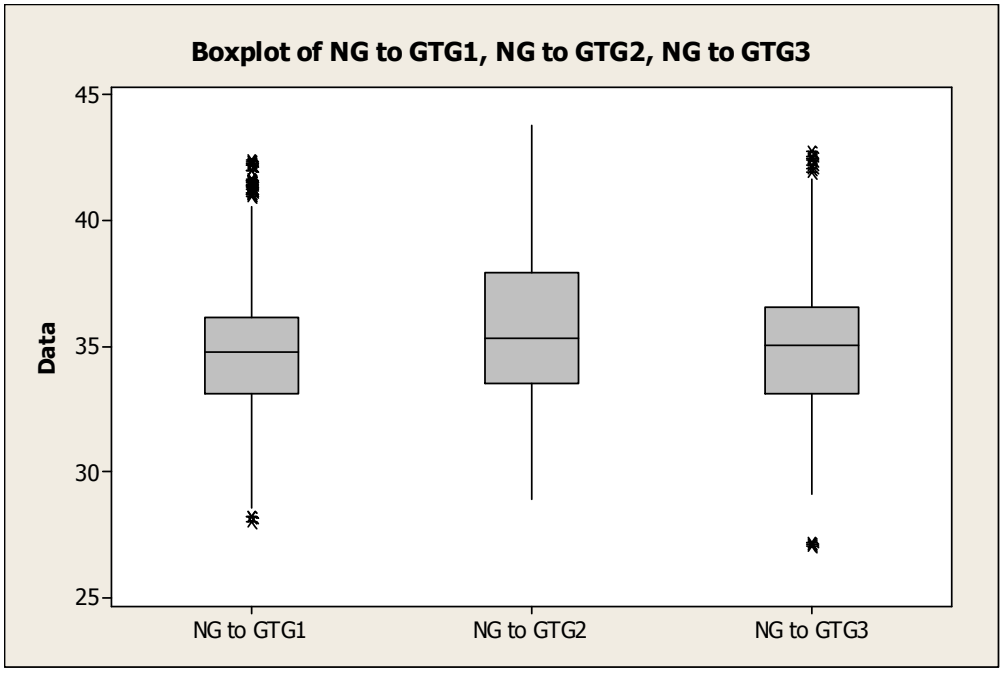
ภาพที่ 22 ปริมาณพลังงานความร้อนจากไอน้ำที่หน่วยผลิตไอน้ำผลิตได้

จากภาพที่ 22 ปริมาณพลังงานความร้อนทั้งหมดที่เข้าหน่วยผลิตไอน้ำ เฉลี่ยตั้งแต่ พฤษภาคม 2553 ถึง ธันวาคม 2553 หน่วยละประมาณ 120 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 480 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง รวมใช้ก๊าซธรรมชาติในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ยประมาณ 350 เมกกะวัตต์หรือประมาณ 1,400 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง

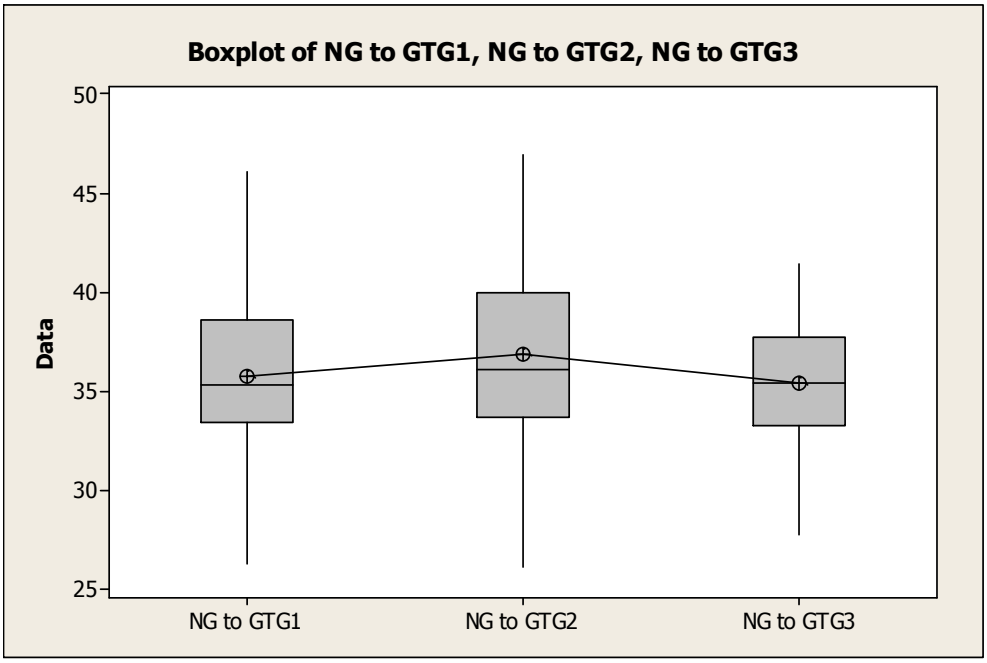
2) วิเคราะห์ข้อมูล

เนื่องจากการเก็บบันทึกข้อมูลแบบระบบ Real time และในบางเวลาหน่วยผลิตพลังงานร่วมมีหารหยุดเพื่อซ่อมบำรุงหรือมีความผิดพลาดในการบันทึก ทำให้ข้อมูลที่บันทึกได้เป็นข้อมูลที่ไม่สามารถนำมาเป็นตัวแทนประชากรได้ หรือที่เรียกว่าค่าผิดปกติ (Outliers) ได้ การวิเคราะห์ข้อมูลทำได้โดยอาศัยกระบวนการทางสถิติมาคัดกรองข้อมูลที่กระจายเกินไป ด้วยโปรแกรม Minitab @ 15.1.20.0 โดยกลุ่มข้อลูลที่นำมาวิเคราะห์ได้แก่

2.1) พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซใช้ในการผลิตไฟฟ้า (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)



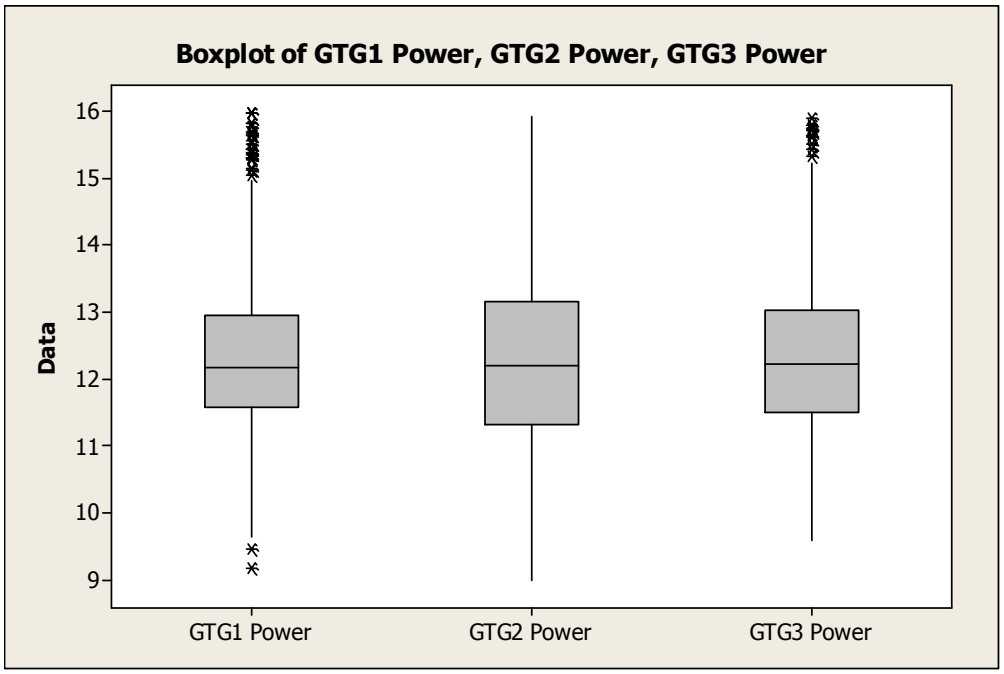
ภาพที่ 23 Boxplot of NG to GTG1, NG to GTG2, NG to GTG3 Raw data



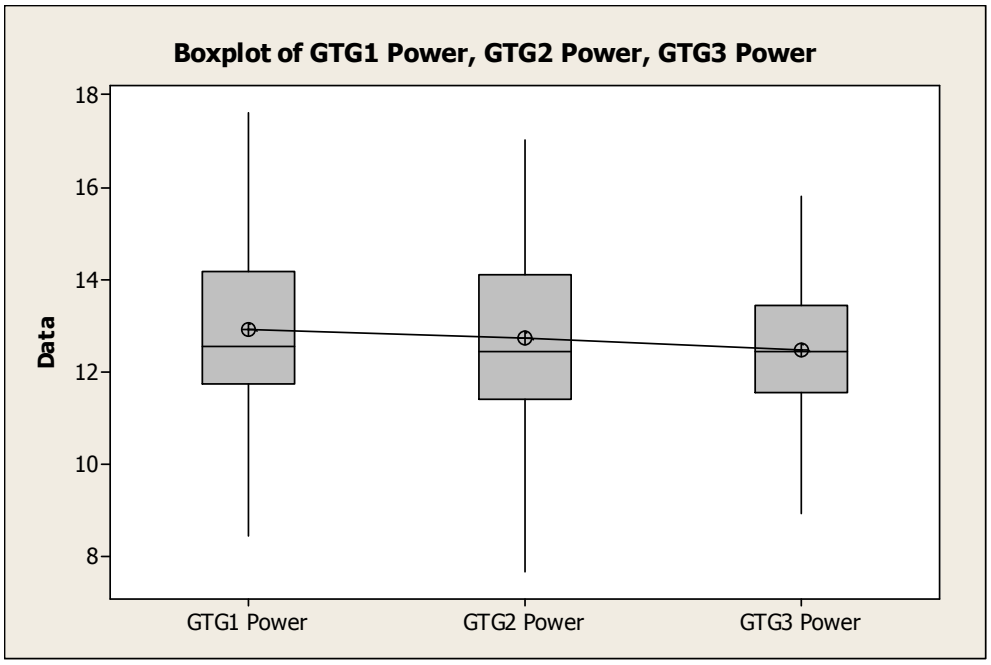
ภาพที่ 24 Boxplot of NG to GTG1, NG to GTG2, NG to GTG3 after Outliers eliminated

จากภาพที่ 23 และ 24 พบว่าเมื่อกำจัดค่าที่ผิดปกติแล้ว จะทำให้ข้อมูลที่เหลือเป็นตัวแทนประชากร มีค่าเฉลี่ยที่แตกต่างกันชัดเจนยิ่งขึ้น โดยค่าเฉลี่ยของการใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติของ หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเป็น 35.8, 36.9, 35.4 เมกกะวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ

2.2) พลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (เมกกะวัตต์)



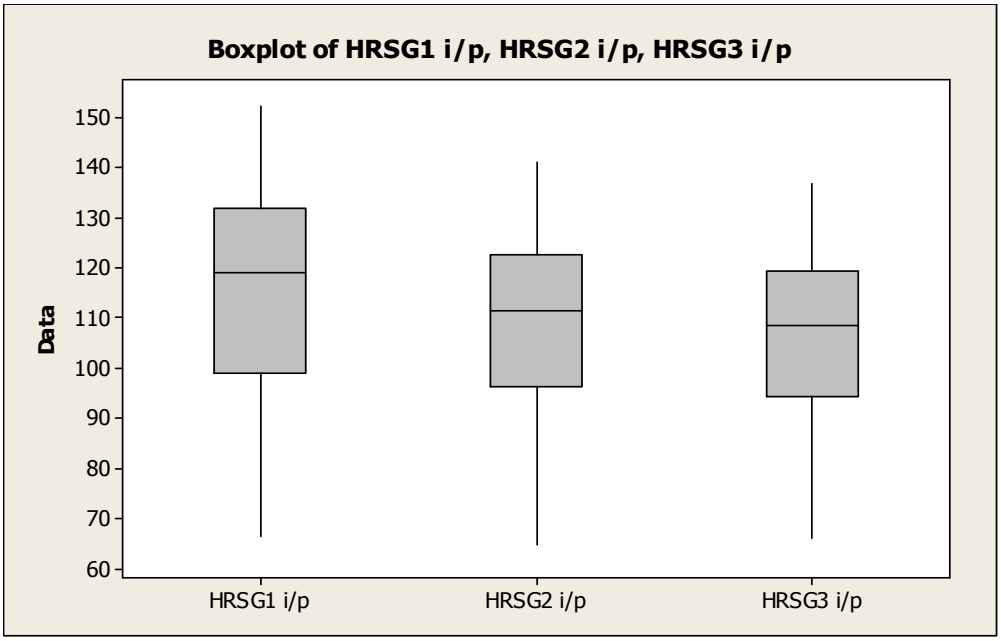
ภาพที่ 25 Boxplot of GTG1 Power, GTG2 Power, GTG3 Power Raw data



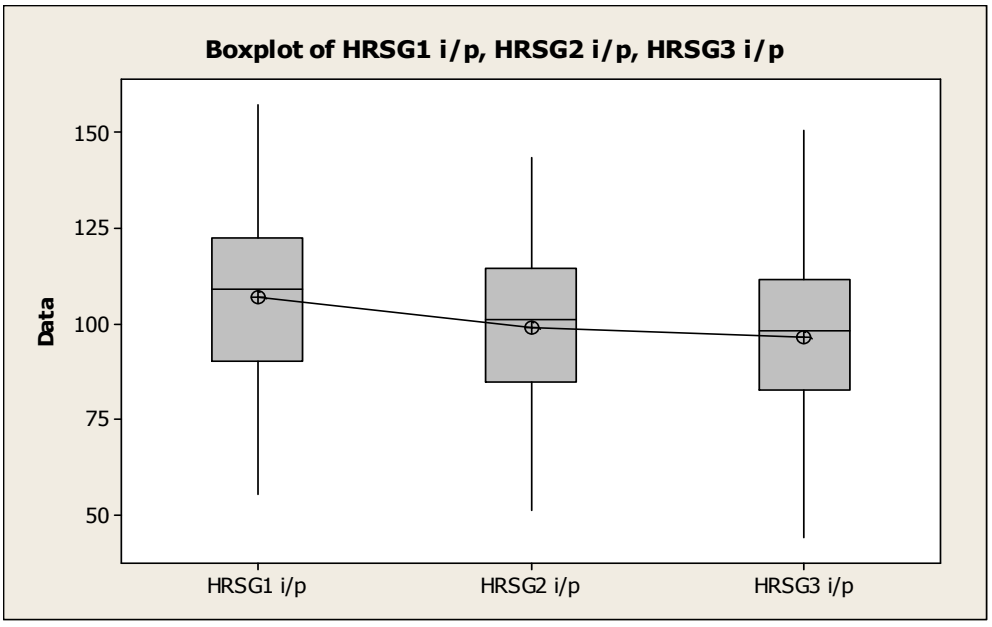
ภาพที่ 26 Boxplot of GTG1 Power, GTG2 Power, GTG3 Power after Outliers eliminated

จากภาพที่ 25 และ 26 พบว่าเมื่อกำจัดค่าที่ผิดปกติแล้ว จะทำให้ข้อมูลที่เหลือเป็นตัวแทนประชากรมีค่าเฉลี่ยที่แตกต่างกันชัดเจนยิ่งขึ้น โดยค่าเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเป็น 12.9, 12.7 และ 12.4 เมกกะวัตต์ ตามลำดับ

2.3) พลังงานความร้อนที่หน่วยผลิตไอน้ำใช้ในการผลิตไอน้ำ (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง)



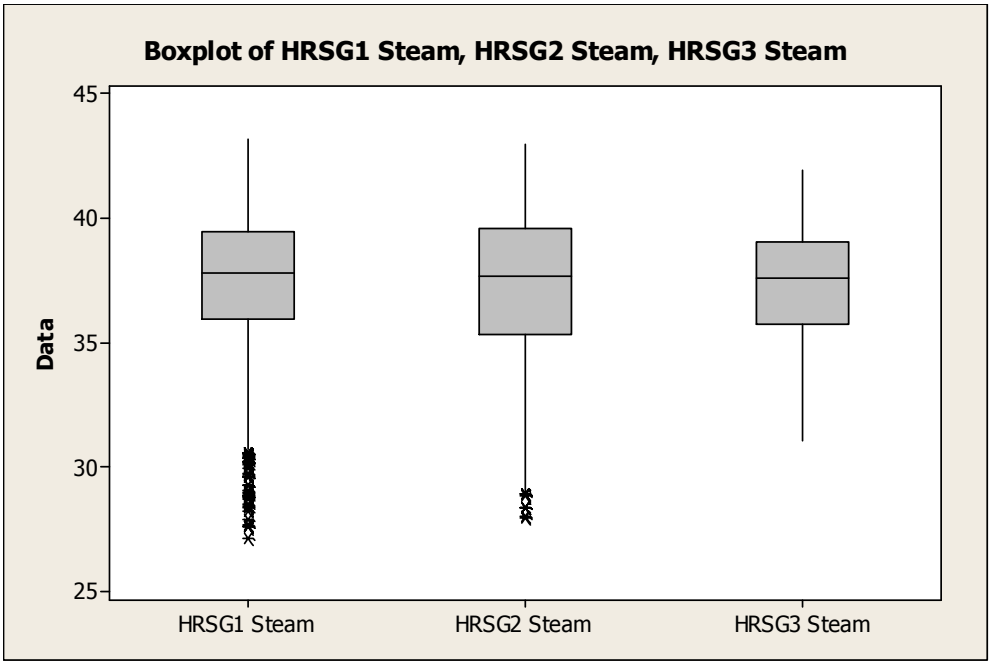
ภาพที่ 27 Boxplot of i/p HRSG1, i/p HRSG2, i/p HRSG3 Raw data



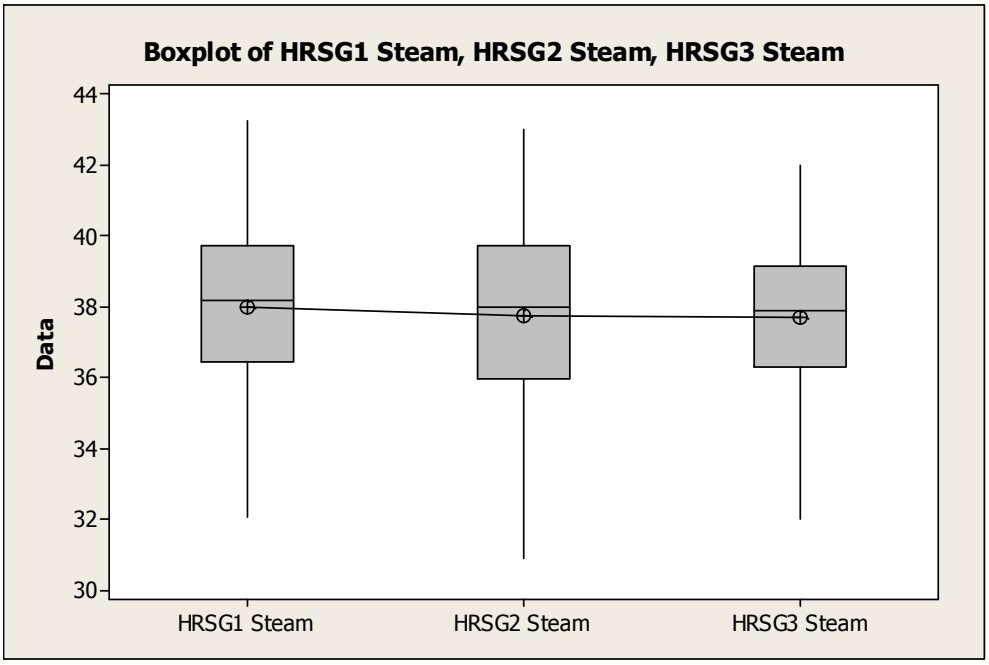
ภาพที่ 28 Boxplot of i/p HRSG1, i/p HRSG2, i/p HRSG3 after Outliers eliminated

จากภาพที่ 27 และ 28 เมื่อกำจัดค่าที่ผิดปกติแล้ว จะทำให้พบว่าข้อมูลที่เหลือเป็นตัวแทนประชากรมีค่าเฉลี่ยที่แตกต่างกันชัดเจนยิ่งขึ้น โดยค่าเฉลี่ยของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่เข้าหน่วยผลิตไอน้ำ เป็น 107.1, 99.0 และ 96.4 เมกกะวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ

2.4) ปริมาณไอน้ำที่หน่วยผลิตไอน้ำผลิตได้ (ตันต่อชั่วโมง)



ภาพที่ 29 Boxplot of HRSG1, HRSG2, HRSG3 Steam Raw data



ภาพที่ 30 Boxplot of HRSG1, HRSG2, HRSG3 Steam after Outliers eliminated

จากภาพที่ 29 และ 30 เมื่อกำจัดค่าที่ผิดปกติแล้ว จะทำให้พบว่าข้อมูลที่เหลือเป็นตัวแทนประชากรมีค่าเฉลี่ยที่แตกต่างกันชัดเจนยิ่งขึ้น โดยค่าเฉลี่ยของปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไอน้ำ เป็น 38.0, 37.76 และ 37.67 ตันต่อชั่วโมง ตามลำดับ

3.2 หาความสัมพันธ์ของข้อมูลและสร้างสมการ

3.2.1 ข้อมูลการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หลังจากกนำข้อมูลที่ได้มาคัดกรองค่าผิดปกติ (Outliers) ให้เหลือตัวแทนประชากรที่สอดคล้องกับสภาพจริงแล้ว นำข้อมูลที่เป็นตัวแทนประชากร มาหาความสัมพันธ์ โดยอาศัยหลักวิธีการคำนวณโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน (TOU) ซึ่งประกอบด้วย

- ความต้องการพลังไฟฟ้าที่นำเข้าสูงสุดในช่วงเวลา peak load (กิโลวัตต์)
- ความต้องการพลังไฟฟ้าที่นำเข้าสูงสุดในช่วงเวลา off-peak load (กิโลวัตต์)
- พลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงเวลา peak load (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
- พลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในช่วงเวลา off-peak load (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
- ค่าไฟฟ้าผันแปรระบบผลิต (บาทต่อหน่วย)
- ค่าไฟฟ้าผันแปรระบบส่ง (บาทต่อหน่วย)

- ค่าไฟฟ้าผันแปรระบบจำหน่าย (บาทต่อหน่วย)
- พาวเวอร์แฟคเตอร์ (กิโลวาร์)
- ค่าธรรมเนียม (บาท)

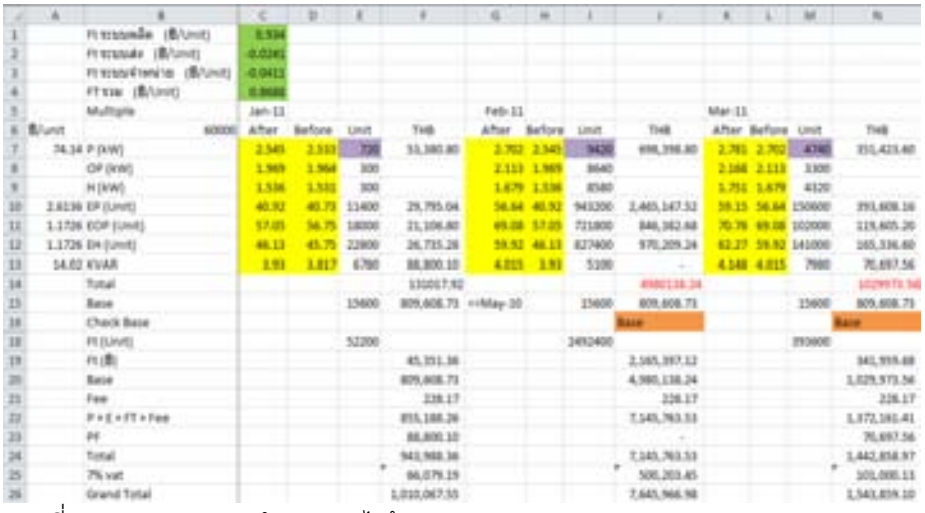
<u>วิธีการคิดค่าไฟฟ้าในรอบเดือน</u>

1) นำข้อมูลการบันทึกการนำเข้าไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา มาคิดเป็นมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือน และมูลค่าพลังงานไฟฟ้า ในอัตราต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 3.1
2) จากนั้นรวมมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าที่นำเข้าในแต่ละช่วงเวลา เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับร้อยละ 70 ของมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดของเดือนฐาน (เดือนที่มีพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน) โดยมีเกณฑ์การเปรียบเทียบดังนี้
    - พลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าในรอบเดือนนั้น มีมูลค่ารวมน้อยกว่า ร้อยละ 70 ของมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดของเดือนฐาน ให้คิดมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าของเดือนนั้นเป็น ร้อยละ 70 ของมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดของเดือนฐาน
    - พลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าในรอบเดือนนั้น มีมูลค่ารวมมากกว่า ร้อยละ 70 ของมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดของเดือนฐาน ให้คิดมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าตามจริงของเดือนนั้น
3) นำข้อมูลพลังไฟฟ้าสูงสุดทั้งช่วงเวลา Peak และ Off peak มาเปรียบเทียบกับพลังไฟฟ้าสูงสุด โดยคิเฉพาะส่วนที่เกินร้อยละ 61.97 ของพลังไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยในเดือนนั้น โดยคิดในอัตรา 14.02 บาทต่อกิโลวาร์
4) นำข้อมูลพลังงานไฟฟ้ามาคิดค่าไฟฟ้าผันแปร ตามราคาประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
5) นำข้อ 2), 3) และ 4) มารวมกับค่าธรรมเนียม ได้เป็นมูลค่าไฟฟ้าทั้งหมดในเดือนนั้น
6) นำข้อ 5) มาคิดภาษีมูลค่าเพิ่ม ร้อยละ 7 ของมูลค่ารวม
7) นำข้อ 5) และ 6) มารวมกันเป็นค่าไฟฟ้าทั้งหมด ที่ต้องจ่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในแต่ละเดือน

<u>วิธีการพิจารณาพลังไฟฟ้าเดือนฐาน</u>

1) พิจารณาเดือนที่มีพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนสิ้นสุด ณ เดือนปัจจุบัน
2) มูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำของแต่ละเดือน คิดเป็นร้อยละ 70 ของมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนสิ้นสุด ณ เดือนปัจจุบัน เรียกว่า มูลค่าไฟฟ้าฐาน
3) การอ้างอิงมูลค่าไฟฟ้าฐาน ณ เดือนฐานใดๆ จะใช้นาน 11 รอบบิล
4) หลังจากครบ 11 รอบบิลแล้ว จะกลับมาพิจารณาหาเดือนที่มีพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนสิ้นสุด ณ เดือนปัจจุบัน อีกครั้งหมุนเวียนไปเรื่อยๆ

ตัวอย่างเครื่องมือช่วยในการประเมินการนำเข้าฟลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือน



ภาพที่ 31 ตัวอย่างตารางตำนวณค่าไฟฟ้า

จากนั้นนำผลการประเมินที่ได้มาเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าย้อนหลัง ผลการวิเคราะห์ด้วยวิธี Two-Sample T-Test ในโปรแกรม minitab ® 15.1.20.0 พบว่าข้อมูลทั้งสองชุดมีค่าความแปรปรวนและค่าเฉลี่ยใกล้เคียงกันจึงสรุปได้ว่า เครื่องมือที่ใช้ประเมินการนำเข้าพลังไฟฟ้าและพลังานไฟฟ้าสามาถใช้งานได้อย่างถูกต้อง

<u>เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายเดือนระหว่างหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า กับผลการประเมินค่าไฟฟ้าจากแบบจำลอง</u>

กำหนดให้ PEA : ค่าไฟฟ้าจากหนังสือแจ้งหนี้ ออกโดยการไฟฟ้าส่วนภูมาค (บาท)

Cal: ผลการประเมินค่าไฟฟ้าจากแบบจำลอง (บาท)

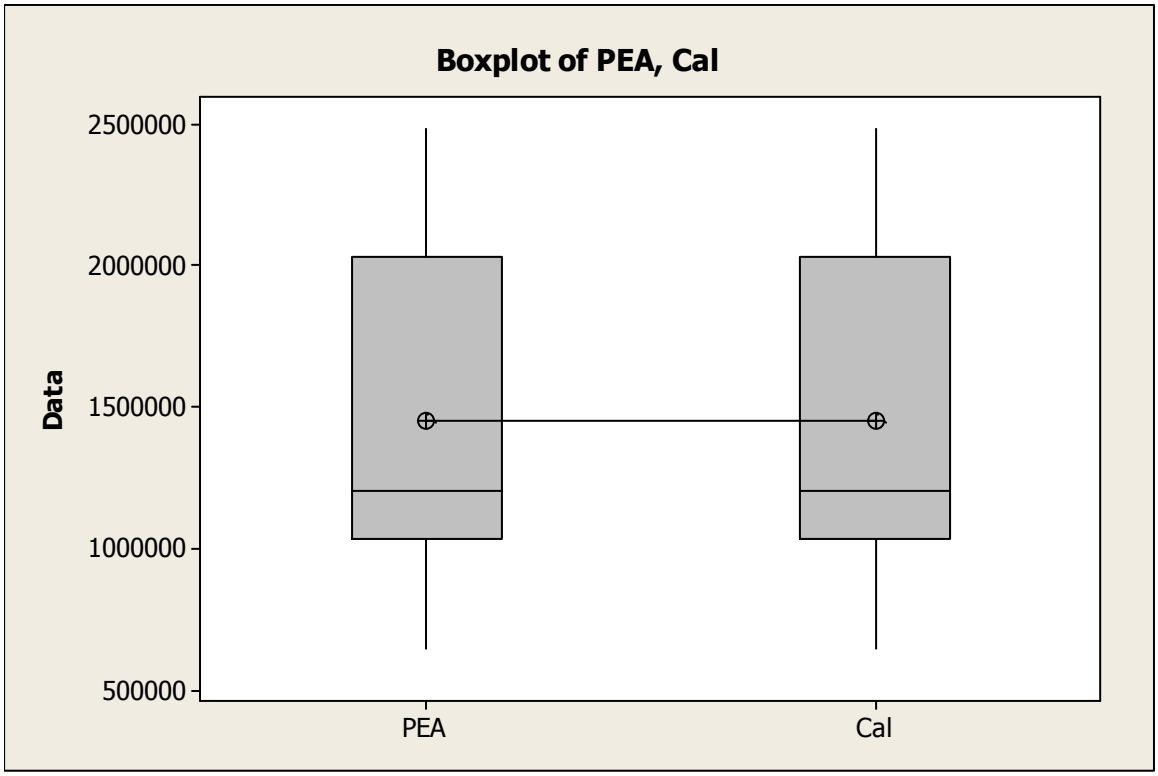
Two-Sample T-Test and CI: PEA, Cal

```
Two-sample T for PEA vs Cal

      N     Mean    StDev  SE Mean
PEA  22  1892924  1579041   336653
Cal  22  1892921  1579042   336653

Difference = mu (PEA) - mu (Cal)
Estimate for difference:  3
95% CI for difference:  (-960804, 960810)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.00  P-Value = 1.000  DF = 42

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (PEA) = mu (Cal)
```



ภาพที่ 32 Boxplot of PEA, Calculated electrical import

3.2.1 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจากระบบผลิตพลังงานร่วม

ข้อมูลที่ผ่านการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม Minitab ® 15.1.20.0 มาหาความสัมพันธ์สมการเชิงเส้นถดถอย (linear regression) เพื่อประเมินประสิทธิภาพ และประมาณการกำลังการผลิตจากการป้อนข้อมูล ซึ่งข้อมูลที่นำมาหาความสัมพันธ์มีดังนี้

1) ปริมาณความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (เมกกะวัตต์) และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (เมกะวัตต์)
2) ปริมาณการความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในหน่วยผลิตไอน้ำ (เมกกะวัตต์) รวมกับปริมาณความร้อนที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (เมกกะวัตต์) และปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ (ตันต่อชั่วโมง)

สมการความสัมพันธ์เชิงเส้นถดถอย

จากการวิเคราะห์ความสัมพันธ์เชิงเส้นถดถอยและวิเคราะห์ความแปรปรวนของข้อมูลหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำทั้งหมด 6 หน่วย พบว่าปริมาณพลังงานความร้อนที่เข้า และปริมาณพลังงานที่ออก มีความสัมพันธ์กันเชิงเส้นอย่างมีนัย ทำให้สามารถสรุปได้ว่า สมการเชิงเส้นที่เกิดขึ้นจากความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้สามารถใช้เป็นเครื่องมือในการประเมินพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตเพื่อให้ได้พลังงานตามที่ต้องการ และในทางกลับกันสามารถใช้ประเมินพลังงานที่ผลิตได้จากพลังงานความร้อนที่ใช้

ความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่1 (GTG1 Power) กับปริมาณความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่1 (NG to GTG1)

Regression Analysis: GTG1 Power versus NG to GTG1

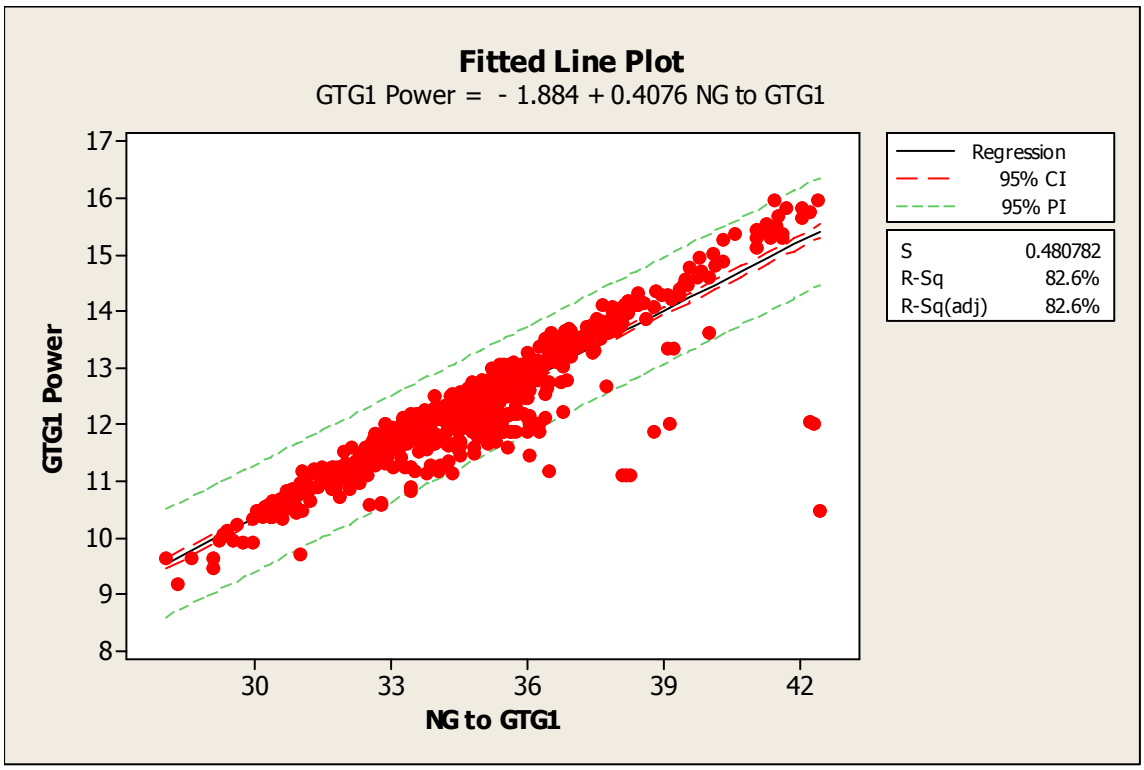
```
The regression equation is
GTG1 Power = - 1.884 + 0.4076 NG to GTG1

S = 0.480782   R-Sq = 82.6%   R-Sq(adj) = 82.6%

Analysis of Variance

Source        DF        SS        MS         F      P
Regression     1   733.348   733.348   3172.59  0.000
Error        669   154.640     0.231
Total        670   887.988

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus GTG1 Power is significantly responded to NG to GTG1.
```



ภาพที่ 33 GTG1 Power VS NG to GTG1 Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่2 (GTG2 Power) กับปริมาณความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่2 (NG to GTG2)

Regression Analysis: GTG2 Power versus NG to GTG2

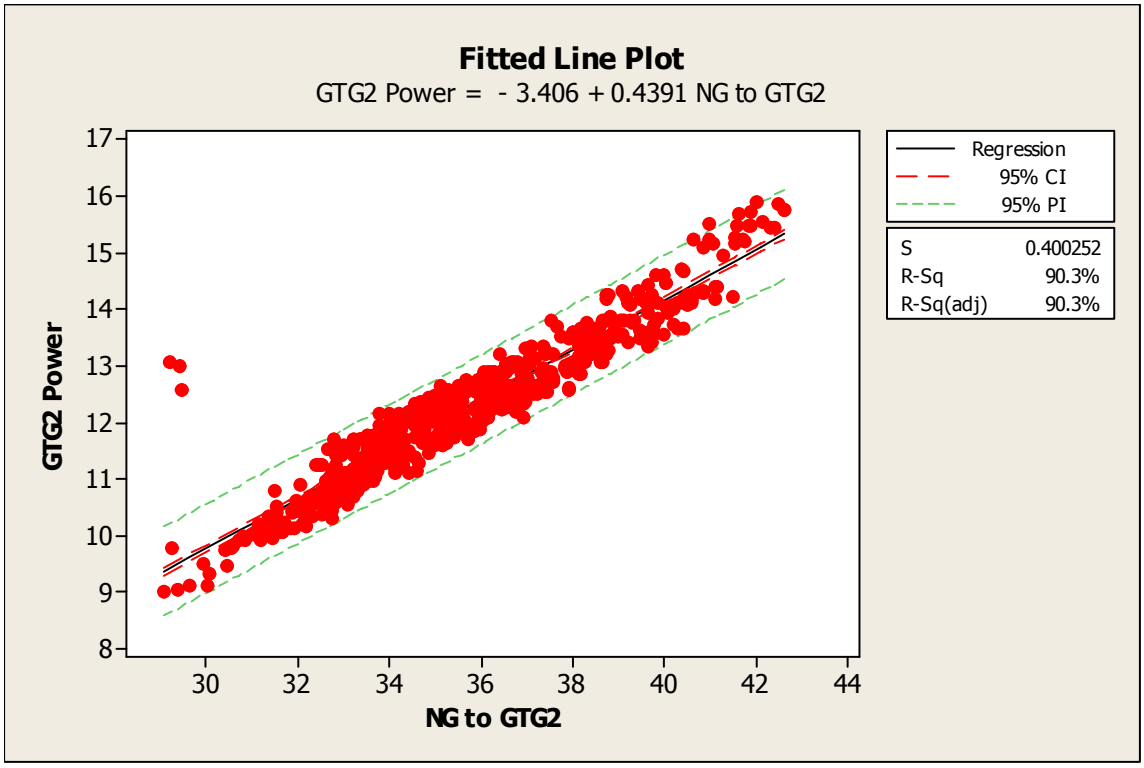
```
The regression equation is
GTG2 Power = - 3.406 + 0.4391 NG to GTG2

S = 0.400252   R-Sq = 90.3%   R-Sq(adj) = 90.3%

Analysis of Variance

Source        DF       SS       MS        F      P
Regression     1  1002.72  1002.72  6259.12  0.000
Error        669   107.18     0.16
Total        670  1109.90

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus GTG2 Power is significantly responded to NG to GTG2.
```



ภาพที่ 34 GTG2 Power VS NG to GTG2 Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่3 (GTG3 Power) กับปริมาณความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่3 (NG to GTG3)

Regression Analysis: GTG3 Power versus NG to GTG3

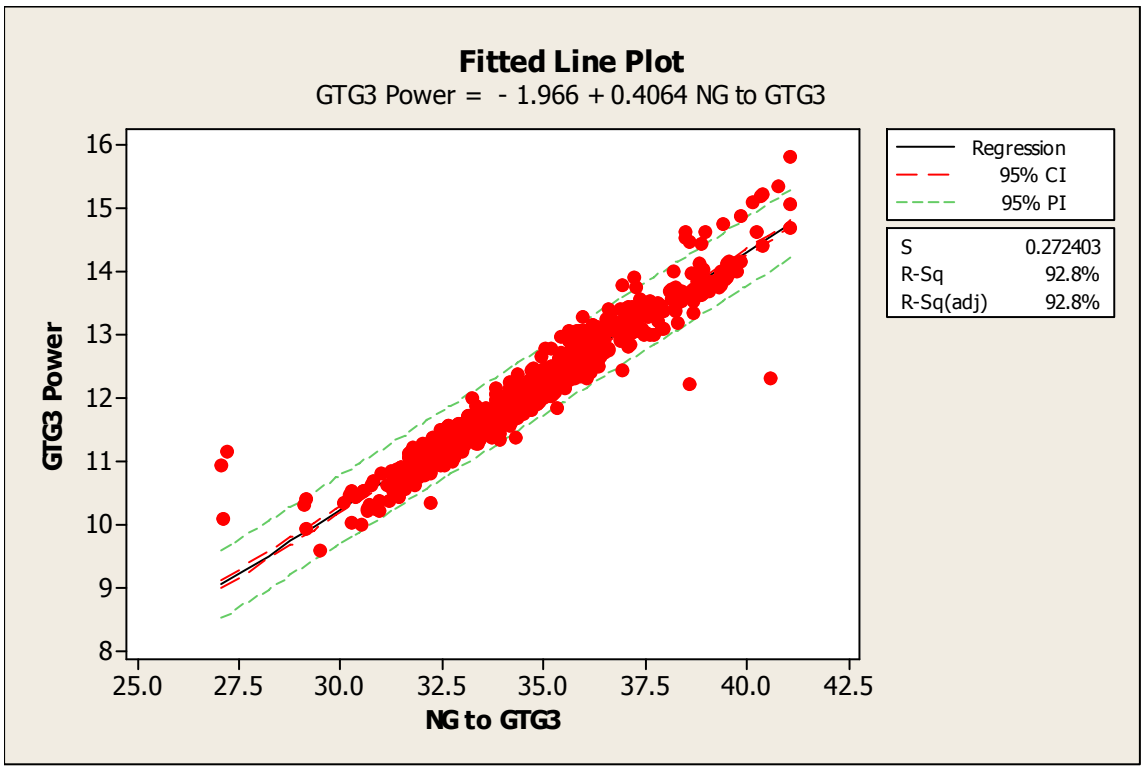
```
The regression equation is
GTG3 Power = - 1.966 + 0.4064 NG to GTG3

S = 0.272403   R-Sq = 92.8%   R-Sq(adj) = 92.8%

Analysis of Variance

Source        DF        SS        MS         F      P
Regression     1   636.213   636.213   8573.91  0.000
Error        669    49.642     0.074
Total        670   685.855

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus GTG3 Power is significantly responded to NG to GTG3.
```



ภาพที่ 35 GTG3 Power VS NG to GTG3 Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง พลังงานความร้อนที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่1 (GTG1 Exhaust) กับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตไฟจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่1 (GTG1 Power)

Regression Analysis: GTG1 Exhaust versus GTG1 Power

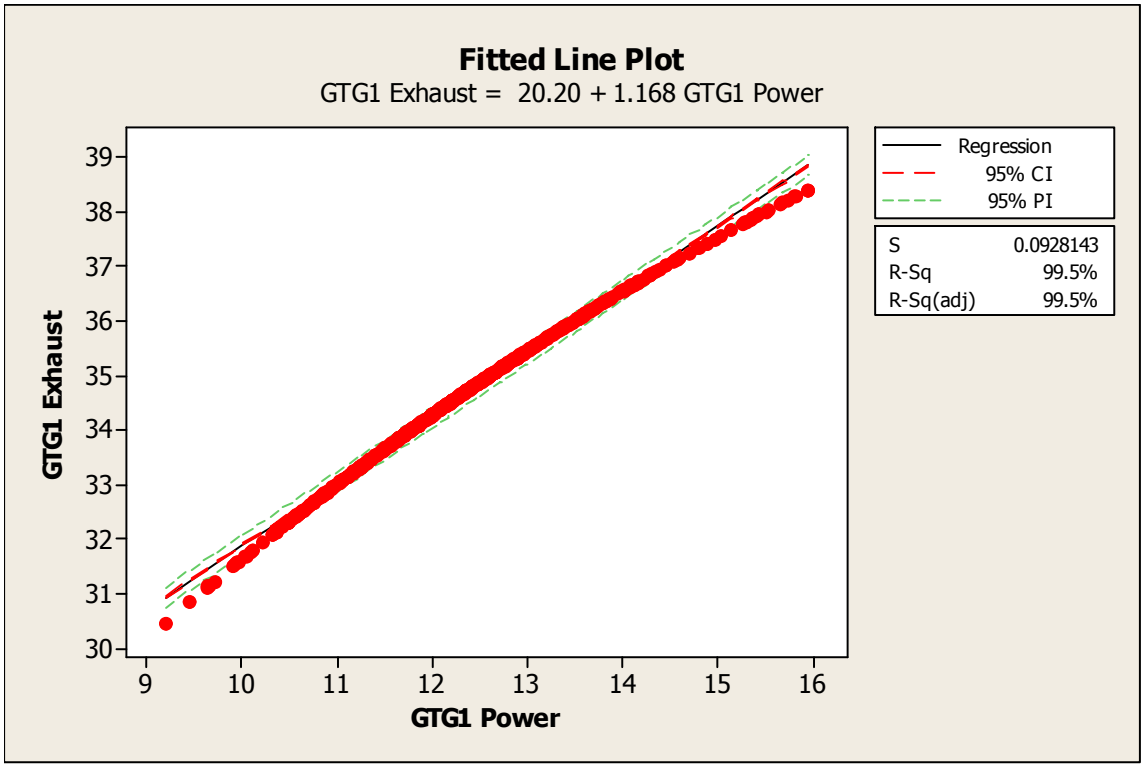
```
The regression equation is
GTG1 Exhaust = 20.20 + 1.168 GTG1 Power

S = 0.0928143   R-Sq = 99.5%   R-Sq(adj) = 99.5%

Analysis of Variance

Source        DF        SS        MS           F      P
Regression     1   1211.78   1211.78   140666.96  0.000
Error        669      5.76      0.01
```

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus GTG1 Exhaust is significantly responded to NG to GTG1



ภาพที่ 36 GTG1 Exhaust VS GTG1 Power Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง พลังงานความร้อนที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่2 (GTG2 Exhaust) กับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตไฟจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่2 (GTG2 Power)

Regression Analysis: GTG2 Exhaust versus GTG2 Power

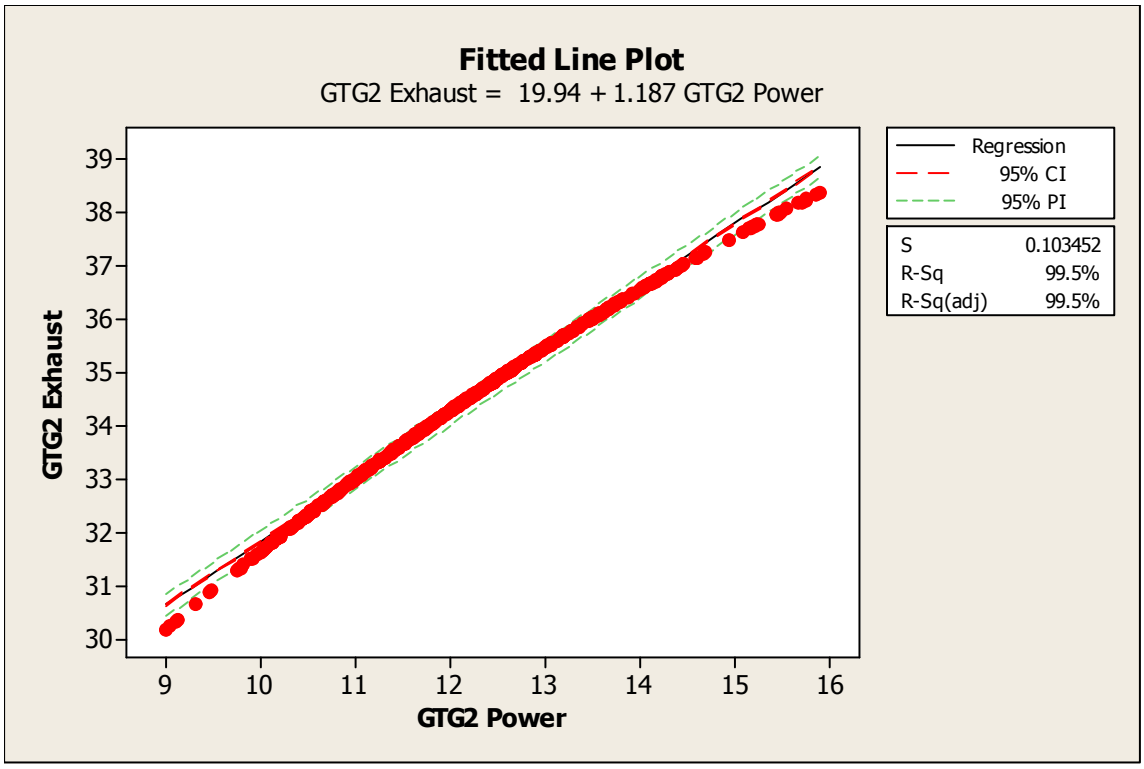
```
The regression equation is
GTG2 Exhaust = 19.94 + 1.187 GTG2 Power

S = 0.103452   R-Sq = 99.5%   R-Sq(adj) = 99.5%

Analysis of Variance

Source        DF        SS        MS           F      P
Regression     1   1564.91   1564.91   146223.47  0.000
Error        669      7.16      0.01
Total        670   1572.07

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus GTG2 Exhaust is significantly responded to NG to GTG2
```



ภาพที่ 37 GTG2 Exhaust VS GTG2 Power Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง พลังงานความร้อนที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่3 (GTG3 Exhaust) กับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตไฟจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่3 (GTG3 Power)

Regression Analysis: GTG3 Exhaust versus GTG3 Power

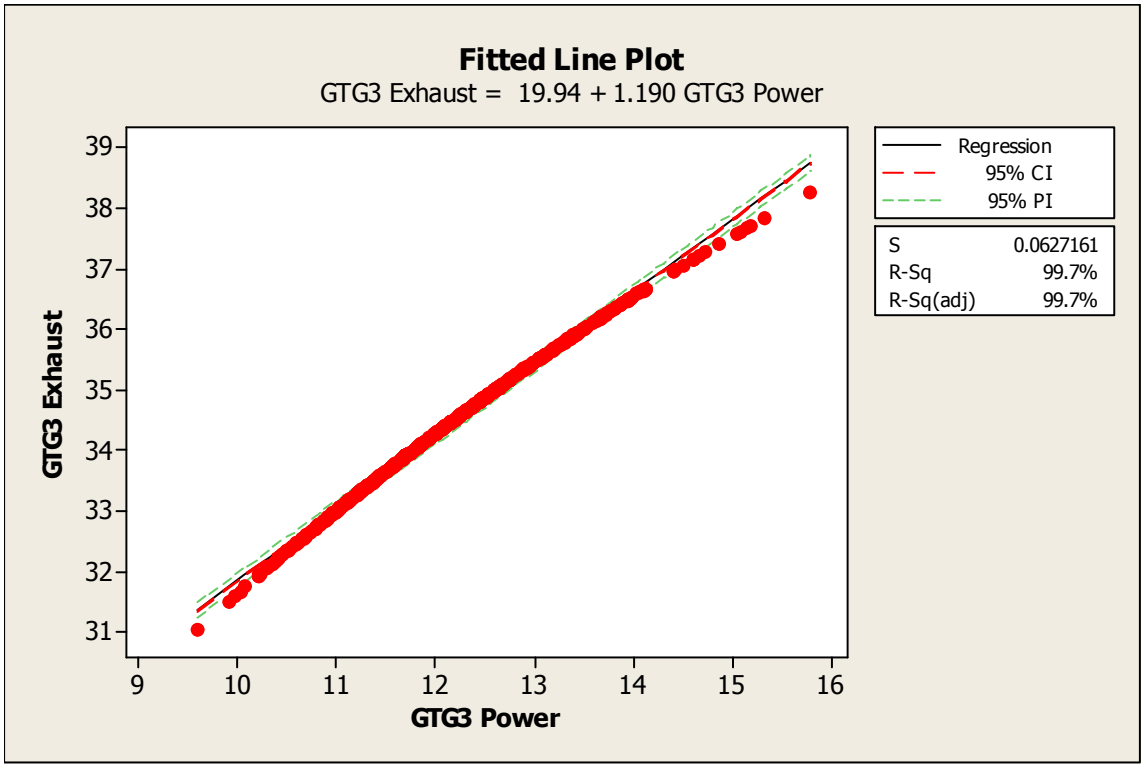
```
The regression equation is
GTG3 Exhaust = 19.94 + 1.190 GTG3 Power

S = 0.0627161   R-Sq = 99.7%   R-Sq(adj) = 99.7%

Analysis of Variance

Source        DF        SS        MS          F      P
Regression     1   970.807   970.807  246817.00  0.000
Error        669     2.631     0.004
Total        670   973.438

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus GTG3 Exhaust is significantly responded to NG to GTG3
```



ภาพที่ 38 GTG3 Exhaust VS NG to GTG3 Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณความร้อนของไอน้ำที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่1 (HRSG1 VPS) กับปริมาณพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติและความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้ในการผลิตไอน้ำของหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่1 (Energy to HRSG1)

Regression Analysis: VPS1 versus HRSG1 i/p

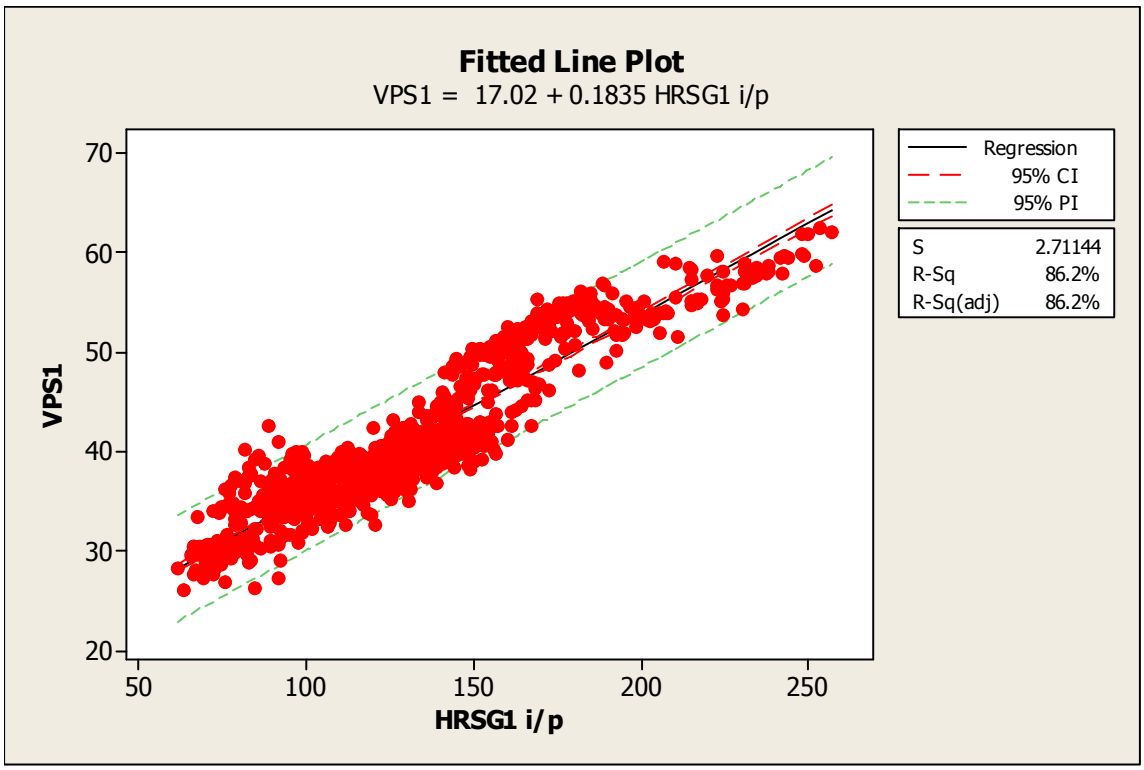
```
The regression equation is
VPS1 = 17.02 + 0.1835 HRSG1 i/p

S = 2.71144   R-Sq = 86.2%   R-Sq(adj) = 86.2%

Analysis of Variance

Source         DF       SS       MS        F      P
Regression      1  54499.5  54499.5  7412.96  0.000
Error        1185   8712.0      7.4
Total        1186  63211.5

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus HRSG1 VPS is significantly responded to Energy to HRSG1.
```



ภาพที่ 39 HRSG1 VPS VS Energy to HRSG1 Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณความร้อนของไอน้ำที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่2 (HRSG2 VPS) กับปริมาณพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติและความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้ในการผลิตไอน้ำของหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่2 (Energy to HRSG2)

Regression Analysis: VPS2 versus HRSG2 i/p

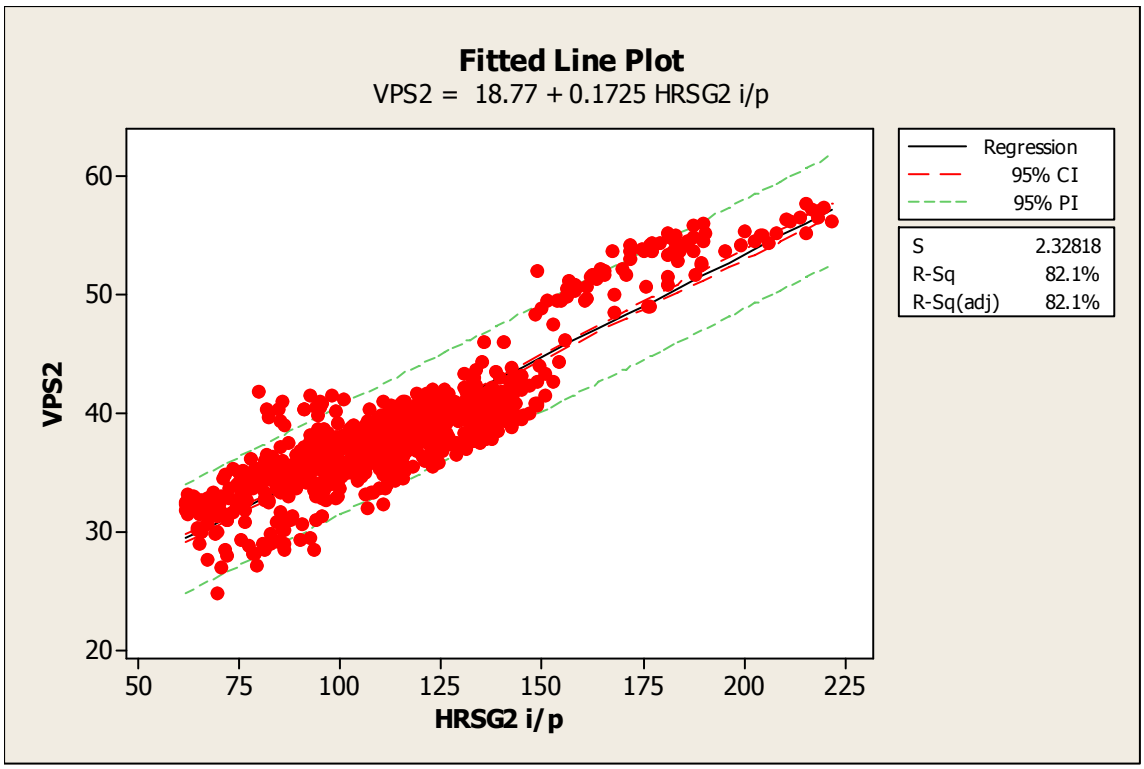
```
The regression equation is
VPS2 = 18.77 + 0.1725 HRSG2 i/p

S = 2.32818   R-Sq = 82.1%   R-Sq(adj) = 82.1%

Analysis of Variance

Source        DF       SS       MS        F      P
Regression     1  23900.0  23900.0  4409.24  0.000
Error        962   5214.5      5.4
Total        963  29114.4

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus HRSG2 VPS is significantly responded to Energy to HRSG2.
```



ภาพที่ 40 HRSG2 VPS VS Energy to HRSG2 Fitted Line Plot and Residual Plots

ความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณความร้อนของไอน้ำที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่3 (HRSG3 VPS) กับปริมาณพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติและความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้ในการผลิตไอน้ำของหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่3 (Energy to HRSG3)

Regression Analysis: VPS3 versus HRSG3 i/p

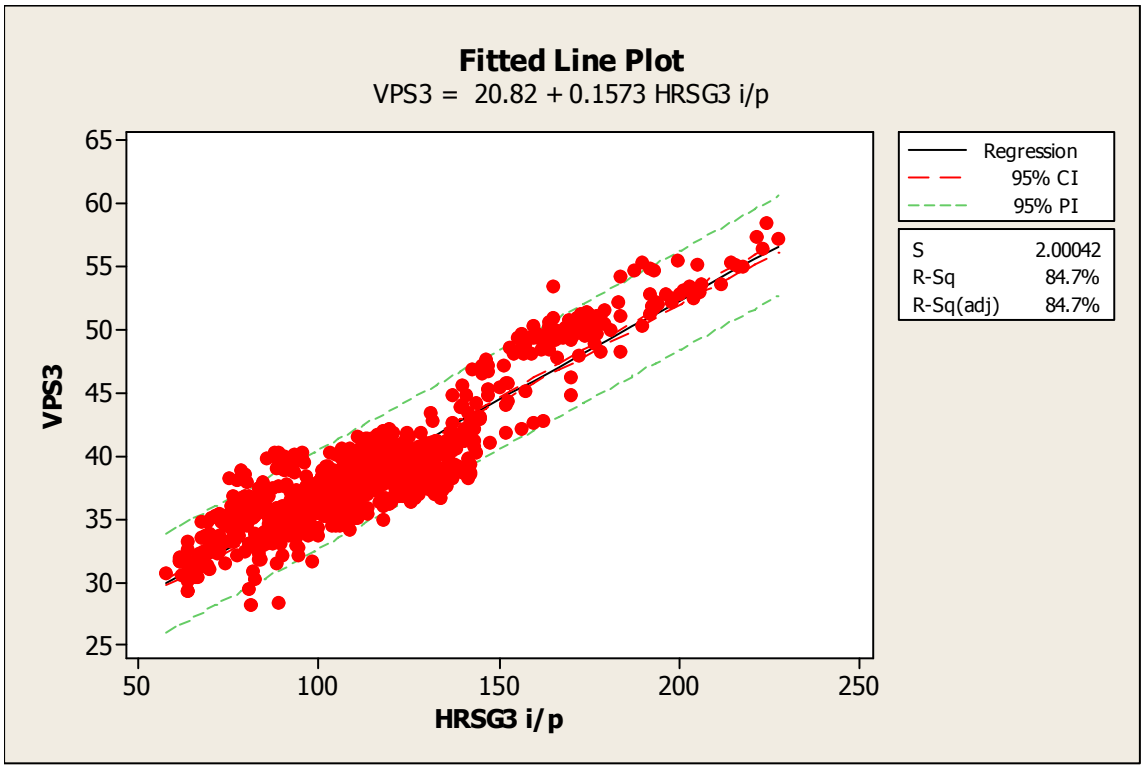
```
The regression equation is
VPS3 = 20.82 + 0.1573 HRSG3 i/p

S = 2.00042   R-Sq = 84.7%   R-Sq(adj) = 84.7%

Analysis of Variance

Source         DF       SS       MS        F      P
Regression      1  23376.5  23376.5  5841.65  0.000
Error        1054   4217.8      4.0
Total        1055  27594.3

P-Value < 0.05 (Confidential level 95%)
Reject H0, Thus HRSG3 VPS is significantly responded to Energy to HRSGG3.
```



ภาพที่ 41 HRSG3 VPS VS Energy to HRSG3 Fitted Line Plot and Residual Plots

3.3 สมการวัตถุประสงค์

กำหนดดัชนี

หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ: G_i, GT; Gas Turbine = { "G1", "G2", "G3" }

หน่วยผลิตwไอน้ำ : H_j, HRSG; Heat Recovery Steam Generator = { "H1", "H2", "H3" };

กำหนดพารามิเตอร์

P_{NG}; ราคาของก๊าซธรรมชาติ (บาทต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง)

สัญลักษณ์

G_i : หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

W_i : พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

T_i : พลังงานความร้อนผลิตได้ จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

T_j : พลังงานความร้อนผลิตได้ จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ i ถูกส่งต่อไปยังหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ j; i = j = 1, 2, 3

H_j : หน่วยผลิตไอน้ำ หน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

Q_j : ไอน้ำที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไอน้ำ หน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

ตัวแปรที่ใช้ในการตัดสินใจ

$E1_j$; พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไอน้ำต้องการ (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง) หน่วยที่ j; j = 1, 2,3

$E2_i$; พลังงานความร้อนนจากก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต้องการ (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง) หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

สมการวัตถุประสงค์และเงื่อนไข

จากวัตุประสงค์และเงื่อนไขต่างๆ สามารถเขียนเป็นสมการเชิงคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

(4) สมการวัตถุประสงค์ ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

(5)-(8) ต้องผลิตไฟฟ้าได้ตามปริมาณที่ต้องการ ตามประสิทธิภาพของแต่ละหน่วย

(9)-(11) ปริมาณความร้อนที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ ตามประสิทธิภาพของแต่ละหน่วย

(12)-(15) ต้องผลิตไอน้ำได้ตามปริมาณที่ต้องการ ตามประสิทธิภาพของแต่ละหน่วย

(16)-(22) ขีดจำกัดของแต่ละหน่วยผลิต

$$\text{MinCost} = P_{NG} \times \left[\sum_i (E2_i) + \sum_j (E1_j)\right] \quad (4)$$

$$0.4076(E2_1) - 1.884 = W_1 \quad (5)$$

$$0.4391(E2_2) - 3.406 = W_2 \quad (6)$$

$$0.4064(E2_3) - 1.966 = W_3 \quad (7)$$

$$\sum_i W_i = 44 \quad (8)$$

$$1.168(W_1) + 20.20 = T_1 \quad (9)$$

$$1.187(W_2) + 19.94 = T_2 \quad (10)$$
$$1.190(W_3) + 19.94 = T_3 \quad (11)$$
$$0.1835(E1_1 + T_1) + 17.02 = Q_1 \quad (12)$$
$$0.1725(E1_2 + T_2) + 18.77 = Q_2 \quad (13)$$
$$0.1573(E1_3 + T_3) + 20.82 = Q_3 \quad (14)$$
$$\sum_i Q_i = 78 \quad (15)$$
$$25 \leq E2_1 \leq 47 \quad (16)$$
$$27 \leq E2_2 \leq 44 \quad (17)$$
$$25 \leq E2_3 \leq 44 \quad (18)$$
$$15 \leq E1_1 + T_1 \leq 55 \quad (19)$$
$$16 \leq E1_2 + T_2 \leq 53 \quad (20)$$
$$15 \leq E1_3 + T_3 \leq 53 \quad (21)$$
$$E2_i,\ W_i,\ E1_j,\ T_j \ \leq 0;\ i, j = 1, 2, 3 \quad (22)$$

3.4 เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย

1) โปรแกรมวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติ Minitab ® 15.1.20.0

2) MS Excel 2010

3.5 ขั้นตอนการวิเคราะห์ด้วยแบบจำลอง

1) กำหนดปริมาณไอน้ำที่ต้องการจากหน่อยผลิตไอน้ำเป็นเงื่อนไขเริ่มต้น
2) แบบจำลองวิเคราะห์ความต้องการพลังงานความร้อนที่หน่วยผลิตไอน้ำต้องการ
3) นำความต้องการพลังงานความร้อนของหน่วยผลิตไอน้ำไปกำหนดเงื่อนไขของการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ
4) แบบจำลองวิเคราะห์ความต้องการพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติของหน่วยผลิตไอน้ำ และหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (E1 และ E2)
5) ผลลัพธ์จากแบบจำลองได้เป็นปริมาณและมูลค่า ความร้อนจากก๊าซธรรมชาติ ที่ต้องการของทั้งหน่วยผลิตไอน้ำและหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

3.6 ทดสอบความถูกต้องของแบบจำลอง

จากผลลัพธ์การแก้ปัญหาด้วย โปรแกรม solver ใน MS Excel 2010 ที่ได้เป็นปริมาณความร้อนของก๊าซธรรมชาติที่ใช้ทั้งในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลลิตไอน้ำ นำมาทดสอบความถูกต้องด้วยการแทนค่าปริมาณพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติในสมการประสิทธิภาพของหน่วยผลิตพลังงานร่วมทั้ง 6 หน่วย แล้วเปรียบเทียบผลผลิตทั้งไฟฟ้าและไอน้ำ กับข้อมูลจริง ด้วยวิธีการทดสอบแบบ Two Sample T-Test ซึ่งผลการทดสอบพบว่าผลลัพธ์จากแบบจำลองใกล้เคียงกับข้อมูลจริงที่บันทึกได้ จึงสามารถสรุปได้ว่า แบบจำลองนี้สามารถใช้เป็นเครื่องมือในการจัดสรรภาระของหน่วยผลิตพลังงานร่วมได้

เปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 1 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

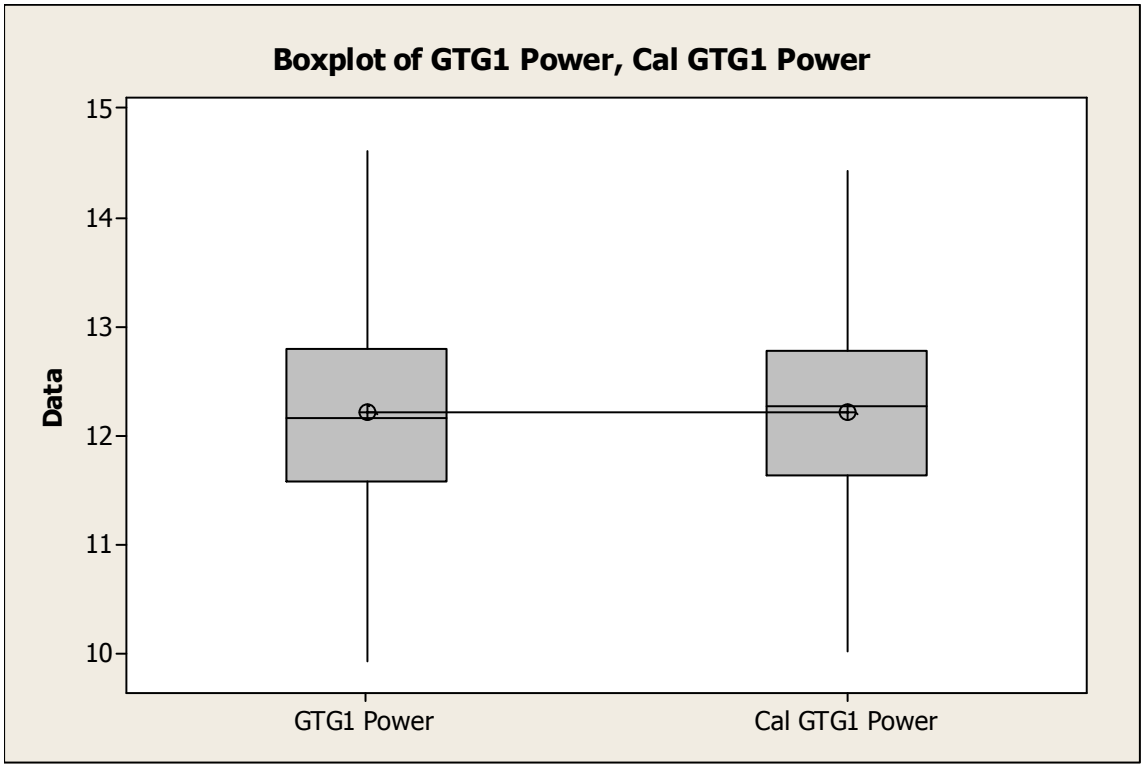
Two-Sample T-Test and CI: GTG1 Power, Cal GTG1 Power

```
Two-sample T for GTG1 Power vs Cal GTG1 Power

                   N    Mean  StDev  SE Mean
GTG1 Power       636  12.204  0.956    0.038
Cal GTG1 Power   636  12.204  0.877    0.035

Difference = mu (GTG1 Power) - mu (Cal GTG1 Power)
Estimate for difference:  0.0004
95% CI for difference:  (-0.1005, 0.1013)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.01  P-Value = 0.994  DF = 1260

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (GTG1 Power) = mu (Cal GTG1 Power)
```



ภาพที่ 42 Boxplot of GTG1 Power, Calculated GTG1 Power

เปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 2 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

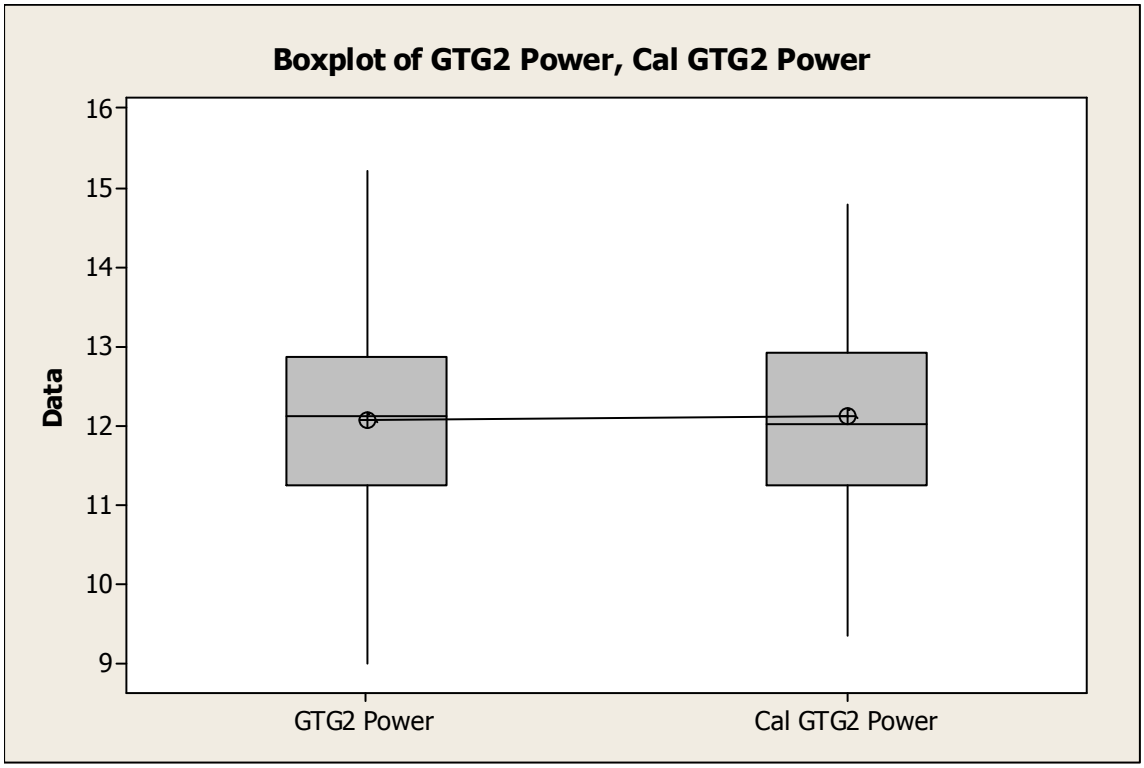
Two-Sample T-Test and CI: GTG2 Power, Cal GTG2 Power

```
Two-sample T for GTG2 Power vs Cal GTG2 Power

                  N   Mean  StDev  SE Mean
GTG2 Power      636  12.09   1.16    0.046
Cal GTG2 Power  636  12.12   1.12    0.045

Difference = mu (GTG2 Power) - mu (Cal GTG2 Power)
Estimate for difference:  -0.0320
95% CI for difference:  (-0.1577, 0.0937)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = -0.50  P-Value = 0.618  DF=1268

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (GTG2 Power) = mu (Cal GTG2 Power)
```



ภาพที่ 43 Boxplot of GTG2 Power, Calculated GTG2 Power

เปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 3 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

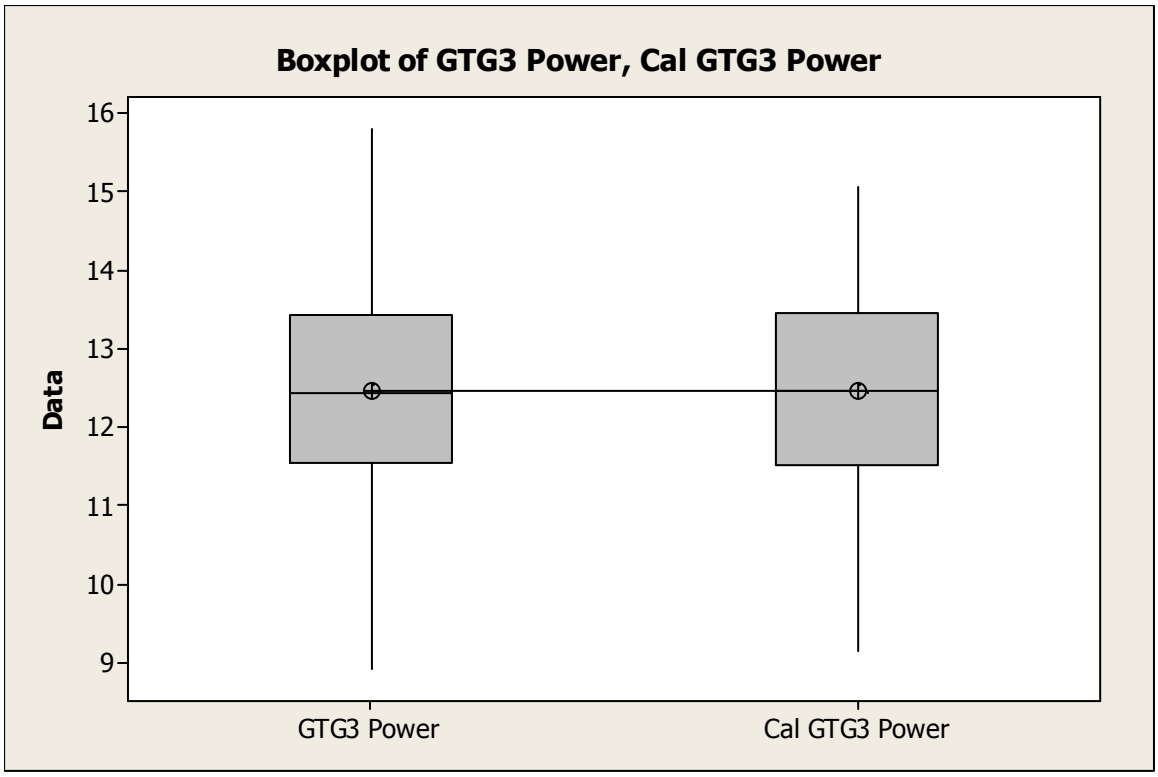
Two-Sample T-Test and CI: GTG3 Power, Cal GTG3 Power

```
Two-sample T for GTG3 Power vs Cal GTG3 Power

                   N   Mean  StDev  SE Mean
GTG3 Power      1003  12.47   1.31    0.041
Cal GTG3 Power  1003  12.47   1.28    0.040

Difference = mu (GTG3 Power) - mu (Cal GTG3 Power)
Estimate for difference:  -0.0031
95% CI for difference:  (-0.1164, 0.1102)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = -0.05  P-Value = 0.957  DF=2002

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (GTG3 Power) = mu (Cal GTG3 Power)
```



ภาพที่ 44 Boxplot of GTG3 Power, Calculated GTG3 Power

เปรียบเทียบพลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 1 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

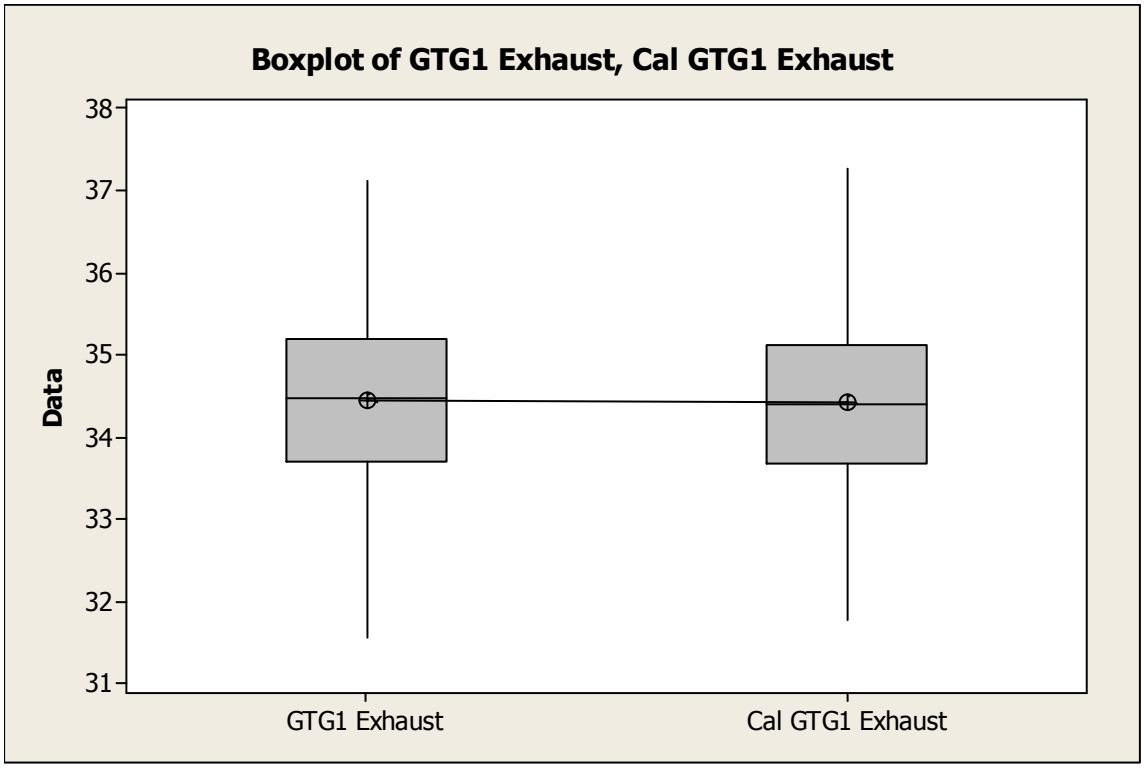
Two-Sample T-Test and CI: GTG1 Exhaust, Cal GTG1 Exhaust

```
Two-sample T for GTG1 Exhaust vs Cal GTG1 Exhaust

                     N   Mean  StDev  SE Mean
GTG1 Exhaust       618  34.44   1.17    0.047
Cal GTG1 Exhaust   618  34.43   1.15    0.046

Difference = mu (GTG1 Exhaust) - mu (Cal GTG1 Exhaust)
Estimate for difference:  0.0153
95% CI for difference:  (-0.1140, 0.1446)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.23  P-Value = 0.817  DF = 1233

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (GTG1 Exhaust) = mu (Cal GTG1 Exhaust)
```



ภาพที่ 45 Boxplot of Exhaust GTG1, Calculated Exhaust GTG1

เปรียบเทียบพลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 2 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

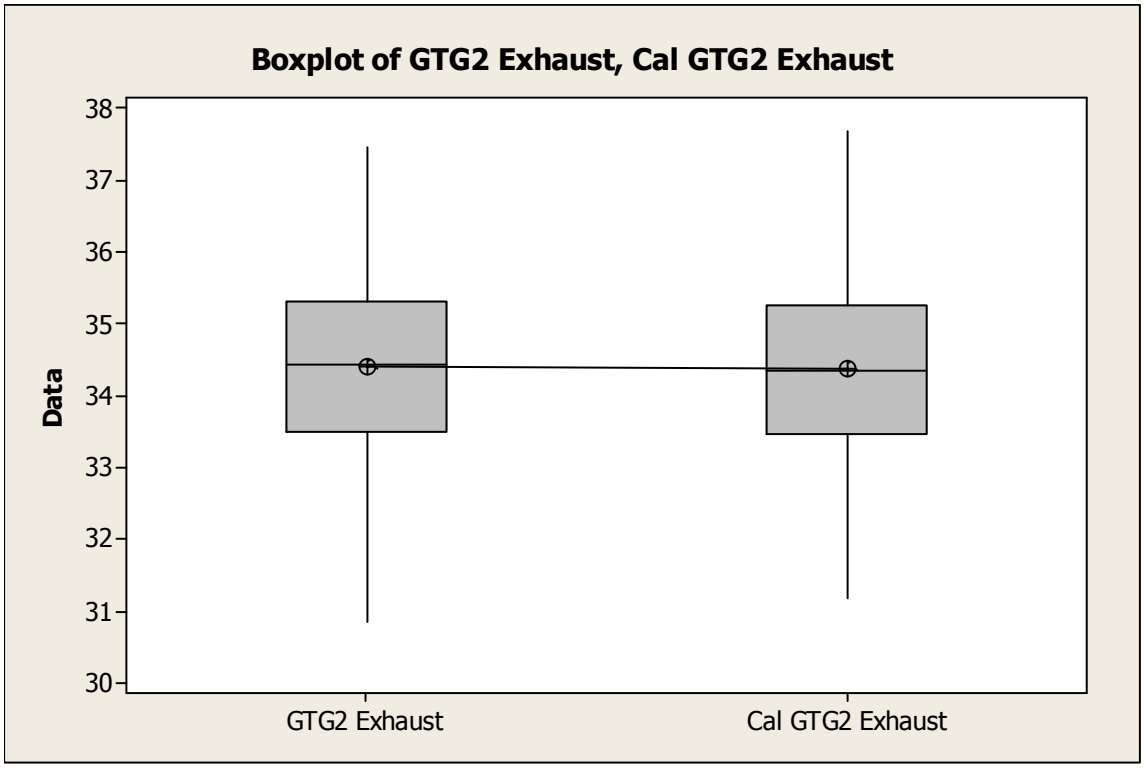
Two-Sample T-Test and CI: GTG2 Exhaust, Cal GTG2 Exhaust

```
Two-sample T for GTG2 Exhaust vs Cal GTG2 Exhaust

                    N   Mean  StDev  SE Mean
GTG2 Exhaust      618  34.41   1.32    0.053
Cal GTG2 Exhaust  618  34.39   1.30    0.052

Difference = mu (GTG2 Exhaust) - mu (Cal GTG2 Exhaust)
Estimate for difference:  0.0146
95% CI for difference:  (-0.1317, 0.1609)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.20  P-Value = 0.845  DF = 1233

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (GTG2 Exhaust) = mu (Cal GTG2 Exhaust)
```



ภาพที่ 46 Boxplot of Exhaust GTG2, Calculated Exhaust GTG2

เปรียบเทียบพลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 3 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

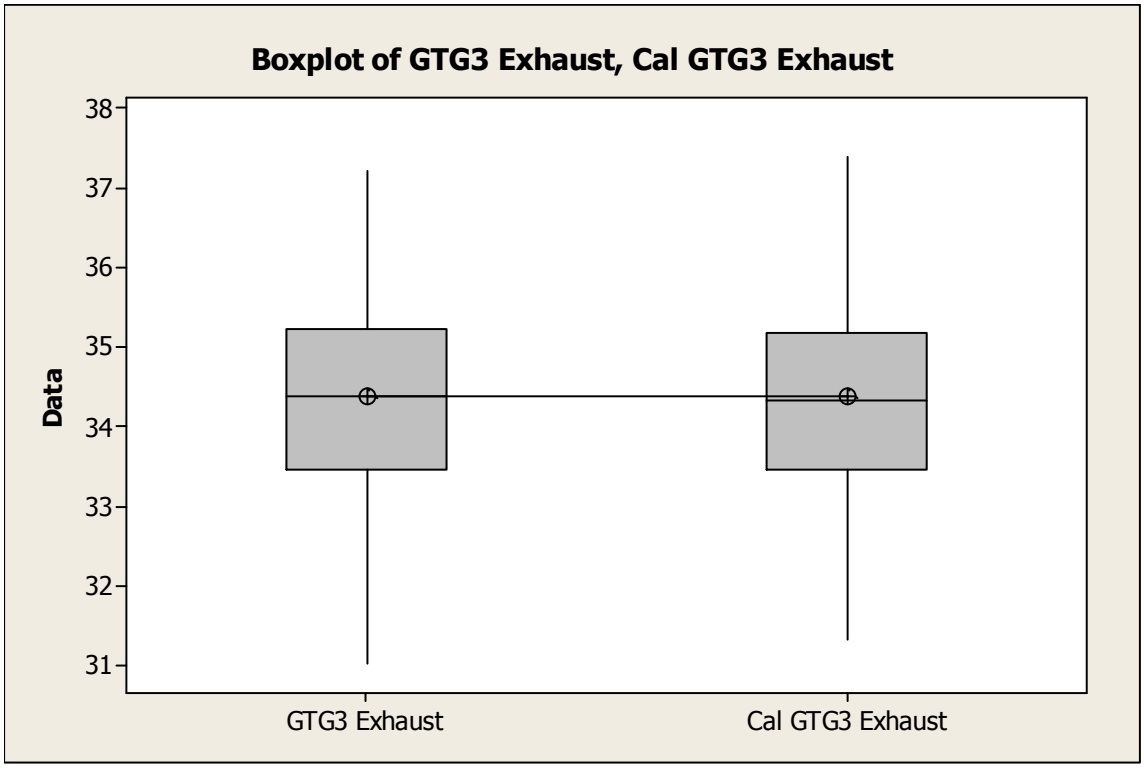
Two-Sample T-Test and CI: GTG3 Exhaust, Cal GTG3 Exhaust

```
Two-sample T for GTG3 Exhaust vs Cal GTG3 Exhaust

                     N   Mean  StDev  SE Mean
GTG3 Exhaust       617  34.39   1.19    0.048
Cal GTG3 Exhaust   617  34.37   1.17    0.047

Difference = mu (GTG3 Exhaust) - mu (Cal GTG3 Exhaust)
Estimate for difference:  0.0121
95% CI for difference:  (-0.1197, 0.1440)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.18  P-Value = 0.857  DF = 1231

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (GTG3 Exhaust) = mu (Cal GTG3 Exhaust)
```



ภาพที่ 47 Boxplot of Exhaust GTG3, Calculated Exhaust GTG3

เปรียบเทียบปริมาณไอน้ำจากหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ 1 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

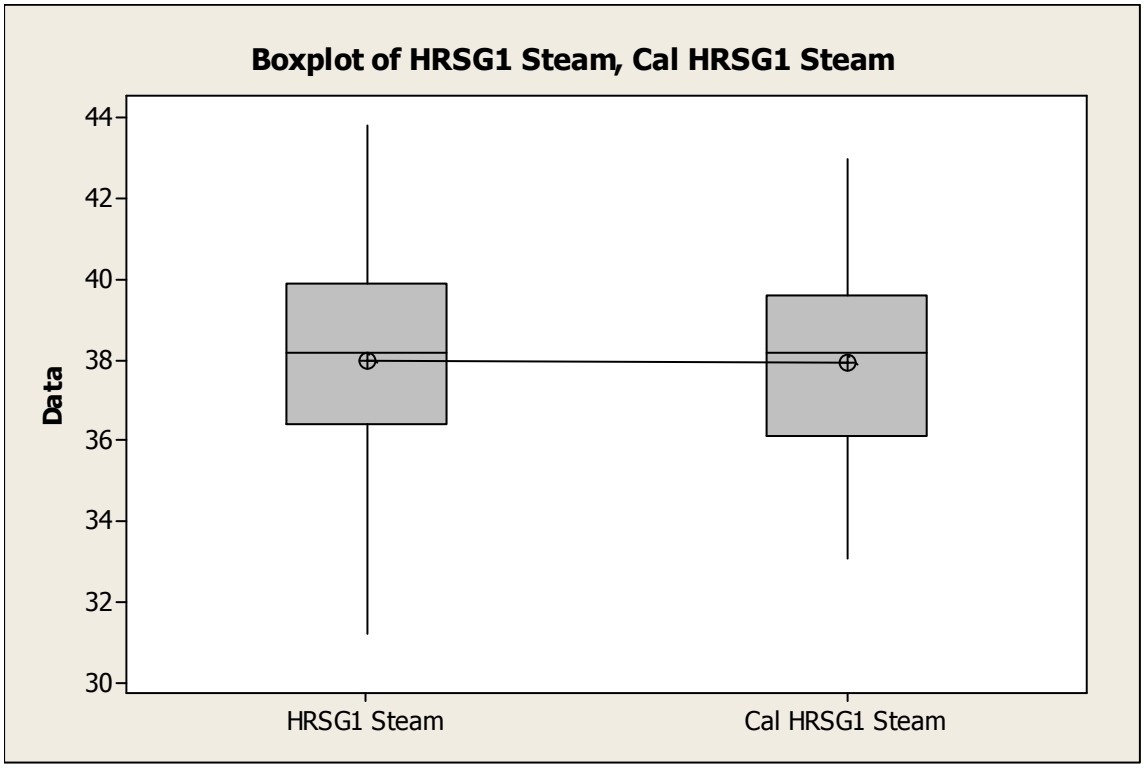
Two-Sample T-Test and CI: HRSG1 Steam, Cal HRSG1 Steam

```
Two-sample T for HRSG1 Steam vs Cal HRSG1 Steam

                    N   Mean  StDev  SE Mean
HRSG1 Steam       616  37.99   2.40    0.097
Cal HRSG1 Steam   616  37.94   2.12    0.086

Difference = mu (HRSG1 Steam) - mu (Cal HRSG1 Steam)
Estimate for difference:  0.053
95% CI for difference:  (-0.200, 0.306)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.41  P-Value = 0.680  DF = 1212

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (HRSG1 Steam) = mu (Cal HRSG1 Steam)
```



ภาพที่ 48 Boxplot of HRSG1 Steam, Calculated HRSG1 Steam

เปรียบเทียบปริมาณไอน้ำจากหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ 2 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

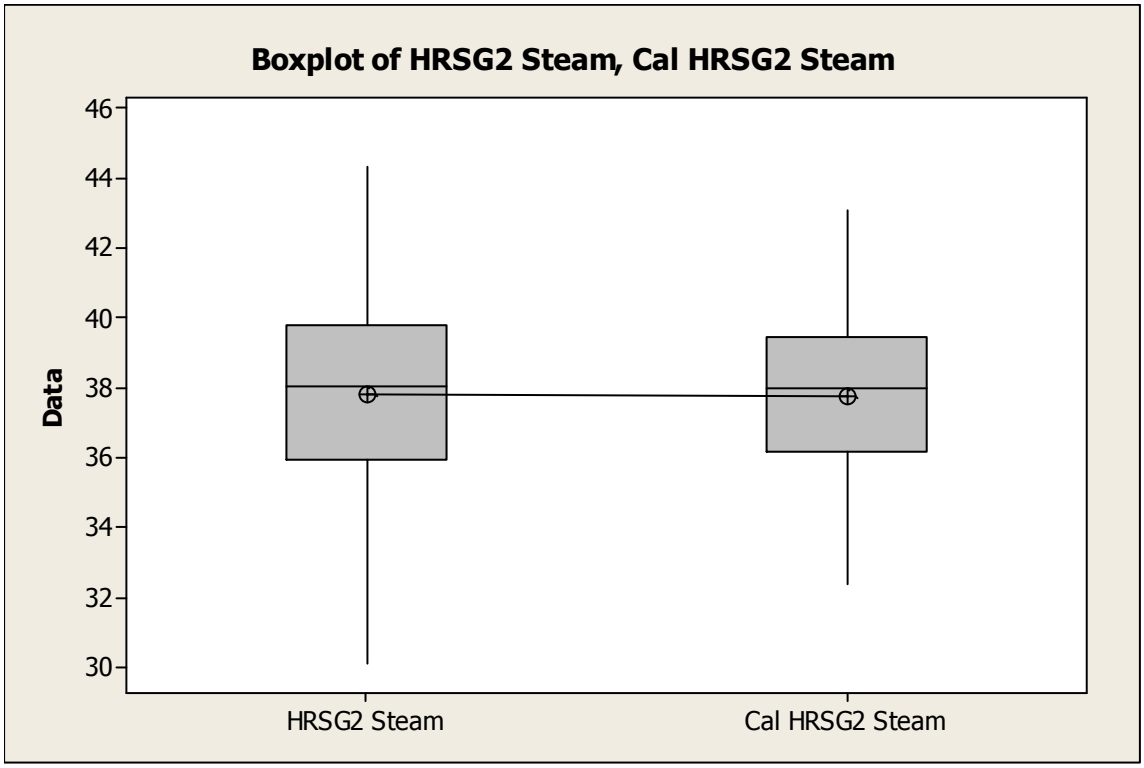
Two-Sample T-Test and CI: HRSG2 Steam, Cal HRSG2 Steam

```
Two-sample T for HRSG2 Steam vs Cal HRSG2 Steam

                    N   Mean  StDev  SE Mean
HRSG2 Steam       616  37.85   2.50     0.10
Cal HRSG2 Steam   616  37.78   2.18    0.088

Difference = mu (HRSG2 Steam) - mu (Cal HRSG2 Steam)
Estimate for difference:  0.064
95% CI for difference:  (-0.199, 0.326)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.48  P-Value = 0.634  DF = 1208

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (HRSG2 Steam) = mu (Cal HRSG2 Steam)
```



ภาพที่ 49 Boxplot of HRSG1 Steam, Calculated HRSG1 Steam

เปรียบเทียบปริมาณไอน้ำจากหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ 3 ระหว่างผลลัพธ์แบบจำลองกับข้อมูลจริง

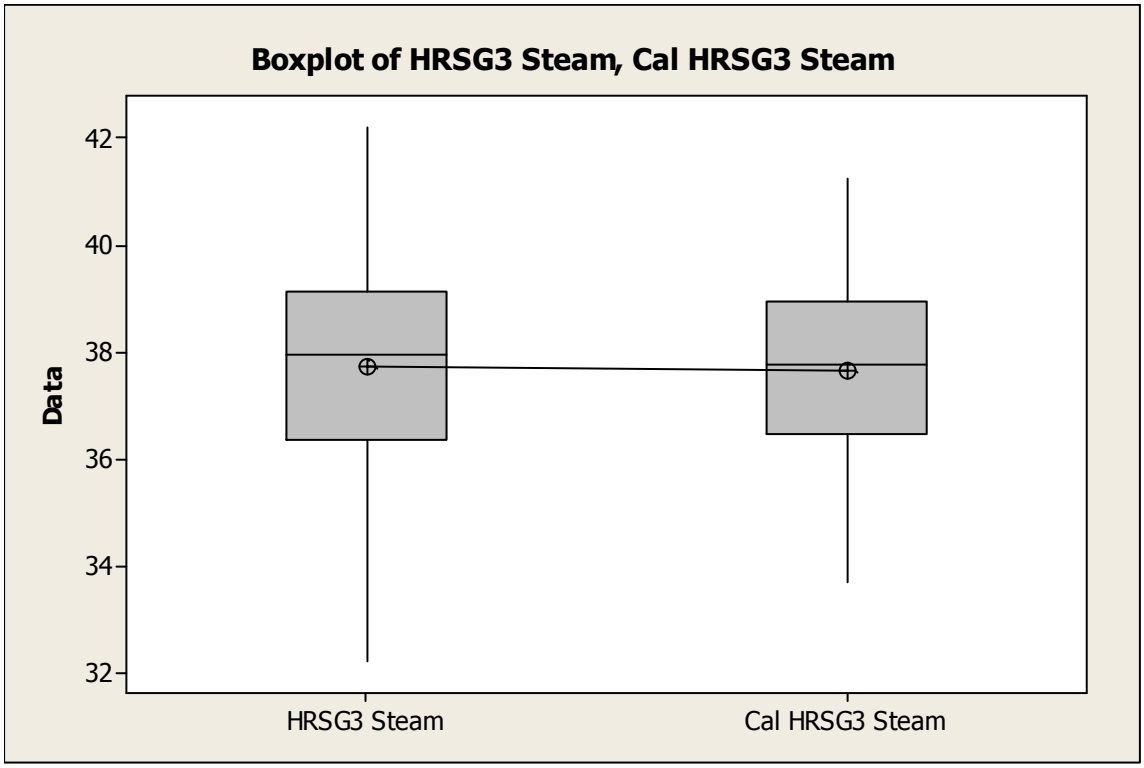
Two-Sample T-Test and CI: HRSG3 Steam, Cal HRSG3 Steam

```
Two-sample T for HRSG3 Steam vs Cal HRSG3 Steam

                    N   Mean  StDev  SE Mean
HRSG3 Steam       616  37.73   2.04    0.082
Cal HRSG3 Steam   616  37.66   1.63    0.066

Difference = mu (HRSG3 Steam) - mu (Cal HRSG3 Steam)
Estimate for difference:  0.074
95% CI for difference:  (-0.133, 0.280)
T-Test of difference = 0 (vs not =): T-Value = 0.70  P-Value = 0.486  DF = 1173

P-Value > 0.05 (Confidential level 95%),
Accept H0: mu (HRSG3 Steam) = mu (Cal HRSG3 Steam)
```



ภาพที่ 50 Boxplot of HRSG3 Steam, Calculated HRSG3 Steam

เมื่อทดสอบแล้วว่าแบบจำลองมีความถูกต้องและสามารถใช้งานได้ จึงแบ่งการพิจารณาเป็น 6 กรณี เพื่อเปรียบเทียบในกรณีที่มีความต้องการไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซแตกต่างกัน รวมไปถึงการดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้แก่

1. กรณีที่มีความต้องการไอน้ำ 97.40 ตันต่อชั่วโมง และมีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.0 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2. กรณีที่มีความต้องการไอน้ำ 97.14 ตันต่อชั่วโมง และมีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 49.3 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3. กรณีที่มีความต้องการไอน้ำ 103.10 ตันต่อชั่วโมง และมีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 31.6 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ดังสรุปในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 สรุปเงื่อนไขแต่ละกรณี

Case	Optimized	Power from GTGs	VPS from HRSGs
		MWe	Tons/hr
I	Optimized GTG Average + Optimized PEA	44.0	97.4
II	Optimized GTG Max + Optimized PEA	49.3	97.1
III	Optimized GTG Min + Optimized PEA	31.6	103.1

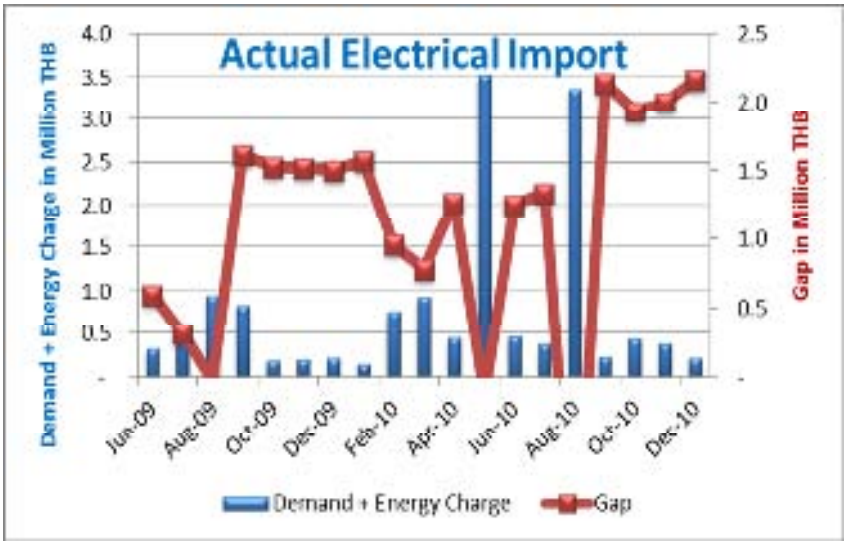
บทที่ 4

ผลการดำเนินการวิจัย

4.1 ผลการวิเคราะห์

4.1.1 การนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากภาพที่ 51 การวิเคราะห์ข้อมูลการนำเข้าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนมกราคม 2551 จนถึง เดือนธันวาคม 2553 พบว่า มีมูลค่าการนำเข้าพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าค่าไฟฟ้าฐานด้วยอัตราขั้นต่ำร้อยละ 70 ของมูลค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดของเดือนฐาน หรือกล่าวได้ว่าจ่ายค่าไฟฟ้าโดยไม่ได้นำเข้าเท่าที่ควร คิดเป็นมูลค่าเสียเปล่าจากการจ่ายค่าไฟฟ้าขั้นต่ำตามมูลค่าไฟฟ้าฐาน ไม่น้อยกว่าเดือนละ 1 ล้านบาท หรือคิดเป็นปริมาณไฟฟ้าไม่น้อยกว่าเดือนละ 200 เมกกะวัตต์ โดยการนำเข้าพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าให้มูลค่ารวมมีค่าใกล้เคียงกับค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ ตามเดือนฐาน ซึ่งจะทำให้หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซผลิตไฟฟ้าลดลง เพื่อสร้างสมดุลย์ไฟฟ้า เป็นผลให้ลดการใช้พลังงานเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติได้



ภาพที่ 51 Actual Electrical Import

ผลลัพธ์แบบจำลอง ที่ใช้ข้อมูลเดือนล่าสุด (กันยายน 2553) โดยใช้มูลค่าไฟฟ้าฐานในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 พบว่า ในเดือนถัดไปควรมีการนำเข้าไฟฟ้า 0.38 เมกกะวัตต์ต่อชั่วโมง หรือ 380 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง ดังแสดงในตารางที่ 5

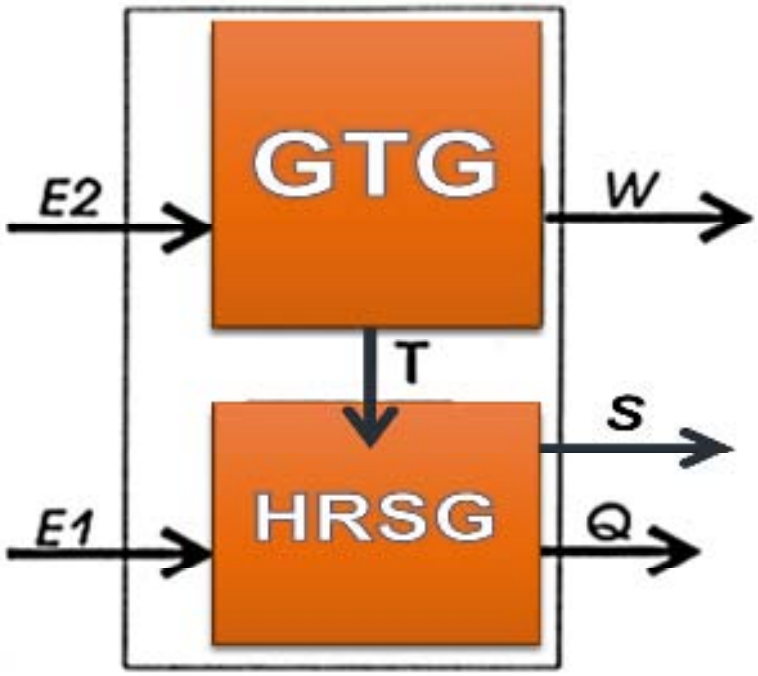
ตารางที่ 5 ผลลัพธ์แบบจำลองการนำเข้าไฟฟ้า

	P (kW)	EP (Unit)	EOP (Unit)	Total THB	hr/month
	74.14	2.60	1.17	801,443	744
	5,340	50,000	235,500	Total MW	MW/hr
MW	5.34	50.00	235.50	285.50	0.38

4.1.2 การผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจากระบบผลิตพลังงานร่วม

<u>สมดุลพลังงาน</u>

งานวิจัยนี้อาศัยหลักการสมดุลพัลงงานที่เข้าและออกระบบผลิตพลังงานร่วมและหน่วยผลิตแต่ละหน่วย โดยถือเป็นการวิเคราะห์ในเชิงอุดมคติ บนสมมุติฐานว่าไม่มีการสูญเสียพลังงานความร้อนในกระบวนการ หากพิจารณาพลังงานความร้อนทั้งหมดที่เข้าและออกหน่วยผลิตพลังงานร่วม สามารถอธิบายเป็นแผนภาพดังนี้



ภาพที่ 52 สมดุลพลังงานในระบบผลิตพลังงานร่วม

<u>สัญลักษณ์</u>

G_i : หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

$E1_j$; พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไอน้ำต้องการ (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง) หน่วยที่ j; j = 1, 2,3

$E2_i$; พลังงานความร้อนนจากก๊าซธรรมชาติที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต้องการ (เมกกะวัตต์-ชั่วโมง) หน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

W_i : พลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

T_i : พลังงานความร้อนผลิตได้ จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ i; i = 1, 2, 3

T_j : พลังงานความร้อนผลิตได้ จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ i ถูกส่งต่อไปยังหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ j; i = j = 1, 2, 3

H_j : หน่วยผลิตไอน้ำ หน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

Q_j : พลังงานความร้อนจากไอน้ำที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตไอน้ำ หน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

Sj : พลังงานความร้อนที่เหลือปล่อยออกสู่บรรยากาศ จากหน่วยผลิตไอน้ำ หน่วยที่ j; j = 1, 2, 3

ตัวอย่างสมดุลพลังงานในกรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.0 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้า 0.38 เมกกะวัตต์ต่อชั่วโมง จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสมดุลพลังงานของระบบผลิตพลังงานร่วมทั้ง 3 ระบบ แสดงในตารางที่ 6 และ 7

ตารางที่ 6 สมดุลพลังงานในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำ

Unit	Input	Output			Unit	Input			Output		
	E2i	Wi	Ti	*Total*		E1j	Ti	*Total*	Qj	Sj	*Total*
	MW-hr	MW	MW-hr	*MW-hr*		MW-hr	MW-hr	*MW-hr*	MW-hr	MW-hr	*MW-hr*
GTG1	46.64	17.50	29.14	*46.64*	HRSG1	25.21	29.14	*54.35*	26.15	28.21	*54.35*
GTG2	44.03	15.90	28.13	*44.03*	HRSG2	30.44	28.13	*58.57*	26.08	32.49	*58.57*
GTG3	31.32	10.69	20.63	*31.32*	HRSG3	28.64	20.63	*49.27*	26.38	22.90	*49.27*

ตารางที่ 7 สมดุลพลังงานในระบบผลิตพลังงานร่วม

Unit	input			Intermediate	Output			
	E1j	E2i	*Total*	Ti	Wi	Qj	Sj	*Total*
	MW-hr	MW-hr	*MW-hr*	MW-hr	MW	MW-hr	MW-hr	*MW-hr*
Cogenerator 1	25.21	46.64	*71.85*	65.91	17.50	26.15	28.21	*71.85*
Cogenerator 2	30.44	44.03	*74.47*	69.28	15.90	26.08	32.49	*74.47*
Cogenerator 3	28.64	31.32	*59.96*	61.29	10.69	26.38	22.90	*59.96*

ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรมแสดงในไฟล์ MS Excel ในหน่วยพลังงานความร้อนและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องการในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ โดยดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้า 0.38 เมกกะวัตต์ต่อชั่วโมง และใช้ค่าเฉลี่ยพลังงานความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากการบันทึกย้อนหลัง 3 เดือนตั้งแต่ ก.ค.-ก.ย. 2554 ผลลัพธ์ที่ได้นำมาเปรียบเทียบกับข้อมูลที่ยังไม่ได้พิจารณาการจัดสรรภาระตามประสิทธิภาพ โดยเปรียบเทียบที่ผลผลิตเท่ากัน ดังตารางที่ 8-10

1. เปรียบเทียบกรณีที่มีความต้องการไอน้ำ 97.40 ตันต่อชั่วโมง และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.0 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 8 ผลลัพธ์แบบจำลองกรณีที่ 1

Case I	GTGs 44.0	GTG1	GTG2	GTG3	GTG Total	HRSG1	HRSG2	HRSG3	HRSG Total	NG Total	%Save
Optimized Loading Allocation	NG Price, THB/MWth	847.38								*174,793.27*	13.91
	NG, MWth	46.6	44.0	31.3	122.0	25.2	30.4	28.6	84.3	206.27	
	NG, m3/hr	186.56	176.10	125.26	487.92	100.84	121.76	114.58	337.18	825.10	
Flat Loading Allocation	NG Price, THB/MWth	847.38								*203,040.68*	
	NG, MWth	39.86	39.12	39.41	118.39	42.64	41.69	36.89	121.22	239.61	
	NG, m3/hr	159.45	156.49	157.62	473.56	170.57	166.75	147.56	484.88	958.44	

จากผลลัพธ์แบบจำลองการจัดสรรภาระให้กับแต่ละหน่วยผลิต ในกรณีที่ 1 กรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.0 เมกกะวัตต์ พบว่าหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต้องใช้หลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติ 46.6, 44.0 และ 31.3 เมกกะวัตต์ ตามลำดับ หรือคิดเป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติ 186.56, 176.10 และ 125.26 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง เช่นเดียวกับหน่วยผลิตไอน้ำ ที่ต้องใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติ 25.2, 30.4 และ 28.6 เมกกะวัตต์ หรือ คิดเป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติ 100.84, 121.76 และ 114.58 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง คิดเป็นพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ต้องการทั้งหมด 206.27 เมกกะวัตต์ หรือ 825.10 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง มูลค่า 174,793 บาทต่อชั่วโมง เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติแบบยังไม่ได้จัดสรรภาระตามประสิทธิภาพ แต่ได้ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำเท่ากัน หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซจะใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติในปริมาณเท่าๆกันประมาณ 39 เมกกะวัตต์ หรือเฉลี่ยประมาณ 158 ลูกบาศก์เมตต่อชั่วโมง ในขณะที่มีใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติในหน่วยผลิตไอน้ำด้วยปริมาณที่เท่ากันในแต่ละหน่วยเฉลี่ยประมาณ 40 เมกกะวัตต์ หรือประมาณ 160 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง คิดเป็นมูลค่า 203,040 บาทต่อชั่วโมง แสดงให้เห็นว่าการจัดสรรภาระของหน่วยผลิตพลังงานร่วมสามารถประหยัดค่าก๊าซธรรมชาติได้ร้อยละ 13.91

และในกรณีอื่นๆ แสดงผลลัพธ์แบบจำลองได้ตามตาราง

2. กรณีที่มีความต้องการไอน้ำ 97.14 ตันต่อชั่วโมง และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 49.3 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 9 ผลลัพธ์แบบจำลองกรณีที่ 2

Case II	GTGs 49.3	GTG1	GTG2	GTG3	GTG Total	HRSG1	HRSG2	HRSG3	HRSG Total	NG Total	%Save
Optimized Loading Allocation	NG Price, THB/MWth	847.38								*178,656.29*	6.34
	NG, MWth	46.6	44.0	43.6	134.2	25.2	29.0	22.4	76.6	210.83	
	NG, m3/hr	186.56	176.10	174.24	536.90	100.84	115.91	89.68	306.43	843.33	
Flat Loading Allocation	NG Price, THB/MWth	847.38								*190,759.16*	
	NG, MWth	43.43	43.85	43.39	130.67	33.19	32.55	28.70	94.45	225.12	
	NG, m3/hr	173.73	175.38	173.56	522.68	132.77	130.22	114.80	377.79	900.47	

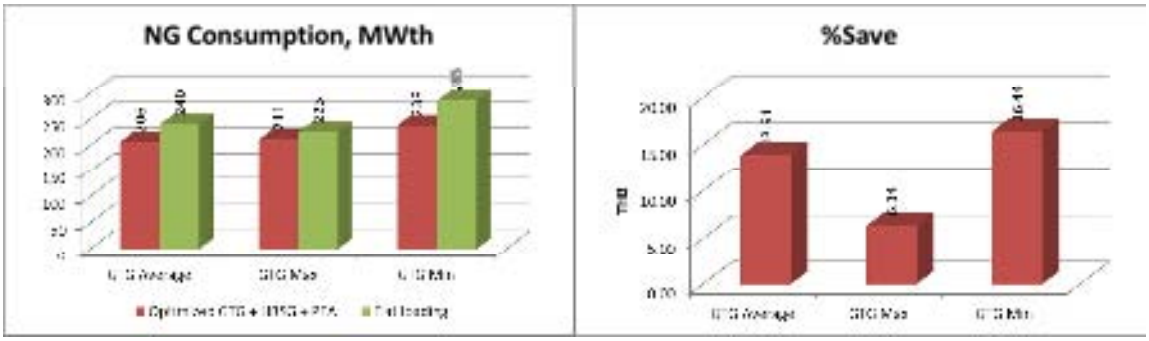
3. กรณีที่มีความต้องการไอน้ำ 103.10 ตันต่อชั่วโมง และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 31.6 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 10 ผลลัพธ์แบบจำลองกรณีที่ 3

Case III	GTGs 31.6	GTG1	GTG2	GTG3	GTG Total	HRSG1	HRSG2	HRSG3	HRSG Total	NG Total	%Save
Optimized Loading Allocation	NG Price, THB/MWth	847.38								*201,731.18*	**16.44**
	NG, MWth	25.4	43.8	24.5	93.8	36.2	76.0	32.1	144.2	238.06	
	NG, m3/hr	101.77	175.38	98.17	375.31	144.61	303.99	128.35	576.95	952.26	
Flat Loading Allocation	NG Price, THB/MWth	847.38								*241,423.34*	
	NG, MWth	34.23	30.57	30.26	95.06	63.92	63.76	62.17	189.85	284.91	
	NG, m3/hr	136.93	122.27	121.04	380.24	255.68	255.04	248.66	759.38	1,139.62	

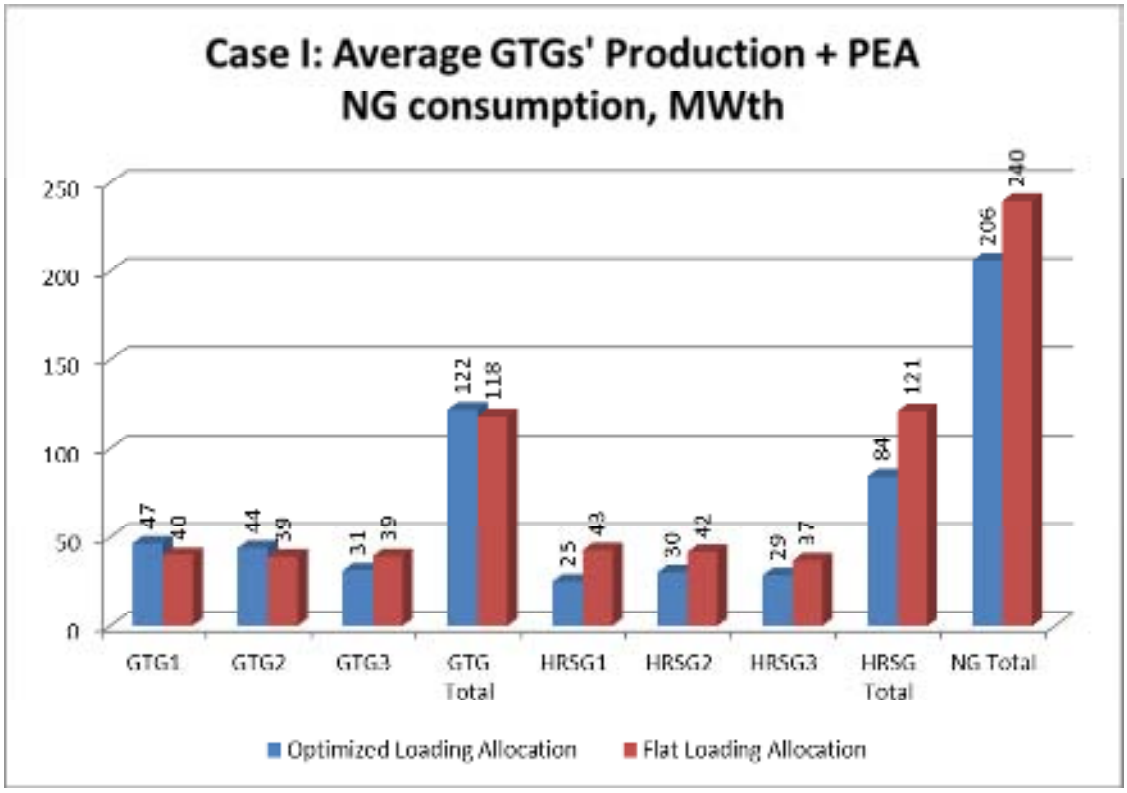
ตารางที่ 11 ตัวอย่างผลลัพธ์การจัดสรรภาระและการเปรียบเทียบการจัดสรรภาระแบบเท่ากันต่อหน่วยเวลา (ชั่วโมง)

Case	Optimized	Power from GTGs	VPS from HRSGs	NG to GTGs	NG to HRSGs	NG Total	NG Cost	% Save
		MWe	Ton/hr	MWth	MWth	MWth	THB	
I	GTG Average + PEA	44.08	97.40	121.98	84.3	206.3	174,793.27	13.912
II	GTG Max + PEA	49.31	97.14	134.23	76.6	210.8	178,656.29	6.345
III	GTG Min + PEA	31.64	103.10	93.83	144.2	238.1	201,731.18	16.441
	Existing							
	Flat GTG Average	44.4	97.40	118.39	121.22	239.61	203,040.68	
	Flat GTG Max	49.63	97.14	130.67	94.45	225.12	190,759.16	
	Flat GTG Min	31.96	103.10	95.06	189.85	284.91	241,423.34	



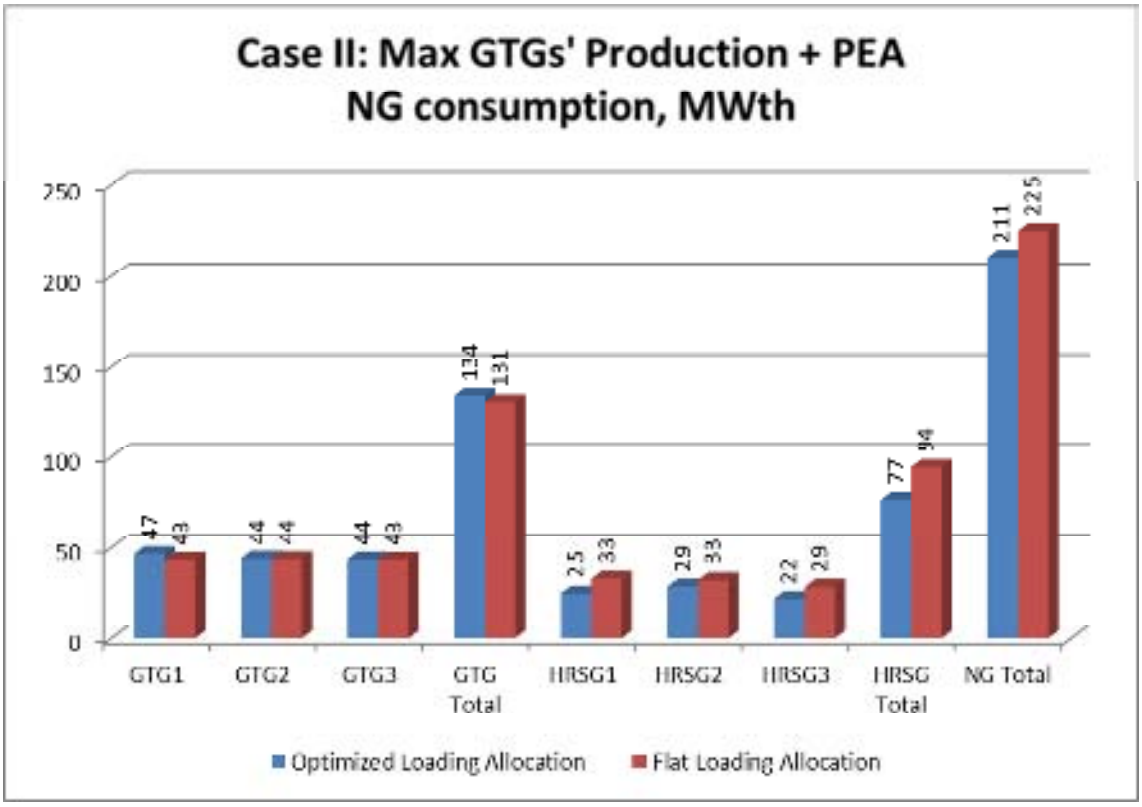
ภาพที่ 53 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติและการประหยัด

จากตารางที่ 11 และภาพที่ 53 เมื่อเปรียบเทียบการใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติทั้ง 3 กรณี พบว่าพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติจะใช้มากสุดในกรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 31.9 เมกกะวัตต์ ทั้งนี้เนื่องจากความต้องการปริมาณไอน้ำยังเท่าเดิมแต่พลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซน้อยลงจากการใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ลดลงเพื่อให้ได้ไฟฟ้าต่ำสุด จึงทำให้หน่วยผลิตไอน้ำ ได้รับความร้อนไม่พียงพอต่อการผลิตไอน้ำ จึงต้องการพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นที่หน่วยผลิตไอน้ำ



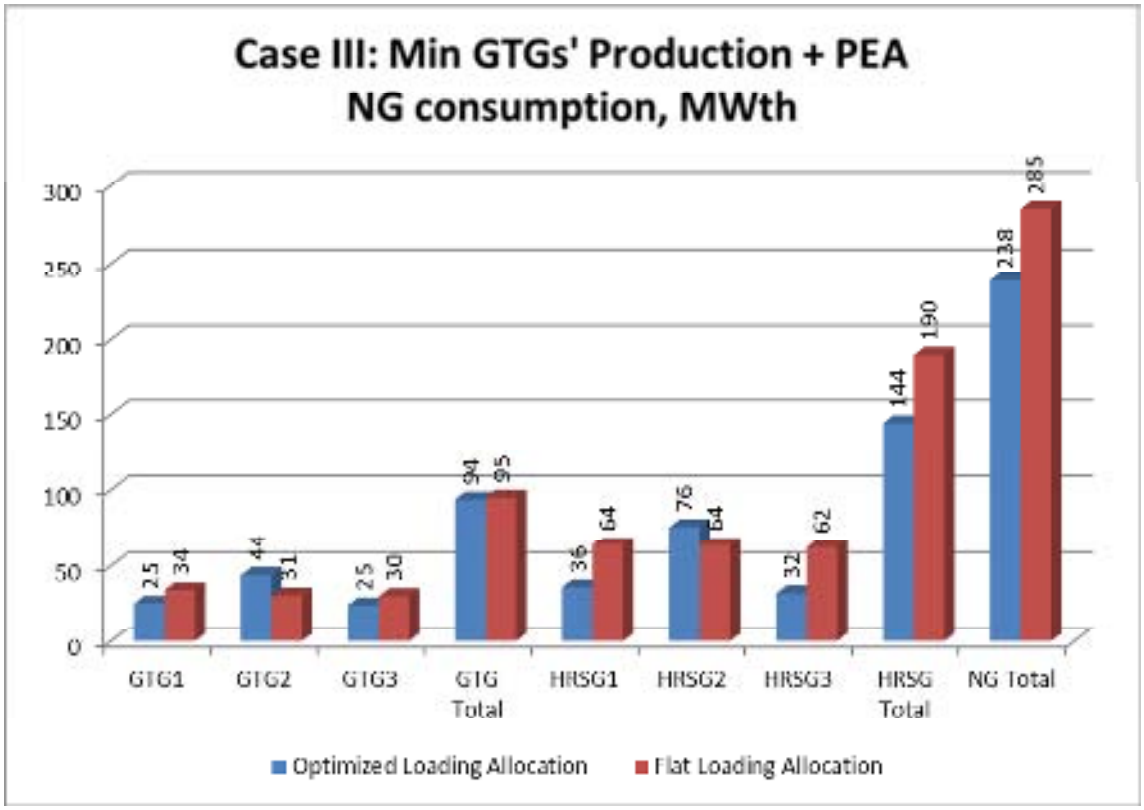
ภาพที่ 54 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในกรณีที่ 1

จากภาพที่ 54 ในกรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.4 เมกกะวัตต์ พบว่ามีการจัดสรรภาระให้กับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ แสดงถึงความมีประสิทธิภาพของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งหมายถึงหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 1, 2 และ 3 มีประสิทธิภาพเรียงลำดับจากมากไปน้อย เช่นเดียวกับหน่วยผลิตไอน้ำ หน่วยที่ 2, 1 และ 3 ตามลำดับ โดยเปรียบเทียบกับในกรณีที่ไม่มีการจัดสรรภาระพบว่า ในกรณีนี้ สามารถประหยัดก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในหน่วยผลิตพลังงานร่วมได้ถึงร้อยละ 13.9 โดยใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติลดลงจาก 239.61 เป็น 206.27 เมกกะวัตต์



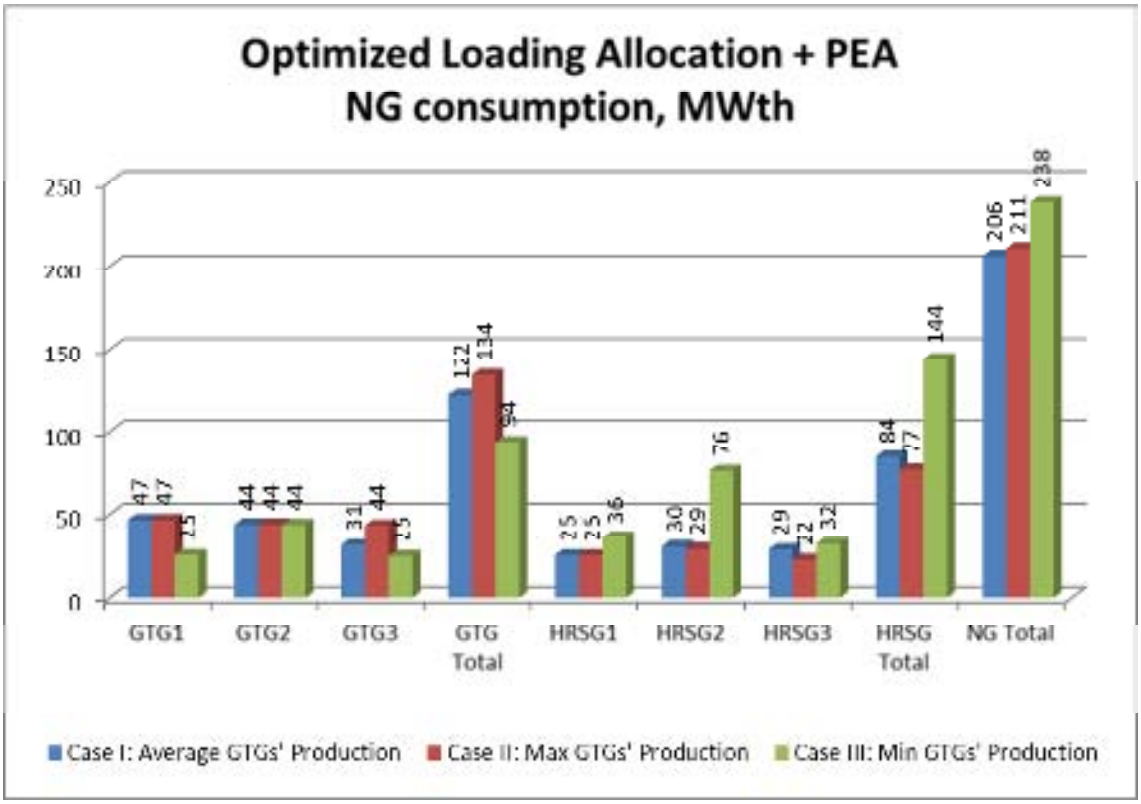
ภาพที่ 55 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในกรณีที่ 2

จากภาพที่ 55 ในกรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซสูงสุด 49.3 เมกกะวัตต์ พบว่ามีการจัดสรรภาระให้กับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 2 และ 3 ใกล้เคียงกัน และมากสุดในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซหน่วยที่ 1 แต่จะใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติมากกว่าในกรณีที่ไม่ได้จัดสรรภาระ ในขณะที่หน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ 2 ถูกจัดสรรภาระให้มากสุดเมื่อเทียบกับหน่วยผลิตไอน้ำที่1 และ 3 และในกรณีนี้ สามารถประหยัดก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในหน่วยผลิตพลังงานร่วมได้ร้อยละ 6.3 โดยใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติทั้งหมดลดลงจาก 225.12 เป็น 210.83 เมกกะวัตต์



ภาพที่ 56 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในกรณีที่ 3

จากภาพที่ 56 ในกรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 31.6 เมกกะวัตต์ พบว่ามีการจัดสรรภาระให้กับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซน้อย แต่จะใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นที่หน่วยผลิตไอน้ำ ในขณะที่หน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ 2 ถูกจัดสรรภาระให้มากสุดเมื่อเทียบกับหน่วยผลิตไอน้ำที่1 และ 3 และในกรณีนี้ สามารถประหยัดก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในหน่วยผลิตพลังงานร่วมได้ร้อยละ 16.4 โดยใช้พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติทั้งหมดลดลงจาก 284.91 เป็น 238.06 เมกกะวัตต์



ภาพที่ 57 การใช้ก๊าซธรรมชาติจากการจัดสรรภาระทั้ง 3 กรณี

จากภาพที่ 57 สามาถสรุปได้ว่า กรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.0 เมกกะวัตต์ ภาระส่วนใหญ่ จะอยู่ที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ โดยหน่วยที่ 1 มีประสิทธิภาพดีสุด จึงถูกจัดสรรภาระให้มากสุด ในขณะที่กรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 31.6 เมกกะวัตต์ ภาระส่วนหญ่จะอยู่ที่หน่วยผลิตไอน้ำ โดยหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่ 2 มีประสิทธิภาพมากสุด จึงถูกจัดสรรภาระมากสุด เมื่อเปรียบเทียบทั้ง 3 กรณีแล้วพบว่ากรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.0 เมกกะวัตต์ มีการใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติน้อยสุด และกรณีที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซต่ำสุด 31.6 เมกกะวัตต์มรการใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติมากสุด

จากนั้นนำค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติมาคิดเป็นต้นทุนรวมรวมกับค่าน้ำ ที่ใช้ในการผลิตไอน้ำ จะได้ต้นทุนรวมตามโครงสร้างต้นทุนดังนี้

- ค่าน้ำและสารเคมีในการปรับคุณภาพน้ำ คิดเป็นมูลค่า 90 บาทต่อตันไอน้ำ
- ค่าเสื่อมราคาหน่วยผลิตไอน้ำ 2 บาทต่อตันไอน้ำ
- ค่าเสื่อมราคาหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ 0.06 บาทต่อเมกกะวัตต์

ตารางที่ 12 สรุปต้นทุนรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม

Case		Salvage	BFW+Salvage	NG to GTG Cost	Cost	NG to HRSG Cost	Cost	Total NG Cost	Total Cost	% Save
		THB	THB	THB	THB/kWe	THB	THB/ton VPS	THB	THB	
I	Optimized GTG Average + Optimized PEA	2.64	8,652.60	113,740.16	2.58	71,429.60	1.12	162,281.95	170,937.20	19.25
II	Optimized GTG Max + Optimized PEA	2.96	8,629.50	113,740.16	2.31	64,916.13	1.02	166,246.30	174,878.75	12.29
III	Optimized GTG Min + Optimized PEA	1.90	9,158.60	79,507.49	2.51	122,223.69	1.82	200,151.71	209,312.21	16.47
Existing	Flat GTG Average	2.66	8,652.60	100,321.25	2.26	102,719.43	1.62	203,040.68	211,695.94	
	Flat GTG Max	2.98	8,629.50	110,726.90	2.23	80,032.26	1.26	190,759.16	199,391.64	
	Flat GTG Min	1.92	9,158.60	80,552.15	2.52	160,871.18	2.39	241,423.34	250,583.85	

จากตารางที่ 12 สรุปต้นทุนรวมในการดำเนินการหน่วยผลิตพลังงานร่วมพบว่า ในกรณีที่ 3 มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ย 44.0 เมกกะวัตต์ เมื่อดำเนินการร่วมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะสามารถประหยัดต้นทุนในการดำเนินการได้มากสุด คิดเป็นร้อยละ 19.25 เมื่อเปรียบเทียบกับการดำเนินการแบบไม่จัดสรรภาระและไม่ได้พิจารณาการนำเข้าไฟฟ้า ในขณะที่กรณีที่ 2 มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซสูงสุด 49.3 เมกกะวัตต์ ประหยัดต้นทุนในการดำเนินการน้อยสุดคิดเป็นร้อยละ 12.29

บทที่ 5

อภิปรายผลการดำเนินงานวิจัย และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

จากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่สร้างขึ้นโดยการพัฒนาจากแบบจำลองประสิทธิภาพระบบผลิตพลังงานร่วม ของ Riad Benelmir และ Michel Feidt โดยการพิจารณาพลังงานความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้ในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเพิ่มเติม เนื่องจากพลังงานความร้อนถูกส่งต่อไปใช้ยังหน่วยผลิตไอน้ำ โดยกำหนดให้สมการวัตถุประสงค์เป็นการใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติให้น้อยที่สุด ภายใต้เงื่อนไขความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของกระบวนการผลิต และขีดจำกัดของระบบผลิตพลังงานร่วม ซึ่งอาศัยความสัมพันธ์ของข้อมูลตัวแทนที่ผ่านการวิเคราะห์ด้วยวิธีทางสถิติในการกำจัด Outlierss เพื่อความแม่นยำของแบบจำลอง โดยในที่นี้ใช้วิธี Box Plot ด้วยโปรแกรม Minitab 15.1.20.0 แล้วนำมาวิเคราะห์ความสัมพันธ์เป็นสมการเชิงเส้นถดถอยโดยอาศัยความสัมพันธ์ทั้งหมด 3 คู่คือ

1) พลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า กับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้
2) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ กับพลังงานความร้อนจากการการสันดาบในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ และ
3) พลังงานความร้อนที่หน่วยผลิตไอน้ำใช้ในการผลิตไอน้ำ กับปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้

อย่างไรก็ตาม สมการความสัมพันธ์เชิงเส้นถดถอย ถูกนำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบกับข้อมูลจริงเพื่อตรวจสอบความถูกต้อง ด้วยวิธีการทางสถิติ Two-Sample T-Test พบว่าผลลัพธ์ที่คำนวณจากความสัมพันธ์เลิงเส้นถดถอยมีค่าใกล้เคียงกับข้อมูลจริง

แบบจำลองถูกกำหนดให้ลำดับการหาคำตอบเป็นพลังงานความร้อนที่ควรใช้ในหน่วยผลิตไอน้ำ โดยกำหนดความต้องการไอน้ำก่อนเป็นอันดับแรก จากนั้นจึงหาคำตอบปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ควรใช้ในระบบผลิตพลังงานร่วม เพื่อให้ได้ปริมาณไฟฟ้าตามที่ต้องการ โดยปริมาณไฟฟ้านี้เป็นไฟฟ้าที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและการนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามเงื่อนไขการคิดค่าไฟฟ้าแบบ TOU กล่าวคือควรนำเข้าไฟฟ้าตามค่าไฟฟ้าขั้นต่ำที่ต้องจ่ายให้ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อไม่ให้เป็นการสูญเปล่า และยังช่วยลดภาระหน่วยผลิตไฟฟ้า

แบบจำลองนี้สามารถหาคำตอบของปัญหาได้ตามเงื่อนไขที่กำหนด ซึ่งได้ทำการ แก้ปัญหาจากโปรแกรม MS Excel 2010 โดยใช้คอมพิวเตอร์ Intel Core II Duo CPU 2.67 GHz, RAM 3GB ซึ่งทำให้ได้ไฟฟ้าและไอน้ำตามเงื่อนไขและสมการวัตถุประสงค์ที่กำหนดได้ โดยผลลัพธ์ เป็นการจัดสรรภาระให้กับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำแต่ละหน่วย

จากผลการทดลองพบว่าหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและหน่วยผลิตไอน้ำหน่วยที่มีประสิทธิภาพดีกว่าจะรับภาระมากกว่าหน่วยที่มีประสิทธิภาพน้อยกว่า ทั้งนี้เนื่องจากหน่วยที่มีประสิทธิภาพดีกว่าสามารถให้ผลผลิต

ไฟฟ้าและไอน้ำได้มากกว่า หรือในทางกลับกัน หน่วยที่มีประสิทธิภาพดีกว่าใช้ก๊าซธรรมชาติเชื้อเพลิงน้อยกว่าที่ผลิตผลที่เท่ากันเมื่อเปรียบเทียบกับภาวะที่กระจายภาระทุกๆหน่วยเท่าๆ กัน พบว่าการจัดสรรภาระโดยพิจารณาตามประสิทธิภาพของแต่ละหน่วยผลิต จะใช้ก๊าซธรรมชาติเชื้อเพลิงได้น้อยกว่าโดยงานยวิจัยนี้ทำการเปรียบเทียบผลลัพธ์แบบจำลองระหว่างการจัดสรรภาระตามประสิทธิภาพกับการจัดสรรภาระแบบเท่าๆ กัน เป็น 3 กรณี คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยเฉลี่ยปกติที่ 44.0 เมกกะวัตต์, เฉลี่ยสูงสุด 49.3 เมกกะวัตต์ และเฉลี่ยต่ำสุด 31.6 เมกกะวัตต์ ประกอบกับการนำเข้าไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม ซึ่งนอกจากจะลดการสูญเปล่าจากการจ่ายค่าไฟฟ้าขั้นต่ำในแต่ละเดือน ยังช่วยลดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซอีกด้วย โดยผลการเปรียบเทียบพบว่าการจัดสรรภาระตามประสิทธิภาพทำให้ต้นทุนในการผลิตพลังงานร่วมลดลงโดยเฉพาะผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยปกติคิดเป็นต้นทุนที่ประหยัดสูงสุดได้ร้อยละ 19.25, 12.29 และ 16.47 ตามลำดับ

5.2 ปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินงานวิจัย

ปัญหาที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่จะเป็นปัญหาขณะทำการเก็บรวบรวมข้อมูลซึ่งแบ่งเป็น 2 ประเด็นได้ดังนี้

5.2.1 ปัญหาจากการเก็บข้อมูลการนำเข้าไฟฟ้า

เนื่องจากพลังไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลา peak load ของแต่ละเดือนจะคิดเฉลี่ยทุก 15 นาที ในขณะระบบบันทึกข้อมูลภายใน (PI Process Book) มีการบันทึกข้อมูลทุกๆ 2 วินาที ทำให้เวลาในการบันทึกคลาดเคลื่อนกัน เป็นผลให้ข้อมูลการนำเข้าพลังไฟฟ้าเฉลี่ยทุก 15 นาที ไม่เท่ากัน แก้ไขโดยการปรับช่วงเวลาในการคิดค่าเฉลี่ยให้ถี่ขึ้น จากทุกๆ 15 นาที เป็นทุกๆ 10 นาที และทุกๆ 5 นาที ตามลำดับ พบว่าค่าเฉลี่ยทุกๆ 5 นาทีมีพลังไฟฟ้าสูงสุดมีค่าใกล้เคียงกับหนังสือแจ้งหนี้จากทางการไฟฟ้าฯ

5.2.2 ปัญหาจากการเก็บข้อมูลหน่วยผลิตพลังงานร่วม

เนื่องจากไม่มีเครื่องมือวัดปริมาณพลังงานความร้อนจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ ซึ่งเป็นพลังงานความร้อนที่ต้องถูกนำไปใช้ในหน่วยผลิตไอน้ำต่อ และมีความสัมพันธ์เกี่ยวข้องโดยตรงกับปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในในหน่วยผลิตไอน้ำ แก้ไขโดยการคำนวณจากสมดุลพลังงานของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ จากนั้นนำผลมาเปรียบเทียบกับการใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติในหน่วยผลิตไอน้ำพบว่ามีค่าใกล้เคียงกัน

5.2 ข้อเสนอแนะ

- แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ช่วยให้เกิดการใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ ณ ช่วงเวลาหนึ่ง ที่เก็บข้อมูลมาพิจารณา เพื่อให้แบบจำลองมีความแม่นยำ จึงควรมีการเก็บบันทึก และคัดกรองข้อมูล เพื่อปรับปรุงให้สมการในแบบจำลองมีความน่าเชื่อถืออยู่สม่ำเสมอ
- เนื่องจากงานวิจัยนี้ งดเว้นการพิจารณาการสูญเสียพลังงานความร้อนซึ่งเกิดขึ้นเป็นปกติ ทำให้การนำไปประยุกต์ใช้ จำเป็นต้องคำนึงถึงการสูญเสียพลังงานความร้อนด้วย
- การคำนวณหาพลังงานความร้อนจากก๊าซที่เกิดจากการสันดาบในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ จำเป็นต้องใช้ข้อมูลเพื่อคำนวณหาพลังงานเอนทาลปี ดังนี้
    - ปริมาณก๊าซ และส่วนประกอบ

- อุณหภูมิของก๊าซและอากาศที่เข้าและออกจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ

- แบบจำลองต้นทุนการผลิตระบบผลิตพลังงานร่วม จะมีประโยชน์มากยิ่งขึ้นหากมีการพิจารณาร่วมกับระบบการนำเข้าไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การบริหารการผลิตและนำเข้าไฟฟ้าได้มีประสิทธิภาพมากขึ้น นำไปสู่การประหยัดต้นทุนในการผลิตและนำเข้าไฟฟ้า และการผลิตไอน้ำ

รายการอ้างอิง

[1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน. [ออนไลน์]. 2555 แหล่งที่มา: http://www.egat.co.th/wwwthai/index.php?option=com_glossary&letter=C&id=148 [28 เมษายน 2555]

[2] จีรศักดิ์ ศรีสุข และ ชัชวาล ศรีหงอก. การวางแผนการผลิตเพื่อให้ Peak Demand Charge ในการคิดค่าไฟต่ำสุด. ปริญญานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น, 2546.

[3] Firestone, R.E. Optimal Real-time Dispatch for Integrated Energy Systems. Doctoral dissertation, Department of Mechanical Engineering, Graduate Division of the University of California, 2007.

[4] วิภาวี ธรรมาภรณ์พิลาศ. Simulation Input Modeling. เอกสารการสอนรายวิชา 210461 คอมพิวเตอร์ซีมิวเลชันเทคนิค, หลักสูตรวิศกรรมอุตสาหการมหาบัณฑิต จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2551. (อัดสำเนา)

[5] ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ. การจำลองแบบปัญหา.พิมพ์ครั้งที่ 3. กรุงเทพฯ : โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2537.

[6] อัญชา แดงทองดี. การวิเคราะห์สมรรถนะในกระบวนการผลิตแม่พิมพ์ระบบการพิมพ์กราเวียร์โดยใช้การจำลองสถานการณ์. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.

[7] Lyer, R.R. and Grossmann, I.E. Optimal multiperiod operational planning for utility systems. Computers chem. Engineering 21 (1997) : 787-800.

[8] Benelmir, R. and Feidt, M. Energy cogeneration systems and energy management strategy. Energy Convers. Mgmt. 39 (1998) : 1791-1802.

[9] Wang, C.H. and Min, K.J. An integrated resource planning model for utilities with quantified outage costs, Int. J. Electr. Power Energy Syst.20,8 (1998) : 517-524.

[10] Bruno, J. C., Fernandez, F., Castells, F. and Grossmann, I. E. A rigorous MINLP model for the optimal synthesis and operation of utility plants. Trans IChemE 76 (1998) : 246-258.

[11] Flinkerbush, K. and Heuterks, M. Cost reduction potential sin the German market for balancing power, Energy Policy. 38 (2010) : 4712-4718.

[12] Kagiannas, A.G., Askounis, D.Th. and Psarras, J. Power generation planning: a survey from monopoly to competition. Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) : 413-421.

[13] Lozano, M.A., Carvaho, M. and Serra, L.M. Operational strategy and marginal costs in simple trigenerations systems. Energy 34 (2009) : 2001-2008.

[14] Chen, S.L., Tsay, M.T. and Gow, H.J. Scheduling of cogeneration plants considering electricity wheeling using enhanced immune algorithm. Electrical Power and Energy Systems 27 (2005) : 31–38.

[15] Tsaya, M.T. and Linb, Wh.M. Application of evolutionary programming to optimal operational strategy cogeneration system under time-of-use rates. Electrical Power and Energy Systems 22 (2000) : 367–373.

[16] A Quality Assurance programme for Combined Heat and Power. Appendix 3 Example 3 Determination of useful heat output by Direct use of Gas Turbine (or engine) Exhaust Gases. [online]. 2000. Available from: https://www.chpqa.com/guidance_notes/Appendix_3.pdf [2012, April, 19]

[17] Hobbs, B.F. Optimization methods for electric utility resource planning. European Journal of Operational Research 83 (1995): 1-20.

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายอภิรัตน์ นาควิจิตร เกิดเมื่อวันที่ 19 กุมภาพันธ์ 2526 ณ อำเภอนครหลวง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา จบการศึกษาระดับปริญญาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเคมี จากคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตบางเขน เมื่อปีการศึกษา 2548 เคยได้รับทุนอุดหนุนการศึกษาจากคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ เมื่อปีการศึกษา 2546 และ 2547

หลังสำเร็จการศึกษา เข้าทำงานในตำแหน่ง วิศกรกระบวนการผลิต โรงกลั่นน้ำมันระยอง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ปัจจุบัน เปลี่ยนชื่อเป็น บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และเข้าศึกษาต่อหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552