การคำนวณประสิทธิภาพแบบ REAL TIME
ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม

REAL TIME EFFICIENCY CALCULATION
OF THEMAL AND COMBINED CYCLE PLANT

คงคา คูณพันธ์
KHONGKHA KHOONPAN

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
บัณฑิตวิทยาลัย
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ. 2550

KMITL-2007-EN-M-020-121

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การคำนวณประสิทธิภาพแบบ REAL TIME ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม

REAL TIME EFFICIENCY CALCULATION OF THEMAL AND COMBINED CYCLE PLANT

คงคา คูณพันธ์

KHONGKHA KHOONPAN

เลขหมู่.........................
เลขทะเบียน 77965
วัน,เดือน,ปี 12 ก.พ. 2551

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

บัณฑิตวิทยาลัย

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2550

KMITL-2007-EN-M-020-121

REAL TIME EFFICIENCY CALCULATION OF THEMAL AND COMBINED CYCLE PLANT

KHONGKHA KHOONPAN

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
SCHOOL OF GRADUATE STUDIES
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2007

KMITL-2007-EN-M-020-121

COPYRIGHT 2007
SCHOOL OF GRADUATE STUDIES
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม
ชื่อนักศึกษา	นายคงคา คูณพันธ์
รหัสประจำตัว	45060114
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2550
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ. ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการวิจัยระบบคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบ Real time โดยจะดึงพารามิเตอร์ที่ตรวจวัดจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าโดยตรง นำมาประมวลผลตาม ASME/ANSI Performance Test Code สามารถแสดงผลการคำนวณให้วิศวกรเดินเครื่องทราบถึงประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้า, ประสิทธิภาพของระบบย่อยแต่ละระบบ รวมทั้งสามารถบ่งชี้ได้ว่าระบบใดมีประสิทธิภาพสูงหรือต่ำกว่าเกณฑ์ เพื่อเป็นข้อมูลให้วิศวกรเดินเครื่องตัดสินใจและวางแผนการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและลดค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงให้มากที่สุด

Thesis	Real Time Efficiency Calculation of Thermal and Combined Cycle Plant
Student	Mr. Khongkha Khoonpan
Student ID.	45060114
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2007
Thesis advisor	Assc. Prof. Sirawat Potivejkul

ABSTRACT

A real time efficiency calculation system of thermal and combined cycle power plant is described in this thesis. The power plant performances are calculated base on ASME/ANSI performance test codes, and parameters from plant's DCIS are used. Operating engineers can monitor an overall plant and system efficiencies. In addition, the system is able to indicate whether such efficiencies are higher or lower than the standards. This provides useful information for operation managers to schedule power generation economically, and to minimize the fuel consumption.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จลุล่วงลงไปได้ด้วยความกรุณาจากอาจารย์ที่ปรึกษา รศ. ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล ที่ให้คำปรึกษา ชี้แนะแนวทางรวมทั้งเร่งรัดให้ทำให้แล้วเสร็จตามกำหนด

ขอขอบพระคุณคณะกรรมการทุกท่านที่ให้คำชี้แนะที่เป็นประโยชน์ในการปรับปรุงวิทยานิพนธ์

ขอขอบพระคุณอาจารย์ทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ทั้งหลายแก่ข้าพเจ้า จนสามารถศึกษาและจัดทำงานวิจัยตามวิทยานิพนธ์นี้ได้

ขอขอบคุณบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ที่อนุญาตให้ใช้ข้อมูลโรงไฟฟ้า และทดสอบการใช้งานในโรงไฟฟ้า

ขอขอบคุณคุณสมนึก จินดาทรัพย์ รองกรรมการผู้จัดการบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี ที่ให้คำแนะนำและถ่ายทอดประสบการณ์ในการทำงานในโรงไฟฟ้า

ขอขอบคุณคุณจตุรพร กิจประยูรที่ช่วยออกแบบภาพ กราฟฟิคและการแสดงผลในโปรแกรม

ขอขอบคุณคุณจิรายุ คูณพันธ์ ภรรยาที่เป็นทั้งเพื่อนคู่คิด และเป็นกำลังใจให้มาโดยตลอด ขอบคุณลูกๆ ทุกคน, จิรภัทร, จิราภา, จิรัฐฎ์, จิรัชญา ที่เป็นกำลังใจให้พ่อ

คุณความดีทั้งหลายที่มีขึ้นในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอมอบแด่ บิดามารดาที่เป็นที่เคารพรักยิ่ง ตลอดจนครู-อาจารย์ พี่ๆ น้องๆ ทุกท่านที่ให้ประสบการณ์ คำแนะนำ และสนับสนุนแก่ข้าพเจ้า

คงคา คูณพันธ์

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญตาราง	VI
สารบัญรูป	VIII
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาของปัญหาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time	3
1.3 สมมติฐานของการศึกษา	3
1.4 ทฤษฎีและแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย	3
1.5 การเปรียบเทียบระหว่างวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการแบบเดิม	4
1.6 ขอบเขตการวิจัย	4
1.7 ขั้นตอนของการศึกษา	5
1.8 ผลที่คาดว่าจะได้รับ	6
บทที่ 2 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	7
2.1 ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	7
2.2 ค่าเชื้อเพลิงหรือ Energy Payment (EP)	16
2.3 อัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตามสัญญา PPA	27
บทที่ 3 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน	35
3.1 บทนำ	35
3.2 ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ	38
3.2.1 วิธี Input-Output Method	38
3.2.2 วิธี Heat Loss Method	40
3.3 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine	48
3.4 สมดุลย์พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน	54
บทที่ 4 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	58

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.1 บทนำ.. 58

4.2 ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ 58

4.3 ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน 59

4.4 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine 62

บทที่ 5 ระบบคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time 64

5.1 บทนำ.. 64

5.2 โครงสร้างของระบบ 64

5.3 ระบบควบคุมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน... 66

5.4 ระบบควบคุมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม... 70

5.5 ลำดับการทำงานของระบบ Real Time Performance Calculation.................. 70

บทที่ 6 การแสดงผลและการวิเคราะห์ประสิทธิภาพ.. 77

6.1 บทนำ.. 77

6.2 การแสดงผลสถานะการผลิตและภาพรวมของระบบ... 77

6.3 การแสดงผลประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ.. 80

6.4 การแสดงผลประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ... 80

6.5 การแสดงผลเปรียบเทียบประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิง... 83

บทที่ 7 บทสรุปและข้อเสนอแนะ.. 86

7.1 ประสิทธิภาพตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า.. 86

7.2 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน... 86

7.3 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม.. 87

7.4 ผลที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์... 87

7.5 ข้อเสนอแนะ.. 88

เอกสารอ้างอิง.. 89

ภาคผนวก ก. ผลงานทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์.. 91

ภาคผนวก ข. Correction Curve ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน.. 111

ภาคผนวก ค. Correction Curve ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม................................ 123

ประวัติผู้เขียน.. 142

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

2.1 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงก๊าซ).......... 8
2.2 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงน้ำมันเตา).. 8
2.3 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อใช้เชื้อเพลิงก๊าซ.. 9
2.4 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล 9
2.5 อุณหภูมิเฉลี่ยของโรงไฟฟ้า 10
2.6 ค่า Minimum Generation ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 11
2.7 ค่า Minimum Generation ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง 11
2.8 ค่าคุณสมบัติ Reactive Power Capability ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 12
2.9 ค่าคุณสมบัติ Reactive Power Capability ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง 12
2.10 ค่าคุณสมบัติ Loading rates and Deloading rates ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 12
2.11 ค่าคุณสมบัติ Loading rates and Deloading rates ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง 13
2.12 ค่าคุณสมบัติ Primary Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 14
2.13 ค่าคุณสมบัติ Five Minute Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 15
2.14 ค่าคุณสมบัติ Fifteen Minute Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 15
2.15 ค่าคุณสมบัติ Primary Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง 15
2.16 ค่าคุณสมบัติ Five Minute Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง 15
2.17 ค่าคุณสมบัติ Fifteen Minute Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง. 15
2.18 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ 17
2.19 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันเตา.. 17
2.20 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 1) 21

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

2.21 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง เมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 1).. 22

2.22 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง เมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 2).. 23

2.23 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง เมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 2).. 24

2.24 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง เมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 3).. 25

2.25 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง เมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 3).. 26

2.26 เปรียบเทียบอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เมื่อใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน.. 28

2.27 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซของโรงไฟฟ้า พลังความร้อนร่วม.. 33

2.28 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซของโรงไฟฟ้า พลังความร้อนร่วม.. 34

3.1 เปรียบเทียบวิธีการคำนวณประสิทธิภาพระหว่างวิธี Input/Output กับวิธี Heat Loss.. 47

5.1 Input parameter tag ของการคำนวณ PPA Efficiency 71

5.2 Output tag ของการคำนวณ PPA Efficiency 72

5.3 Input tag ของการคำนวณ Thermal Plant Boiler Efficiency (Unit #1) 73

5.4 Output tag ของการคำนวณ Thermal Plant Boiler Efficiency (Unit #1) 74

5.5 Input tag ของการคำนวณ Thermal Plant Steam Turbine Efficiency (Unit #1) 74

5.6 Input tag ของการคำนวณ Thermal Plant Steam Turbine Efficiency (Unit #1) 75

5.7 Output tag ของการคำนวณ Thermal Plant Steam Turbine Efficiency (Unit #1) 75

5.8 ตัวอย่างข้อมูล Input ของโปรแกรม 76

5.9 ตัวอย่างข้อมูล Output ของอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพ 76

สารบัญรูป

รูปที่ หน้า

2.1 แสดงการเดินเครื่องประจำวันของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 13

2.2 แสดงการเดินเครื่องประจำวันของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 13

2.3 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 19

2.4 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 19

2.5 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 1 21

2.6 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 1 22

2.7 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 2 23

2.8 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 2 24

2.9 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 3 25

2.10 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 3 26

2.11 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 29

2.12 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง 29

2.13 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit1) 30

2.14 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit1) 31

2.15 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 2) 31

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ หน้า

2.16 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 2) 32

2.17 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 3) 32

2.18 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 3) 33

3.1 แสดงเครื่องจักรไอน้ำของซาเวรี 35

3.2 แสดงหม้อไอน้ำที่ใช้ในปี 1877 36

3.3 แสดงหม้อไอน้ำแบบ EL Paso Radiant(RBE) เชื้อเพลิงก๊าซและน้ำมัน 36

3.4 แสดงหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงถ่านหิน........ 37

3.5 แสดงไดอะแกรมมาตรฐานสำหรับหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงก๊าซและน้ำมัน 40

3.6 แสดงไดอะแกรมของพลังงานสูญเสียและพลังงานส่วนเพิ่มในหม้อไอน้ำมาตรฐาน... 41

3.7 แสดงไดอะแกรมของ steam turbine และจุดติดตั้งเครื่องมือวัด........ 48

3.8 แสดง Heat balance diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงน้ำมันเตา)........ 49

3.9 แสดง Heat balance diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงก๊าซ). 50

3.10 ไดอะแกรมของน้ำก่อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ........ 52

3.11 แสดงสมดุลย์พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 54

3.12 แสดงสมดุลย์พลังงานในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 55

3.13 แสดงสมดุลย์พลังงานในวัฎจักร Steam Turbineโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 55

3.14 แสดงสมดุลย์พลังงานใน Steam Turbine และ Generatorโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ... 56

4.1 แสดงไดอะแกรมอย่างง่ายของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 58

4.2 แสดงไดอะแกรมการทำงานของของหม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน 60

5.1 โครงสร้างระบบคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time 65

5.2 แสดงตู้ DCIS สำหรับต่อ Interface computer 66

5.3 แสดงการ์ด Computer Interface Unit INICT12 67

5.4 แสดงการต่อ port RS-232 เข้ากับระบบ DCIS 67

5.5 การต่อระบบ Real Time Performance เข้ากับระบบควบคุมโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 68

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

5.6 การต่อระบบ Real Time Performance เข้ากับระบบควบคุมโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 68

5.7 แสดง Computer Interface Card INICT01 ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 69

5.8 แสดงการต่อ port RS-232 เข้ากับระบบ DCIS 69

5.9 โฟล์วชาร์ตการทำงานอย่างย่อของระบบ Real Time Performance 70

6.1 สถานะกำลังผลิตปัจจุบันของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง 78

6.2 Plant Overview diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 79

6.3 Plant Overview ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 79

6.4 Boiler Performance ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 81

6.5 Boiler Performance ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 81

6.6 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 82

6.7 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 82

6.8 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 มิ.ย.46 (Combined cycle) 83

6.9 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 เม.ย.46 (Thermal Plant)........ 84

6.10 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 ต.ค. 50 (Thermal Plant Unit 2)........ 84

6.11 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของ วันที่ 1 ต.ค. 50 (Combined cycle plant block 1)........ 85

บทที่ 1
บทนำ

การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time คือการนำค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของเครื่องมือวัดโรงไฟฟ้าซึ่งมีอยู่แล้วในระบบควบคุมโรงไฟฟ้า มาประมวลผลตามมาตรฐาน Performance Test Code และแสดงผลบนคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล อย่างต่อเนื่องในระดับความถี่ 1 นาทีหรือต่ำกว่า เพื่อความแม่นยำและเชื่อถือได้และสอดคล้องกับสัญญาซื้อขายโรงไฟฟ้า IPP/SPP ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้า ทราบสถานะของประสิทธิภาพของเครื่องจักร, อัตราการใช้เชื้อเพลิงได้ตลอดเวลา ทันต่อการตรวจสอบ ควบคุมและบริหารการใช้เชื้อเพลิงให้มีประสิทธิภาพสูงสุด

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การวัดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้ามีความสำคัญต่อกระบวนการผลิตไฟฟ้าเป็นอย่างมาก เพราะจะทำให้สามารถ [1]

- ตรวจสอบอัตราการสิ้นเปลืองของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สามารถคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย
- ตรวจวัดสภาพการผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามข้อกำหนดของกฎหมาย เช่น ค่าก๊าซเสียที่ปล่อยสู่บรรยากาศ , ค่ามลพิษทางเสียง เป็นต้น
- ตรวจสอบประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ, ตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบย่อยแต่ละระบบ เพื่อให้สามารถปรับปรุงขบวนการผลิตเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบได้
- ตรวจสอบการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ (degradation)

ซึ่งการวัดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดำเนินการอยู่นั้น มักจะทำการทดสอบอย่างมากประมาณปีละครั้งสำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและสองปีต่อครั้งสำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยการทดสอบในแต่ละครั้งจะใช้เวลานานหลายวันและใช้เครื่องมือและอุปกรณ์จำนวนมาก มีค่าใช้จ่ายสูง ทั้งนี้เพื่อให้ถูกต้องและเป็นไปตามมาตรฐาน Performance Test Code ซึ่งการทดสอบตามวาระแบบนี้ จะให้ผลแม่นยำและถูกต้องมากที่สุดสำหรับโรงไฟฟ้าหนึ่งๆ แต่เนื่องจากการวัดประสิทธิภาพแบบนี้มีช่วงการตรวจวัดนานมากเป็น 1 ปีหรือสองปีต่อครั้ง ทำให้ข้อมูลการวัดไม่ทันสมัยและในบางครั้งเมื่อสภาพของอุปกรณ์เสื่อมสภาพเร็วกว่ากำหนด จะทำให้ไม่สามารถใช้ข้อมูลประสิทธิภาพที่วัดมาแล้วได้ ส่งผลให้

วิศวกรผู้เดินเครื่องไม่มีข้อมูลที่ถูกต้องและแม่นยำในการเดินเครื่องเพื่อให้ประหยัดเชื้อเพลิงมากที่สุด

แต่เนื่องจากภาระค่าเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้น ทาง กฟผ. สามารถส่งต่อไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ดังนั้นการรับรู้ข้อมูลประสิทธิภาพแบบทันทีทันใดจึงไม่จำเป็นมากนัก ทำให้การตรวจวัดปีละครั้งหรือสองปีต่อครั้งจึงเพียงพอสำหรับการใช้งาน

ในช่วงประมาณ 10 ปีที่ผ่านมารัฐบาลได้แก้ไขกฎหมายโดยอนุญาตให้เอกชนสามารถสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือสามารถขายส่งให้เขตอุตสาหกรรมหรือโรงงานขนาดใหญ่ได้ ซึ่งทำให้มีโรงไฟฟ้าเอกชนที่เรียกว่า Independent Power Producer (IPP) และ Small Power Producer (SPP) เกิดขึ้นหลายโรง ซึ่งโรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องประกันอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ค่าๆ หนึ่ง ซึ่งหากโรงไฟฟ้าใช้เชื้อเพลิงมากกว่าที่ประกันไว้ในสัญญา จะต้องรับภาระส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงนี้เอง ส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงนี้เป็นต้นทุนหลักที่สำคัญในการผลิตไฟฟ้า หากโรงไฟฟ้าเอกชนรายใดสามารถประหยัดเชื้อเพลิงได้มากจะมีกำไรในการผลิตไฟฟ้ามากตามไปด้วย แต่หากใช้เชื้อเพลิงมากกว่าอัตราที่ประกันไว้ในสัญญาก็อาจถึงขั้นขาดทุนได้ ทำให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงจำเป็นจะต้องรู้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าของตนตลอดเวลา เพื่อให้สามารถปรับปรุงและวางแผนการผลิตไฟฟ้าให้มีตุ้นทุนที่ต่ำที่สุด

งานวิจัยการใช้ข้อมูล Real Time ของโรงไฟฟ้าเพื่อใช้วิเคราะห์และประมวลผลด้านต่างๆ เริ่มมีมาตั้งแต่ระบบการควบคุมโรงไฟฟ้าเป็นแบบ Computerize แต่จะใช้ในการตรวจสอบสภาพของโรงไฟฟ้าเช่น การตรวจสอบความแม่นยำของเครื่องมือวัดแบบ Real Time ของ Pablo H. Ibarguengoytia [5], งานวิจัยการตรวจสอบความแม่นยำของเครื่องมือวัดโดยใช้ Hierachical Mixture ของ Gary G. Yen และ Wei Feng [6] หรือใช้ข้อมูล Real Time เพื่อคำนวณต้นทุนเศรษฐศาสตร์ในการจ่ายกำลังของระบบไฟฟ้า ดังงานวิจัยของ Rasheet M. Rifatt [7] หรือในตลาดการแข่งขันราคาไฟฟ้า (Power Pool) ดังงานวิจัยของ B. Wharmby [8] และ งานวิจัยของ J. Aonso [9]

วิธีการใช้ข้อมูล Real Time ดังงานวิจัยที่กล่าวแล้วข้างต้น ไม่สอดคล้องกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในประเทศไทยที่เป็นสัญญาแบบความพร้อมจ่ายและประกันราคาค่าไฟในเชิงปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ และด้วยเหตุผลการวัดประสิทธิภาพตามวาระที่ กฟผ. ดำเนินการนั้น ไม่สามารถสนองตอบต่อความต้องการของผู้ผลิตไฟฟ้า IPP และ SPP ได้ ผู้วิจัยจึงได้ศึกษาถึงการคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแบบ Real Time โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อนำมาใช้กับโรงไฟฟ้า IPP และ SPP ให้สามารถตรวจสอบและรับรู้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าของตนตลอดเวลา (Real Time)

1.2 วัตถุประสงค์ของการคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time

ในโรงไฟฟ้าที่ผู้วิจัยได้ใช้เป็นต้นแบบในการคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real time เป็นโรงไฟฟ้า IPP ที่ใหญ่และทันสมัยที่สุดแห่งหนึ่งในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีเทคโนโลยีสูงในการควบคุมโรงไฟฟ้า แต่ระบบดังกล่าวยังไม่ได้ออกแบบให้ตอบสนองต่อการซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบสัญญา PPA กับกฟผ. ได้ เพราะระบบควบคุมยังเป็นระบบปิด [2] แต่ความจำเป็นในการใช้งานยังมีอยู่ และเดิมใช้วิธีคำนวณโดยการพิมพ์ข้อมูลมาวิเคราะห์หรือเก็บข้อมูลเป็นรายวัน รายสัปดาห์ ซึ่งไม่ตอบสนองต่อการจ่ายค่าพลังงาน (Energy Payment) ซึ่งคำนวณเป็นช่วงเวลาละ 15 นาที ทำให้โรงไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมีระบบคำนวณแบบ Real Time ที่ติดตามสถานการณ์ได้ทุกๆ นาที เพื่อให้สามารถวางแผนการเดินเครื่องและบำรุงรักษาได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.3 สมมติฐานของการศึกษา

การวัดประสิทธิภาพแบบเดิมที่โรงไฟฟ้าใช้งานอยู่จะทำโดยการเก็บข้อมูลตามวาระการซ่อมบำรุง ซึ่งอาจจะเป็น 1 ปีต่อครั้งหรือ 2 ปีต่อครั้งและการทดสอบแต่ละครั้งจะใช้เวลาและค่าใช้จ่ายสูง ทำให้วิศวกรเดินเครื่องมีข้อมูลประสิทธิภาพที่ไม่แม่นยำในการบริหารการใช้เชื้อเพลิง ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นและความสามารถในการแข่งขันโรงไฟฟ้าต่ำลง

เพื่อแก้ปัญหาข้างต้นของโรงไฟฟ้า IPP/SPP ผู้วิจัยเสนอการคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time โดยนำข้อมูลพารามิเตอร์ต่างๆ ของโรงไฟฟ้าที่จำเป็นในการคำนวณประสิทธิภาพ มาประมวลผลตามมาตรฐาน Performance Test Code และตามข้อกำหนดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยมีความถี่ของการคำนวณที่ระดับ 1 นาทีหรือต่ำกว่า เพื่อให้วิศวกรเดินเครื่องทราบข้อมูลประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องทุกๆ นาทีและทราบสถานะการใช้เชื้อเพลิงตามที่ประกันไว้ ซึ่งจะทำให้ทราบความบกพร่องของอุปกรณ์และสามารถวางแผนการใช้เชื้อเพลิงให้มีประสิทธิภาพดีขึ้นได้

1.4 ทฤษฎีและแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real time ที่ผู้วิจัยได้ดำเนินการนี้ต้องการการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ประกันไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าขณะเดินเครื่อง เพื่อให้สามารถติดตามค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงว่ามากหรือน้อยกว่าที่ประกันไว้ และระบบคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real time นี้ยังสามารถคำนวณได้ว่าโรงไฟฟ้าแต่ละโรงมีอุปกรณ์ใดบ้าง

ที่บกพร่องหรือมีประสิทธิภาพด้อยกว่าปรกติ ซึ่งจะมีการคำนวณตามมาตรฐาน ASME Performance Test Code ที่เกี่ยวข้อง [11-16] เพื่อศึกษาและติดตามแนวโน้มของการความบกพร่องของอุปกรณ์ในระหว่างการเดินเครื่องปรกติ เพื่อให้ผู้บริหารโรงไฟฟ้า สามารถนำไปวางแผนการเดินเครื่องและบำรุงรักษาอุปกรณ์ให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายมากที่สุด

1.5 การเปรียบเทียบระหว่างวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการแบบเดิม

วิธีการคำนวณประสิทธิภาพแบบเดิมใช้เวลาเก็บข้อมูลและประมวลผลหลายวัน มีการหยุดเดินเครื่องเพื่อติดตั้งอุปกรณ์วัดและโรงไฟฟ้า IPP/SPP จะต้องรับภาระค่าความพร้อมจ่ายในระหว่างการทดสอบด้วย จึงทำให้สามารถทดสอบได้เฉพาะในช่วงงานซ่อมใหญ่ (Major Maintenance) เท่านั้น แต่วิธีที่ผู้วิจัยเสนอสามารถคำนวณแบบ Real Time ได้ทุกๆ นาทีโดยไม่ต้องหยุดเดินเครื่องเพื่อติดตั้งอุปกรณ์ สามารถใช้พารามิเตอร์จากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าได้โดยตรง สามารถเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์, เปลี่ยนแปลงสูตรหรือสมการหรือค่าอื่นๆได้บนเครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล โดยไม่กระทบกับการจ่ายไฟฟ้า รวมทั้งสามารถเปรียบเทียบการใช้เชื้อเพลิงจริงกับค่าที่ประกันไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ทำให้วิศวกรเดินเครื่องสามารถวางแผนการเดินเครื่องได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีต้นทุนต่ำที่สุด

1.6 ขอบเขตการวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้ นำเสนอการอ่านข้อมูลพารามิเตอร์สำหรับการคำนวณประสิทธิภาพจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมต่อเชื่อม(Interface) และโปรแกรมฐานข้อมูลที่มีอยู่แล้ว มาพัฒนาการประมวลผลด้วยโปรแกรมวิชวลเบสิก เวอร์ชั่น 6 โดยคำนวณตามมาตรฐาน Performance Test Code ที่เกี่ยวข้องและคำนวณตามค่าที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้า กับ กฟผ. การแสดงผลจะแสดงค่าพารามิเตอร์ทั่วไปในการเดินเครื่องปรกติ และค่าที่ผ่านการประมวลผลเช่นค่าประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ, Steam Turbine, Gas Turbine, หม้อต้มไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน และแสดงค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงที่ประกันไว้ในสัญญาฯ และสามารถแสดงผลเป็นหน่วยค่าความร้อนหรือเป็นเงินที่ได้รับเพิ่ม(กำไร) หรือที่ต้องจ่ายเพิ่ม (ขาดทุน) จากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในทุกๆ นาทีของการจ่ายไฟฟ้า

งานวิจัยนี้ออกแบบให้ใช้ได้กับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซหรือเชื้อเพลิงน้ำมันเตาและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซหรือเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล โดยให้ค่าความ

ผิดพลาดในระดับที่ยอมรับได้ แต่สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน, โรงไฟฟ้าชีวมวล สามารถนำวิธีการคำนวณไปปรับใช้ได้แต่ความแม่นยำจะลดลง

1.7 ขั้นตอนของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งเนื้อหาออกเป็น 7 บทด้วยกันคือ

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาของงานวิจัย ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ สมมติฐาน ทฤษฎีที่ใช้ การเปรียบเทียบวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการเดิม ขอบเขตของการวิจัย และขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยอธิบายค่าความพร้อมจ่าย ค่าเชื้อเพลิง อัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

บทที่ 3 กล่าวถึงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ซึ่งประกอบด้วยประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำทั้งวิธี Input/Output และวิธี Heat Loss, ประสิทธิภาพของ Steam Turbine, สมดุลย์พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

บทที่ 4 กล่าวถึงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งประกอบด้วยประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ, ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน, ประสิทธิภาพของ Steam Turbine

บทที่ 5 กล่าวถึงระบบคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ซึ่งประกอบด้วยโครงสร้างของระบบทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ลำดับการทำงานของโปรแกรม

บทที่ 6 กล่าวถึงการแสดงผลและการวิเคราะห์ประสิทธิภาพ เพื่อแสดงถึงผลการคำนวณและการนำไปใช้

บทที่ 7 บทสรุปและข้อเสนอแนะซึ่งประกอบด้วย ประสิทธิภาพตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน, ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและข้อเสนอแนะในการศึกษาวิจัยต่อไปในอนาคต

1.8 ผลที่คาดว่าจะได้รับ

1. สามารถคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าได้โดยไม่ต้องหยุดการจ่ายไฟฟ้า เพื่อติดตั้งอุปกรณ์

2. ประมวลผลประสิทธิภาพแบบ Real Time ทุกๆ นาทีอย่างต่อเนื่องโดยใช้พารามิเตอร์จากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าโดยตรง

3. ระบบสามารถแสดงผลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงเปรียบเทียบกับค่าที่ประกันไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

4. การแก้ไขตัวแปร สมการหรือพารามิเตอร์ สามารถทำบนเครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลโดยไม่ต้องแก้ไขระบบควบคุม

5. สามารถใช้งานได้ทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

6. สามารถใช้งานในโรงไฟฟ้า IPP/SPP ได้

บทที่ 2
ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าของเอกชนรายใหญ่หรือ Independent Power Producer (IPP) ซึ่งมีสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) หรือสัญญา Power Prochase Agreement (PPA) โดยในสัญญาจะแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ ค่าความพร้อมจ่ายหรือ Availability Payment (AP) อีกส่วนหนึ่งเรียกว่า ค่าเชื้อเพลิงหรือ Energy Payment (EP) ซึ่งรายละเอียดดังนี้

2.1 ค่าความพร้อมจ่าย (AP)

เป็นค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้าในการผลิตไฟฟ้าเมื่อ กฟผ. สั่งการ โรงไฟฟ้าจะต้องมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าตามคุณสมบัติที่ตกลงไว้ในสัญญา [3,4] ซึ่งได้แก่

1. Contracted Capacity (CC)
2. Minimum Generation
3. Reactive Power Capability
4. Loading Rates and Deloading Rates
5. Primary and Secondary Response

โดย กฟผ. จะจ่ายเงินแก่โรงไฟฟ้าตามชั่วโมงที่มีความพร้อมไม่ว่า โรงไฟฟ้าจะได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบหรือไม่ แต่หากโรงไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าตามคุณสมบัติที่กำหนดไว้จะถูกปรับ โดยค่าปรับจะขึ้นอยู่กับความรุนแรงของแต่ละเหตุการณ์

2.1.1 Contracted Capacity (CC)

ค่า Contract Capacity เป็นคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าที่แสดงถึงพิกัดกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดในหน่วย MW ที่ กฟผ. สามารถสั่งการได้ โดยโรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องที่กำลังผลิตนี้ได้อย่างต่อเนื่อง และเป็นไปตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมหรือกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้อง และยังต้องรักษาคุณสมบัติข้อนี้ไว้ตลอดอายุสัญญาโรงไฟฟ้า 25 ปี(หรือ 20 ปีสำหรับ IPP อื่น) ค่า Contract capacity จะขึ้นอยู่กับพิกัดของเครื่องจักรในโรงไฟฟ้า, โหมดการเดินเครื่องและชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดย IPP แต่ละรายจะต้องเสนอค่าพิกัดนี้ให้ กฟผ. พิจารณาในระหว่างการประกวดราคา หากเสนอค่า CC สูงค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจะถูกลงหากค่า CC ต่ำค่าไฟฟ้าต่อหน่วยก็จะแพงขึ้นซึ่งอาจทำให้ไม่ได้

ผ่านการพิจารณา แต่หากเสนอค่า CC สูงเกินไปโดยไม่ได้เผื่อค่าถดถอยของเครื่องจักร ก็จะถูกปรับในกรณีที่ กฟผ. สั่งเดินเครื่องแล้วจ่ายไฟฟ้าไม่ได้ตามที่ค่า CC ที่กำหนด

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ผู้วิจัยได้ทำการศึกษานั้น มีค่า Contract capacity ตามตารางที่ 2.1 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงก๊าซ) และตารางที่ 2.2 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงน้ำมันเตา) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนทั้ง 2 โรงมีค่าพิกัด Contract capacity เท่ากันที่ 720 MW (เชื้อเพลิงก๊าซ) และ 708 MW (เชื้อเพลิงน้ำมันเตา) ค่าดังกล่าวนี้เป็นค่าสูงสุดที่ กฟผ. สามารถสั่งการได้ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ไม่ใช่ค่าสูงสุดที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องได้ โดยในระหว่างการทดสอบเพื่อตรวจรับโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังความร้อนทั้ง 2 โรงสามารถเดินเครื่องที่กำลังผลิตสูงสุด 840 MW

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมทั้ง 3 โรงที่ผู้วิจัยได้ทำการศึกษามีค่า Contract capacity ตามที่แสดงไว้ในตารางที่ 2.3 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อใช้เชื้อเพลิงก๊าซ และตารางที่ 2.4 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล

จะเห็นว่าค่า Contract Capacity ของแต่ละโรงแตกต่างกัน แม้ว่าจะเป็นเครื่องจักรชนิดเดียวกันแต่ประสิทธิภาพของเครื่องจักรและการปรับแต่งระบบควบคุมไม่เหมือนกันก็ทำให้ค่าคุณสมบัตินี้แตกต่างกันได้ นอกจากนี้ในแต่ละเดือนค่า Contract capacity จะเปลี่ยนแปลงไปไม่คงที่เนื่องจากอุณหภูมิของอากาศมีผลโดยตรงกับกำลังผลิตของเครื่องกังหันก๊าซ ดังนั้นค่า Contract capacity จึงเปลี่ยนไปตามอุณหภูมิเฉลี่ยในแต่ละเดือนดังแสดงในตารงที่ 2.5 อุณหภูมิเฉลี่ยของโรงไฟฟ้า โดยในเดือนธันวาคมอุณหภูมิเฉลี่ยคือ 32 C โรงที่ 1 มีค่า Contract capacity 685 MW แต่ในเดือนเมษายนที่อุณหภูมิเฉลี่ยสูงขึ้นเป็น 37.5 C ค่า Contract capacity จะลดลงเป็น 659 MW

ตารางที่ 2.1 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงก๊าซ)

Generating Unit	Fuel	Contracted Capacity (MW)
1	Gas	720
2	Gas	720

ตารางที่ 2.2 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงน้ำมันเตา)

Generating Unit	Fuel	Oil Contracted Capacity(MW)
1	Oil	708
2	Oil	708

ตารางที่ 2.3 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อใช้เชื้อเพลิงก๊าซ

Month	Generating Unit 1(MW)	Generating Unit 2(MW)	Generating Unit 3(MW)
January	676	666	672
February	666	657	662
March	662	652	658
April	659	649	655
May	661	651	657
June	678	668	674
July	680	670	676
August	682	672	678
September	682	672	678
October	682	672	678
November	684	674	680
December	685	675	681

ตารางที่ 2.4 ค่า Contract Capacity ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล

Month	Generating Unit 1(MW)	Generating Unit 2(MW)	Generating Unit 3(MW)
January	685	675	681
February	675	666	671
March	671	661	666
April	668	658	663
May	670	660	665
June	687	677	683
July	689	679	684
August	691	681	687
September	691	681	687
October	691	681	687
November	693	683	688
December	694	684	690

ตารางที่ 2.5 อุณหภูมิเฉลี่ยของโรงไฟฟ้า

Month	Dry bulb(C)	Wet bulb(C)
January	33.9	24.1
February	36.0	25.0
March	37.0	25.6
April	37.5	26.5
May	37.0	27.0
June	33.3	26.3
July	33.0	26.0
August	32.5	26.0
September	32.5	26.0
October	32.4	26.6
November	32.1	25.8
December	32.0	24.5

2.1.2 Minimum Generation

Minimum Generation คือกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่ กฟผ. สามารถสั่งการได้ โดยโรงไฟฟ้าจะต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระดับนี้ได้อย่างต่อเนื่องและ มีเสถียรภาพรวมทั้งเป็นไปตามมาตรฐานสิ่งแวดล้อมที่กำหนด คุณสมบัติข้อนี้ขึ้นอยู่กับการออกแบบเครื่องจักรของผู้ผลิต โดยโรงไฟฟ้าที่ผู้วิจัยได้ศึกษานี้มีค่า Minimum Generation แสดงดังตารางที่ 2.6 ค่า Minimum Generation ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง และตารางที่ 2.7 ค่า Minimum Generation ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีค่า Minimum generation 490 MW เมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซและ 90 MW เมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล หากเดินเครื่องต่ำกว่านี้จะทำให้เกิดปัญหาเรื่องปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจน (No_x) ในไอเสียจากปล่องสูงเกินกว่ามาตรฐานที่กฎหมายกำหนด และยังทำให้การเผาไหม้ในกังหันก๊าซไม่มีเสถียรภาพซึ่งจะส่งผลให้ กังหันก๊าซ Trip ได้

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนมีค่า Minimum generation 95 MW ทั้งเชื้อเพลิงก๊าซและเชื้อเพลิงน้ำมันเตา

2.1.3 Reactive Power Capability

ค่าคุณสมบัติ Reactive Power Capability คือค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือนที่กฟผ. สามารถสั่งการให้โรงไฟฟ้ารับหรือจ่าย Reactive power กับระบบ ซึ่งจะต้องรับหรือจ่ายได้อย่างต่อเนื่อง และไม่เป็นอันตรายต่อ generator ดังค่าในตารางที่ 2.8 ค่าคุณสมบัติ Reactive Power Capability ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง และตารางที่ 2.9 ค่าคุณสมบัติ Reactive Power Capability ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง โดยคุณสมบัติ la1,la2 แสดงค่า MVAR สูงสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายให้กับระบบขณะจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ Minimum Generation และ Contract Capacity ตามลำดับ และคุณสมบัติ le1, le2 แสดงค่า MVAR สูงสุดที่โรงไฟฟ้าสามารถรับจากระบบขณะจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ Minimum Generation และ Contract Capacity ตามลำดับ

2.1.4 Loading Rates and Deloading Rates

คุณสมบัติ Loading rate คืออัตราการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้า (MW/นาที) และ Deloading rate คืออัตราการลดกำลังไฟฟ้าจากระบบของโรงไฟฟ้า (MW/นาที) หากโรงไฟฟ้ามีคุณสมบัติข้อนี้สูง จะทำให้ กฟผ. ตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดีมากขึ้นและยังควบคุมความถี่ของระบบได้ง่ายมีความมั่นคงมากยิ่งขึ้น โดยโรงไฟฟ้าที่ผู้วิจัยได้ทำการศึกษามีค่าคุณสมบัติ Loading Rates and Deloading Rates ดังแสดงในตารางที่ 2.10 ค่าคุณสมบัติ Loading rates and Deloading rates ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (Unit1&Unit2) และ ตารางที่ 2.11ค่าคุณสมบัติ Loading rates and Deloading rates ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

ตารางที่ 2.6 ค่า Minimum Generation ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

เชื้อเพลิง	Unit 1 (MW)	Unit 2(MW)
Fuel gas	95	95
Fuel Oil	95	95

ตารางที่ 2.7 ค่า Minimum Generation ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

เชื้อเพลิง	Unit 1 (MW)	Unit 2(MW)	Unit 3(MW)
Fuel gas	490	490	490
Diesel Oil	90	90	90

ตารางที่ 2.8 ค่าคุณสมบัติ Reactive Power Capability ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

คุณสมบัติ	Unit 1		Unit 2	
	MVAR	MW	MVAR	MW
la1(at Minimum Generation)	620	95	620	95
la2(at Contract capacity)	480	720	480	720
Unity	0	756	0	756
le1(at minimum Generation)	-325	95	-325	95
le2(at Contract capacity)	-175	720	-175	720

ตารางที่ 2.9 ค่าคุณสมบัติ Reactive Power Capability ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

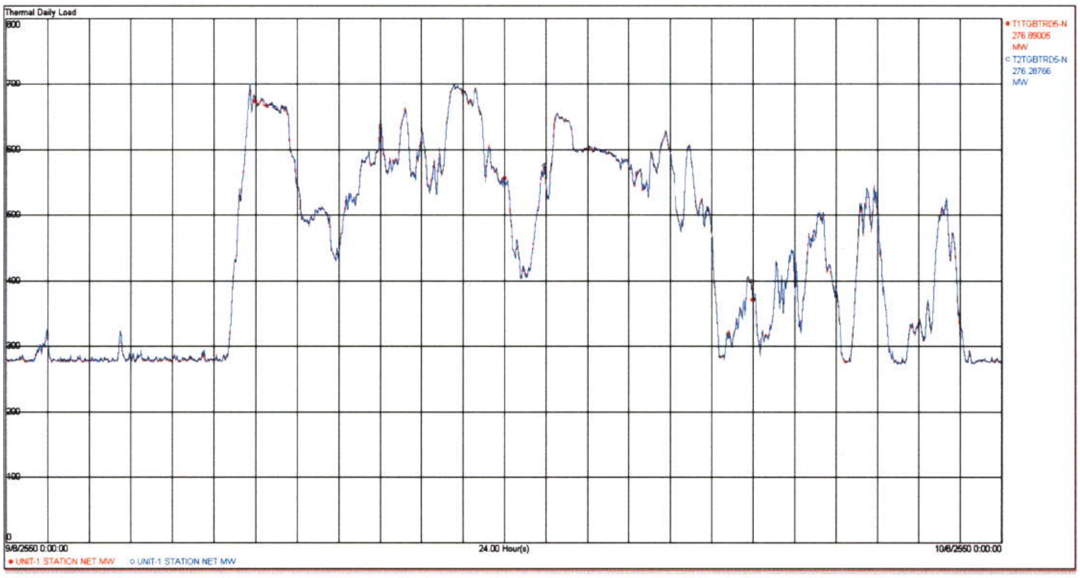
คุณสมบัติ	Unit 1		Unit 2		Unit 3	
	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW
la1(at Minimum Generation)	676	490	676	490	676	490
la2(at Contract capacity)	586	685	598	675	591	681
Unity	0	685	0	675	0	681
le1(at minimum Generation)	-309	490	-309	490	-309	490
le2(at Contract capacity)	-290	685	-295	675	-292	681

ตารางที่ 2.10 ค่าคุณสมบัติ Loading rates and Deloading rates ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (Unit1&Unit2)

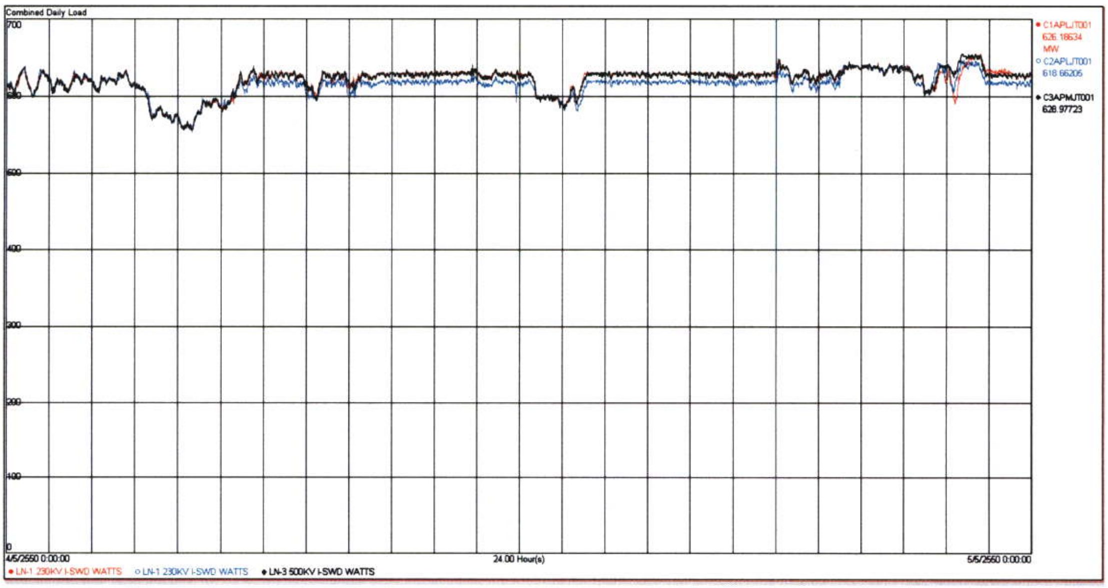
Output Range	Loading rates(MW/minute)	Deloading rates(MW/minute)
95<MW<200	7	7
200<MW<345	21	21
345<MW<596	37	37
596<MW<700	60	60
700<MW<720	4	4

ตารางที่ 2.11 ค่าคุณสมบัติ Loading rates and Deloading rates ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

Generating Unit	Loading rates(MW/minute)	Deloading rates(MW/minute)
Unit 1	9	9
Unit 2	9	9
Unit 3	9	9



รูปที่ 2.1 แสดงการเดินเครื่องประจำวันของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน



รูปที่ 2.2 แสดงการเดินเครื่องประจำวันของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

จากตารางที่ 2.10 และ 2.11 จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจะมีค่าคุณสมบัติ Loading /Deloading Rates สูงมาก บางช่วงสูงถึง 60 MW/นาที และมีกำลังผลิตที่สูงถึง 700 MW ทำให้ กฟผ. มักจะใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งนี้ในการตอบสนองต่อภาระของระบบในแต่ละช่วงเวลาของวัน ทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งนี้มีการเดินเครื่องที่เปลี่ยนแปลงกำลังผลิตสูงมาก ดังแสดงในกราฟรูปที่ 2.1 แสดงการเดินเครื่องประจำวันของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีช่วงการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 500 MW ถึง 700 MW และมี loading rate /deloading rate ไม่สูงมากนัก กฟผ. จึงสั่งเดินเครื่องค่อนข้างคงที่ มีการเปลี่ยนแปลงโหลดน้อยมาก ดังแสดงในกราฟรูปที่ 2.2 แสดงการเดินเครื่องประจำวันของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

2.1.5 Primary and Secondary response

คุณสมบัติข้อนี้เป็นคุณสมบัติที่บอกถึงความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ของระบบที่เปลี่ยนแปลงโดยทันทีทันใด โดยการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามความเปลี่ยนแปลงของความถี่ ซึ่งเหตุการณ์นี้มักจะเกิดขึ้นเมื่อมีโรงไฟฟ้าโรงใดโรงหนึ่งปลดออกจากระบบอย่างทันทีทันใด ทำให้ความถี่ระบบลดลง หรือเมื่อมีการเพิ่มโหลดด้วยการขนานปั๊มสูบน้ำของเขื่อนเข้าระบบก็จะทำให้ความถี่ระบบลดลงเช่นเดียวกัน

โรงไฟฟ้าที่ผู้วิจัยได้ทำการศึกษามีค่าคุณสมบัติ Primary Response ดังแสดงในตารางที่ 2.12 ค่าคุณสมบัติ Primary Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง และตาราง 2.15 ค่าคุณสมบัติ Primary Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง และค่าคุณสมบัติ Secondary Response 2 คุณสมบัติคือ Five minutes Response แสดงในตารางที่ 2.13 ค่าคุณสมบัติ Five Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง และ 2.16 ค่าคุณสมบัติ Five Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง และ Fifteen minutes response ดังแสดงในตารางที่ 2.14 ค่าคุณสมบัติ Fifteen Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่งและ 2.17 ค่าคุณสมบัติ Fifteen Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

ตารางที่ 2.12 ค่าคุณสมบัติ Primary Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

Generating Unit	Falling Frequency (MW)	Rising Frequency (MW)
Unit 1	20	-20
Unit 2	20	-20

ตารางที่ 2.13 ค่าคุณสมบัติ Five Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

Generating Unit	Falling Frequency (MW)	Rising Frequency (MW)
Unit 1	137	-137
Unit 2	137	-137

ตารางที่ 2.14 ค่าคุณสมบัติ Fifteen Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

Generating Unit	Falling Frequency (MW)	Rising Frequency (MW)
Unit 1	420	-420
Unit 2	420	-420

ตารางที่ 2.15 ค่าคุณสมบัติ Primary Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

Generating Unit	Falling Frequency (MW)	Rising Frequency (MW)
Unit 1	33	-33
Unit 2	33	-33
Unit 3	33	-33

ตารางที่ 2.16 ค่าคุณสมบัติ Five Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

Generating Unit	Falling Frequency (MW)	Rising Frequency (MW)
Unit 1	58	-58
Unit 2	58	-58
Unit 3	58	-58

ตารางที่ 2.17 ค่าคุณสมบัติ Fifteen Minutes Response ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

Generating Unit	Falling Frequency(MW)	Rising Frequency(MW)
Unit 1	148	-148
Unit 2	148	-148
Unit 3	148	-148

2.2 ค่าเชื้อเพลิง หรือ Energy Payment (EP)

ค่าเชื้อเพลิงคือปริมาณพลังงานในหน่วยความร้อนที่ กฟผ. จะจ่ายให้กับโรงไฟฟ้าเมื่อมีการสั่งการเดินเครื่องจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าระบบ [3,4] โดยคิดเป็นหน่วยความร้อน (บีทียู) ต่อหน่วยไฟฟ้าที่ส่งจ่ายเข้าระบบ ค่าดังกล่าวนี้จะไม่คงที่โดยจะขึ้นอยู่กับพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้(MWh) และชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ดังสมการต่อไปนี้ [3,4]

$$FCharge_{igx} = FRate_{gm} \times \begin{bmatrix} (FAllowMWhSent_{igx} \times MWhSentOut_{igx}) + \\ (FAllowHrSynch_{igx} \times HrSynch_{igx}) \end{bmatrix} \times TempFactor_m \times AgeFactor_n \quad (2.1)$$

เมื่อ

$FCharge_{igx}$ คือ ค่าเชื้อเพลิงก๊าซ(บาท)ที่จ่ายให้สำหรับ Unit *i* ที่เดินเครื่องในช่วงเวลา x

$FRate_{gm}$ คือ ราคาค่าเชื้อเพลิง(บาท/ล้านบีทียู) ในช่วงเวลา x ในเดือน m

$FAllowMWhSent_{igx}$ คืออัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้(BTUx10^6/MWh) ของ Unit *i* ในช่วงเวลา *x*

$MWhSentOut_{igx}$ คือค่าพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) ในช่วงเวลา x ของ Unit *i* ซึ่งจะต้องเท่ากับหรือน้อยกว่า1.02 เท่าของMWh ที่ กฟผ. สั่งการ

$FAllowHrSynch_{igx}$ คือ ค่าเชื้อเพลิง(BTUx10^6/h) ในแต่ละชั่วโมงที่ Unit *i* ได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

$HrSynch_{igx}$ คือจำนวนชั่วโมงหรือส่วนของชั่วโมงที่ Unit *i* ได้ Synchronize กับระบบ

TempFactor คือพารามิเตอร์ปรับปรุงอุณหภูมิรายเดือน

AgeFactor คือ พารามิเตอร์ปรับปรุงรายปีตามอายุของโรงไฟฟ้า

ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า [3,4] ของโรงไฟฟ้าที่ผู้วิจัยได้ศึกษามีค่าประกันปริมาณพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าแสดงไว้ในตารางที่ 2.18 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซและ ตารางที่ 2.19 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันเตา

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

ตารางที่ 2.18 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ

Generating Unit	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
	From	To	HHV BTUx10^6/h	HHV BTUx10^6/MWh
1	0	207	935.0496	6.4184
	>207	355	471.6069	8.6588
	>355	538	532.3493	8.4875
	>538	700	200.3991	9.1046
	>700	720	-427.9017	10.0007
2	0	207	935.0496	6.4184
	>207	355	471.6069	8.6588
	>355	538	532.3493	8.4875
	>538	700	200.3991	9.1046
	>700	720	-427.9017	10.0007

ตารางที่ 2.19 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันเตา

Generating Unit	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
	From	To	HHV BTUx10^6/h	HHV BTUx10^6/MWh
1	0	95	843.1759	6.8528
	>95	201	843.1759	6.8528
	>201	348	651.5148	7.8062
	>348	532	541.9912	8.1206
	>532	692	209.0590	8.7458
	>692	708	-325.6106	9.5183
2	0	95	843.1759	6.8528
	>95	201	843.1759	6.8528
	>201	348	651.5148	7.8062
	>348	532	541.9912	8.1206
	>532	692	209.0590	8.7458
	>692	708	-325.6106	9.5183

เนื่องจากราคาค่าเชื้อเพลิงไม่คงที่และผันแปรไปทุกๆ เดือนดังนั้นในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจึงระบุให้กฟผ. เป็นผู้รับภาระราคาค่าเชื้อเพลิงซึ่งจะถูกส่งต่อไปยังผู้บริโภค ในส่วนของโรงไฟฟ้า IPP จึงประกันเฉพาะปริมาณเชื้อเพลิงที่จะต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามคำสั่งการของ กฟผ. ซึ่งมีตัวแปรที่สำคัญ คือ *FallowHrSynch* และ *FAllowMWSent* เมื่อตัดตัวแปรราคาค่าเชื้อเพลิงออกจากสมการ 2.1 จะได้ว่า

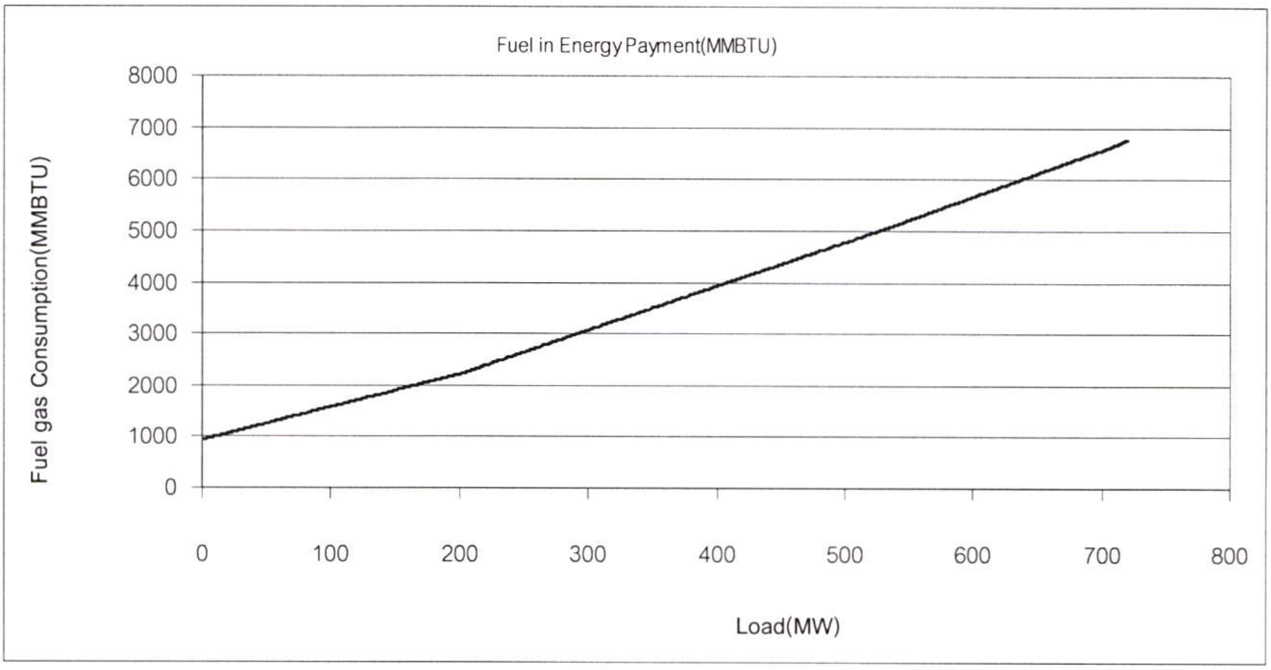
$$Fuel\ Consumption = \begin{bmatrix} \left(FAllowMWhSent_{igx} \times MWhSentOut_{igx}\right) + \\ \left(FAllowHrSynch_{igx} \times HrSynch_{igx}\right) \end{bmatrix} \times TempFactor_m \times AgeFactor_n \qquad (2.2)$$

เมื่อ *Fuel Consumption* คือปริมาณเชื้อเพลิงที่ในการผลิตไฟฟ้า ณ กำลังผลิต *MWhSentOut* เป็นเวลา *HrSynch* ชั่วโมง หน่วย MMBTU

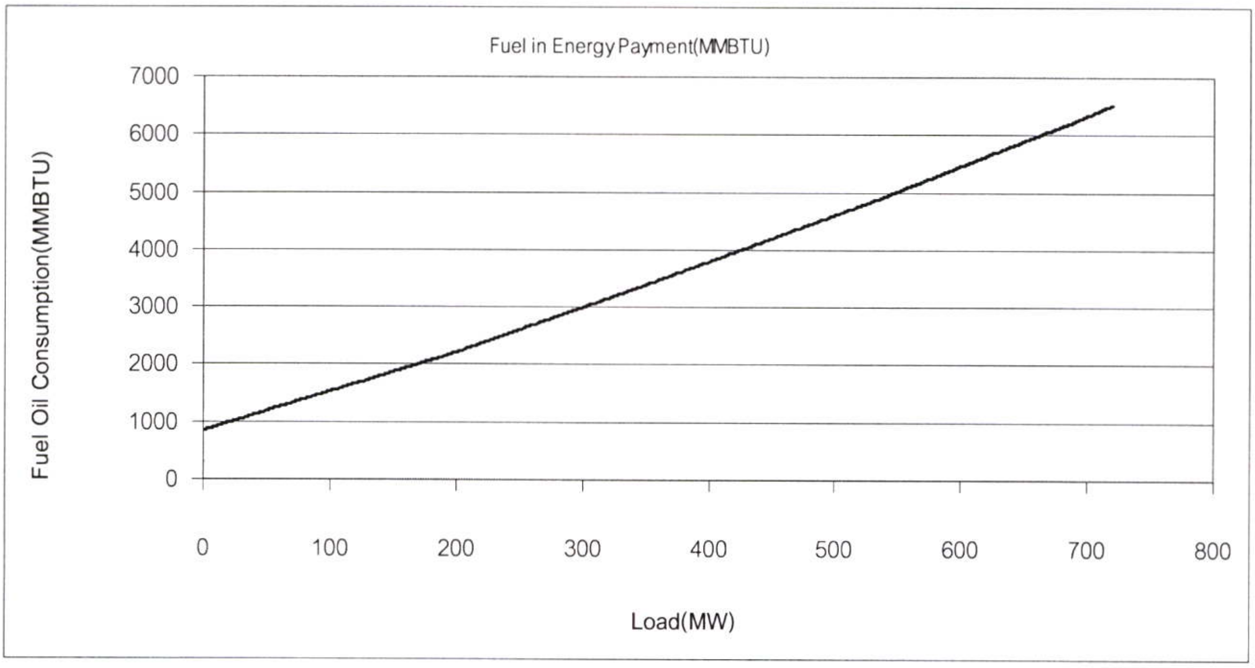
เมื่อนำค่า *Fuel Consumption* ในสมการ 2.2 และใช้ค่าจากตาราง 2.18 และ 2.19 มาพล็อตเป็นความสัมพันธ์ระหว่าง MW ที่โรงไฟฟ้าผลิตกับปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้จะได้กราฟดังรูป ที่ 2.3 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและ รูปที่ 2.4 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

จากรูปที่ 2.3 และ 2.4 จะเห็นได้ว่าเมื่อโรงไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้ามากขึ้นจะใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้มากขึ้น ตัวอย่างเช่นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 100 MW จะใช้เชื้อเพลิง 1,576.89 ล้านบีทียู หากจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 700 MW จะใช้เชื้อเพลิง 6,573.72 ล้านบีทียู และในกรณีเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันเตาจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 100 MW จะใช้เชื้อเพลิง 1,514.75 ล้านบีทียู หากจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 700 MW จะใช้เชื้อเพลิง 6,337.20 ล้านบีทียู

นอกจากนี้ยังสามารถวิเคราะห์ได้เพิ่มเติมอีกว่า ที่กำลังผลิต 700 MW เท่ากันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเมื่อใช้เชื้อเพลิงก๊าซซึ่งมีราคาประมาณ 200 บาทต่อล้านบีทียู จะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิง 1,314,723.82 บาท แต่เมื่อใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาซึ่งมีราคาประมาณ 293 บาทต่อล้านบีทียู จะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิง 1,860,000 บาท ซึ่งจะเห็นได้ชัดเจนว่าการเดินเครื่องด้วยก๊าซจะมีต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยถูกกว่าน้ำมันเตา 41% หรือ 0.78 บาทต่อ kWh



รูปที่ 2.3 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

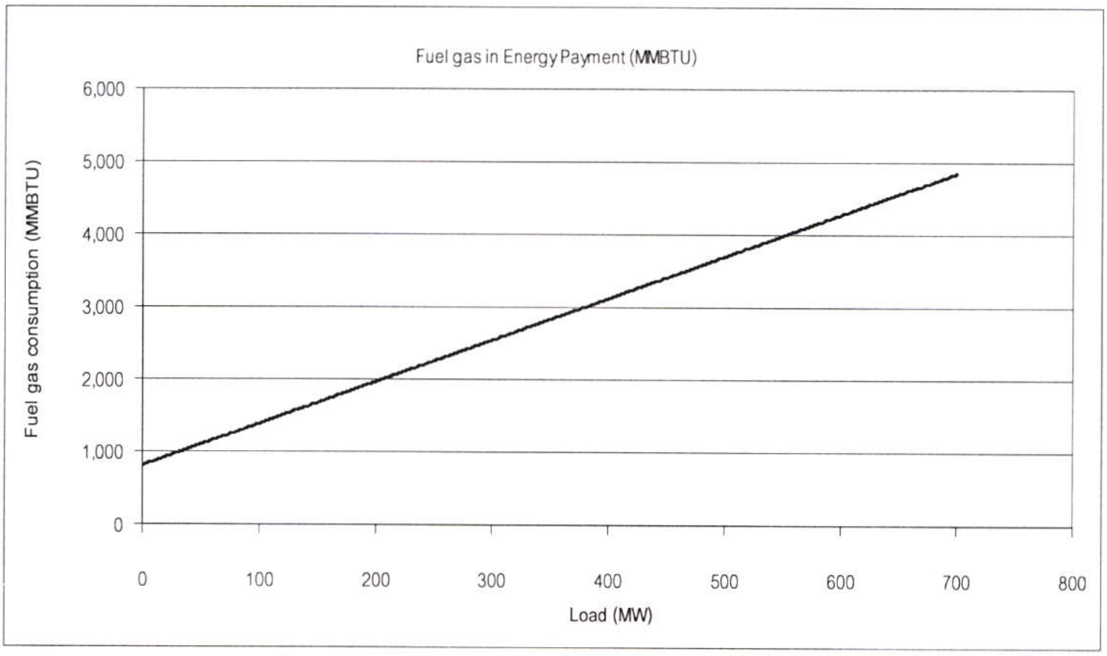


รูปที่ 2.4 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้า พลังความร้อน

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ผู้วิจัยได้ศึกษาก็เป็นเช่นเดียวกันดังตารางที่ 2.20 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 1) , ตารางที่ 2.21 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 1), ตารางที่ 2.22 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ(Unit 2), ตารางที่ 2.23 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 2), ตารางที่ 2.24 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 3), และตารางที่ 2.25 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 3) และเมื่อค่าตัวแปรไปพล็อตเป็นกราฟระหว่าง MW และ *Fuel Consumption* แล้วจะได้กราฟดังรูปที่ 2.5 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต(MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 1 ,รูปที่ 2.6 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 1, รูปที่ 2.7 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 2, รูปที่ 2.8 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 2,รูปที่ 2.9 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 3, รูปที่ 2.10 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 3

ตารางที่ 2.20 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 1)

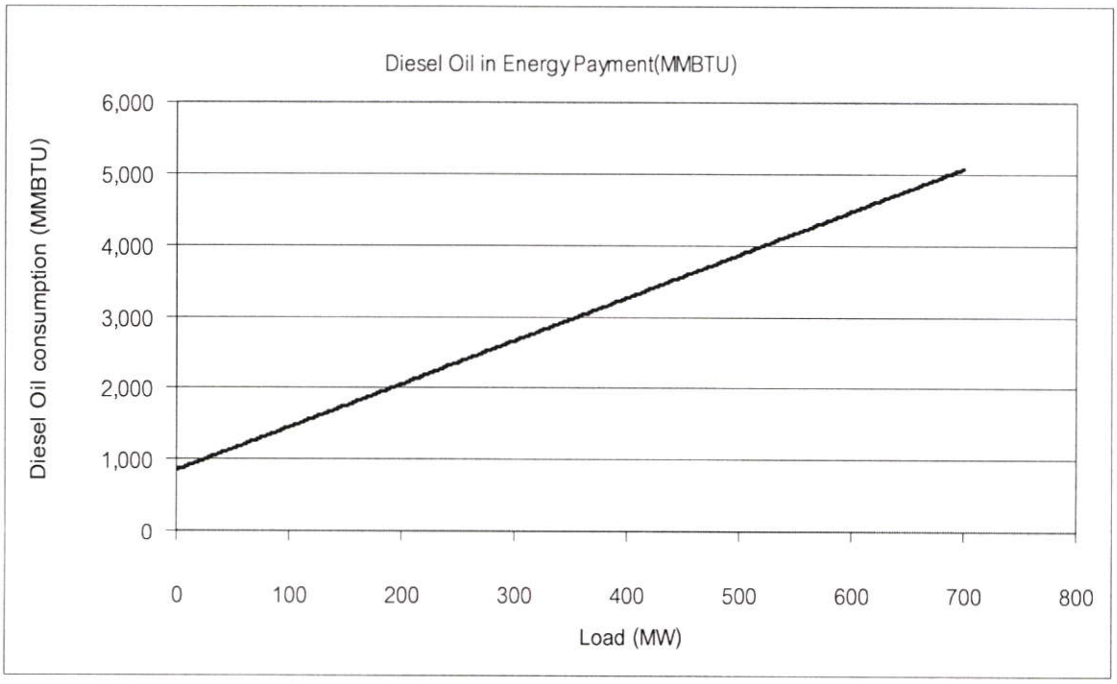
Operating Mode	No of GTs On	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
		From	To	HHV BTU*10^6/h	HHV BTU*10^6/MWh
CC	2	0	490	807.71064	5.77306
		>490	571	807.71064	5.77306
		>571	685	489.43689	6.33048
	1	0	240	429.59422	5.80966
		>240	281	429.59422	5.80966
		>281	339	324.87728	6.18252
OC	2	0	290	1389.54098	7.78605
		>290	354	1389.54098	7.78605
		>354	436	1005.45448	8.87055
	1	0	140	737.94892	7.61348
		>140	176	737.94892	7.61348
		>176	212	499.26699	8.97086



รูปที่ 2.5 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW)ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 1

ตารางที่ 2.21 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 1)

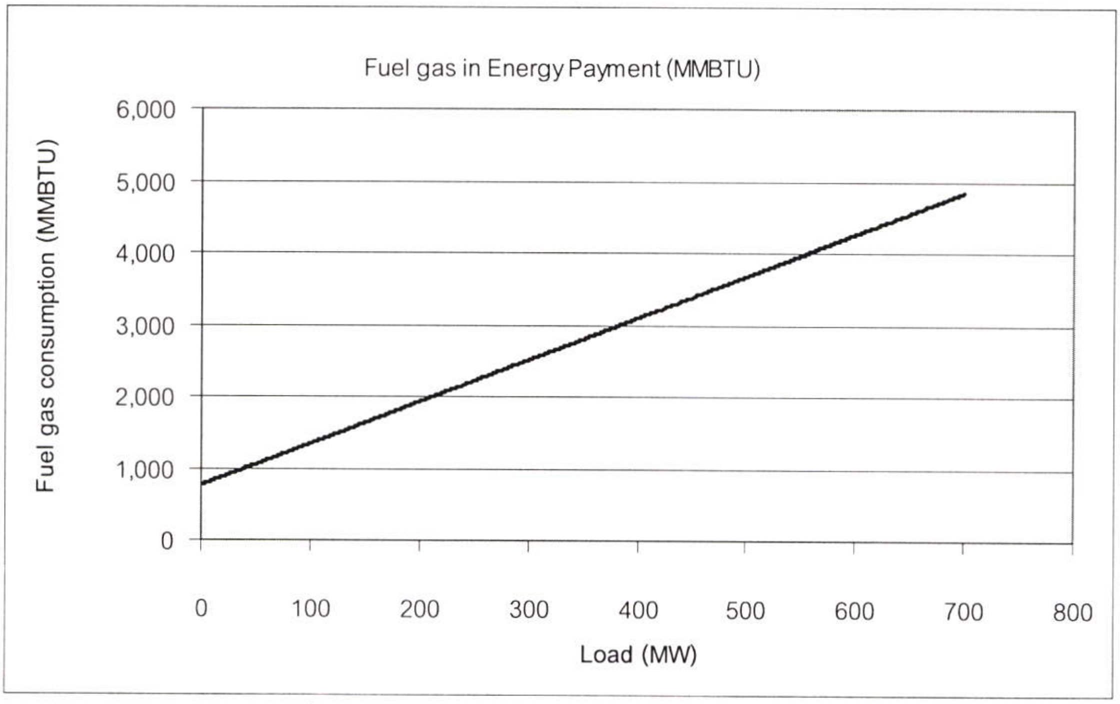
Operating Mode	No of GTs On	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
		From	To	HHV BTU*10^6/h	HHV BTU*10^6/MWh
CC	2	0	90	845.25303	6.04139
		>90	571	845.25303	6.04139
		>571	694	512.18592	6.62472
	1	0	45	449.56176	6.07970
		>45	281	449.56176	6.07970
		>281	343	339.97758	6.46988
OC	2	0	50	1428.30917	8.00329
		>50	354	1428.30917	8.00329
		>354	445	1033.50666	9.11803
	1	0	25	758.53769	7.82590
		>25	176	758.53679	7.82590
		>176	216	513.19654	9.22114



รูปที่ 2.6 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 1

ตารางที่ 2.22 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 2)

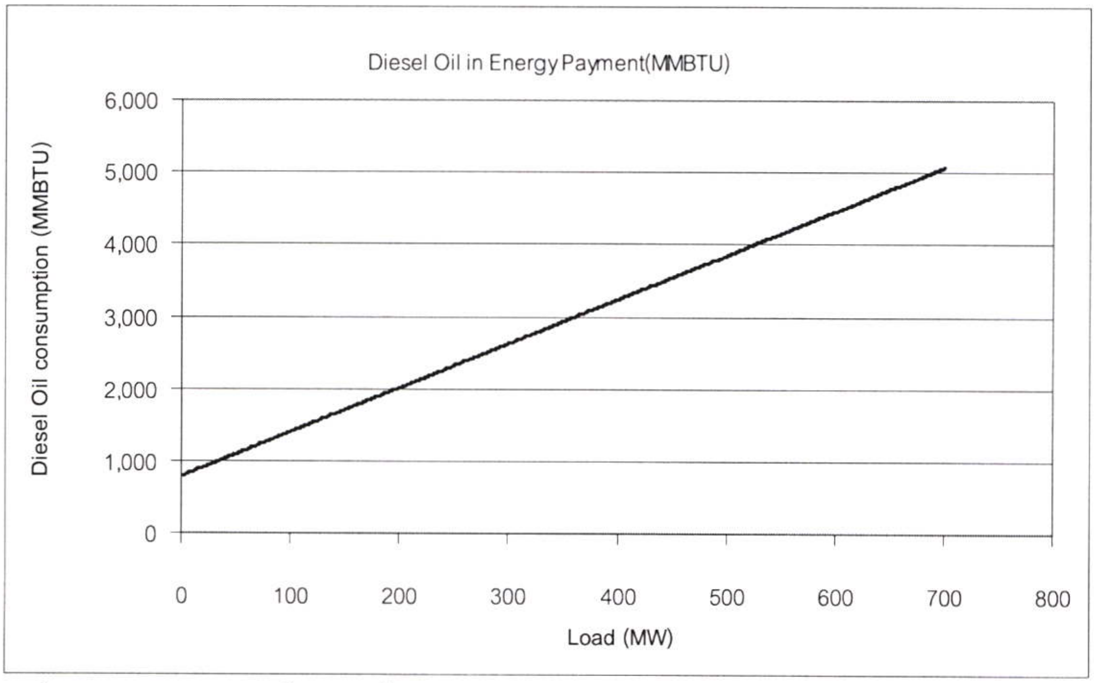
Operating Mode	No of GTs On	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
		From	To	HHV BTU*10^6/h	HHV BTU*10^6/MWh
CC	2	0	490	754.83804	5.83938
		>490	566	754.83804	5.83938
		>566	675	480.98625	6.32320
	1	0	240	430.88902	5.79008
		>240	272	430.88902	5.79008
		>272	330	370.25611	6.01266
OC	2	0	290	1412.66192	7.57311
		>290	357	1412.66192	7.57311
		>357	429	977.99798	8.78984
	1	0	140	739.28904	7.46864
		>140	175	739.28904	7.46864
		>175	209	528.23856	8.67392



รูปที่ 2.7 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 2

ตารางที่ 2.23 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 2)

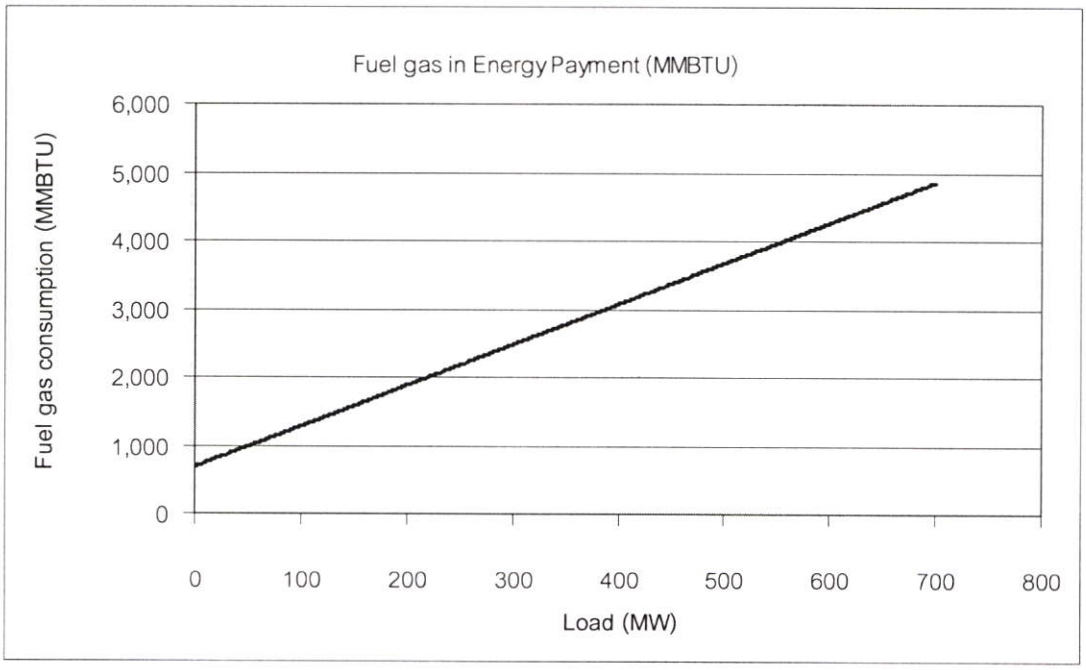
Operating Mode	No of GTs On	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
		From	To	HHV BTU*10^6/h	HHV BTU*10^6/MWh
CC	2	0	90	789.92291	6.11080
		>90	566	789.922291	6.11080
		>566	684	503.34249	6.61710
	1	0	45	450.91674	6.05920
		>45	272	450.91674	6.05920
		>272	334	387.46562	6.29212
OC	2	0	50	1452.07519	7.78440
		>50	357	1452.07519	7.78440
		>357	438	1005.28412	9.03507
	1	0	25	759.91521	7.67702
		>25	175	759.91521	7.67702
		>175	213	542.97642	8.91592



รูปที่ 2.8 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 2

ตารางที่ 2.24 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ (Unit 3)

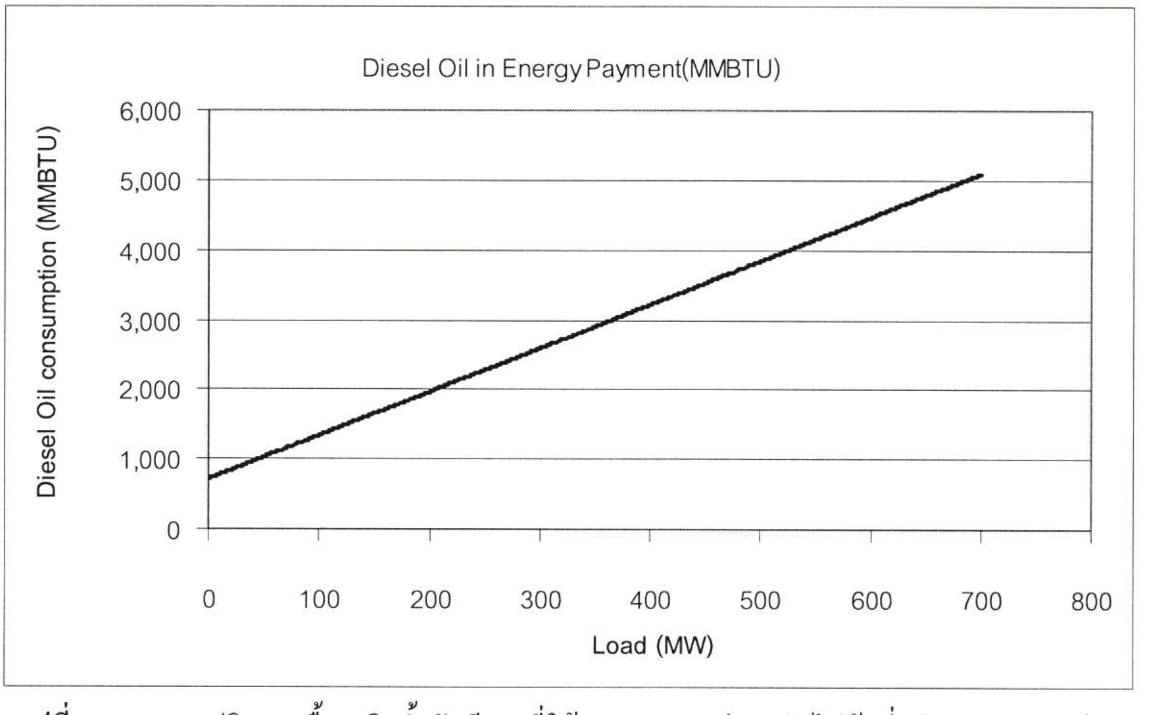
Operating Mode	No of GTs On	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
		From	To	HHV BTU*10^6/h	HHV BTU*10^6/MWh
CC	2	0	490	683.14251	5.96872
		>490	569	683.14251	5.96872
		>569	681	534.48022	6.23005
	1	0	240	425.48223	5.77797
		>240	278	425.48223	5.77797
		>278	333	256.10760	6.38639
OC	2	0	290	1317.47509	8.01472
		>290	353	1317.47509	8.01472
		>353	432	1206.85293	8.32828
	1	0	140	643.47136	8.00382
		>140	178	643.47136	8.00382
		>178	214	454.95649	9.06255



รูปที่ 2.9 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 3

ตารางที่ 2.25 ค่าพลังความร้อนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่งเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล (Unit 3)

Operating Mode	No of GTs On	Net Output Range (MW)		*FAllowHrSynch*	*FAllowMWhSent*
		From	To	HHV BTU*10^6/h	HHV BTU*10^6/MWh
CC	2	0	90	714.89498	6.24615
		>90	569	714.89498	6.24615
		>569	690	559.32286	6.51963
	1	0	45	445.25864	6.04653
		>45	278	445.25864	6.04653
		>278	337	268.01148	6.68323
OC	2	0	50	1354.23265	8.23833
		>50	353	1354.23265	8.23833
		>353	440	1240.52413	8.56064
	1	0	25	661.42421	8.22712
		>25	178	661.42421	8.22712
		>178	218	467.64978	9.31540



รูปที่ 2.10 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ใช้ (MMBTU) ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยผลิตที่ 3

จากรูปที่ 2.5-2.10 จะเห็นได้ว่าเมื่อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบมากขึ้น จะใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้มากขึ้น ตัวอย่างเช่นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยที่ 1 เดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 500 MW จะใช้เชื้อเพลิงก๊าซ 3,694.24 ล้านบีทียู หากจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 700 MW จะใช้เชื้อเพลิงก๊าซ 4,848.85 ล้านบีทียู และในกรณีเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 500 MW จะใช้เชื้อเพลิง 3,678.66 ล้านบีทียู หากจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 700 MW จะใช้เชื้อเพลิง 5,074.23 ล้านบีทียู

นอกจากนี้ยังสามารถวิเคราะห์ได้เพิ่มเติมอีกว่า ที่กำลังผลิต 700 MW เท่ากันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเมื่อใช้เชื้อเพลิงก๊าซซึ่งมีราคาประมาณ 200 บาทต่อล้านบีทียู จะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิง 969,770.53 บาท แต่เมื่อใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลซึ่งมีราคาประมาณ 687.99 บาทต่อล้านบีทียู จะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิง 3,487,479.03 บาท ซึ่งจะเห็นได้ชัดเจนว่าการเดินเครื่องด้วยก๊าซจะมีต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยถูกกว่าน้ำมันดีเซล 260% หรือ 3.60 บาทต่อ kWh

2.3 อัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตามสัญญา PPA

2.3.1 อัตราการใช้เชื้อเพลิงหรือ Heat Rate

อัตราการใช้เชื้อเพลิงคือปริมาณเชื้อเพลิงในหน่วยความร้อนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าหนึ่งหน่วยกิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งกำหนดได้จากสมการ

$$Heat\ Rate = \frac{Fuel\ Consumptio\ n\,(BTU)}{Power\ Output\,(kWh)}\text{, BTU/kWh} \tag{2.3}$$

เมื่อ

Fuel Consumption คือปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า, BTU

โดยคำนวณได้จากสมการ 2.2

Power Output คือกำลังไฟฟ้าที่ผลิต, kWh

2.3.2 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้ากำหนดได้จากสมการ [16]

$$Efficiency\ (\%) = 100 \times \frac{Output}{input} \tag{2.4}$$

โดย *Output* คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในรูปพลังงานความร้อน

Input คือพลังงานจากเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเผาไหม้

จากพลังงานหนึ่งหน่วยกิโลวัตต์ชั่วโมงเท่ากับพลังงานความร้อน 3,413 บีทียู จะได้ว่า

$$Efficiency\,(\%) = 100 \times \frac{3413 \times Power\ output\,(kWh)}{Fuel\ Consumptio\ n(BTU)} \quad (2.5)$$

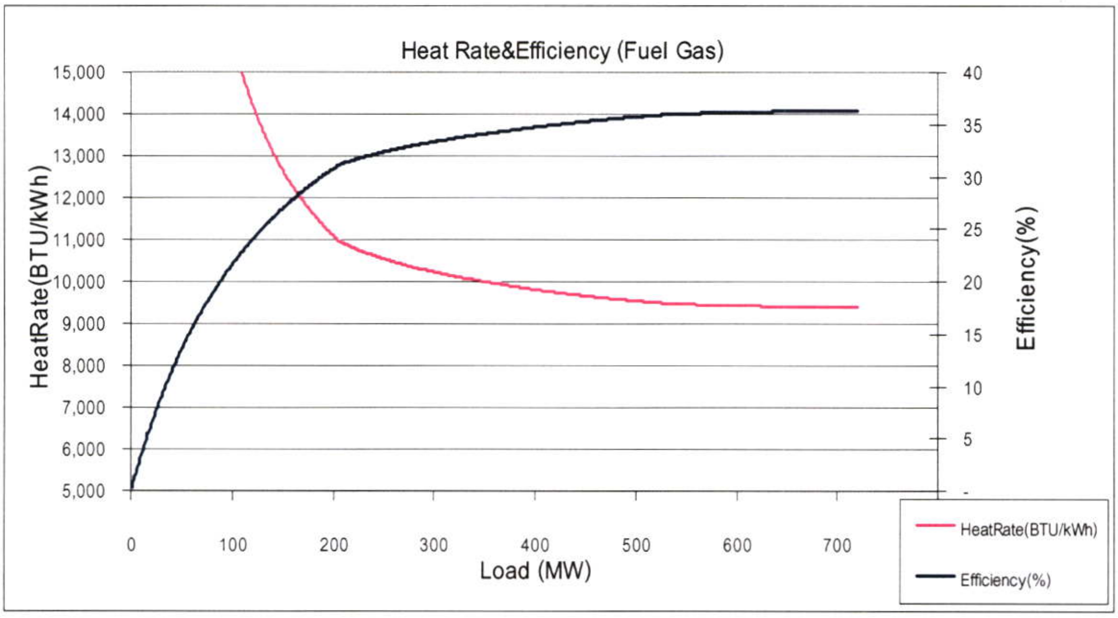
จากสมการ 2.3 และ 2.5 นำมาพล็อตกราฟความสัมพันธ์ระหว่าง อัตราการใช้เชื้อเพลิง (*Heat Rate*) และประสิทธิภาพกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (MW) โดยใช้ค่า *Fuel Consumption* จากการคำนวณในสมการ 2.2 จะได้กราฟดังรูปที่ 2.11 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง และ รูปที่ 2.12 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

จากกราฟ 2.11 และ 2.12 จะเห็นว่าที่กำลังผลิตต่ำๆ จะมีประสิทธิภาพต่ำหรือมี Heat Rate สูง แต่หากเดินเครื่องที่พิกัด base load แล้วประสิทธิภาพจะดีที่สุดหรือมี Heat Rate ต่ำที่สุด และถ้าเปรียบเทียบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนด้วยเชื้อเพลิงต่างชนิดกันที่การจ่ายไฟฟ้า 700 MW เท่ากันจะได้ผลดังตารางที่ 2.26 เปรียบเทียบอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเมื่อใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน

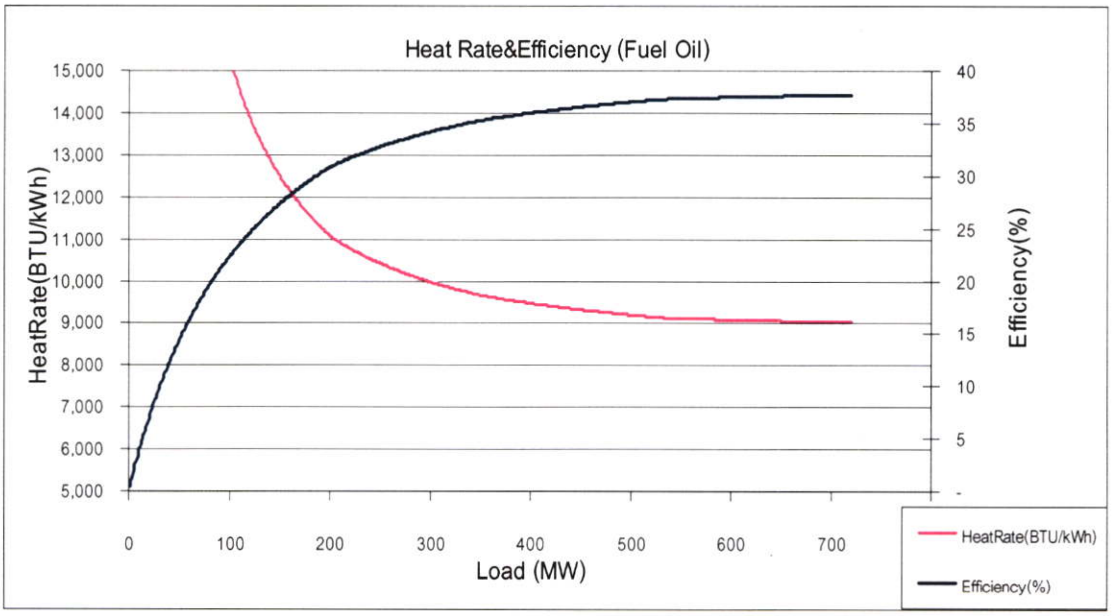
ตารางที่ 2.26 เปรียบเทียบอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเมื่อใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน

กำลังผลิต(MW)	เชื้อเพลิงก๊าซ			เชื้อเพลิงน้ำมันเตา		
	Fuel Consumption (MMBTU)	Heat Rate (BTU/kWh)	Efficiency (%)	Fuel Consumption (MMBTU)	Heat Rate (BTU/kWh)	Efficiency (%)
300	3,069.2469	10,230.82	33.35	2,993.3748	9,977.92	34.20
700	6,573.6191	9,390.88	36.33	6,337.1994	9,053.14	37.69

จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งนี้เมื่อเดินเครื่องด้วยน้ำมันเตาจะมีประสิทธิภาพสูงกว่าการเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติทั้งๆ ที่ปรกติจะเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซเป็นหลัก สาเหตุเป็นเพราะว่าโรงไฟฟ้าแห่งนี้ได้ออกแบบมาเพื่อเดินเครื่องด้วยน้ำมันเตา ภายหลังในช่วง Commissioning ได้มีการปรับปรุงระบบหัวฉีดและการเผาไหม้ให้สามารถใช้เชื้อเพลิงก๊าซได้ แต่ระบบเครื่องกลในหม้อไอน้ำอื่นๆ เช่น ท่อน้ำ, ท่อไอน้ำ ยังเป็นเหมือนการออกแบบเดิมที่ใช้กับเชื้อเพลิงน้ำมันเตา จึงทำให้มีประสิทธิภาพต่ำกว่า

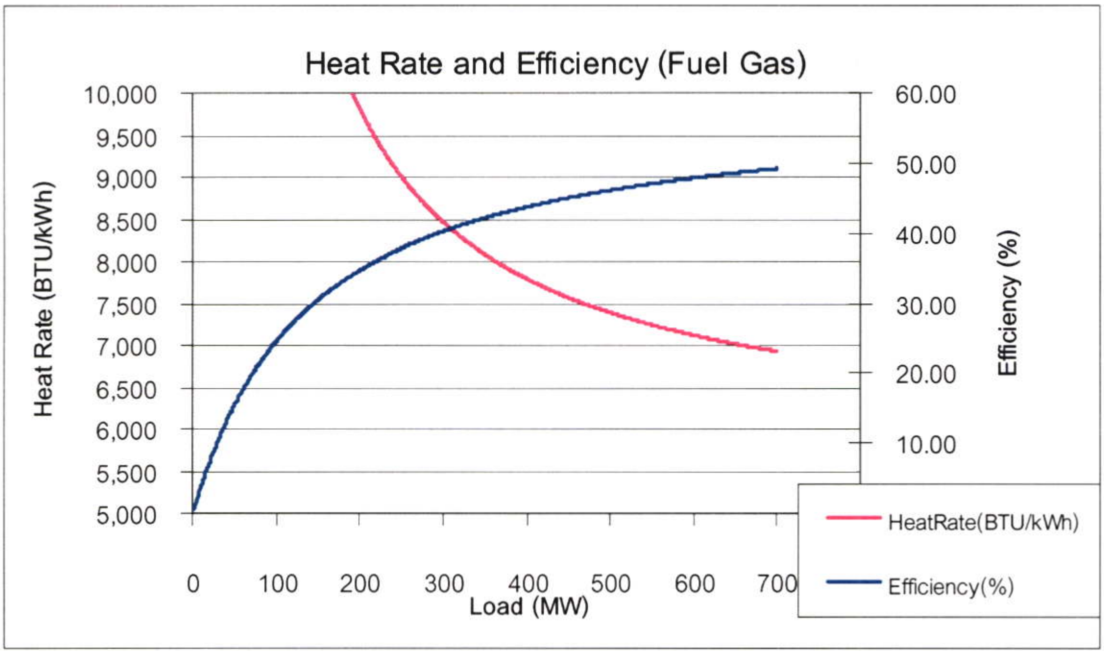


รูปที่ 2.11 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

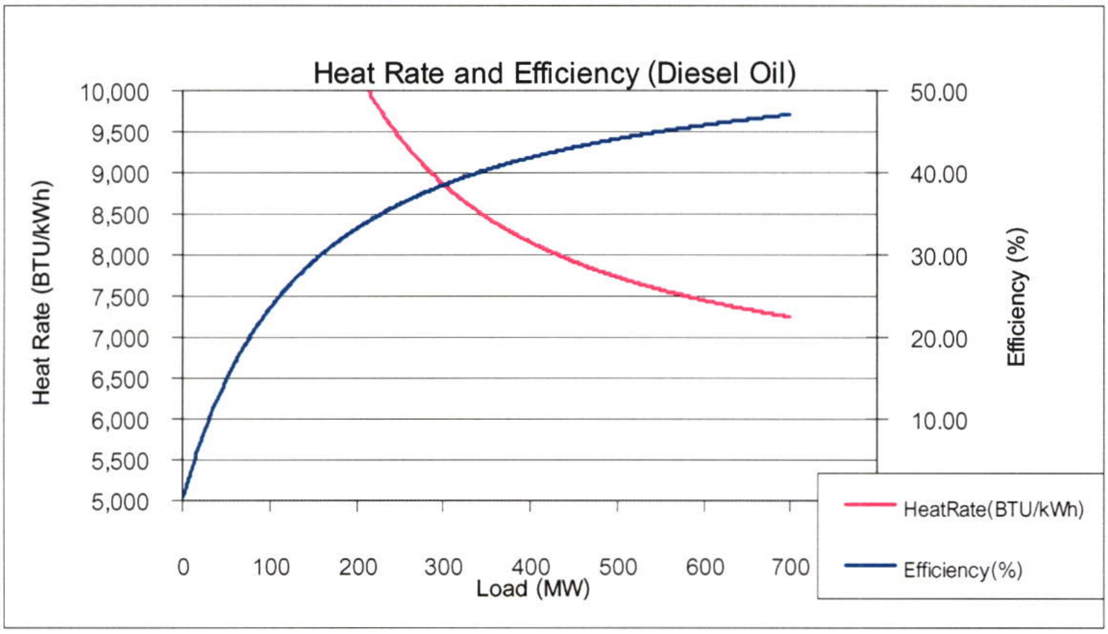


รูปที่ 2.12 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

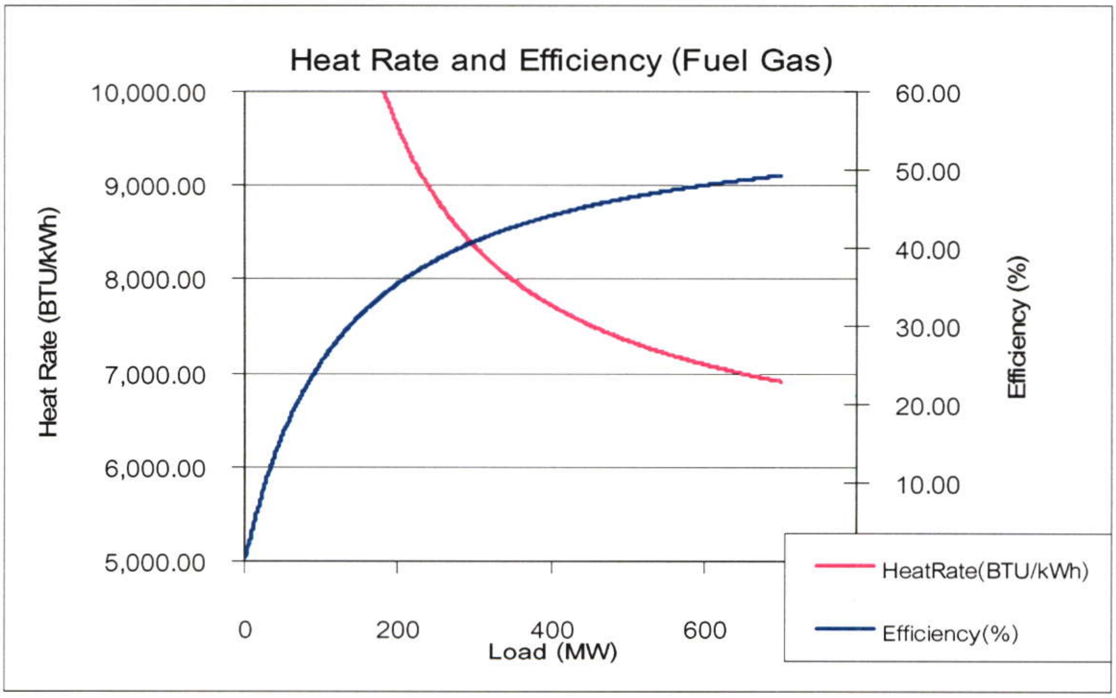
ในกรณีของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เมื่อนำความสัมพันธ์ตามสมการ 2.3 และ 2.5 มาพล็อตกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิต จะได้กราฟรูปที่ 2.13 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit1), รูปที่ 2.14 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit1), รูปที่ 2.15 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 2), รูปที่ 2.16 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 2), รูปที่ 2.17 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 3), รูปที่ 2.18 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 3)



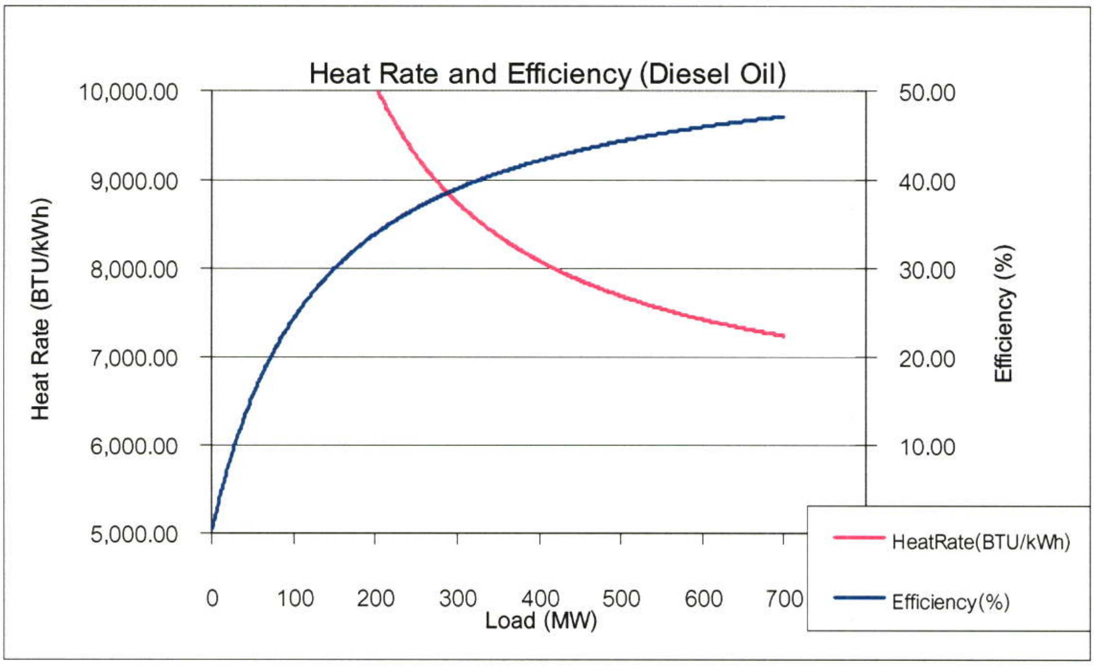
รูปที่ 2.13 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit1)



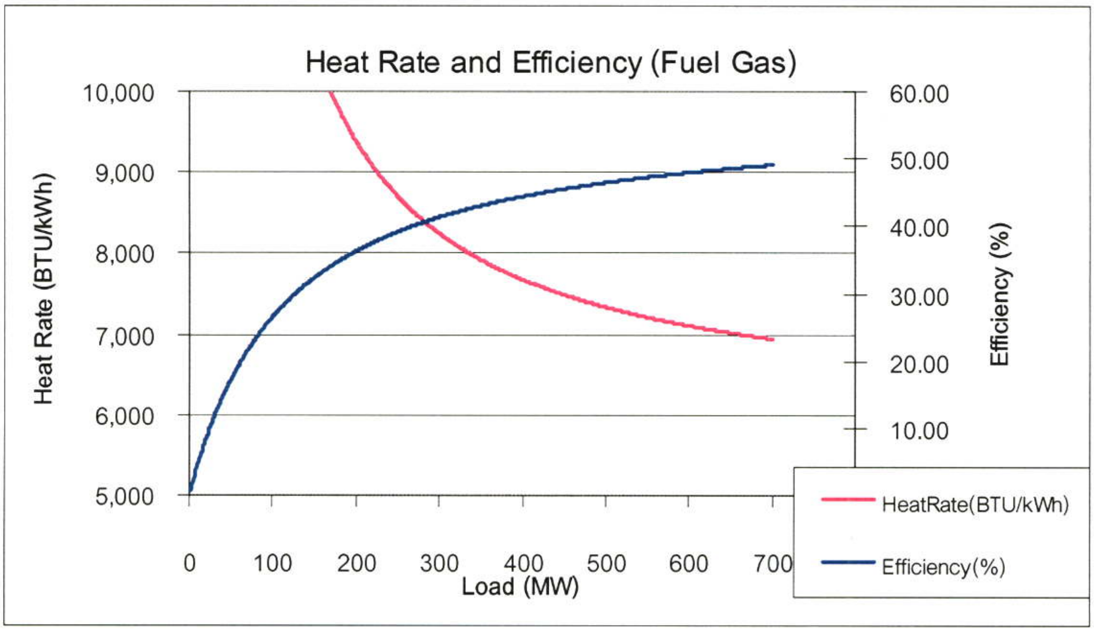
รูปที่ 2.14 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit1)



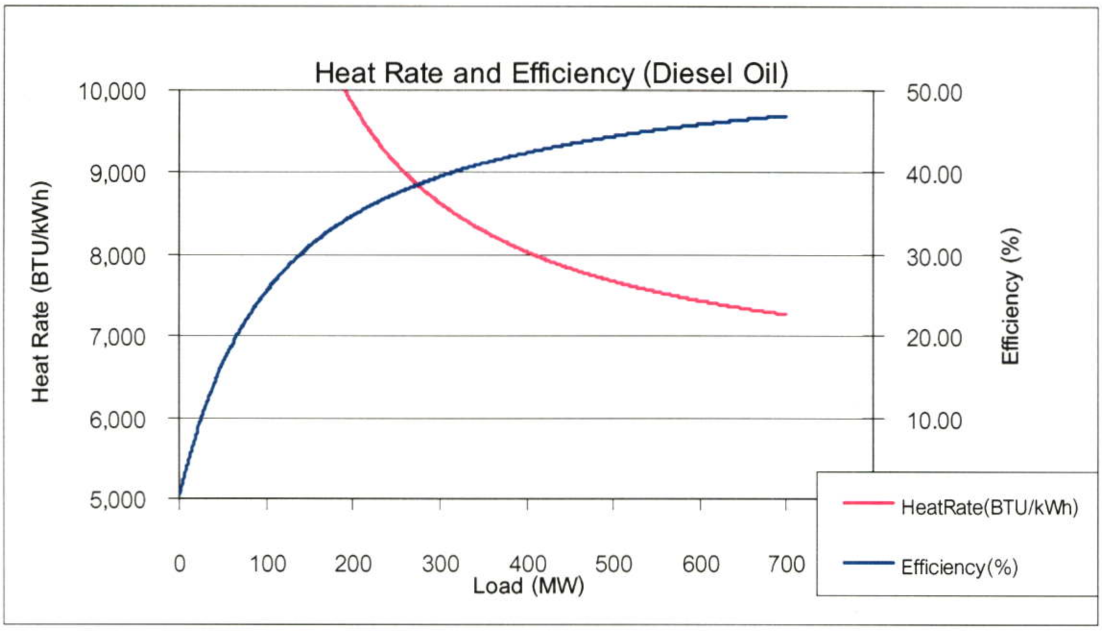
รูปที่ 2.15 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 2)



รูปที่ 2.16 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 2)



รูปที่ 2.17 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 3)



รูปที่ 2.18 แสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Unit 3)

จากสมการ 2.3 และ 2.5 และกราฟตามรูปที่ 2.13- 2.18 เมื่อเปรียบเทียบที่กำลังผลิตเท่ากันแล้วจะพบว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยที่ 2 มีประสิทธิภาพสูงที่สุดหรือมี Heat Rate ต่ำสุด ดังแสดงในตารางที่ 2.27 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และตารางที่ 2.28 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ตารางที่ 2.27 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

หน่วยผลิตที่	เชื้อเพลิงก๊าซ	กำลังผลิต	
		500 MW	650 MW
1	Fuel Consumption(MMBTU)	3,694.24	4,560.20
	Heat Rate(BTU/kWh)	7,388.48	7,015.69
	Efficiency (%)	46.18	48.64
2	Fuel Consumption(MMBTU)	3,674.53	4,550.44
	Heat Rate(BTU/kWh)	7,349.06	7,000.67
	Efficiency (%)	46.43	48.74
3	Fuel Consumption(MMBTU)	3,667.50	4,562.81
	Heat Rate(BTU/kWh)	7,335.01	7,019.71
	Efficiency (%)	46.52	48.61

ตารางที่ 2.28 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

หน่วยผลิตที่	เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล	กำลังผลิต	
		500 MW	650 MW
1	Fuel Consumption(MMBTU)	3,865.95	4,772.16
	Heat Rate(BTU/kWh)	7,731.90	7,341.78
	Efficiency (%)	44.13	46.48
2	Fuel Consumption(MMBTU)	3,845.32	4,761.94
	Heat Rate(BTU/kWh)	7,690.65	7,326.07
	Efficiency (%)	44.37	46.58
3	Fuel Consumption(MMBTU)	3,837.97	4,774.89
	Heat Rate(BTU/kWh)	7,675.94	7,345.99
	Efficiency (%)	44.45	46.45

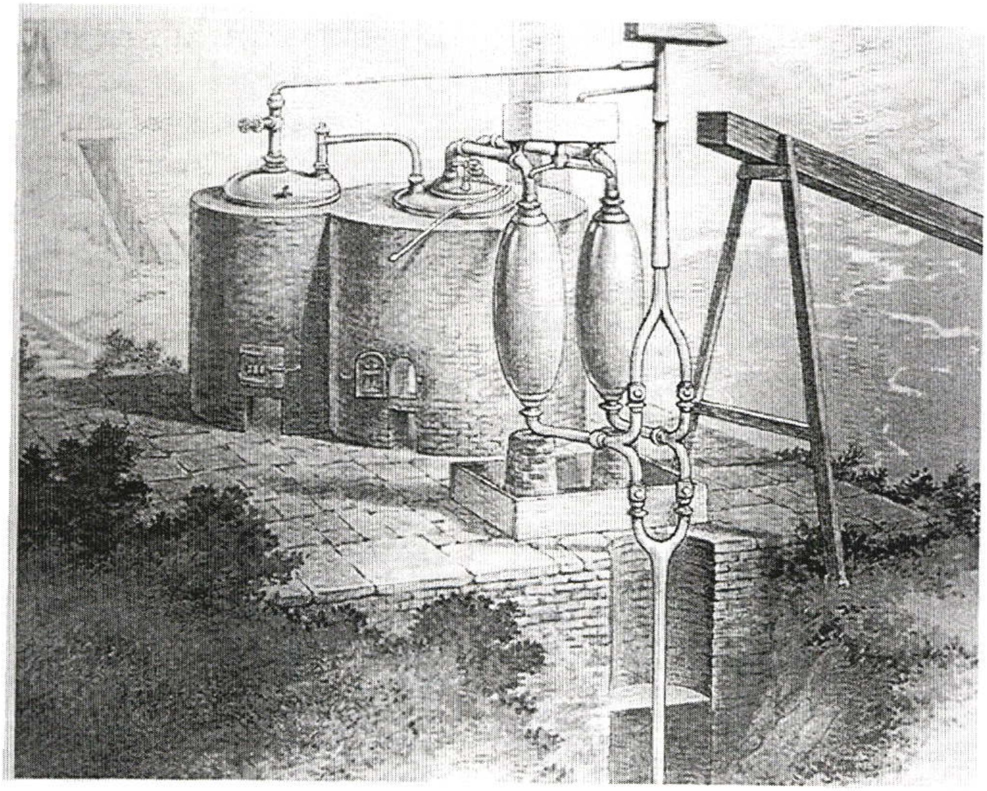
นอกจากนี้ยังจะเห็นได้ว่า สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแล้วการเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล มีประสิทธิภาพต่ำกว่าการเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ เนื่องจากเครื่องกังหันก๊าซถูกออกแบบให้เดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซเป็นหลัก มีหัวฉีดแบบ Dry Low NO_x แต่เมื่อเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลจะใช้วิธีลด NO_x ด้วยการฉีดน้ำเพื่อลดอุณหภูมิเผาไหม้ ทำให้สิ้นเปลืองพลังงานมากกว่า

บทที่ 3
ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

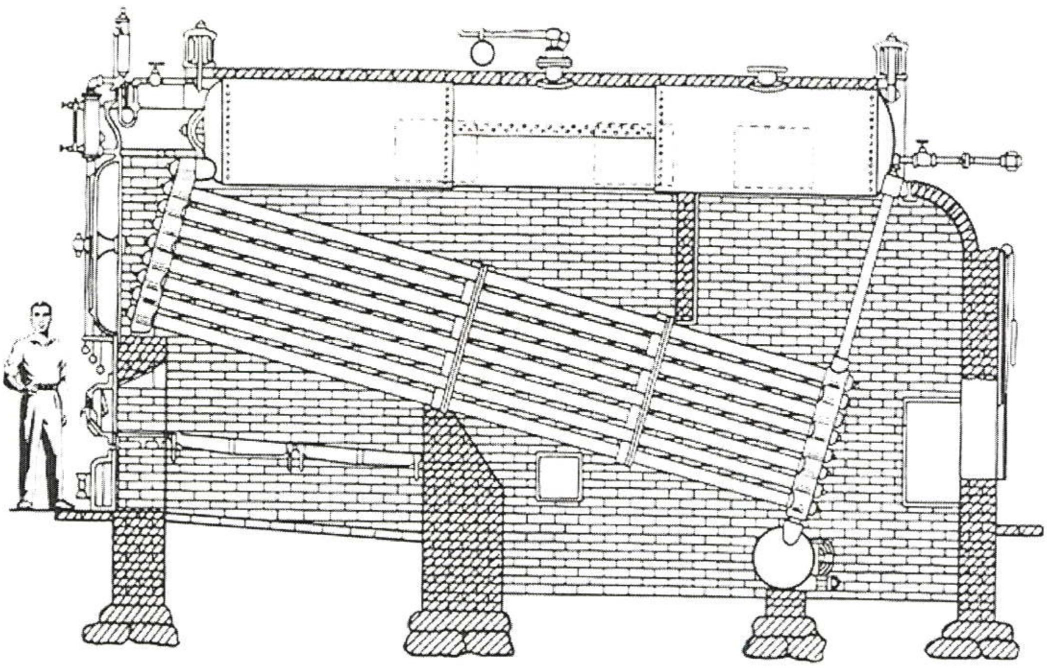
3.1 บทนำ

การใช้งานพลังงานไอน้ำในอุตสาหกรรมเริ่มใช้งานตั้งแต่ปลายคริสตศัตวรรษที่ 17 โดยนำมาใช้เพื่อสูบน้ำจากเหมืองถ่านหิน โดยใช้เครื่องจักรไอน้ำของซาเวรี ดังรูปที่ 3.1 และมีการพัฒนามาใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยเอดิสันในปี 1887 ดังรูป 3.2 แสดงหม้อไอน้ำที่ใช้ในปี 1887

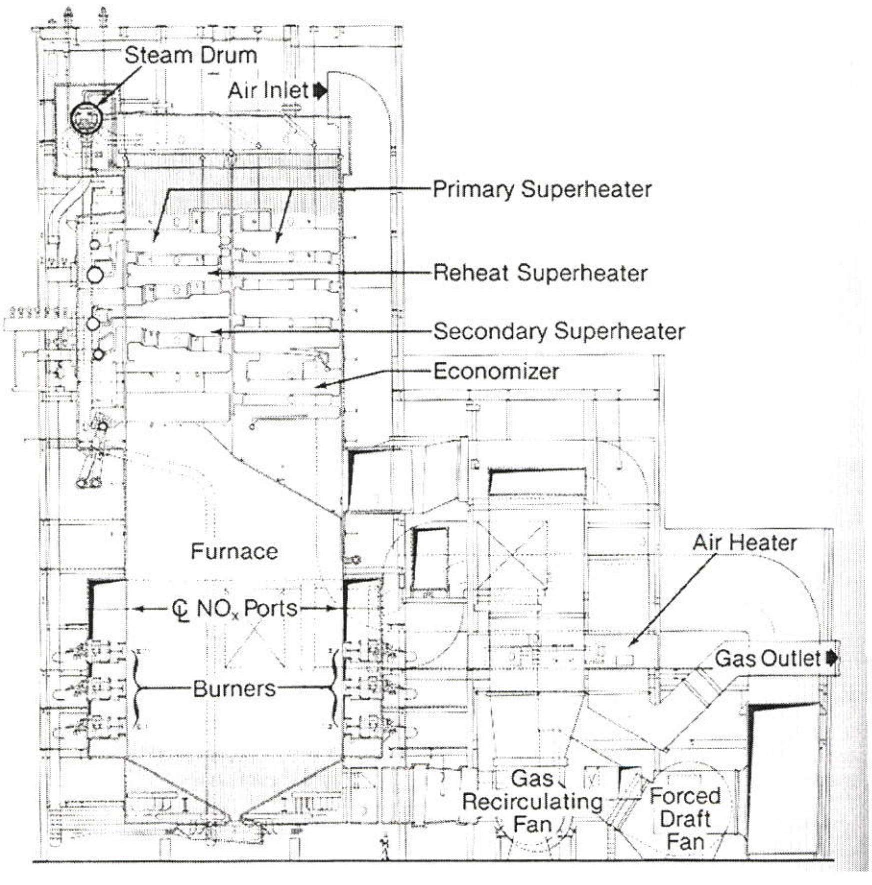
ปัจจุบันการใช้หม้อไอน้ำส่วนใหญ่จะใช้ผลิตไอน้ำเพื่อใช้กระบวนการผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้การเผาไหม้ในหม้อไอน้ำเพื่อนำไอน้ำที่ได้ไปปั่นกังหันและนำไปปั่น generator เพื่อผลิตไฟฟ้าเราเรียกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ดังตัวอย่างในรูปที่ 3.3 แสดงหม้อไอน้ำแบบ EL Paso Radiant(RBE) เชื้อเพลิงก๊าซและน้ำมัน และรูปที่ 3.4 หม้อไอน้ำเชื้อเพลิงถ่านหิน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนสามารถออกแบบหม้อไอน้ำให้ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิดทั้งเชื้อเพลิงเหลวและเชื้อเพลิงแข็งเช่นเชื้อเพลิงก๊าซ น้ำมันเตา ถ่านหิน แกลบ ชานอ้อย หรือแม้กระทั่งขยะ ก็สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงได้



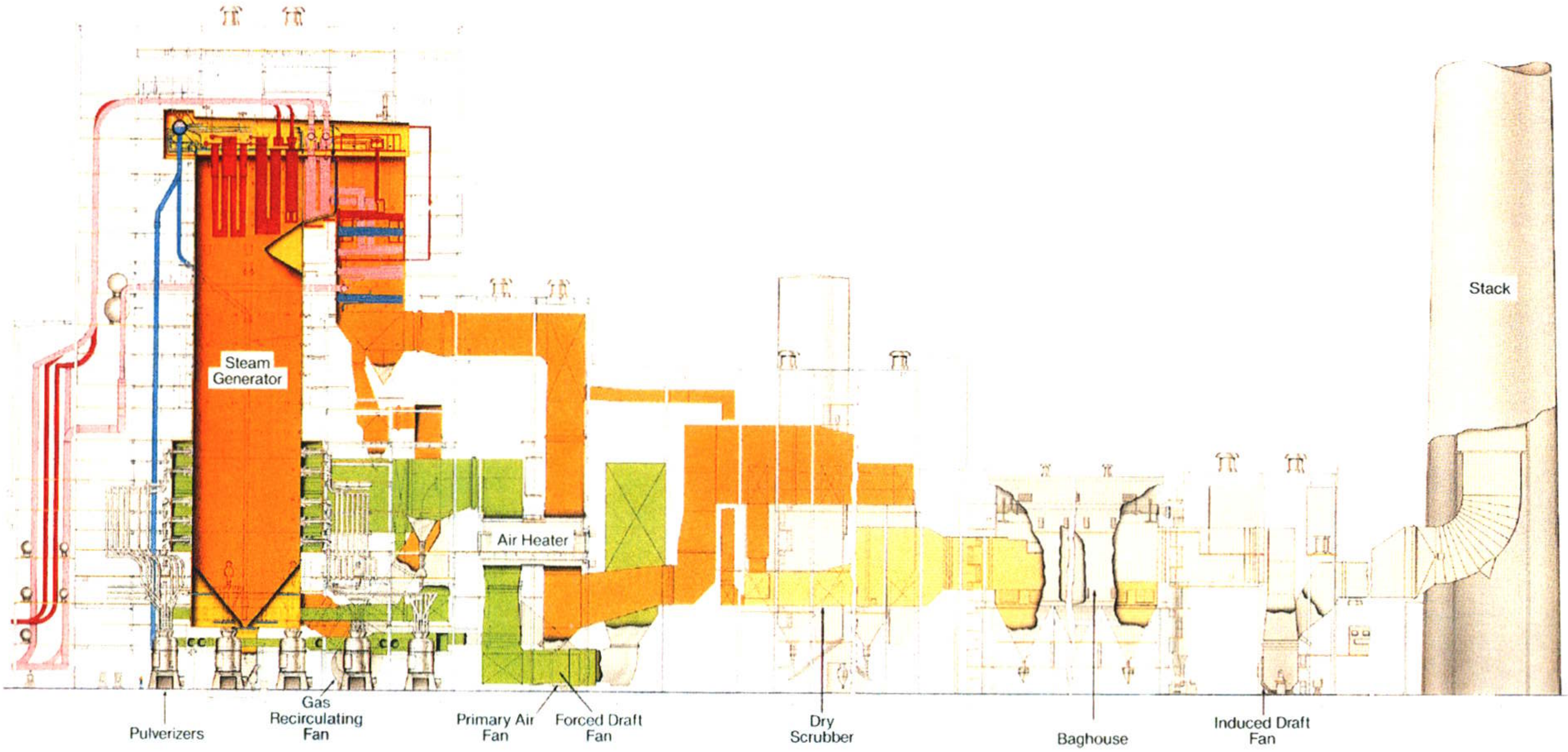
รูปที่ 3.1 แสดงเครื่องจักรไอน้ำของซาเวรี



รูปที่ 3.2 แสดงหม้อไอน้ำที่ใช้ในปี 1877



รูปที่ 3.3 แสดงหม้อไอน้ำแบบ EL Paso Radiant(RBE) เชื้อเพลิงก๊าซและน้ำมัน



รูป 3.4 แสดงหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงถ่านหิน

3.2 ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ

ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำคืออัตราของพลังงานที่นำไปใช้ได้ในรูปของไอน้ำต่อพลังงานความร้อนในรูปของเชื้อเพลิงหน่วยเป็นเปอร์เซ็น โดยทั่วๆ ไปประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่จะอยู่ระหว่าง 75%-95% ซึ่งขึ้นอยู่กับตัวแปรหลายตัวเช่น การออกแบบ, ลักษณะการเดินเครื่อง, เชื้อเพลิงที่ใช้ เป็นต้น

ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำสามารถคำนวณได้ 2 วิธี คือวิธี Input/Output Method และวิธี Heat Loss Method ซึ่งมีการมาตรฐานการคำนวณโดย ASME โดยมีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องคือ Performance Test Code (PTC) 4, Fired Steam Generator [16] โดยมีขอบเขตการคำนวณตามไดอะแกรมในรูป 3.5 ของหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตาและเชื้อเพลิงก๊าซและรายละเอียดการคำนวณจะแสดงดังต่อไปนี้

3.2.1 วิธี Input/Output Method

วิธี Input/Output Method เป็นวิธีที่ง่ายสำหรับการคำนวณประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ โดยวิธีนี้จะวัดพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงเข้าและพลังงานความร้อนที่ถูกนำไปใช้งานในรูปของไอน้ำ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการ [16]

$$\eta_b = 100 \times \frac{Q_{abs}}{Q_{fuel}} \tag{3.1}$$

เมื่อ

η_b = ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำในหน่วยเปอร์เซ็นต์

Q_{abs} = พลังงานความร้อนที่ใช้งานได้ในรูปของหม้อไอน้ำ, หน่วย BTU/h

$= \sum m_O h_o - m_i h_i$

$m_o h_o$ = อัตราการไหลของมวล-เอ็นทราลปี(พลังงานขาออก)ของไอน้ำที่นำไปใช้งาน (ซึ่งรวมไอน้ำใน main steam, hot reheat steam, blow down, soot blowing steam)

$m_i h_i$ = อัตราการไหลของมวล-เอ็นทราลปี(พลังงานขาเข้า)ของหม้อไอน้ำซึ่งรวมถึง feed water, cold reheat, desuperheat spray เป็นต้น

Q_{fuel} = พลังงานความร้อนในรูปของเชื้อเพลิงและความร้อนเข้าทางอื่น (Heat Credit), BTU/h

$= m_{fuel} \times H_{fuel}$

m_{fuel} = อัตราการไหลของเชื้อเพลิงเข้าหม้อไอน้ำ lb/h

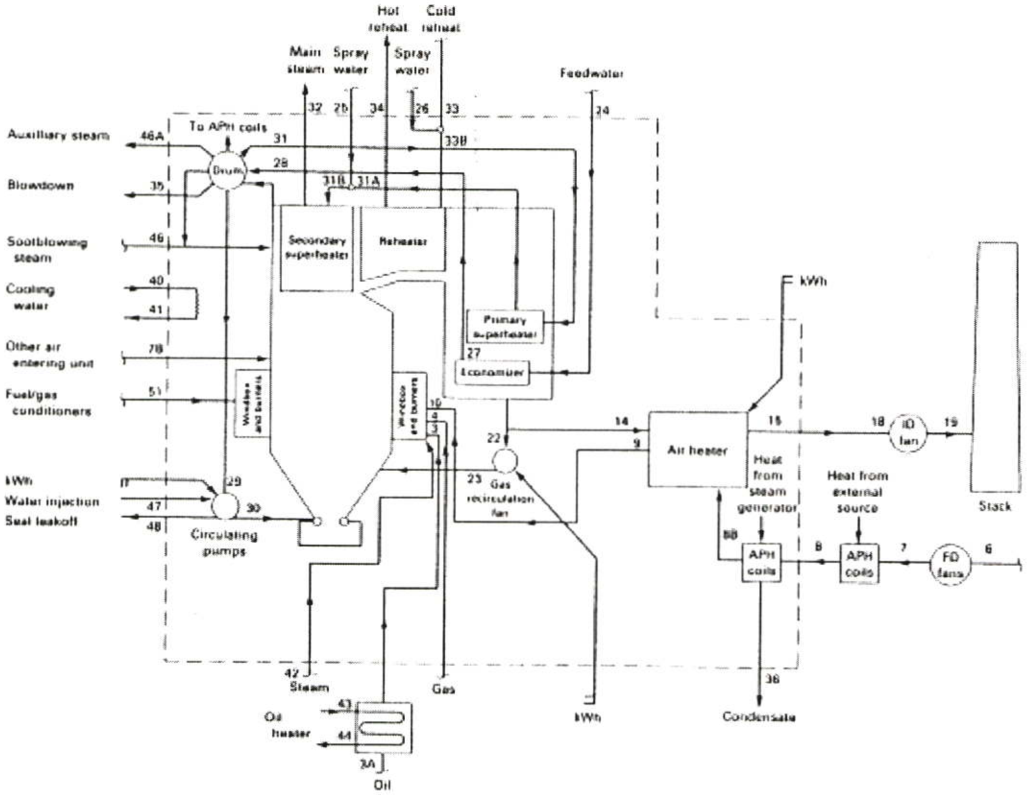
H_{fuel} = ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง, BTU/h

ในวิธี Input/Output Method จะมีรูปแบบของสมการที่ง่ายและใช้เครื่องมือวัดจำนวนน้อยซึ่งจะมีอยู่แล้วในขบวนการผลิตโดยทั่วไป แต่เนื่องจากความแม่นยำของอุปกรณ์วัดเหล่านี้ โดย

เฉพาะการวัดอัตราการไหลและค่าความร้อนของเชื้อเพลิงซึ่งอาจไม่แม่นยำเพียงพอ ในหม้อไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซหรือน้ำมัน ผลลัพธ์ของการคำนวณโดยวิธีนี้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ เพราะเครื่องมือวัดมีความแม่นยำเพียงพอแต่สำหรับหม้อไอน้ำที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง การวัดอัตราการไหลของเชื้อเพลิงและค่าความร้อนของเชื้อเพลิงมีความคลาดเคลื่อนสูง ดังนั้นการคำนวณโดยใช้วิธี Input/Output Method จึงมีความคลาดเคลื่อนสูงตามไปด้วย วิธีที่เหมาะสมกว่าจึงเป็นวิธีการคำนวณประสิทธิภาพอีกวิธีหนึ่งซึ่งเรียกว่าวิธี Heat Loss Method

การพิจารณาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าโดยวิธี input/output method จะต้องมีการวัด input และ output โดยตรงและต้องมีความแม่นยำสูง โดยตัวแปรที่ต้องวัดมีดังต่อไปนี้

- อัตราการไหลของน้ำป้อนเข้าหม้อไอน้ำ
- อัตราการไหลของน้ำ desuperheat
- อัตราการไหลของไอน้ำที่จุดต่างๆ เช่น blowdown, auxiliary steam เป็นต้น
- อุณหภูมิและความดันของน้ำและไอน้ำ ณ จุดต่างๆ เช่น น้ำป้อนเข้าหม้อไอน้ำ, ไอน้ำออกจากหม้อไอน้ำ, superheater, reheater, auxiliary steam เป็นต้น
- อัตราการไหลของเชื้อเพลิง
- ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง
- ความร้อนสูญเสียอื่นๆ



รูปที่ 3.5 ไดอะแกรมมาตรฐานสำหรับหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงก๊าซและน้ำมัน[16]

3.2.2 วิธี Heat Loss Method

ในวิธี Input/Output Method จะวัดพลังงานขาเข้า/ขาออกของหม้อไอน้ำแต่ในวิธีของ Heat Loss Method จะวัดเฉพาะพลังงานสูญเสีย(Heat Loss) หรือพลังงานความร้อนที่ไม่ถูกนำไปใช้งานโดยพลังงานสูญเสียและพลังงานส่วนเพิ่มที่เกิดขึ้นในหม้อต้มไอน้ำแสดงได้ดังรูปที่ 3.5 แสดงไดอะแกรมมาตรฐานสำหรับหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงก๊าซและน้ำมัน และการคำนวณโดยละเอียดแสดงได้ดังนี้ [16]

$$n_b = 100 \times \frac{Q_{abs}}{Q_{fuel}} \tag{3.2}$$

$$Q_{abs} = Q_{fuel} - Q_{loss} + Q_{credit} \tag{3.3}$$

$$n_b = 100 \times \frac{\left(Q_{fuel} - Q_{loss} + Q_{credit}\right)}{Q_{fuel}}$$

$$= 100 \times \left(1 - \frac{Q_{loss} - Q_{credit}}{Q_{fuel}}\right)$$

$$= 100 - 100 \times \left(\frac{Q_{loss} - Q_{credit}}{Q_{fuel}}\right) \tag{3.4}$$

เมื่อ

Q_{loss} = พลังงานความร้อนที่สูญเสียในหม้อไอน้ำ

Q_{credit}= พลังงานความร้อนที่เข้าหม้อไอน้ำ

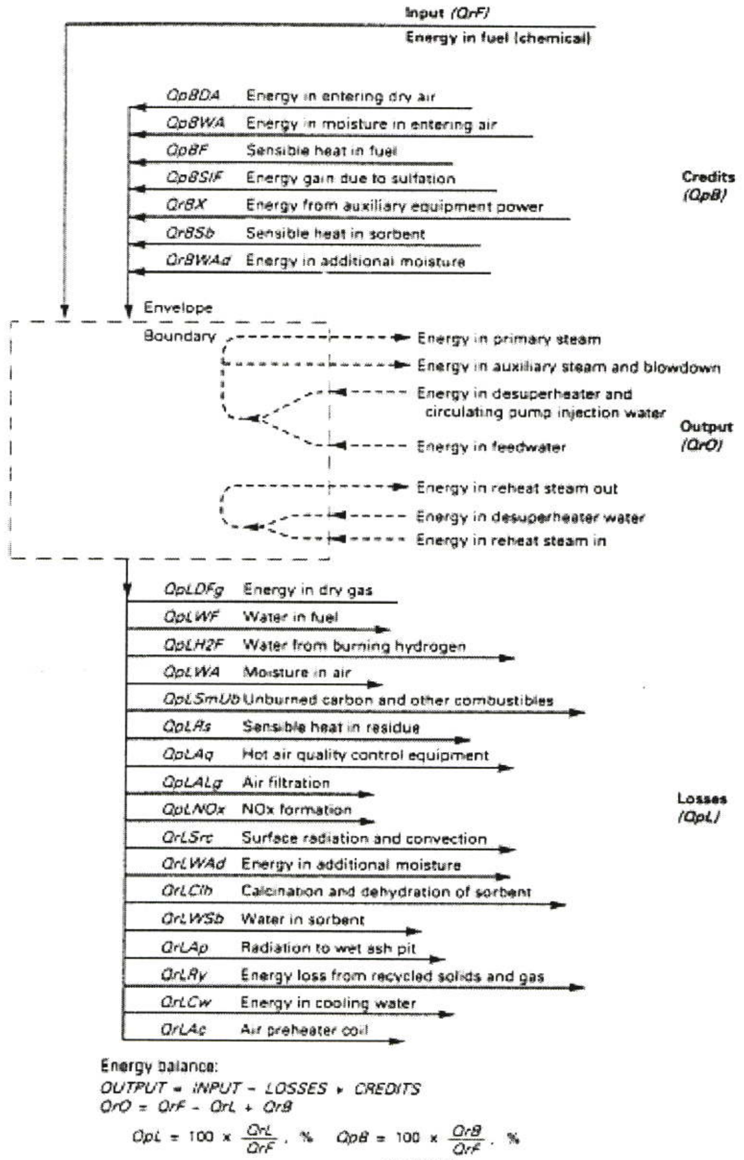
ซึ่งถ้าคิดในรูปของอัตราการไหลของเชื้อเพลิงจะได้ว่า

$$\eta_b = 100 - 100 \times \frac{\left(\sum H_{loss} - \sum H_{credit}\right)}{H_{fuel}} \tag{3.5}$$

เมื่อ

$\sum H_{loss}$ = ผลรวมของความร้อนสูญเสียแต่ละตัวต่ออัตราการไหลของเชื้อเพลิง

$\sum H_{credit}$ = ผลรวมของความร้อนเข้า(Credit) ต่ออัตราการไหลของเชื้อเพลิง



รูปที่ 3.6 ไดอะแกรมของพลังงานสูญเสียและพลังงานส่วนเพิ่มในหม้อไอน้ำมาตรฐาน[16]

จากสมการข้างต้นจะเห็นได้ว่าวิธี Heat Loss Method จะมุ่งสนใจเฉพาะความร้อนสูญเสีย ซึ่งเป็นส่วนที่ทำให้ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำไม่เป็น 100% โดยทั่วๆ ไปประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรมจะอยู่ระหว่าง 75%-95%

ความแม่นยำในการวัดและการคำนวณประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำจะขึ้นอยู่กับว่าอะไรถูกวัดและปริมาณที่ถูกวัด ตัวอย่างเช่นถ้าความแม่นยำของอุปกรณ์วัดทุกตัวมีค่าเป็น 1% ความคลาดเคลื่อนในการคำนวณตามวิธี Input/Output Method จะเป็น 1%x80% = 0.8% (ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ 80%) ในกรณีเดียวกันถ้าคำนวณตามวิธี Heat loss Method จะพิจารณาเฉพาะความร้อนสูญเสีย ดังนั้นถ้าความแม่นยำของอุปกรณ์วัดเท่ากันที่ 1% ความคลาดเคลื่อนจะเป็น 1%x20% = 0.2% (ความร้อนสูญเสีย 20%) ดังนั้นสำหรับหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงถ่านหินวิธี Heat Loss Method จึงเป็นวิธีที่มีความแม่นยำมากกว่า วิธี Input/Output Method

ความร้อนสูญเสียและความร้อนส่วนเพิ่มในวิธี Heat Loss Method ประกอบด้วย

ความร้อนสูญเสีย

- ความร้อนจากไอเสียแห้ง
- ความร้อนแฝงของน้ำในเชื้อเพลิง
- ความร้อนแฝงของไอโดรเจนในเชื้อเพลิง
- ความร้อนแฝงของน้ำในอากาศที่ใช้เผาไหม้
- ความร้อนสูญเสียอื่นๆ

ความร้อนส่วนเพิ่ม

- ความร้อนจากอากาศเข้า
- ความร้อนจากอุปกรณ์ประกอบ
- ความร้อนจากสถานะของเชื้อเพลิง

อ้างถึงการวิธีการคำนวณ Heat Loss Method ตามมาตรฐาน ASME PTC 4.1 part 7.3 [16,17] ซึ่งจะได้ว่า

$$\eta_b = 100 - \frac{L}{H_f + B} \times 100 \qquad (3.6)$$

เมื่อ

n_b คือประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำในหน่วยเปอร์เซ็นต์

L คือ ผลรวมของความร้อนสูญเสียในหม้อไอน้ำ kJ/kg ของเชื้อเพลิง

H_r คือ ค่าความร้อน(High heating Value) ของเชื้อเพลิง kJ/kg ของเชื้อเพลิง

B คือ ผลรวมของความร้อนเพิ่มในหม้อไอน้ำ kJ/kg ของเชื้อเพลิง

L และ B จะเป็นผลรวมของความร้อนดังสมการต่อไปนี้ [16,17]

$$L = L_{G'} + L_{mf} + L_H + L_{mA} + L_z + L_{UC} + L_B \tag{3.7}$$

$$B = B_f + B_z + B_X + B_A \tag{3.8}$$

ความร้อนสูญเสีย (Heat Loss,L)

$L_{G'}$: ความร้อนจากไอเสียแห้ง

L_{mf} : ความร้อนจากน้ำในเชื้อเพลิง

L_H : ความร้อนจากน้ำเนื่องจากการเผาไหม้ของไฮโดรเจน

L_{mA}: ความร้อนจากน้ำในอากาศเผาไหม้

L_Z : ความร้อนจาก atomizing steam (ในกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา)

L_{UC} : ความร้อนจาก unburned carbon

L_B : ความร้อนจากการสูญเสียเนื่องจาก Radiation และ Convection

ความร้อนเพิ่ม (Heat credit,B)

B_f : ความร้อนจากสถานะของเชื้อเพลิง

B_Z: ความร้อนจาก Atomizing Steam (ในกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา)

B_X: ความร้อนจาก Gas Recirculating Fan

B_A: ความร้อนจากอากาศเผาไหม้

3.1.3 การคำนวณความร้อนสูญเสีย [16,17]

3.1.3.1 ความร้อนสูญเสียจากไอเสียแห้ง $L_{G'}$

$$L_{G'} = W_{G'} \times C_{PG'}\left(t_{G15} - t_{RA}\right) \times 4.1868 \qquad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \tag{3.9}$$

$$W_{G'} = \frac{44.01CO_2 + 32.00O_2 + 28.02N_2 + 28.01CO}{12.01(CO_2 + CO)} \times \left(Cb + \frac{12.01S}{32.07}\right) \tag{3.10}$$

เมื่อ CO_2,O_2,N_2 และ CO คือเปอร์เซ็นต์โดยปริมาตรของไอเสียแห้งที่ Air Heater Outlet

Cb คือปริมาณของคาร์บอนหน่วยกิโลกรัมต่อกิโลกรัมของเชื้อเพลิง

$$Cb = C - \frac{W_{d'p'} \times C_{d'p'}}{100} \tag{3.11}$$

C คือปริมาณของคาร์บอนที่ถูกเผาไหม้

$W_{d'p'}$, $C_{d'p'}$ ดูรายละเอียดในหัวข้อถัดไป

S คือปริมาณของซัลเฟอร์หน่วยกิโลกรัมต่อหน่วยของเชื้อเพลิง

$C_{PG'}$ คือ ค่าความร้อนจำเพาะของไอเสียแห้ง , BTU/lb/F, kcal/kg/C

t_{G15} คืออุณหภูมิของกาซไอเสียซึ่งในกรณีนี้คืออุณหภูมิขาออกของ Air heater, C

t_{RA} คืออุณหภูมิอ้างอิง (ในกรณีนี้คืออุณหภูมิบรรยากาศ), C

3.1.3.2 ความร้อนสูญเสียเนื่องจากน้ำในเชื้อเพลิง (L_{mf})

$$L_{mf} = m_f (h_{15} - h_{RW}) \times 4.1868 \qquad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \qquad (3.12)$$

เมื่อ

m_f คือปริมาณน้ำในเชื้อเพลิงหน่วยเป็นกิโลกรัมต่อกิโลกรัมของเชื้อเพลิง

h_{15} คือค่าเอ็นทราลปีของWไอน้ำที่อุณหภูมิขาออกของ Air heater, kcal/kg

h_{RW} คือค่าเอ็นทราลปีของ saturated liguid ที่อุณหภูมิอ้างอิง t_{RA} ,kcal/kg

3.1.3.3 ความร้อนสูญเสียเนื่องจากน้ำจากการเผาไหม้ของไฮโดรเจน(L_H)

$$L_H = 8.936 \times H(h_{15} - h_{RW}) \times 4.1868 \quad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \qquad (3.13)$$

เมื่อ

H คือ ปริมาณของไฮโดรเจนในส่วนประกอบของเชื้อเพลิง

3.1.3.4 ความร้อนสูญเสียเนื่องจาก unburned carbon ในไอเสียแห้ง (L_{UC})

$$L_{UC} = W_{d'p'} \times H_{d'p'}, \qquad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \qquad (3.14)$$

$$W_{d'p'} = W'_{d'p'} \times \frac{W_{G'}}{\gamma \times \dfrac{273+20}{273}} \times 10^{-6} \qquad (3.15)$$

$W'_{d'p'}$ = ปริมาณเถ้าในไอเสียแห้ง,mg/Nm^3

γ = น้ำหนักจำเพาะของไอเสียแห้งที่ความดัน 1.0332 ata อุณหภูมิ 20 C, kg/m^3

$$= 0.0401 \times \left[\frac{CO_2}{35.11} + \frac{O_2}{48.28} + \frac{N_2}{55.14} + \frac{CO}{55.16} + \frac{SO_2}{24.12} \right] \times 16.02 \qquad (3.16)$$

$H_{d'p'}$ = ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (High heating value), kJ/kg

$$= \frac{C_{d'p'}}{100} \times 33729 \qquad (3.17)$$

Cd'p' คือเปอร์เซ็นต์ของคาร์บอนที่เหลือในเถ้า

ค่า 33729 เป็นค่าความร้อนของคาร์บอน 1 กิโลกรัม (ตาม PTC 4.1)

3.1.3.5 ความร้อนสูญเสียเนื่องจากการแผ่รังสีที่ผิวของหม้อไอน้ำ(L_B)

ค่านี้ขึ้นอยู่กับการออกแบบของหม้อไอน้ำซึ่งอยู่ในกราฟมาตรฐานของ ABMA ตาม PTC 4.1 รูปที่ 8

3.1.3.6 ความร้อนเนื่องจากน้ำในอากาศ (L_{mA})

$$L_{mA} = W_{mA'} \times W_A'(h_{15} - h_{RV}) \times 4.1868, \quad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \tag{3.18}$$

เมื่อ

$W_{mA'}$ = ปริมาณของน้ำในหน่วยกิโลกรัมต่อกิโลกรัมของไอเสียแห้ง ตามกราฟในรูปที่ 10 Wet Air Diagram

$$W_A' = \frac{W_{G'}N_2 - N}{0.7685} \tag{3.19}$$

$$W_{G'}N_2 = \frac{28.02N_2}{12.01(CO_2 + CO)}\left(Cb + \frac{12.01S}{32.07}\right) \tag{3.20}$$

เมื่อ

N คือ ปริมาณของไนโตรเจนในหน่วยกิโลกรัมต่อกิโลกรัมของเชื้อเพลิง

H_{RV} คือ ค่าเอ็นทราลปีของไอน้ำ(Saturate vapor) ที่อุณหภูมิ t_{RA}, kcal/kg

3.1.3.7 ความร้อนสูญเสียเนื่องจากความร้อนจาก atomizing steam (L_Z)

$$L_Z = \frac{W_{ze}}{W_{fe}}(h_{15} - h_{RV}) \times 4.1868, \quad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \tag{3.21}$$

เมื่อ

W_{ze} คือ อัตราการไหลของ atomizing steam , kg/h

W_{fe} อัตราการไหลของเชื้อเพลิง, kg/kg ของเชื้อเพลิง

3.1.4 การคำนวณความร้อนส่วนเพิ่ม(Heat Credit) [16,17]

3.1.4.1 ความร้อนเพิ่มเนื่องจากสถานะของเชื้อเพลิง (B_f)

$$B_f = 1 \times C_{Pf} \times (t_{3,4} - t_{RA}) \times 4.1868, \quad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \tag{3.22}$$

เมื่อ

1 คือ อัตราการไหลของเชื้อเพลิงต่อกิโลกรัมของเชื้อเพลิง

C_{Pf} คือ ค่าความร้อนจำเพาะของเชื้อเพลิง, kcal/kg/C

$t_{3,4}$ คือ อุณหภูมิของเชื้อเพลิง, C

3.1.4.2 ความร้อนส่วนเพิ่มเนื่องจาก atomizing steam (B_Z)

$$B_Z = \frac{W_{ze}}{W_{fe}}(h_{z42} - h_{RV}) \times 4.1868, \qquad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \qquad (3.23)$$

เมื่อ

W_{ze} คืออัตราการไหลโดยประมาณของ atomizing steam, kJ/kg ของเชื้อเพลิง

W_{fe} คืออัตราการไหลของเชื้อเพลิง, kJ/h

h_{z42} คือค่าเอ็นทราลปีของ atomizing steam

h_{RV} คือค่าเอ็นทราลปีของไอน้ำที่อุณหภูมิอ้างอิง, kcal/kg

3.1.4.3 ความร้อนเพิ่มจาก Gas Recirculating Fan,GRF(B_x)

$$B_X = \frac{3600 \times (E_X \times \eta_X)}{W_{fe}} \times 10^{-2}, \qquad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \qquad (3.24)$$

เมื่อ

E_x คือ ค่ากำลังไฟฟ้าของมอเตอร์ของ GRF, kWh

η_x คือ ประสิทธิภาพโดยรวมของมอเตอร์, %

3.1.4.4 ความร้อนเพิ่มจากอากาศเข้า(B_A)

$$B_A = W'_A \times C'_{pA} \times (t_{A8} - t_{RA}) \times 4.1868, \qquad \text{kJ/kg ของเชื้อเพลิง} \ (3.25)$$

เมื่อ

W'_A คือ ปริมาณของอากาศเข้าต่อปริมาณเชื้อเพลิง, kg/kg

C'_{pA} คือ ค่าความร้อนจำเพาะของอากาศเข้า, kcal/kg/C

t_{A8} คือ อุณหภูมิอากาศเข้าวัดที่ Air heater inlet

ตัวแปรหลักที่จะต้องวัดในการพิจารณาประสิทธิภาพโดยวิธี Heat loss method ได้แก่การวิเคราะห์ทางเคมีของเชื้อเพลิง, สัดส่วนก๊าซเสียจากปล่อง, ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง, อุณหภูมิของอากาศและไอเสีย นอกจากนี้ยังมีตัวแปรอื่นๆ อีกที่จะต้องใช้ในการคำนวณแต่ส่วนใหญ่แล้วมีผลกระทบในการคำนวณน้อยมาก ซึ่งในทางปฏิบัติมักจะประมาณค่าของพลังงานสูญเสียเหล่านั้นโดยไม่ต้องวัด

ข้อดีและข้อเสียของวิธีการวัดประสิทธิภาพทั้งสองวิธีแสดงไว้ในตารางที่ 3.1 เปรียบเทียบวิธีการคำนวณประสิทธิภาพระหว่างวิธี Input/Output กับวิธี Heat Loss ในหลายๆ กรณีวิธี Heat loss method จะให้ผลความคลาดเคลื่อนของประสิทธิภาพน้อยกว่าวิธี input/output นอกจากนี้วิธี Heat loss method ยังให้ข้อมูลในการพิจารณาแนวทางปรับปรุงประสิทธิภาพผ่านการสูญเสียที่คำนวณได้

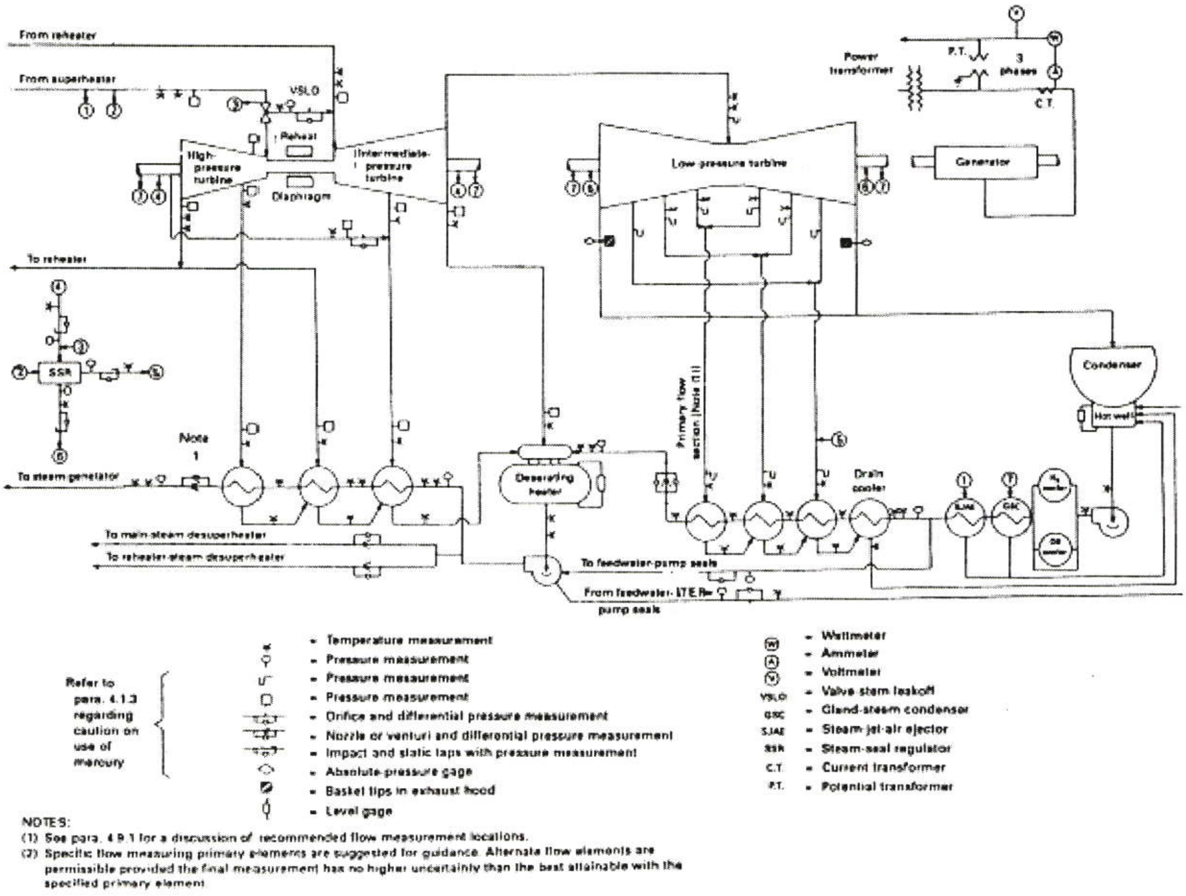
ตารางที่ 3.1 เปรียบเทียบวิธีการคำนวณประสิทธิภาพระหว่างวิธี Input/Output กับวิธี Heat Loss

Method	ข้อดี	ข้อเสีย
Input/output	วัดตัวแปรหลักโดยตรง	อัตราไหลและค่าความร้อนของเชื้อเพลิง, อัตราไหลของไอน้ำและคุณสมบัติของไอน้ำจะต้องมีความแม่นยำในการวัดสูง
	ใช้เครื่องมือวัดน้อย	ไม่สามารถบอกถึงจุดบกพร่องหรือพลังงานสูญเสียในหม้อไอน้ำ
	ไม่ต้องประมาณค่าของพลังงานสูญเสีย	ไม่สามารถ correct ไปที่เงื่อนไขการเดินเครื่องที่ต่างกันได้
Heat loss	ตัวแปรหลักในการคำนวณ เช่น ปริมาณก๊าซไอเสีย, อุณหภูมิไอเสีย สามารถวัดได้แม่นยำมาก	ต้องการเครื่องมือวัดมากกว่า
	สามารถเพิ่มการ correction ไปที่เงื่อนไขการเดินเครื่องต่างๆ กันได้	ไม่สามารถระบุขนาดของ output ได้โดยตรง
	ผลการวัดมีความคลาดเคลื่อนต่ำ	พลังงานสูญเสียบางตัวไม่สามารถวัดได้ซึ่งจำเป็นต้องประมาณค่า
	ผลกระทบจากตัวแปรรองอื่นๆ มีน้อย	
	วิเคราะห์พลังงานสูญเสียในแต่ละส่วนได้ง่าย	

3.3 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine

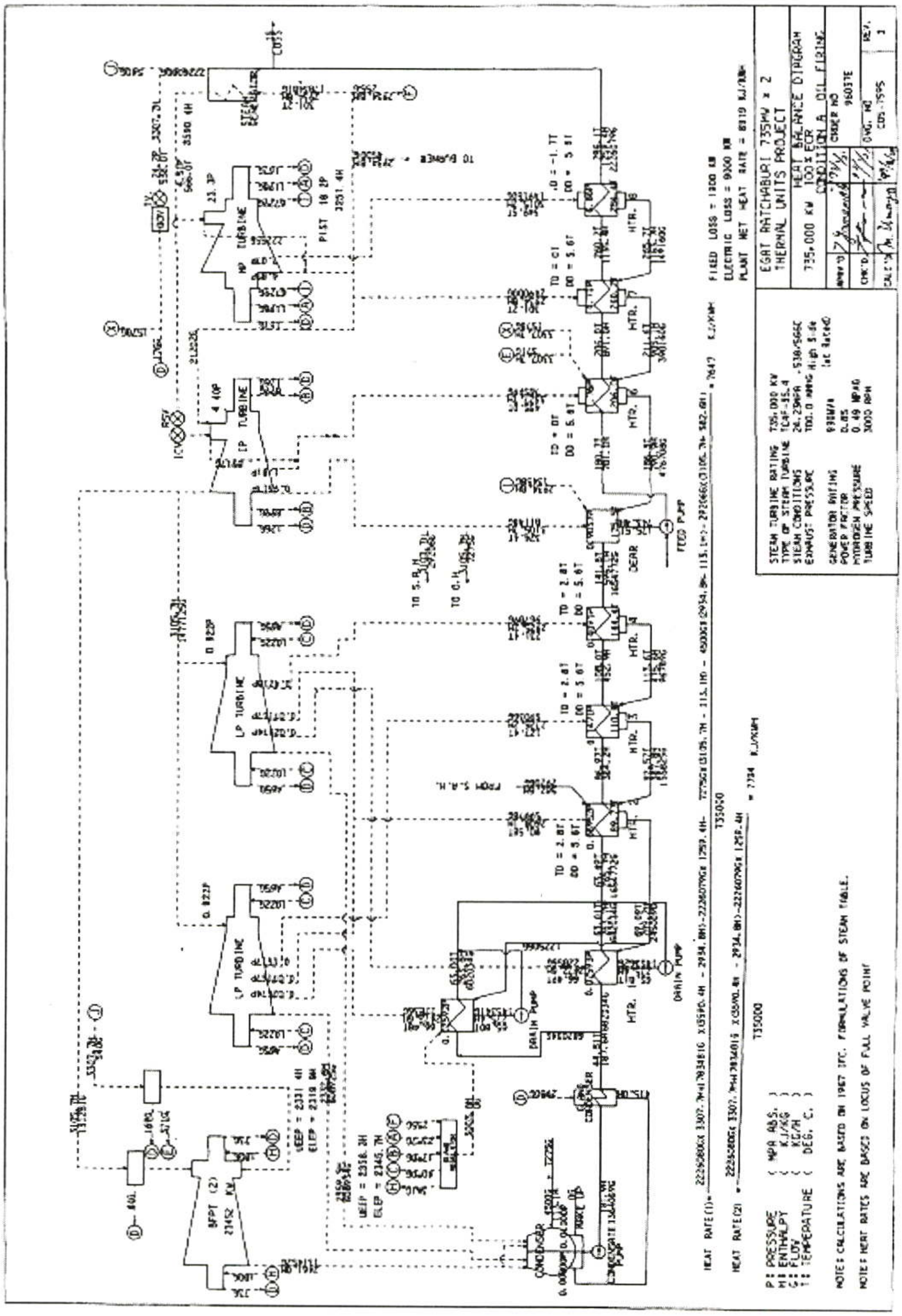
Steam Turbine เป็นเครื่องจักรที่เป็นส่วนประกอบสำคัญในการเปลี่ยนรูปพลังงานในโรงไฟฟ้า หน้าที่ของ Steam Turbine จะเปลี่ยนพลังงานความร้อนในรูปของไอน้ำแรงดันสูง อุณหภูมิสูงจากหม้อไอน้ำ เป็นพลังงานกลด้วยการหมุนใน Turbine ซึ่งต่อเพลาร่วมกับ generator ที่เป็นเครื่องจักรในการเปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าต่อไป ในการพิจารณาประสิทธิภาพของ Steam Turbine ในที่นี้จะเป็นประสิทธิภาพของวัฏจักร Steam Turbine ทั้งหมดซึ่งรวมถึง generator ด้วย

ตามมาตรฐาน Performance Test Code 6 on Steam Turbine, Performance Test [12] จะมีไดอะแกรมมาตรฐานของ Steam Turbine และจุดวัดค่าพารามิเตอร์สำหรับใช้ในการคำนวณตาม รูปที่ 3.7 ไดอะแกรมของ steam turbine และจุดติดตั้งเครื่องมือวัด

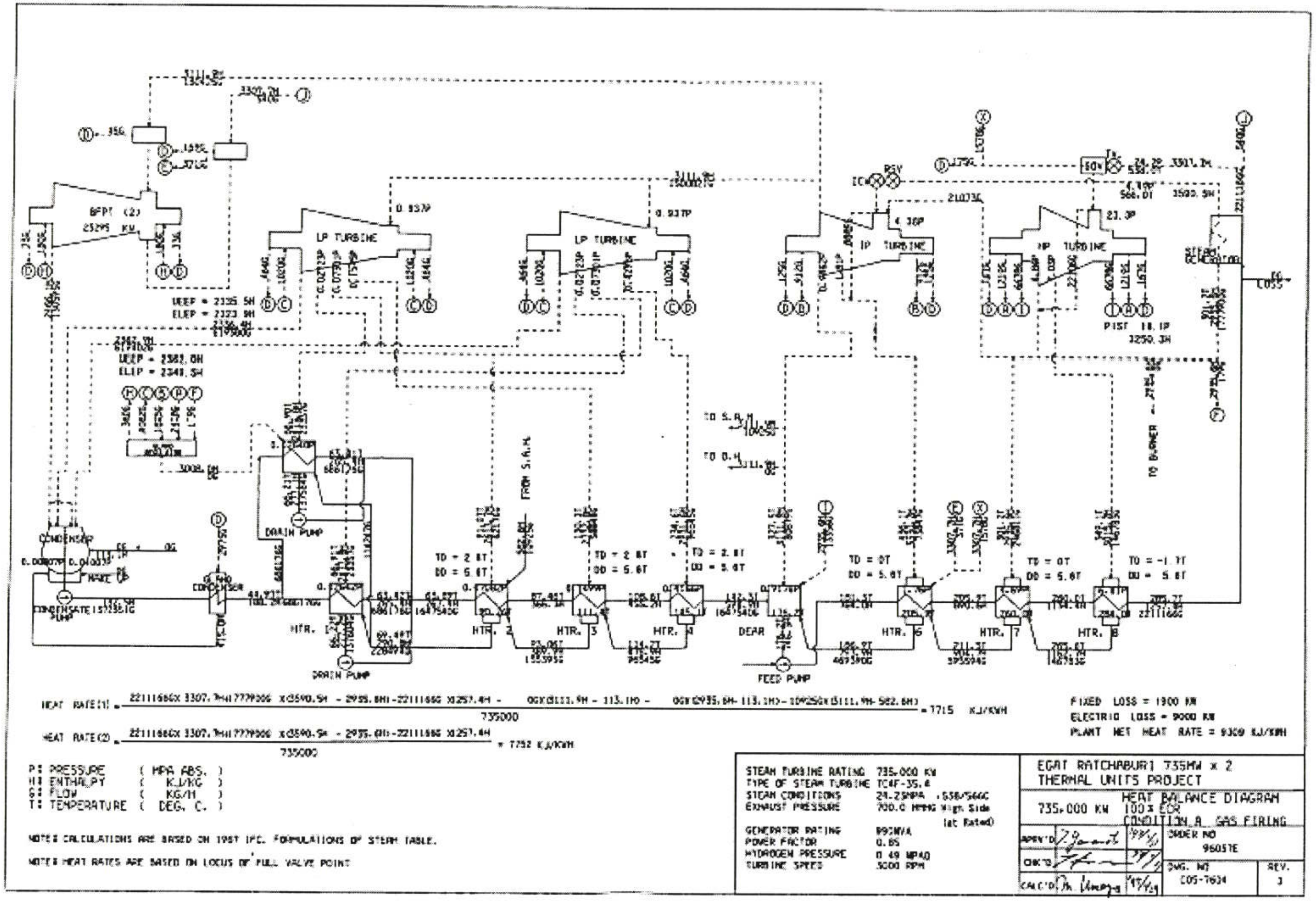


รูปที่ 3.7 ไดอะแกรมของ steam turbine และจุดติดตั้งเครื่องมือวัด

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาจะมีไดอะแกรมดังแสดงในรูปที่ 3.8 Heat balance diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงน้ำมันเตา) และรูปที่ 3.9 Heat balance diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงก๊าซ)



รูปที่ 3.8 Heat balance diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงน้ำมันเตา)



รูปที่ 3.9 Heat balance diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง (เชื้อเพลิงก๊าซ)

ประสิทธิภาพของ Steam Turbine หมายถึงปริมาณความร้อนที่ส่งให้กับ Steam Turbine ต่อพลังงานในหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้หรือเขียนเป็นสมการได้ดังนี้ [18]

$$HeatRate = \frac{Heat\,Consumption}{Steam\,Turbine\,Power} \tag{3.26}$$

โดย *Heat Consumption* เป็นค่าพลังงานทั้งหมดที่จ่ายให้กับ Steam Turbine ลบด้วยพลังงานที่ส่งให้กับระบบ feed water heater ในส่วนของหม้อไอน้ำ, Steam Turbine Power คือกำลังงานที่เกิดขึ้นใน Steam Turbine

จากสมการอย่างง่ายข้างต้นเมื่อพิจารณาในส่วนของ Steam Turbine ตามไดอะแกรมแล้วจะได้ว่า [18]

$$HR = \frac{W_1 h_1 + W_3(h_3 - h_2) + W_{11}h_{11} - Q_S(h_{SS} - h_{SD}) - Q_O(h_{OS} - h_{OD}) - Q_B(h_{BS} - h_{BD})}{kW_g} \tag{3.27}$$

เมื่อ

HR คือ ค่า Heat Rate ของ Turbine (kJ/kWh)

W คือ อัตราการไหล (kg/h)

h คือ ค่าเอนทราลปี (kJ/kg)

kWg คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ Generator Terminal ลบด้วย กำลังไฟฟ้าที่ใช้ในส่วนของ excitation

1: ตำแหน่งที่ inlet ของ Turbine (main stop valve)

2: ตำแหน่งที่ outlet ของ High pressure turbine

3: ตำแหน่งที่ inlet ของ Reheat stop valve

11: ตำแหน่งที่ขาออกของ final feed water heater

Q_s : อัตราการไหลของ Steam ที่ส่งให้กับ Steam air heater

H_{ss}, h_{SD} : เอนทราลปีของ Steam ที่จ่ายและออกจาก Steam air heater

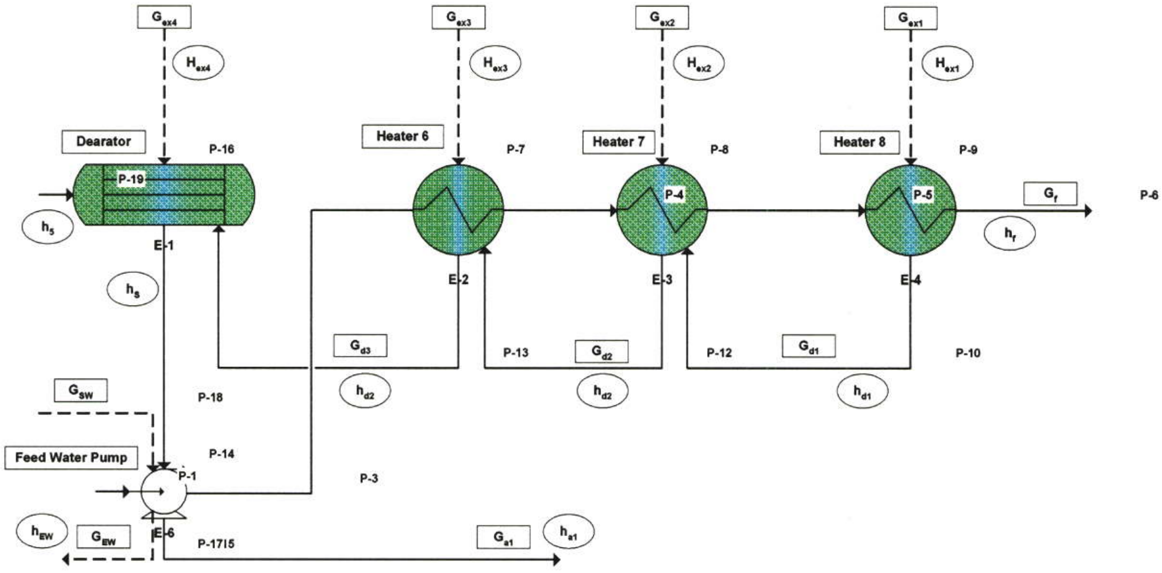
Q_O: อัตราการไหลของ Steam ที่ส่งให้กับ Oil heater

H_{OS}, h_{OD}: เอนทราลปีของ Steam ที่จ่ายและออกจาก Oil heater

Q_B : อัตราการไหลของ Steam สำหรับการทำ boiler atomize

H_{BS},h_{BD}: เอนทราลปีของ Steam ที่จ่ายและออกจากระบบ boiler atomize

3.3.1 การคำนวณหา *Feed water flow*, Gf [18]



รูปที่ 3.10 ไดอะแกรมของน้ำก่อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ

$$G_f = \frac{(1+e)\times G_c - G_{a1} + \Delta G_{DRTR} - G_{Lw}}{1-(a+b+c+d)} \tag{3.28}$$

เมื่อ

$$a = \frac{h_f - h_2}{H_{ex1} - h_{d1}} \tag{3.39}$$

$$b = \frac{(h_2 - h_3) - (h_{d1} - h_{d2})\times a}{H_{ex2} - h_{d2}} \tag{3.30}$$

$$c = \frac{(h_3 - h_4) - (h_{d2} - h_{d3})\times (a+b)}{H_{ex3} - h_{d3}} \tag{3.31}$$

$$d = \frac{(h_s - h_{d3})\times (a+b+c)}{H_{ex4} - h_s} \tag{3.32}$$

$$e = \frac{h_s - h_5}{H_{ex4} - h_s} \tag{3.33}$$

$$G_{LW} = \frac{h_{EW} - h_{SW}}{h_4 - h_{SW}} \times G_{SW} \tag{3.34}$$

เมื่อ

GC คือ อัตราการไหลของน้ำจาก Condensate

ΔG_{DRTR} คืออัตราการเปลี่ยนแปลงของระดับน้ำใน Deaerator

G_{a1} คือ อัตราไหลของ Reheater Spray Water

G_{SW} คืออัตราไหลเข้าของน้ำที่ใช้หล่อเย็น Boiler Feed Pump

G_{EW} คืออัตราการไหลออกของน้ำที่ใช้หล่อเย็น Boiler Feed Pump

G_{LW} คืออัตราการไหลของน้ำที่รั่วจากระบบหล่อเย็น Boiler Feed Pump

3.3.2 Main Steam Flow (W_1)

Main Steam Flow (*W1*) = Feed Water Flow (*Gf*) – Unaccounted for change in system storage

Unaccounted flow rate สามารถคำนวIได้จาก make up flow – Burner atomize + Condenser Tank level change+ Deaerator Tank level change –Account Loss

3.3.3 Hot reheat Steam Flow (*W3*)

$$W_3 = W_1 - G_L - G_{ex1} - G_{ex2} + G_{a1} - G_{IPC} - G_{BNR} \quad (3.35)$$

เมื่อ

G_L คือ High pressure Leakage flow

G_{ex1} คือ Steam ที่จ่ายเข้า High pressure heater 8

G_{ex2} คือ Steam ที่จ่ายเข้า High pressure heater 7

G_{a1} คือ Reheater Spray flow

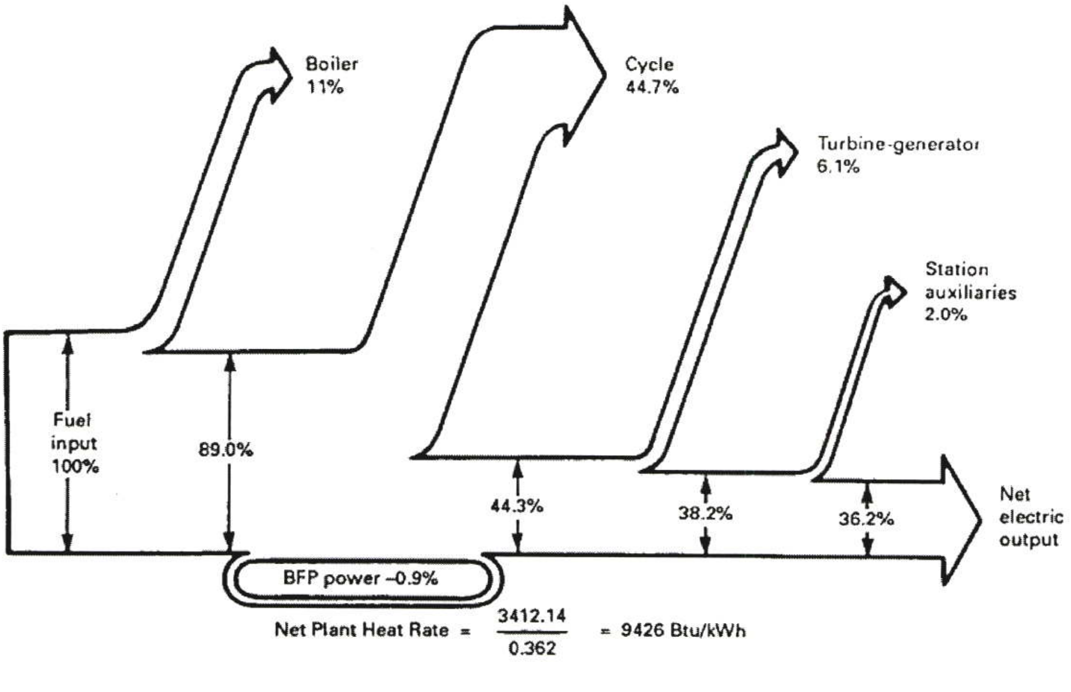
G_{IPC} คือ IP Inlet cooling steam flow

G_{BNR} คือ Steam ที่จ่ายเข้า Burner

3.4 สมดุลพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

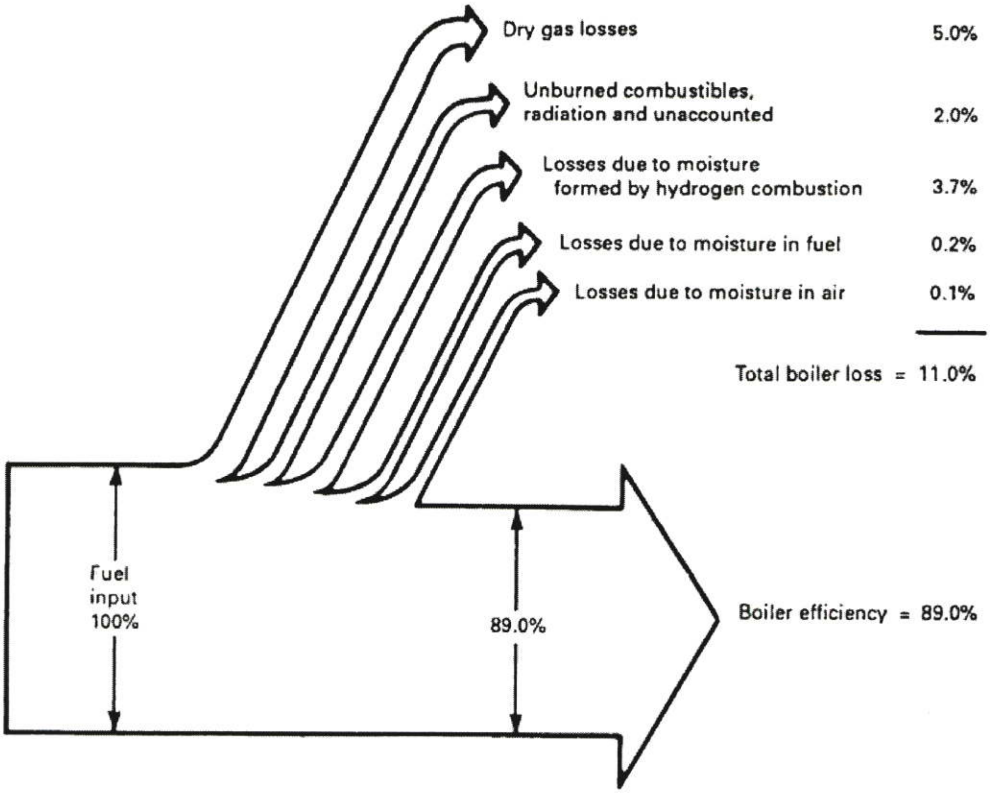
หลักอย่างหนึ่งในการพิจารณาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าคือการแจกแจงและทำการสมดุลย์พลังงานทั้งหมดที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้า โดยวิศวกรประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจะต้องเข้าใจความสัมพันธ์และปริมาณพลังงานที่เกิดขึ้นว่าเกิดขึ้นจากอะไร ถูกใช้ไปในระบบอะไร มีความสูญเสียเกิดขึ้นที่ใดบ้าง เพื่อจะได้พิจารณาต่อไปว่าจะมีมาตรการดำเนินการอย่างไรในการปรับปรุงหรือแก้ไขให้มีประสิทธิภาพที่สูงขึ้น

โดยทั่วไปขนาดของพลังงานสูญเสียในโรงไฟฟ้าจะจำแนกได้คร่าวๆ ตาม Performance Test Code PM-1993 Performance Monitoring Guideline for Steam Power Plant [11] ดังรูปที่ 3.11 แสดงสมดุลย์พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

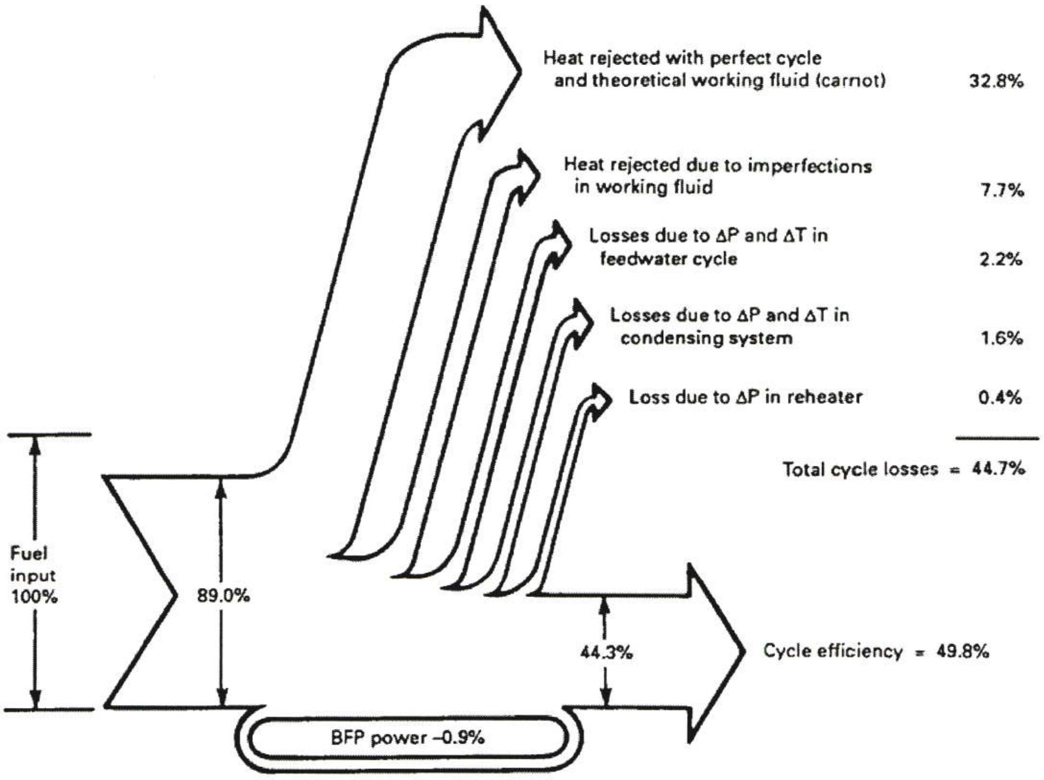


รูปที่ 3.11 แสดงสมดุลย์พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

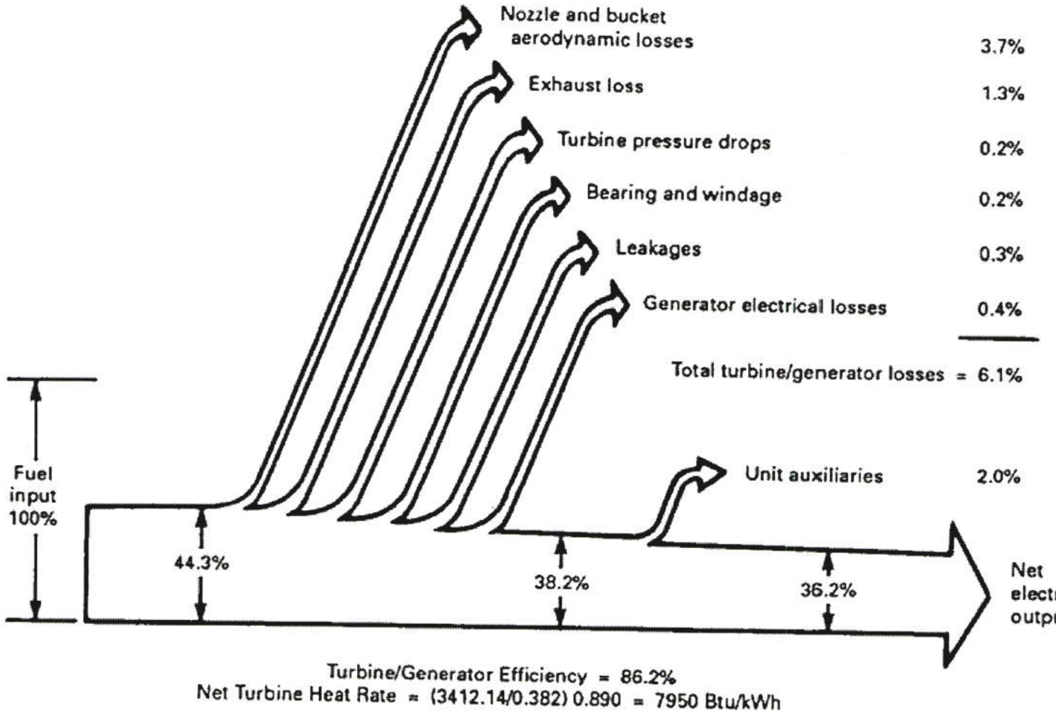
จากสมดุลย์พลังงานจะเห็นว่าพลังงานจากเชื้อเพลิงใน 100 % จะสูญเสียในหม้อไอน้ำ 11% สูญเสียในวัฏจักร Steam Turbine มากที่สุด 44.7% สูญเสียในการเปลี่ยนรูปพลังงงานไอน้ำเป็นพลังงานไฟฟ้า 6.1% และใช้ในระบบเองอีก 2.0% เหลือเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ได้ 36.2% ถ้าพิจารณาโดยละเอียดแยกเฉพาะส่วนของ หม้อไอน้ำและวัฏจักร Steam Turbine จะได้สมดุลย์พลังงานของหม้อไอน้ำดังแสดงในรูป 3.11 แสดงสมดุลย์พลังงานในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและวัฏจักร Steam Turbine แสดงในรูป 3.12 แสดงสมดุลย์พลังงานในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้าพลังความร้อน



รูปที่ 3.12 แสดงสมดุลย์พลังงานในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้าพลังความร้อน



รูปที่ 3.13 แสดงสมดุลย์พลังงานในวัฏจักร Steam Turbine โรงไฟฟ้าพลังความร้อน



รูปที่ 3.14 แสดงสมดุลย์พลังงานใน Steam Turbine และ Generator โรงไฟฟ้าพลังความร้อน

ในสมดุลย์พลังงานของหม้อไอน้ำ พลังงานจากเชื้อเพลิง 100% จะเปลี่ยนรูปเป็นไอน้ำส่งเข้า Steam Turbine 89% โดยมีพลังงานสูญเสียเกิดขึ้นจากไอเสียแห้งมากที่สุด 5% รองลงมาคือพลังงานแฝงในไอน้ำที่เกิดจากการกระบวนการเผาไหม้ 3.7% และพลังงานสูญเสียเนื่องจากการเชื้อเพลิงเผาไหม้ไม่หมดและการแผ่ความร้อน 2.0% พลังงานสูญเสียเนื่องจากน้ำในเชื้อเพลิงและน้ำในอากาศอีก 0.2% และ 0.1% ตามลำดับ

พลังงานสูญเสียจากไอเสียแห้งสามารถลดลงได้โดยการปรับลดอากาศเข้าห้องเผาไหม้ แต่จะมีผลทำให้การเผาไหม้ไม่สมบูรณ์มีผลต่อมลพิษทางอากาศ และจะเพิ่มพลังงานสูญเสียจากการเผาไหม้ไม่หมด การปรับแต่งการเผาไหม้จะต้อง optimize ที่สุดซึ่งปรกติมักจะปรับแต่งโดยวิศวกรจากผู้ผลิตเท่านั้น พลังงานสูญเสียจากไอน้ำทั้งหมดเป็นพลังงานสูญเสียที่เกิดเนื่องจากสถานะของเชื้อเพลิงและสถานะของอากาศ ซึ่งโดยปรกติแล้วไม่สามารถปรับแต่งได้ พลังงานสูญเสียจากการแผ่ความร้อนสามารถลดได้โดยการหุ้มฉนวนให้ดีขึ้นโดยมีการตรวจสภาพทุกปี

รูปที่ 3.13 แสดงสมดุลย์พลังงานของวัฏจักร Steam Turbine โรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยพลังงานไอน้ำจากหม้อไอน้ำ 89 % มีการสูญเสียในวัฏจักรคาร์น็อตหรือส่วนของคอนเด็นเซอร์จำนวน 32.8% ความร้อนสูญเสียเนื่องจากความไม่สมบูรณ์ของน้ำตัวกลาง 7.7% ความสูญเสียเนื่องจากระบบน้ำป้อน 2.2% ความสูญเสียเนื่องจากระบบคอนเด็นซิ่ง 1.6% ความสูญเสียจากระบบ Reheater 0.4% โดยรวมแล้วจะเหลือพลังงานจำนวน 44.3% เพื่อใช้งานในระบบ Turbine

สมดุลย์พลังงานในส่วนของ Turbine และ Generator ตามรูปที่ 3.14 จากพลังงาน 44.3% จะสูญเสียไปกับใบพัดและการสูญเสียทางพลศาสตร์ของไอน้ำที่กระทบใบพัด 3.7% สูญเสียเนื่องจาก exhaust 1.3% สูญเสียเนื่องจากแรงดันตกคร่อม Turbine 0.2% สูญเสียเนื่องจากความร้อนใน Bearing และการกันรั่ว 0.2% สูญเสียเนื่องจากการรั่วของไอน้ำ 0.3% สูญเสียที่ Generator 0.4% และถูกใช้ไปกับ auxiliary system 2.0%

บทที่ 4
ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

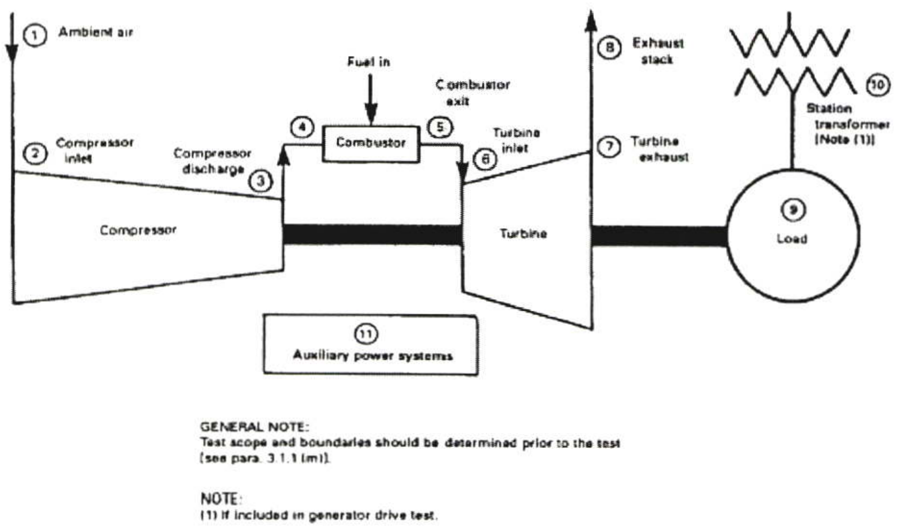
4.1 บทนำ

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบด้วยวัฏจักรการเปลี่ยนรูปพลังงาน 2 วัฏจักรคือวัฏจักรกังหันก๊าซและวัฏจักรกังหันไอน้ำ ซึ่งเป็นการออกแบบเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงให้ได้มากที่สุด ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าชนิดนี้เป็นที่นิยมสร้างเป็นจำนวนมากเนื่องจากมีประสิทธิภาพสูงประมาณ 50%-60% และใช้ได้กับเชื้อเพลิงเหลวหรือก๊าซเท่านั้น

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบด้วยอุปกรณ์หลักหลายตัวเช่น ก๊าซเทอร์ไบน์, หม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Recovery Steam Generator), สตีมเทอร์ไบน์ และคอนเดนเซอร์ บางโรงไฟฟ้าใช้ Cooling tower ในการหล่อเย็นของคอนเดนเซอร์ โรงไฟฟ้าประเภทนี้สามารถเป็นได้ทั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและระบบจ่ายไอน้ำให้อุตสาหกรรมหรือที่เรียกกันว่า co-generation การคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าชนิดนี้สามารถคำนวณแต่ละชนิดของอุปกรณ์และประสิทธิภาพโดยรวม

4.2 ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ (Gas Turbine)

การคำนวณประสิทธิภาพของกังหันก๊าซถูกกำหนดไว้ในมาตรฐาน ASME PTC 22-1997 Performance Test Code on Gas Turbines [14] โดยมีไดอะแกรมอย่างง่ายของระบบการผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ ดังแสดงในรูปที่ 4.1 แสดงไดอะแกรมอย่างง่ายของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ



รูป 4.1 แสดงไดอะแกรมอย่างง่ายของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

เครื่องจักรกังหันก๊าซจะทำงานโดยมีคอมเพรสเซอร์ดูดอากาศเพื่ออัดให้มีความดันและอุณหภูมิสูงเพื่อนำไปเผาไหม้กับเชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้ ก๊าซร้อนที่เกิดขึ้นจะมีอุณหภูมิสูงมากประมาณ 1,300 C ซึ่งจะถูกนำไปถ่ายเทพลังงานให้กับกังหันและเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นพลังงานกลผลักให้เพลาของกังหันหมุนและต่อเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบต่อไป

4.2.1 Gas Turbine Heat Rate

Gas Turbine Heat Rate คืออัตราส่วนของความร้อนขาเข้าต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังสมการ [19]

$$Gas\,Turbine\,Heat\,Rate = \frac{W_F LHV_F}{P_{GT}}, \qquad \text{BTU/kWh} \tag{4.1}$$

เมื่อ

W_F คืออัตราการไหลของเชื้อเพลิง, SCF/h

LHV_F คือค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (Low Heating Value), BTU/SCF

P_{GT} คือกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้, kW

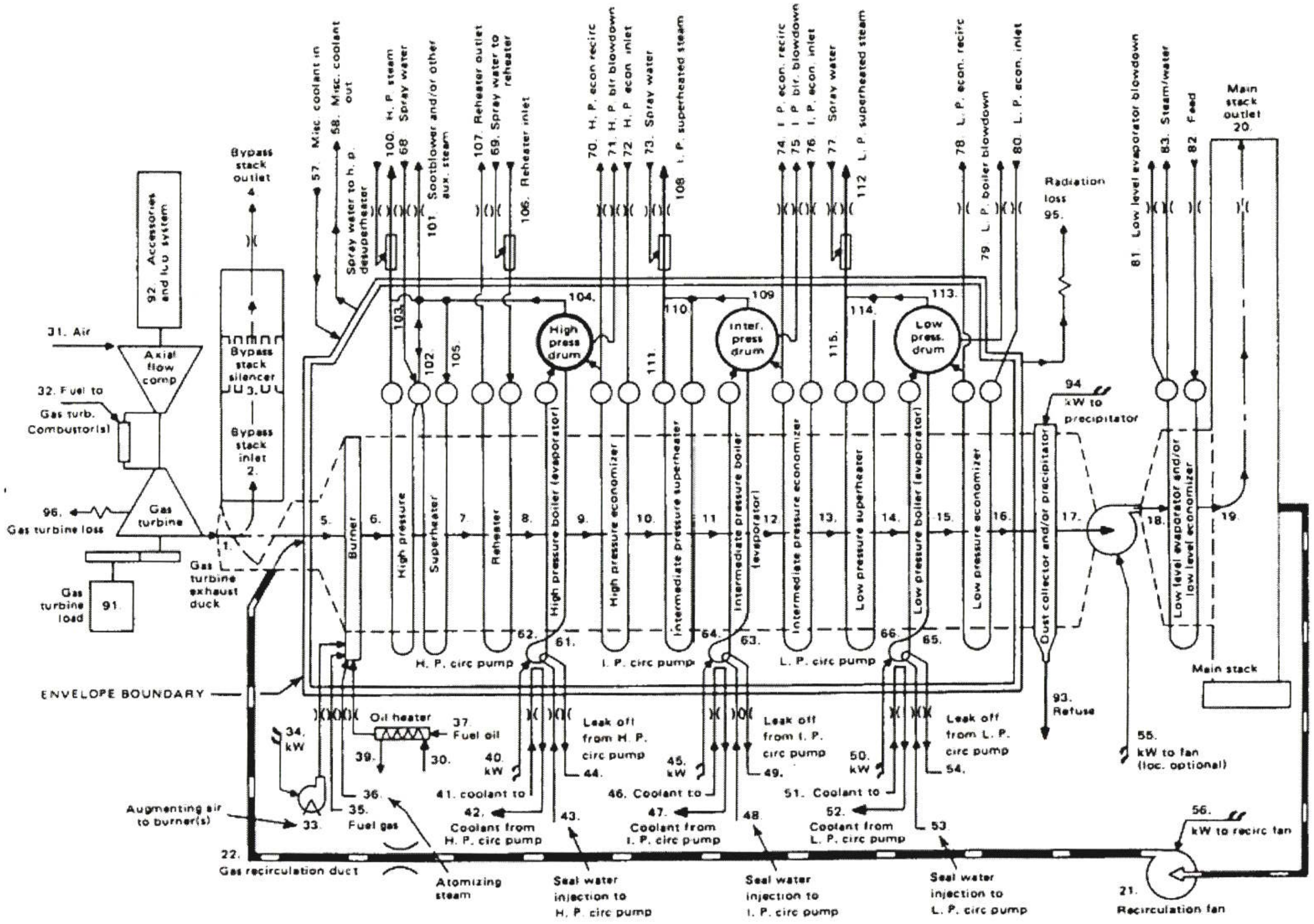
4.2.2 Gas Turbine Efficiency

ประสิทธิภาพของ Gas Turbine คืออัตราส่วนของความร้อนที่ถูกนำไปใช้งาน (ในรูปของไฟฟ้าที่ผลิตได้) ต่อความร้อนในรูปของเชื้อเพลิง ในหน่วยของเปอร์เซ็นต์ ดังสมการ[19]

$$Gas\,Turbine\,Efficiency = 100 \times \frac{3412.14 P_{GT}}{W_F LHV_F}, \% \tag{4.2}$$

4.3 ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Recovery Steam Generator, HRSG)

การวัดประสิทธิภาพของ HRSG ถูกกำหนดไว้ในมาตรฐาน ASME PTC 4.4-1981 Gas Turbine Heat Recovery Steam Generator [12] โดยมาตรฐานนี้ระบุวิธีการคำนวณประสิทธิภาพโดยวิธี Input-Output Method และวิธี Loss Method โดยไดอะแกรมการทำงานของหม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อนจากไอเสียแสดงไว้ในรูปที่ 4.2 แสดงไดอะแกรมการทำงานของของหม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน



รูป 4.2 แสดงไดอะแกรมการทำงานของของหม้อไอน้ำแบบแลกเปลี่ยนความร้อน

วิธี Input –Output Method ประสิทธิภาพของ HRSG คืออัตราส่วนของพลังงานขาออกต่อพลังงานขาเข้า มีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ พลังงานขาออกคือผลรวมของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่จ่ายให้กับน้ำจนกลายเป็นไอน้ำ พลังงานขาเข้าคือพลังงานความร้อนในรูปของก๊าซร้อนจาก Exhaust ของ Gas Turbine รวมกับพลังงานความร้อนจาก Supplemental fuel (ถ้ามี) รวมกับความร้อนส่วนเพิ่มที่อื่นๆ เช่นอากาศ, สถานะของเชื้อเพลิงและความร้อนอื่นใดในระบบ โดยใช้อุณหภูมิอ้างอิง (t_R) เป็นอุณหภูมิของอากาศก่อนเข้าคอมเพรสเซอร์ของ Gas Turbine ซึ่งแสดงได้ดังสมการ

$$HRSG\,Efficiency = 100\left(\frac{Heat\ absorbed\ by\ HRSG's\ Working\ fluids}{Heat\ input\ from\ GT, HRSG\ fuel\ and\ Credits}\right) \tag{4.4}$$

$$HRSG\,Efficeincy = 100\left(\frac{W_{HP}(h_{HP}-h_{FW}) + W_{IP}(h_{IP}-h_{FW}) + W_{LP}(h_{LP}-h_{FW})}{B_{GT} + B_{HRSG_F} + B_{HRSG}}\right) \tag{4.5}$$

เมื่อ

W_{HP}, W_{IP}, W_{LP} คือ อัตราการไหลของสตีมที่ความดันต่างกัน, (kg/h)

H_{HP},h_{IP},h_{LP} คือ เอนทราลปีของสตีม BTU/kg

H_{FW} คือเอนทราลปีของน้ำ feed water, BTU/kg

B_{GT} คือ ความร้อนจาก exhaust ของ Gas Turbine, BTU/h

B_{HRSG_F} คือความร้อนจาก supplementary fuel (ถ้ามี) , BTU/h

B_{HRGS} คือความร้อนส่วนเพิ่ม (Heat credit), BTU/h

วิธีการคำนวณประสิทธิภาพแบบ input-output method ต้องการเครื่องมือวัดหลายๆ ตัว เช่น อุณหภูมิ, ความดัน, อัตราการไหล เพื่อคำนวณความร้อนที่ถูกนำไปใช้งานโดย Working fluid และยังรวมถึง feed water, economizer, blowdown, desuperheat spray, reheat steam ด้วย ดังนั้นสมการที่เกี่ยวข้องจะมีมากขึ้นกว่าที่แสดงไว้ข้างต้น

ความร้อนจาก exhaust ของ Gas Turbine (BGT) พิจารณาได้จากการสมดุลย์ความร้อนของ Gas Turbine ซึ่งจะได้ว่า

$$B_{GT} = GLF\{W_F LHV_F CEF + B_{inj} + B_F - 3412.14(P_{GT} + PL_{GT})\} \tag{4.6}$$

เมื่อ

G_{LF} คือ อัตราการรั่วของ bypass stack damper

W_F คือ อัตราการไหลของเชื้อเพลิงเข้า Gas Turbine, kg/h

LHV_F คือค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (Low Heating Value),BTU/SCF

CEF คือประสิทธิภาพการเผาไหม้ของ Gas Turbine , %

B_{inj} คือ ความร้อนจากการ water injection หรือ steam injection , BTU/h

B_F คือความร้อนจากสถานะของเชื้อเพลิง, BTU/SCF

P_{GT} คือกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW

P_{LGT} คือความสูญเสียทั้งหมดในส่วนของ Generator, MW

3412.14 คือ Conversion factor

4.4 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine

การคำนวณประสิทธิภาพของ Steam Turbine สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมถูกกำหนดไว้ในมาตรฐาน ASME PTC 6S-1988 Procedures for Routine Performance Tests of Steam Turbine ซึ่งได้ระบุถึงวิธีการคำนวณของประสิทธิภาพของ Steam Turbine และ วัฏจักรของ Steam ในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะส่วนของการคำนวณประสิทธิภาพในวัฏจักรของ Steam เท่านั้น

4.4.1 Steam Turbine Heat Rate

Steam Turbine Heat Rate กำหนดได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$Net\,Turbine\,Cycle\,Heat\,Rate = \frac{Heat\,supplied - Heat\,returned}{Generator\,Output} \tag{4.7}$$

Heat Supplied คือความร้อนที่จ่ายให้กับวัฏจักรกังหันไอน้ำเป็นพลังความร้อนที่ได้จากสตีมที่มาจาก HRSG

Heat returned คือความร้อนที่นำกลับเข้าสู่ HRSG ใหม่หลังผ่านวัฏจักรแล้ว ได้แก่ความร้อนจาก feed water

Generator Output คือกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Generator

ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการโดยละเอียดได้ดังนี้

$$HR = \frac{W_{HP}h_{HP} + W_{IP}h_{IP} + W_{LP}h_{LP} - W_{FW}h_{FW} - W_{HPP}h_{HPP} - W_{IPP}h_{IPP} - W_{LPP}h_{LPP} + W_{CR}h_{CR}}{P_{ST}} \tag{4.8}$$

เมื่อ

W_{HP} คืออัตราการไหลของ high pressure steam เข้า Turbine, kg/h

h_{HP} คือเอนทราลปีของ high pressure steam เข้า Turbine, BTU/kg

W_{IP} คืออัตราการไหลของ intermediate pressure steam เข้า Turbine, kg/h

h_{IP} คือเอนทราลปีของ intermediate pressure steam เข้า Turbine, BTU/kg

W_{LP} คืออัตราการไหลของ low pressure steam เข้า Turbine, kg/h

h_{LP} คือเอนทราลปีของ low pressure steam เข้า Turbine, BTU/kg

W_{HPP} คืออัตราการไหลของ high pressure steam ออกจาก Turbine, kg/h

h_{HPP} คือเอนทราลปีของ high pressure steam ออกจาก Turbine, BTU/kg

W_{IPP} คืออัตราการไหลของ intermediate pressure steam ออกจาก Turbine, kg/h

h_{IPP} คือเอนทราลปีของ intermediate pressure steam ออกจาก Turbine, BTU/kg

W_{LPP} คืออัตราการไหลของ low pressure steam ออกจาก Turbine, kg/h

h_{LPP} คือเอนทราลปีของ low pressure steam ออกจาก Turbine, BTU/kg

W_{CR} คืออัตราการไหลของคอนเดนเซสเข้าวัฏจักร, kg/h

h_{CR} คือเอนทราลปีของน้ำในคอนเดนเซส, BTU/kg

P_{ST} คือ กำลังไฟฟ้าจาก Steam Turbine Genearator , MW

บทที่ 5
ระบบคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time

5.1 บทนำ

โรงไฟฟ้าที่ผู้วิจัยได้ศึกษาและทดสอบการคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time คือโรงไฟฟ้าราชบุรีซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีกำลังผลิตรวมทั้งหมด 3,645 เมกกะวัตต์ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาด 735 MW จำนวน 2 โรงและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาด 725 MW จำนวน 3 โรง โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนสามารถเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตาและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักมีน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง โรงไฟฟ้าทั้ง 5 โรงมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า [3,4] กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นระยะเวลา 25 ปี

ผู้วิจัยได้ใช้ข้อมูลจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, มาตรฐานการทดสอบของ กฟผ., มาตรฐานการทดสอบ Performance Test Code ที่เกี่ยวข้อง [10-16] และมาตรฐานการทดสอบของผู้ผลิต [17-19] ดังรายละเอียดที่กล่าวไปแล้วในบทที่ 2,3 และ 4 และพัฒนาระบบข้อมูล Real Time จากระบบควบคุมโรงไฟฟ้า (DCIS) มาสร้างโปรแกรมคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time และนำมาแสดงผลในคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลผ่านระบบเครือข่าย เพื่อใช้ผู้ใช้งานทั้งที่เป็นวิศวกรเดินเครื่องประจำในโรงไฟฟ้าและผู้บริหาร สามารถใช้ประโยชน์ในการติดตามตรวจสอบและควบคุมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าได้ตลอดเวลา

5.2 โครงสร้างของระบบ

โครงสร้างของระบบตามรูปที่ 5.1 โครงสร้างระบบคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time ประกอบด้วย

1. Plant DCIS คือระบบควบคุมการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า

2. Interface Computer ทำหน้าที่เป็นตัวกลางติดต่อระหว่าง Plant DCIS กับ Data Historian Server

3. Data Historian Server ทำหน้าที่เป็น Process database ซึ่งจะเก็บข้อมูลพารามิเตอร์ที่จำเป็นสำหรับการคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าไว้และเก็บข้อมูลประสิทธิภาพที่ได้จากการคำนวณแบบ Real time

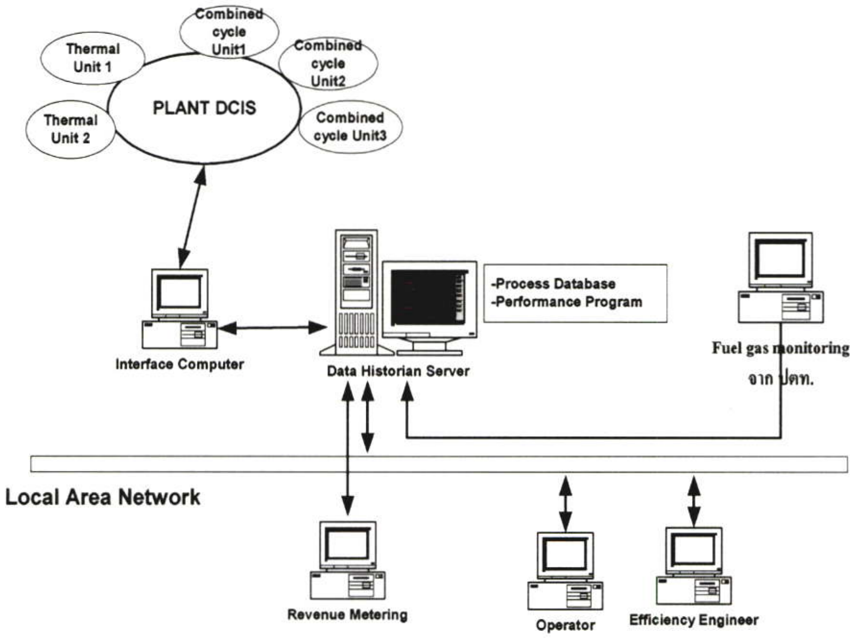
4. Real Time Performance Program ทำงานโดยการใช้ข้อมูลจาก Data Historian Server มาคำนวณหาประสิทธิภาพของแต่ละระบบ และส่งผลการคำนวณกลับไปที่ Server

5. Revenue Metering จะอ่านค่า Net MW ที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจาก Revenue Meter

6. Operator เป็นคอมพิวเตอร์แสดงผลการคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแจ้งให้ Operator ทราบ

7. Efficiency Engineer เป็นคอมพิวเตอร์แสดงผลการคำนวณประสิทธิภาพให้หน่วยวางแผนการผลิตและประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบระบบที่ประสิทธิภาพลดลงกว่าเดิมและเป็นแนวทางในการปรับปรุงแก้ไข

ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ในการคำนวณประสิทธิภาพจากระบบ DCIS ของโรงไฟฟ้าทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 2 โรงและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 3 โรงจะถูกอ่านด้วย Interface Computer และนำไปเก็บไว้ที่คอมพิวเตอร์ฐานข้อมูล ซึ่งจะทำงานโดยโปรแกมประมวลผลประสิทธิภาพตามวิธีการในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) และตามมาตรฐาน ASME Performance Test Code โดยโปรแกรมจะทำการคำนวณทุกๆ นาที และนำผลที่ได้แสดงแก่วิศวกรประสิทธิภาพและวิศวกรเดินเครื่องให้ทราบค่าประสิทธิภาพแบบ Real Time เพื่อเป็นประโยชน์ในการวางแผนการผลิตและการเดินเครื่องให้ประหยัดเชื้อเพลิงและเป็นประโยชน์ในการวางแผนบำรุงรักษาเพื่อซ่อมแซมอุปกรณ์ที่เสื่อมสภาพก่อนกำหนด



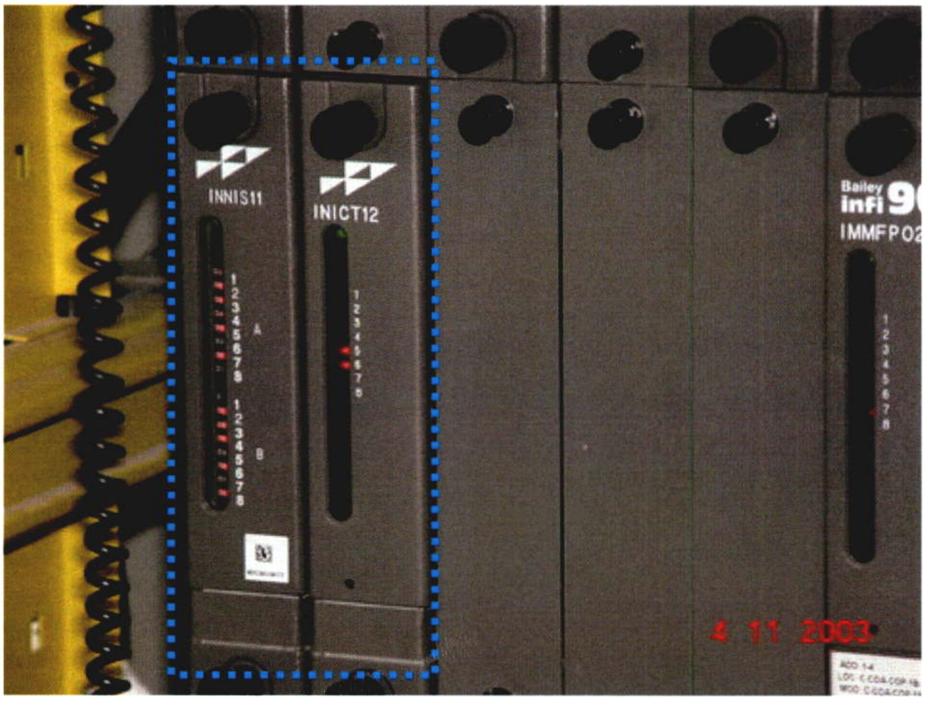
รูปที่ 5.1 โครงสร้างระบบคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time

5.3 ระบบควบคุมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

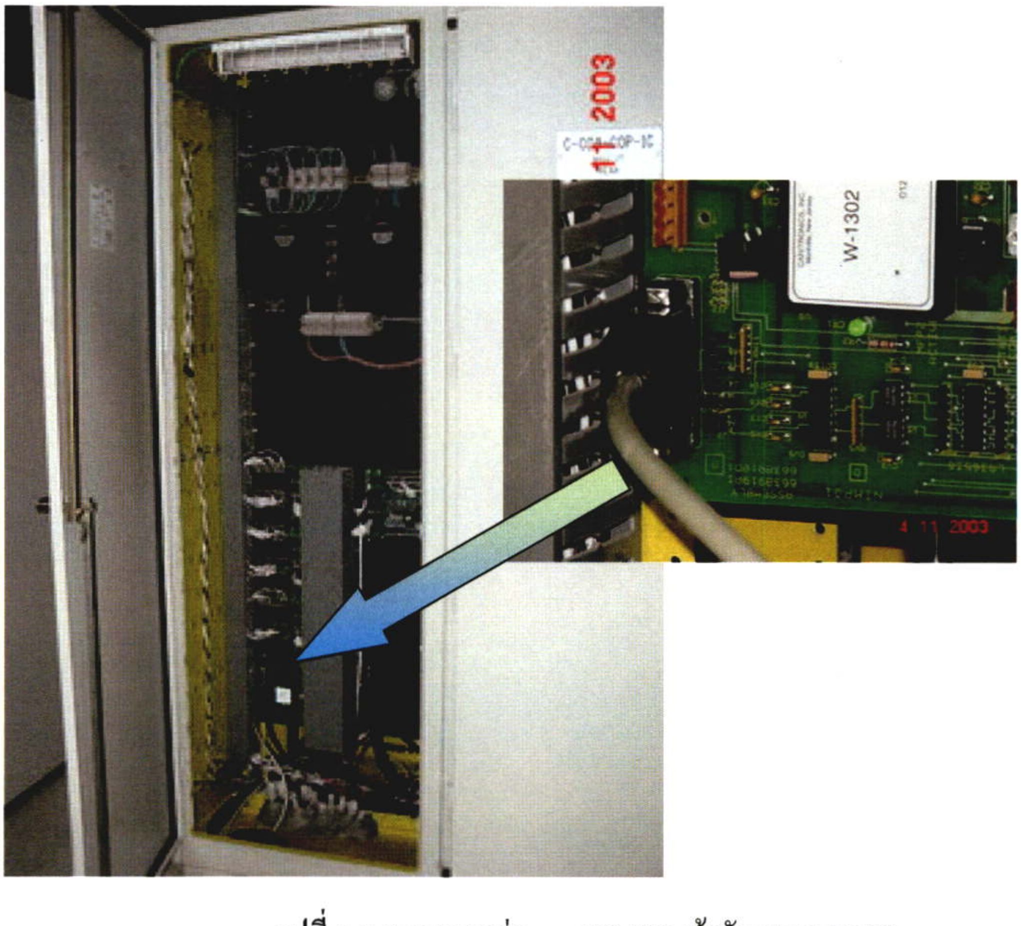
ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนผู้วิจัยได้ติดตั้ง Interface Computer 1 เครื่องต่อเข้ากับระบบ DCIS ของโรงไฟฟ้าที่ Common Control Loop โดยติดตั้งผ่าน RS-232 port เข้ากับ Computer Interface Unit ของ DCIS ดังแสดงในรูป 5.2-5.4 Interface Computer จะต่อกับเข้าระบบฐานข้อมูล Plant Information ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนผ่านทางระบบ LAN และโปรแกรมคำนวณประสิทธิภาพจะนำข้อมูลพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณไปประมวลผลต่อตามสมการที่ได้อธิบายไปแล้ว และนำไปแสดงผลต่อไป

จากรูปที่ 5.5 การต่อระบบ Real Time Performance เข้ากับระบบควบคุมโรงไฟฟ้าพลังความร้อน คอมพิวเตอร์ Database จะเก็บข้อมูลของโรงไฟฟ้าเพื่อส่งข้อมูลให้กับโปรแกรมคำนวณประสิทธิภาพและเก็บผลลัพธ์การคำนวณไว้เพื่อใช้ในการแสดงผลและวิเคราะห์ต่อไป

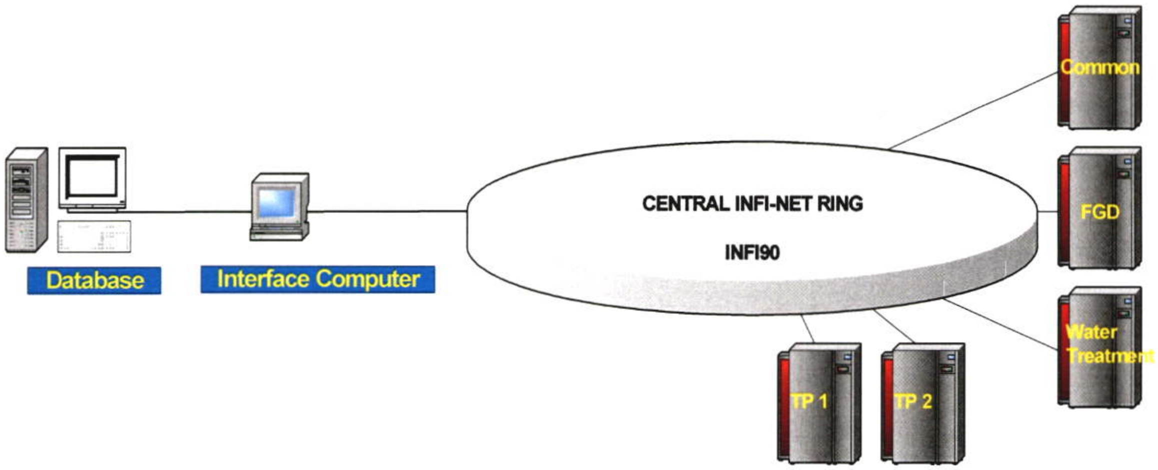
รูปที่ 5.2 แสดงตู้ DCIS สำหรับต่อ Interface computer



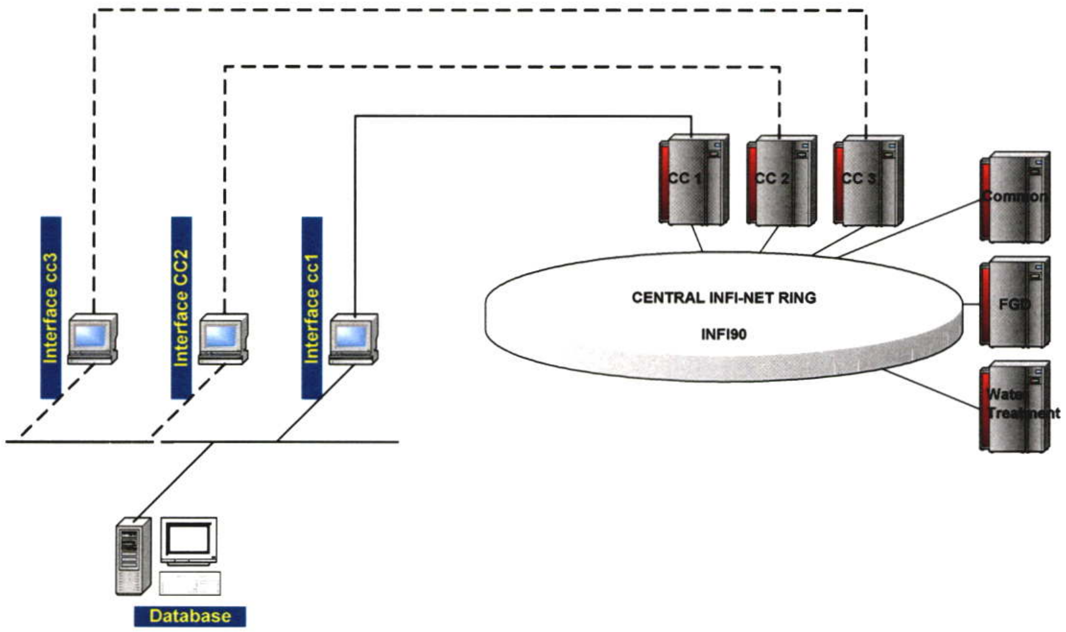
รูปที่ 5.3 แสดงการ์ด Computer Interface Unit INICT12



รูปที่ 5.4 แสดงการต่อ port RS-232 เข้ากับระบบ DCIS

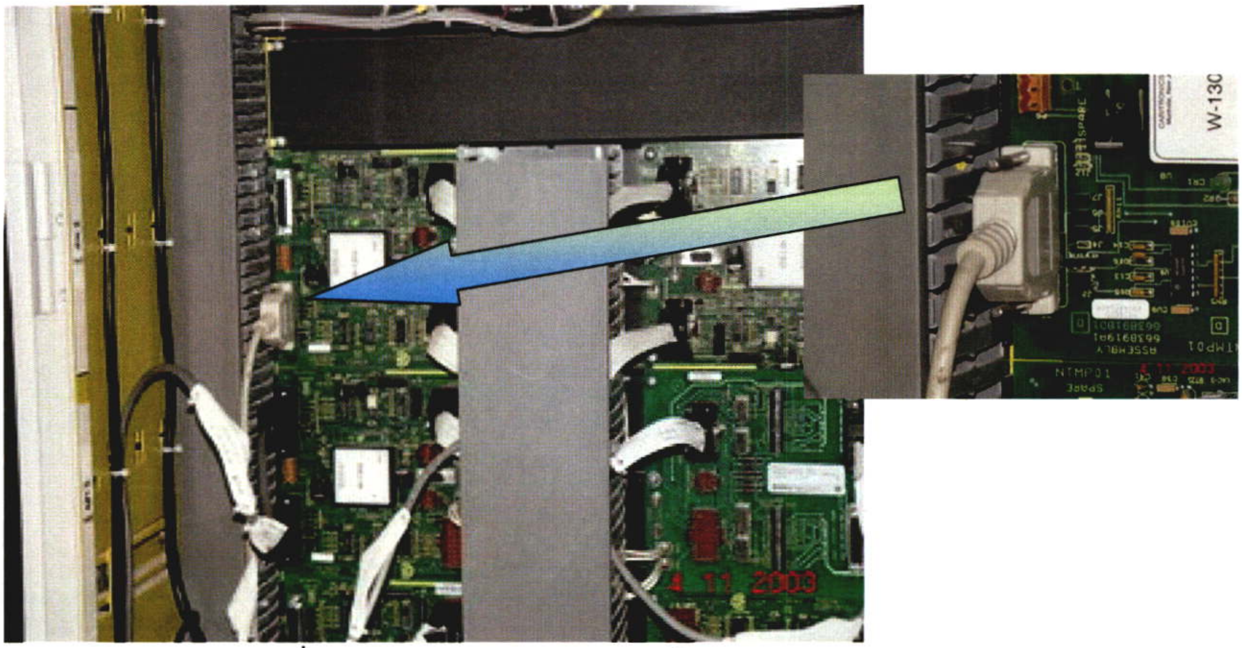


รูปที่ 5.5 การต่อระบบ Real Time Performance เข้ากับระบบควบคุมโรงไฟฟ้าพลังความร้อน



รูปที่ 5.6 การต่อระบบ Real Time Performance เข้ากับระบบควบคุมโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

รูปที่ 5.7 แสดง Computer Interface Card INICT01 ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม



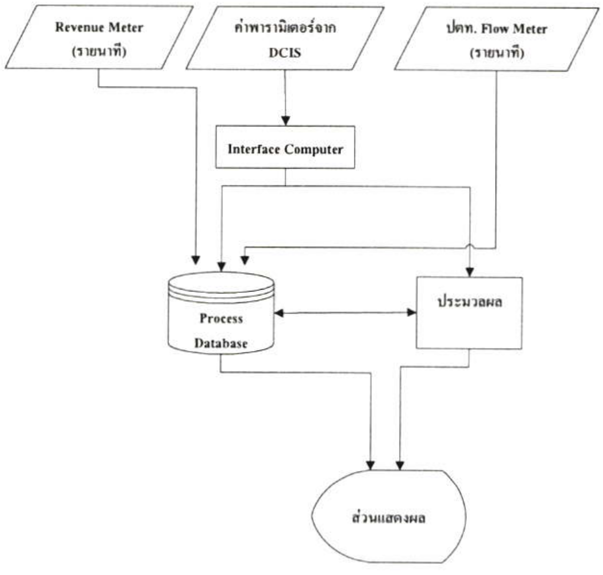
รูปที่ 5.8 แสดงการต่อ port RS-232 เข้ากับระบบ DCIS

5.4 ระบบควบคุมโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ผู้วิจัยได้ติดตั้ง Interface Computer จำนวน 1 ตัวต่อเข้ากับระบบควบคุม DCIS ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 3 โรง ตามรูปที่ 5.6 การต่อระบบ Real Time Performance เข้ากับระบบควบคุมโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เพื่อใช้ดึงข้อมูลและพารามิเตอร์ต่างๆ ผ่าน port RS-232 ต่อเข้ากับ Computer Interface Unit CIU01 ดังแสดงในรูปที่ 5.7 แสดง Computer Interface Card INICT01 ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และรูปที่-5.8 แสดงการต่อ port RS-232 เข้ากับระบบ DCIS ข้อมูลที่ได้จะเก็บไว้ที่คอมพิวเตอร์ฐานข้อมูลก่อนนำไปประมวลผลต่อไป (หมายเหตุ ในรูปจะมี Interface computer 3 ตัว เนื่องจากพบว่าเมื่อใช้งานข้อมูลจำนวนมากแล้วทำให้บางครั้ง Card จะเกิด traffic และหยุดส่งข้อมูลหลายครั้ง ผู้วิจัยจึงวางแผนจะเพิ่มการ interface ให้ใช้แยกกันในแต่ละโรง เพื่อลดความคับคั่งของสัญญาณ

5.5 ลำดับการทำงานของระบบ Real Time Performance Calculation

ข้อมูลจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าตามรูปที่ 5.5 และรูปที่ 5.6 จะถูกส่งเข้าระบบ ฐานข้อมูล (Process Database) และโปรแกรมประมวลผลจะนำพารามิเตอร์ต่างๆ ไปคำนวณตามวิธีที่อธิบายไปแล้วในบทที่ผ่านมา เมื่อได้ผลลัพธ์จะนำเข้าไปเก็บในฐานข้อมูลตัวเดิม เพื่อให้ส่วนแสดงผลนำข้อมูลไปแสดงต่อไป ดังแสดงในรูปที่ 5.9 โฟล์วชาร์ตการทำงานอย่างย่อของระบบ Real Time Performance



รูปที่ 5.9 โฟล์วชาร์ตการทำงานอย่างย่อของระบบ Real Time Performance

ผู้วิจัยได้แบ่งการเขียนโปรแกรมออกเป็น 2 โปรแกรมคือโปรแกรมส่วนประมวลผลและโปรแกรมส่วนแสดงผล ทั้งสองโปรแกรมเป็นอิสระต่อกัน เพื่อให้สามารถพัฒนาเพิ่มเติมแยกส่วนได้ง่ายในอนาคต และสามารถเลือกได้ว่าจะปรับปรุงโปรแกรมใดให้เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าที่จะใช้งาน

1. โปรแกรมประมวลผลประสิทธิภาพ

โปรแกรมประมวลผลประสิทธิภาพ พัฒนาด้วยวิชวลเบสิก เวอร์ชั่น 6 บนวินโดว์แพลตฟอร์ม ซึ่งเป็น OS ที่เป็นมาตรฐานและใช้งานได้ทั่วไปโดยไม่ต้องจัดซื้อโปรแกรมอื่นๆ เพิ่มเติม โปรแกรมประมวลผลจะอ่านข้อมูลพารามิเตอร์โรงไฟฟ้าผ่านทางฐานข้อมูลโรงไฟฟ้า โดยใช้การต่อเชื่อม(Interface Connection) แบบ OLE DB ซึ่งเป็นมาตรฐานการต่อเชื่อมฐานข้อมูลที่ใช้งานกับฐานข้อมูลได้แทบทุกชนิด ทำให้ไม่ผูกติดกับระบบฐานข้อมูลชนิดใดชนิดหนึ่ง การอ่านข้อมูลจะ refresh ข้อมูลทุกๆ นาทีอย่างต่อเนื่อง เพื่อนำมาประมวลผลตามสมการที่กล่าวไว้ในบทที่ผ่านมา โดยข้อมูลพารามิเตอร์ที่นำเข้าประกอบสัญญาณจากโรงไฟฟ้าดังต่อไปนี้

1.1 PPA Efficiency

ตารางที่ 5.1 Input parameter tag ของการคำนวณ PPA Efficiency

Type	Tag name	Description
Power Output	T1TGBTRD5-N	Thermal Unit #1 Net MW Output
	T2TGBTRD5-N	Thermal Unit #2 Net MW Output
	C1APLJT001	Combined Cycle Unit #1 Net MW Output
	C2APLJT001	Combined Cycle Unit #2 Net MW Output
	C3APMJT001	Combined Cycle Unit #3 Net MW Output
Fuel gas Flow	T1FGAFT1B-ASCF	Thermal Unit #1 Fuel gas flow
	T2FGAFT1B-ASCF	Thermal Unit #2 Fuel gas flow
	C1FGAFT1ASCF	Combined cycle Block1 GT 1A Fuel gas flow
	C1FGAFT1BSCF	Combined cycle Block1 GT 1B Fuel gas flow
	C2FGAFT1ASCF	Combined cycle Block2 GT 1A Fuel gas flow
	C2FGAFT1BSCF	Combined cycle Block2 GT 1B Fuel gas flow
	C3FGAFT1ASCF	Combined cycle Block2 GT 1A Fuel gas flow
	C3FGAFT1BSCF	Combined cycle Block2 GT 1B Fuel gas flow
Heating Value	PTTFGSHHVMIN	PTT Fuel gas Heating Value (SAT)

ตารางที่ 5.2 Output tag ของการคำนวณ PPA Efficiency

Type	Tag name	Description
Heat Rate	T1HR_ACTUAL	Thermal Unit #1 Net Actual Heatrate
	T1HR_TARGET	Thermal Unit #1 Net Target Heatrate
	T2HR_ACTUAL	Thermal Unit #2 Net Actual Heatrate
	T2HR_TARGET	Thermal Unit #2 Net Target Heatrate
	C1HR_ACTUAL	Combined Cycle Block1 Net Actual Heatrate
	C1HR_TARGET	Combined Cycle Block1 Net Target Heatrate
	C2HR_ACTUAL	Combined Cycle Block2 Net Actual Heatrate
	C2HR_TARGET	Combined Cycle Block2 Net Target Heatrate
	C3HR_ACTUAL	Combined Cycle Block3 Net Actual Heatrate
	C3HR_TARGET	Combined Cycle Block3 Net Target Heatrate
Efficiency	T1EFF_ACTUAL	Thermal Unit #1 Net Actual Efficiency
	T1EFF_TARGET	Thermal Unit #1 Net Target Efficiency
	T2EFF_ACTUAL	Thermal Unit #2 Net Actual Efficiency
	T2EFF_TARGET	Thermal Unit #2 Net Target Efficiency
	C1EFF_ACTUAL	Combined Cycle Block1 Net Actual Efficiency
	C1EFF_TARGET	Combined Cycle Block1 Net Target Efficiency
	C2EFF_ACTUAL	Combined Cycle Block2 Net Actual Efficiency
	C2EFF_TARGET	Combined Cycle Block2 Net Target Efficiency
	C3EFF_ACTUAL	Combined Cycle Block3 Net Actual Efficiency
	C3EFF_TARGET	Combined Cycle Block3 Net Target Efficiency

1.2 Thermal Plant Efficiency

ตารางที่ 5.3 Input tag ของการคำนวณ Thermal Plant Boiler Efficiency (Unit #1)

Type	Tag name	Description
Power	T1TGBTRD5-N	Thermal Unit #1 Net MW Output
	T1CCEFAN10A.IK	GRF Power Consumption A
	T1CCEFAN10B.IK	GRF Power Consumption B
Fuel gas Property	PTTFGSHHVMIN	PTT Fuel gas Heating Value (SAT)
	CCFGAYHR1001A	PTT Fuel gas % MOLE NO2
	CCFGAYHR1003A	PTT FUEL GAS % MOLE CO2
	CCFGAYHR1005A	PTT FUEL GAS % MOLE METHANE
	CCFGAYHR1007A	PTT FUEL GAS % MOLE ETHANE
	CCFGAYHR1009A	PTT FUEL GAS % MOLE PROPANE
	CCFGAYHR1011A	PTT FUEL GAS % MOLE I-BUTANE
	CCFGAYHR1013A	PTT FUEL GAS % MOLE N-BUTANE
	CCFGAYHR1015A	PTT FUEL GAS % MOLE I-PENTANE
	CCFGAYHR1017A	PTT FUEL GAS % MOLE N-PENTANE
	CCFGAYHR1019A	PTT FUEL GAS % MOLE C6+ 47/35/17
	CCFGAYHR1021A	PTT FUEL GAS HEATING VAL GROSS BTU DRY
	CCFGAYHR1023A	PTT FUEL GAS HEATING VALUE NET BTU DRY
	CCFGAYHR1025A	PTT FUEL GAS RELATIVE DENSITY GAS CORR
	T1FGAFT101.B-A	Fuel gas flow
	T1FGATE.102B	Fuel gas temperature
Dry Flue gas Property	T1SGAANZ105A-C	CO Content Analyzer
	T1SAAANZ101-BA	Oxygen Content Analyzer
	T1GGAIS0009.B	SO2 Content Analyzer
	T1GGAIS0001	NOX Content Analyzer
	T1GGAIS0008	Flue gas temperature
Ambient Air	T1SGBTE.112A-A	Reference Air Temperature
	CCCCPT200	Atmospheric Pressure
Air Heater	T1SGBTE.104A-A	Air Heater Inlet Temperature
	T1SGBTE.107A-A	Air Heater Outlet Temperature

ตารางที่ 5.4 Output tag ของการคำนวณ Thermal Plant Boiler Efficiency (Unit #1)

Type	Tag name	Description
Efficiency	T1BLREFF	Thermal Unit #1 Boiler Efficiency
	T1BLRQout	Thermal Unit #1 Boiler Output

ในกรณีของ Thermal Unit 2 จะมี Tag name เช่นเดียวกันแตกต่างที่ T1 จะเปลี่ยนเป็น T2 เช่น T1TGBTRD5-N เป็น Tag name ของ Unit1, T2TGBTRD5-N เป็น Tag name ของ Unit 2

ตารางที่ 5.5 Input tag ของการคำนวณ Thermal Plant Steam Turbine Efficiency (Unit #1)

Type	Tag name	Description
Power	T1TGBTRD5-N	Thermal Unit #1 Net MW
Steam/Water flow	T1SAHFT.101A	Air Heating Steam Flow
	T1PSA.FT.401	Burner steam flow
	T1FWFFT.501	Make up water flow
	T1FWAFT.404A	RH Spray water flow
	T1FWCFT.3	Condensate water flow
Steam/Water pressure	T1SGGPT.257A	Main steam pressure
	T1SGJPT.354A	Hot reheat steam pressure
	T1SGJPT.351A	Cold reheat steam pressure
	T1FWAPT.503	BFP outlet feed water pressure
	T1FWAPT.504A	DEA. Outlet feed water pressure
	T1FWAPT.503	BFP outlet feed water pressure
	T1TEAPT.1A	8HTR extraction steam pressure
	T1TEAPT.3A	6HTR extraction steam pressure
	T1TEAPT.4	DEA. Extraction steam pressure

ตารางที่ 5.6 Input tag ของการคำนวณ Thermal Plant Steam Turbine Efficiency (Unit #1)

Type	Tag name	Description
Steam/Water temperature	T1SGGTE.205A	Main steam temperature
	T1SGJTE.313A	Hot reheat steam temperature
	T1SGJTE.320A	Cold reheat steam temperature
	T1FWATE.410	Final feed water temperature
	T1FWATE.508A	7HTR outlet feed water temperature
	T1FWATE.507A	6HTR outlet feed water temperature
	T1FWATE.501A	DEA. Outlete feed water temperature
	T1FWATE.402	RH spray water temperature
	T1FWATE.302A	6HTR inlet feed water temperature
	T1TEATE.2A	8HTR extraction steam temperature
	T1TEATE.5A	6HTR extraction steam temperature
	T1TEATE.7	DEA extraction steam temperature
	T1TEDTE.1A	8HTR drain temperature
	T1TEDTE.2A	7HTR drain temperature
	T1TEDTE.3A	6HTR drain temperature
	T1FWCTE.501	Make up water temperature
	T1SAHTE.101A	Air heating drain temperature
	T1FWCTE.10	4HTR outlet condensate water temperature

ตารางที่ 5.7 Output tag ของการคำนวณ Thermal Plant Steam Turbine Efficiency (Unit #1)

Type	Tag name	Description
Heatrate	T1SteamHR	Steam Turbine Heat rate
Efficiency	T1SteamEff	Steam Turbine Efficiency

2. โปรแกรมแสดงผลประสิทธิภาพ

โปรแกรมแสดงผลประสิทธิภาพ พัฒนาด้วยวิชวลเบสิก เวอร์ชั่น 6 บนวินโดว์แพลตฟอร์ม เช่นเดียวกับโปรแกรมประมวลผลประสิทธิภาพ โดยโปรแกรมจะติดต่อกับฐานข้อมูลโรงไฟฟ้า ผ่านทาง interface connection แบบ OLE DB ซึ่งจะอ่าน Tag name output ที่ผ่านการคำนวณแล้ว จากตารางข้างต้น มาแสดงผลเป็นภาพกราฟฟิกและกราฟ

ตารางที่ 5.8 ตัวอย่างข้อมูล Input ของโปรแกรม

Tag name	30 ต.ค. 2550 08:31 น.	4 ต.ค. 2550 03:00 น.
C1APLJT001	699.81	509.73
C2APLJT001	629.53	494.59
C3APMJT001	630.91	492.87
C1FGAFT1ASCF	2,935.19	2,221.22
C1FGAFT1BSCF	2,829.83	2,152.68
C2FGAFT1ASCF	2,615.60	2,106.46
C2FGAFT1BSCF	2,635.12	2,150.54
C3FGAFT1ASCF	2,646.70	2,124.53
C3FGAFT1BSCF	2,661.09	2,124.53
PTTFGSHHVMIN	833.46	833.31

ตารางที่ 5.9 ตัวอย่างข้อมูล Output ของอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพ

Tag name	30 ต.ค. 2550 08:31 น.	4 ต.ค. 2550 03:00 น.
C1HR_ACTUAL	6,866.01	7,150.53
C1HR_TARGET	7,029.86	7,290.68
C2HR_ACTUAL	6,951.62	7,172.37
C2HR_TARGET	7,087.24	7,295.69
C3HR_ACTUAL	7,011.86	7,183.96
C3HR_TARGET	7,077.21	7,314.47
C1EFF_ACTUAL	49.70	47.72
C1EFF_TARGET	48.54	46.80
C2EFF_ACTUAL	49.08	47.57
C2EFF_TARGET	48.14	46.77
C3EFF_ACTUAL	48.66	47.50
C3EFF_TARGET	48.21	46.65

บทที่ 6
การแสดงผลและการวิเคราะห์ประสิทธิภาพ

6.1 บทนำ

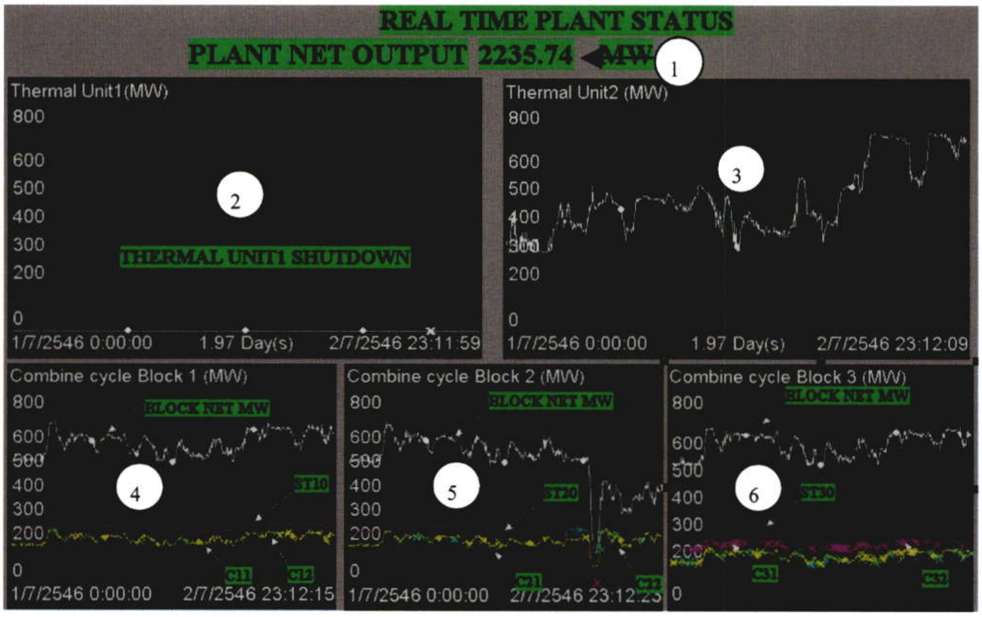
ในบทนี้จะแสดงถึงการนำค่าประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ได้คำนวณมาแล้วในโปรแกรมประมวลผลซึ่งเก็บไว้ในฐานข้อมูลโรงไฟฟ้า มาแสดงผลในรูปแบบต่างๆ การแสดงผลสามารถทำได้หลายรูปแบบขึ้นอยู่ความต้องการของผู้ใช้งานโดยวิทยานิพนธ์ นี้แสดงการใช้งานผ่านโปรแกรมวิชวลเบสิก ซึ่งติดต่อฐานข้อมูล SQL database ผ่านทาง OLE DB การแสดงผลสามารถนำข้อมูลสถานะการผลิตของโรงไฟฟ้า, สถานะการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า, ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเปรียบเทียบกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ, ประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ เป็นต้น

การแสดงผลจะเน้นรูปแบบที่ง่ายและให้ข้อมูลที่ชัดเจนและทำงานบนเครื่องคอมพิวเตอร์ทั่วไป เพื่อให้ผู้ใช้งานอื่นๆ นอกเหนือจากวิศวกรเดินเครื่อง ได้ทราบข้อมูลของโรงไฟฟ้าเช่นเดียวกัน ทำให้เพิ่มศักยภาพการใช้ประโยชน์ของข้อมูลโรงไฟฟ้า ไปยังหน่วยงานต่างๆ เพื่อให้สามารถช่วยวิเคราะห์และหาแนวทางปรับปรุงการเดินเครื่องให้ดียิ่งขึ้นไปอีก

6.2 การแสดงผลสถานะการผลิตและภาพรวมของระบบ

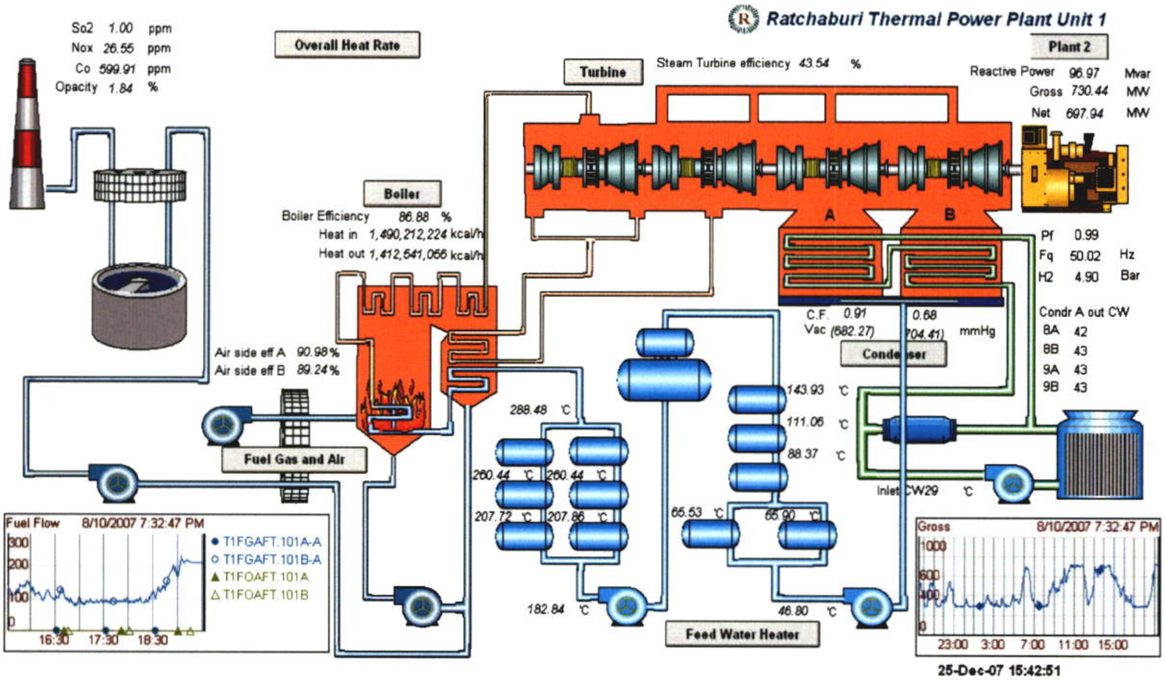
ส่วนแสดงผลจะแสดงผลค่าสถานะการผลิตดังรูปที่ 6.1 สถานะกำลังผลิตปัจจุบันของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง เมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2546 ผู้ใช้งานสามารถตรวจสอบและติดตามกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงได้ในหน้าจอเดียวกัน และยังสามารถดูข้อมูลสถานะการผลิตย้อนหลังของโรงไฟฟ้าทั้งหมดได้อีกด้วย

หมายเลข 1 แสดงกำลังผลิตโดยรวมของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง
หมายเลข 2 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเครื่องที่ 1 (ในขณะนี้กำลังอยู่ระหว่างหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมอุปกรณ์)
หมายเลข 3 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเครื่องที่ 2
หมายเลข 4 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเครื่องที่ 1
หมายเลข 5 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเครื่องที่ 2
หมายเลข 6 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเครื่องที่ 3

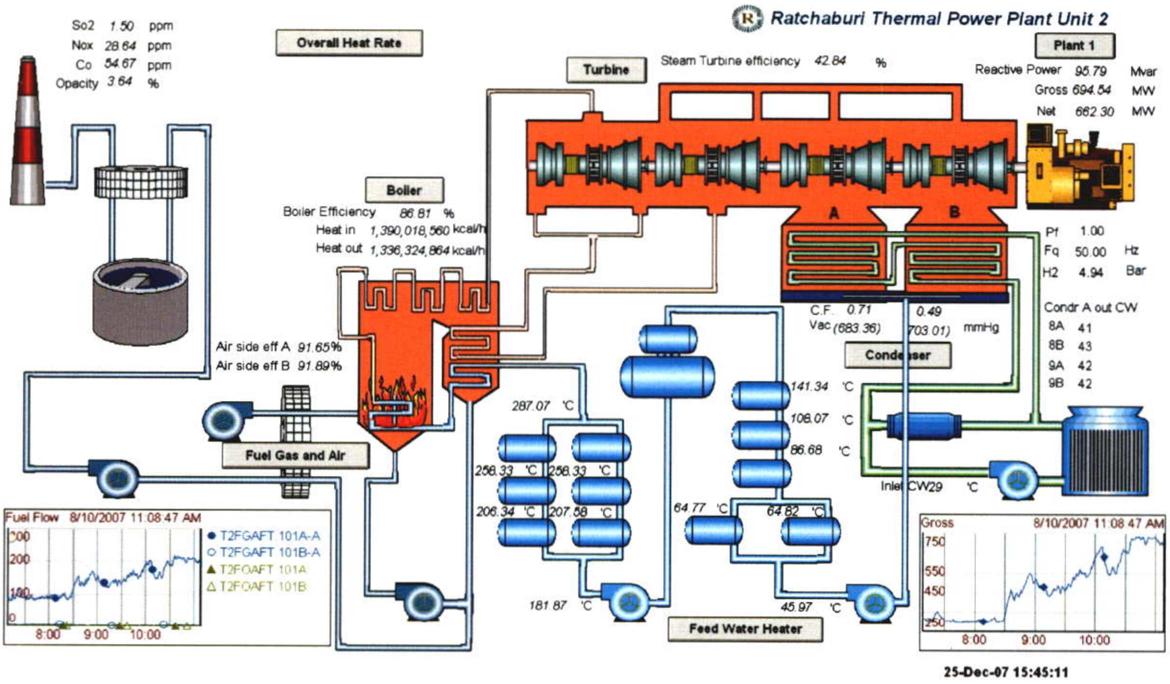


รูปที่ 6.1 สถานะกำลังผลิตปัจจุบันของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง

การแสดงผลภาพรวมของระบบหรือ Plant Overview ของโรงไฟฟ้าตามรูปที่ 6.2 Plant Overview diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 และรูปที่ 6.3 Plant Overview diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 ซึ่งแสดงสถานะปรกติในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ซึ่งปรกติต้องดูจากคอมพิวเตอร์ควบคุมเท่านั้น แต่ในระบบ Real Time Efficiency ที่ผู้วิจัยได้จัดทำขึ้น ผู้เกี่ยวข้องสามารถดูสถานะการผลิตได้จากคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลทั่วไปที่ต่ออยู่รับระบบ Real Time Efficiency ผ่านทางระบบเครือข่าย (LAN) โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 ในวันที่ 8 ตุลาคม 2550 เวลา 19:32 น. เดินเครื่องที่ 697.94 MW มีประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ 86.88% ประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ 43.54% ค่า Emission อยู่ในมาตรฐาน,โรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 ในวันที่ 8 ตุลาคม 2550 เวลา 11:08 น. เดินเครื่องที่ 662.30 MW ประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำ 86.81% ประสิทธิภาพกังหันไอน้ำ 42.84% ค่า Emission อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานและแสดงให้เห็นถึงภาพรวมของการทำงานทั้งหมดของโรงไฟฟ้า โดยแสดงข้อมูลที่จำเป็นได้แก่ระบบ Turbine, ระบบ Boiler, ระบบ Feed water Heater, ระบบ Fuel gas and Air และระบบ Condenser ผู้ใช้งานสามารถตรวจสอบภาพรวมได้ในครั้งเดียว แต่ในการแสดงผลแบบนี้ เป็นการแสดงผลเพียงอย่างเดียวไม่สามารถควบคุมการเดินเครื่องได้



รูปที่ 6.2 Plant Overview diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1



รูปที่ 6.3 Plant Overview diagram ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2

6.3 การแสดงผลประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ

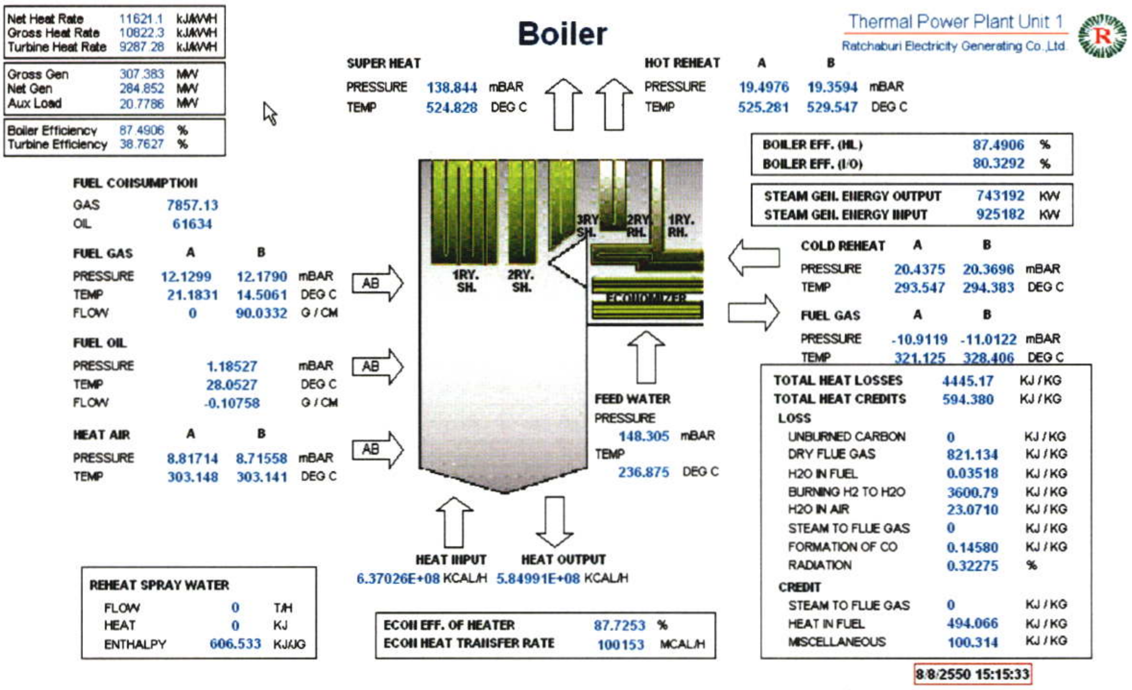
การแสดงผลประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ แสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 6.4 Boiler Performance ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 และ รูปที่ 6.5 Boiler Performance ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 โดย ณ วันที่ 8 สิงหาคม 2550 เวลา 15:15:33 น. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 284.85 MW มี อัตราการใช้เชื้อเพลิงสุทธิ(Heat Rate) 11,621.1 kJ/kWh ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซ 90.033 kNm^3/h มีประสิทธิภาพ Boiler ตามมาตรฐาน ASME 87.49%

โรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 ณ วันที่ 8 สิงหาคม 2550 เวลา 15:00:08 น. จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 336.50 MW มี อัตราการใช้เชื้อเพลิงสุทธิ(Heat Rate) 11,300.3 kJ/kWh ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซ 103.189 kNm^3/h มีประสิทธิภาพ Boiler ตามมาตรฐาน ASME 87.61%

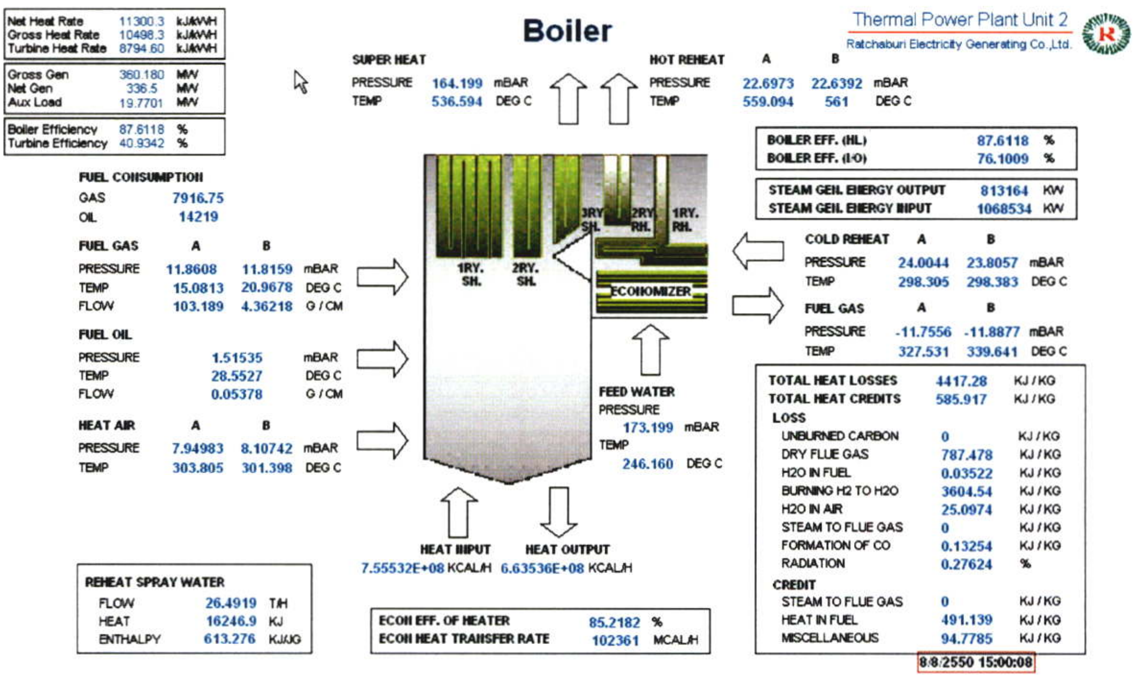
6.4 การแสดงผลประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ

รูปที่ 6.6 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1 แสดงภาพของ Steam Turbine ที่ประกอบด้วย Turbine 3 ชุดคือ High Pressure Turbine (HP), Intermediate Pressure Turbine และ Low Pressure Turbine (LP) ซึ่งต่อเพลาร่วมกับ Generator โดย Steam Turbine รับพลังงานไอน้ำจากหม้อไอน้ำ มาเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ Generator โดยในวันที่ 8 สิงหาคม 2550 เวลา 15:14:48 น.จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่ 286.35 MW โดยเชื้อเพลิงก๊าซ Overall Heatrate 11,860 kJ/kWh ประสิทธิภาพ Steam Turbine ตามมาตรฐาน ASME 38.41%

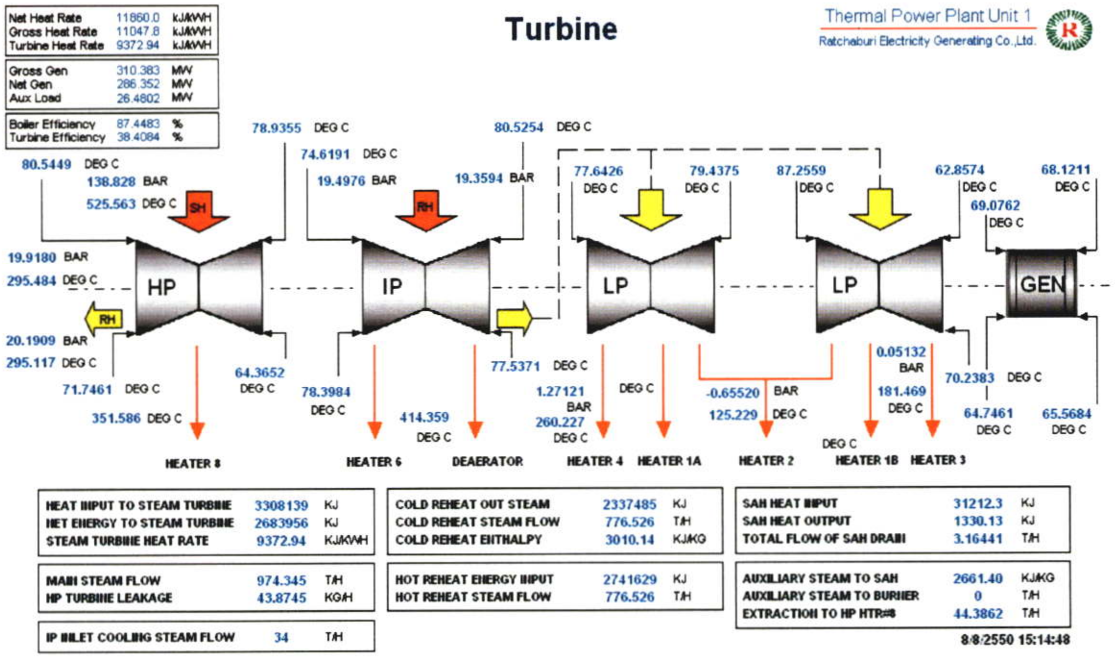
รูปที่ 6.7 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2 แสดงภาพของ Steam Turbine ที่ประกอบด้วย Turbine 3 ชุดคือ High Pressure Turbine (HP), Intermediate Pressure Turbine และ Low Pressure Turbine (LP) ซึ่งต่อเพลาร่วมกับ Generator โดย Steam Turbine รับพลังงานไอน้ำจากหม้อไอน้ำ มาเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ Generator โดยในวันที่ 8 สิงหาคม 2550 เวลา 15:02:13 น.จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่ 310.96 MW โดยเชื้อเพลิงก๊าซ Overall Heatrate 11,863 kJ/kWh ประสิทธิภาพ Steam Turbine ตามมาตรฐาน ASME 40.39%



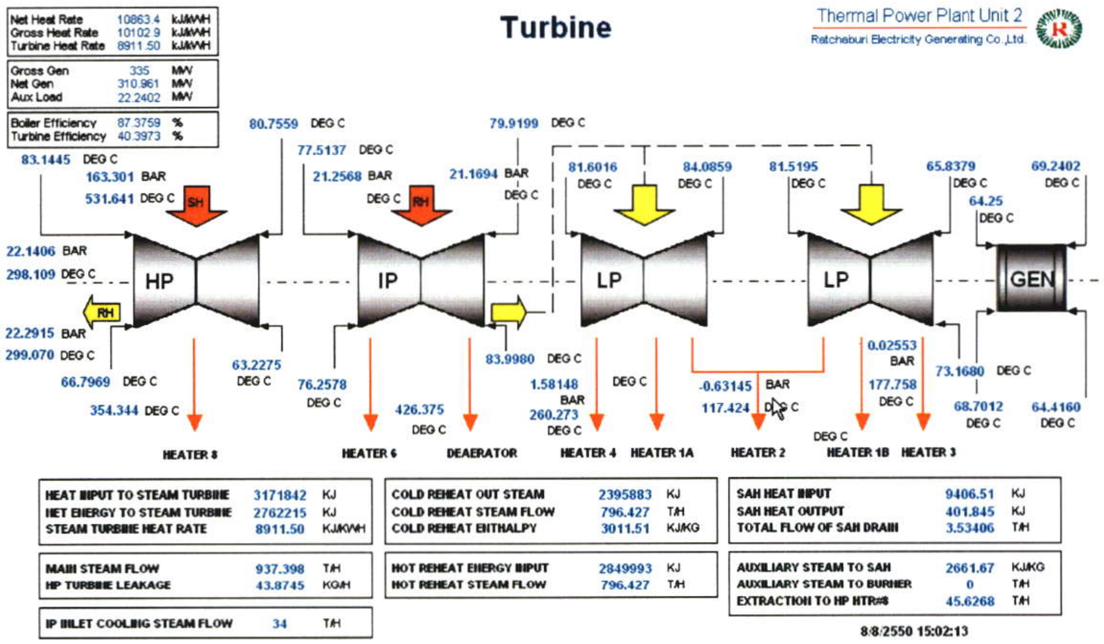
รูปที่ 6.4 Boiler Performance ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1



รูปที่ 6.5 Boiler Performance ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2



รูปที่ 6.6 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 1

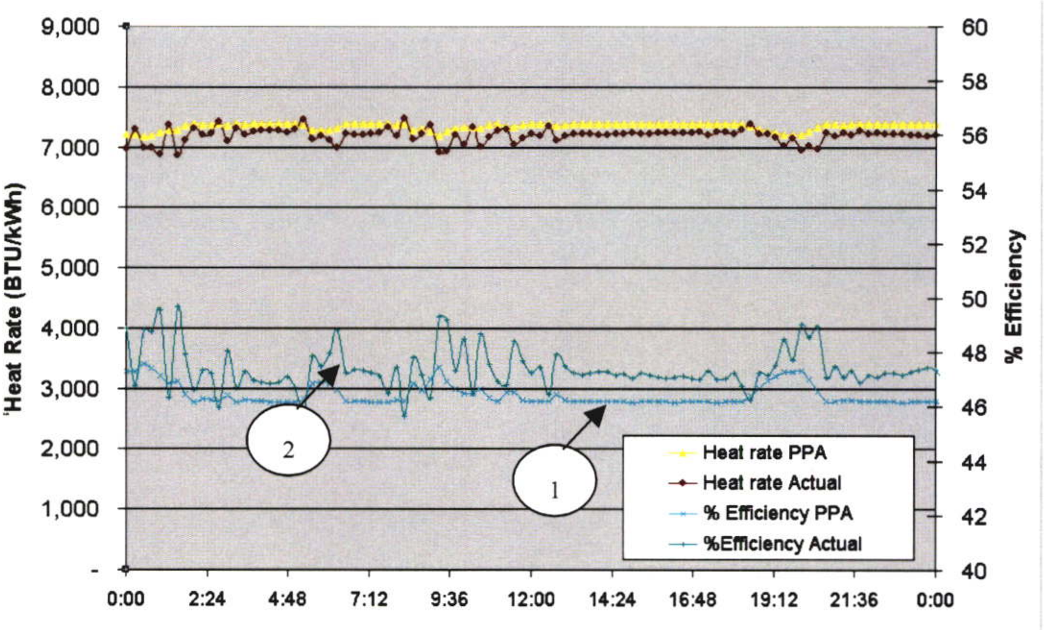


รูปที่ 6.7 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Unit 2

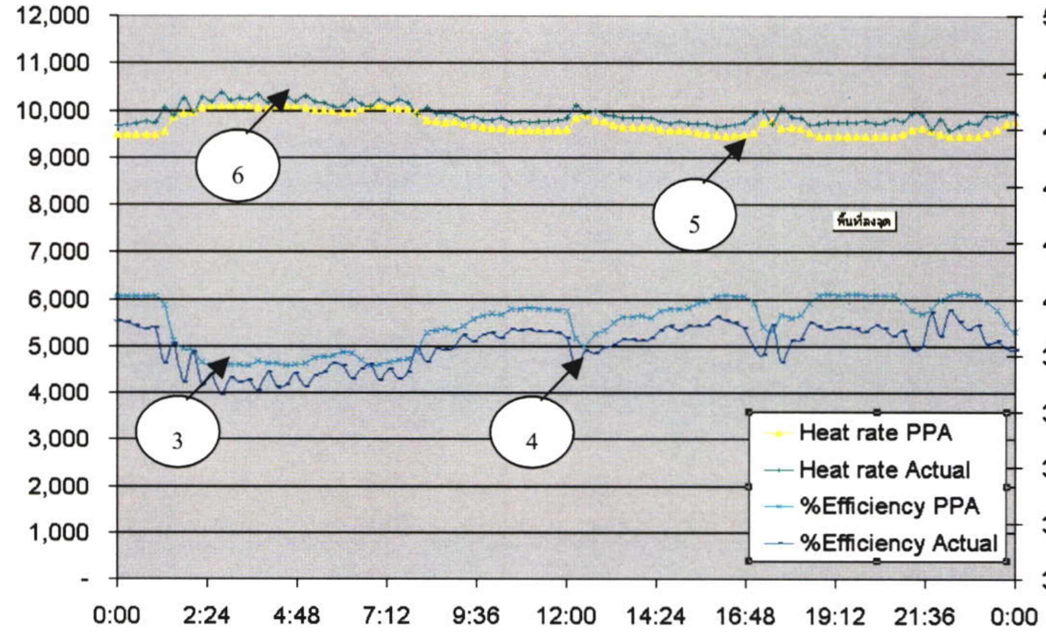
6.5 การแสดงผลเปรียบเทียบประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิง

จากรูปที่ 6.8 แสดงตัวอย่างเปรียบเทียบประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หน่วยที่ 1 ในวันที่ 1 มิ.ย. 2546 ซึ่งมีประสิทธิภาพขณะเดินเครื่อง (เส้นหมายเลข 2) สูงกว่าค่าที่ประกันไว้ในสัญญา PPA (เส้นหมายเลข 1) ประมาณ0.5-2.0% แสดงว่าสามารถควบคุมการเดินเครื่องได้ดีมีประสิทธิภาพตลอดเวลา

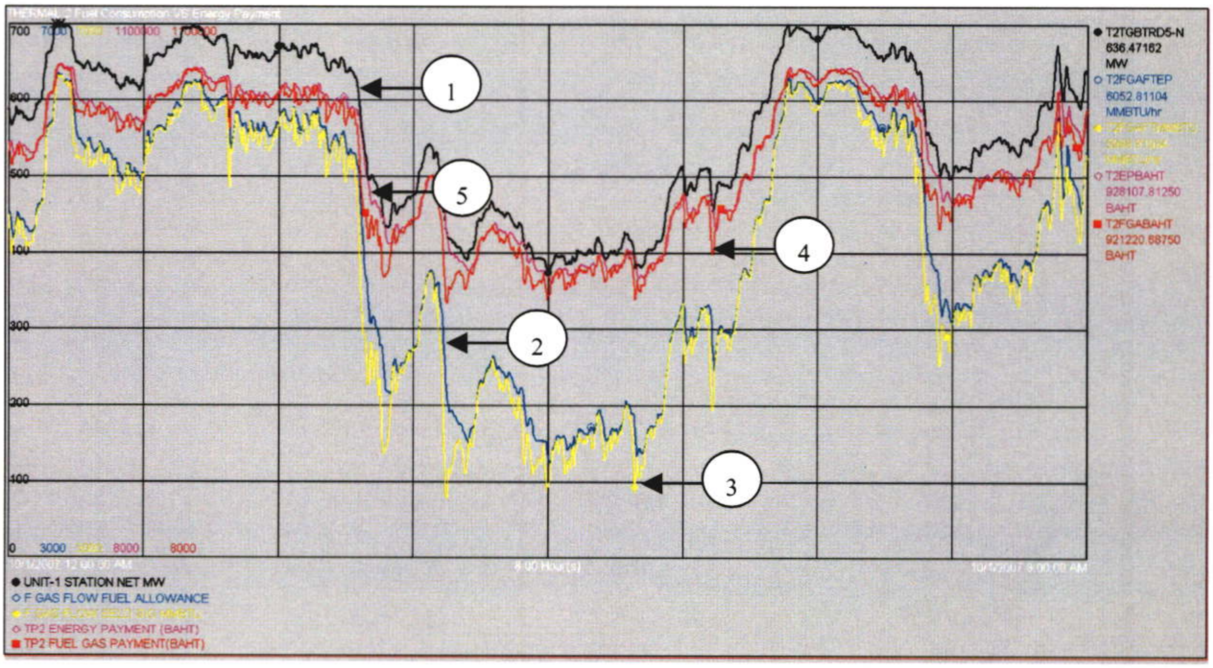
จากรูปที่ 6.9 แสดงตัวอย่างเปรียบเทียบประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน หน่วยที่ 1 วันที่ 1 เม.ย. 2546 ซึ่งมีประสิทธิภาพการเดินเครื่อง(เส้นหมายเลข 4) ต่ำกว่าค่าที่ประกันไว้ในสัญญา PPA (เส้นหมายเลข 3) หรืออีกนัยหนึ่ง โรงไฟฟ้ามีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) เมื่อเดินเครื่อง (เส้นหมายเลข 6) สูงกว่าค่าที่ประกันไว้ในสัญญา(เส้นหมายเลข 5) ซึ่งเมื่อตรวจสอบภายหลังในแต่ละระบบ พบว่า Cooling Tower มีประสิทธิภาพลดลงมาก และเมื่อตรวจสอบที่อุปกรณ์พบว่าครีบแลกเปลี่ยนความร้อนถูกหินปูนเกาะจำนวนมาก ซึ่งจะต้องดำเนินการเปลี่ยนต่อไป



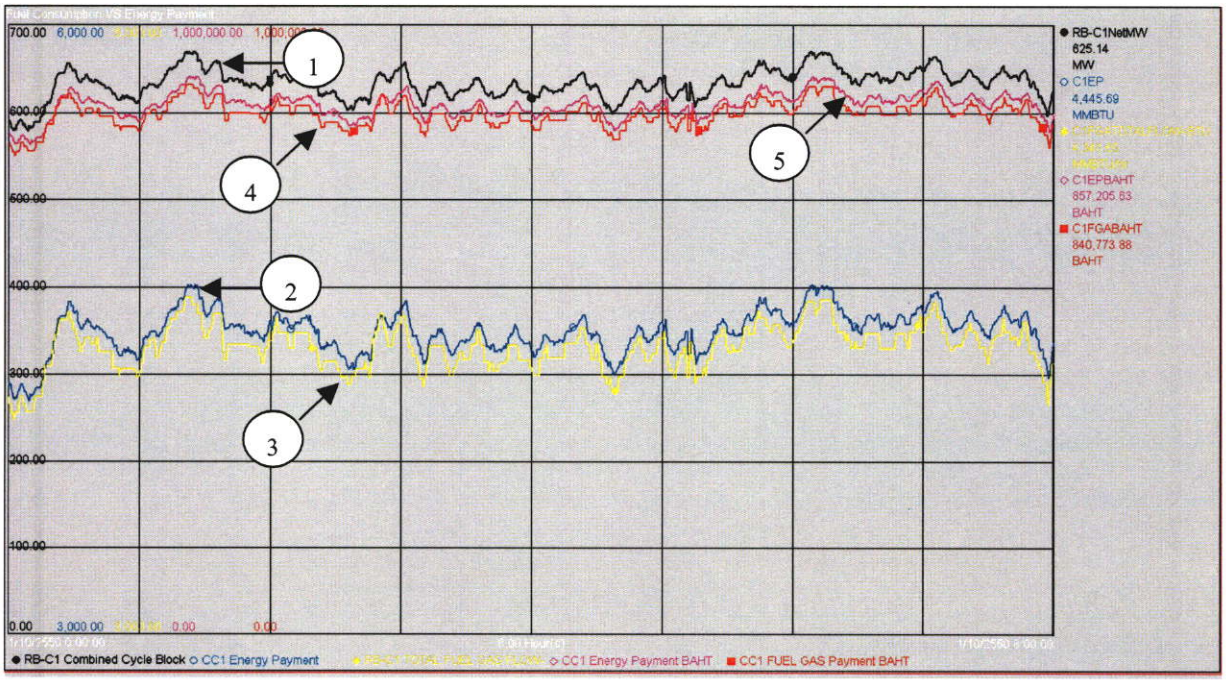
รูปที่ 6.8 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 มิ.ย.46 (Combined cycle)



รูปที่ 6.9 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 เม.ย.46 (Thermal Plant)



รูปที่ 6.10 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 ต.ค. 50 (Thermal Plant Unit 2)



รูปที่ 6.11 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 ต.ค. 50 (Combined cycle plant block 1)

จากรูปที่ 6.10 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 ต.ค. 50 เวลา 08:00 น. (Thermal Plant Unit 2) กราฟนี้แสดงถึงการเดินเครื่องจ่ายโหลดเข้าระบบอย่างต่อเนื่อง (เส้นหมายเลข 1) มีการใช้เชื้อเพลิงก๊าซ (เส้นหมายเลข 3, T2FGAFTMMBTU) น้อยกว่าที่ประกันไว้กับ กฟผ. (เส้นหมายเลข 2,T2FGAFTEP) ซึ่งจะทำให้ได้กำไรจากค่าเชื้อเพลิงโดยสังเกตได้จากเส้นหมายเลข 5 (จำนวนเงินที่ได้รับจาก กฟผ.) จะสูงกว่าเส้นหมายเลข 4 (จำนวนเงินที่เป็นค่าเชื้อเพลิง) โดยในกราฟ ที่ 636.47 MW จะได้รับค่า EP จากกฟผ. 928,107 บาท แต่จ่ายค่าเชื้อเพลิงจำนวน 921,220 บาท มีกำไรประมาณ 0.74%

จากรูปที่ 6.11 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของ วันที่ 1 ต.ค. 50 (Combined cycle plant block 1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม Block 1 (C1EP)ใช้เชื้อเพลิงน้อยกว่าที่ประกันไว้ในสัญญากับ กฟผ. (C1FGATOTALFLOW-BTU) ซึ่งจะทำให้ได้กำไรจากค่าเชื้อเพลิงโดยสังเกตได้จากกราฟหมายเลข 5 (จำนวนเงินที่ได้รับจาก กฟผ.) จะสูงกว่าเส้นหมายเลข 4 (จำนวนเงินที่เป็นค่าเชื้อเพลิง) โดยในกราฟ ที่ 625.14 MW จะได้รับค่า EP จากกฟผ. 857,205 บาท แต่จ่ายค่าเชื้อเพลิงจำนวน 840,773 บาท มีกำไรประมาณ 1.92% ซึ่งสูงมาก ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าเพิ่งผ่านงาน Major Overhaul ทำให้เครื่องมีประสิทธิภาพดีขึ้นกว่าเดิม

บทที่ 7
บทสรุปและข้อเสนอแนะ

การคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real time โดยรับข้อมูลจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าโดยตรง ทำให้วิศวกรเดินเครื่องสามารถตรวจสอบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าได้ตลอดเวลา หากพบว่าระบบใดมีประสิทธิภาพลดลงก็สามารถปรับปรุงขบวนการผลิตเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพได้ หรือหากไม่สามารถแก้ไขได้ก็ยังจะได้ใช้ประโยชน์ในการวางแผนการซ่อมบำรุงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพได้

ด้วยเทคนิคการคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time นี้จะทำให้โรงไฟฟ้า IPP และ SPP สามารถบริหารการใช้เชื้อเพลิงได้อย่างทันเวลาและดีกว่าการทดสอบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าตามวาระแบบเดิม ทำให้สามารถเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันราคาในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในอนาคตได้

7.1 ประสิทธิภาพตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

การคำนวณเปรียบเทียบอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้ากับค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment) ที่โรงไฟฟ้า IPP/SPP ได้รับจาก กฟผ. ผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งระบบจะทำการประมวลผลทุกๆ นาทีแบบ Real Time ทำให้วิศวกรเดินเครื่องและผู้บริหารโรงไฟฟ้า ตรวจสอบได้ง่ายว่าปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้อยู่ในการเดินเครื่องปัจจุบันมากหรือน้อยกว่าที่ประกันไว้ในสัญญา โดยไม่ต้องรอสรุปผลประจำเดือน การได้ข้อมูลอย่างรวดเร็วเช่นนี้ทำให้สามารถตรวจสอบความบกพร่องของอุปกรณ์ได้อย่างรวดเร็วและสามารถแข่งขันธุรกิจผลิตไฟฟ้าได้ หากพบว่ามีความบกพร่องของอุปกรณ์ก็สามารถปรับแต่งการเดินเครื่องใหม่ หรือวางแผนการบำรุงรักษาได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และเพิ่มกำไรให้กับโรงไฟฟ้าในที่สุด

7.2 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

ด้วยการคำนวณตามมาตรฐาน Performance Test Code แบบ Real Time ทำให้วิศวกรเดินเครื่องติดตามประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำและกังหันไอน้ำได้ตลอดเวลา ซึ่งดีกว่าการใช้ข้อมูลจากการทดสอบตามวาระบำรุงรักษาที่ดำเนินการ 2 ปีต่อครั้ง ทำให้มีข้อมูลที่ทันสมัยจึงมีความถูกต้องและแม่นยำกว่า ข้อมูลประสิทธิภาพนี้ทำให้วิศวกรเดินเครื่องทราบสภาวะถดถอยของเครื่องจักรหรือความบกพร่องในเครื่องจักรในทันทีที่เกิดทำให้สามารถปรับแต่ง เปลี่ยนวิธีการเดินเครื่องหรือ

ปรับปรุงอุปกรณ์ หรือวางแผนการบำรุงรักษาไว้ล่วงหน้าเพื่อรักษาสภาพของโรงไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพดีอยู่ตลอดเวลา

7.3 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ด้วยการคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time ตามมาตรฐาน Performance Test Code ทำให้วิศวกรเดินเครื่องทราบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ได้ทุกๆ นาที ซึ่งดีกว่าการทดสอบประสิทธิภาพตามวาระ 1 ปีต่อครั้ง ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ, หม้อไอน้ำ และกังหันก๊าซ จะถูกตรวจสอบและติดตามอย่างต่อเนื่อง จึงเหมาะสำหรับโรงไฟฟ้าประเภทนี้เป็นอันมาก เพราะมีการเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพในสภาวะการณ์ต่างๆ สูงมาก การเสื่อมถอยของอุปกรณ์ในระยะเวลา 1 ปีอาจมากกว่า 1% การทราบข้อมูลที่ทันสมัยทำให้สามารถปรับแต่งการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับความสามารถของเครื่องจักร และสามารถวางแผนบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับสภาพของอุปกรณ์ได้อีกด้วย

การมีข้อมูลที่รวดเร็วและถูกต้องทำให้โรงไฟฟ้าสามารถลดต้นทุนเชื้อเพลิงและมีกำไรในการจำหน่ายไฟฟ้าตามเป้าหมายที่วางไว้

7.4 ผลที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

ในวิทยานิพนธ์นี้ผู้วิจัยได้ดำเนินการตามขอบเขตและเป้าหมายที่ได้ตั้งไว้เป็นอย่างดี ดังนี้

7.4.1 ดำเนินการเขียนโปรแกรมโดยใช้ภาษาเบสิกบนวิชวลเบสิก เวอร์ชั่น 6 เพื่ออ่านข้อมูลพารามิเตอร์ เครื่องมือวัดจากฐานข้อมูลโรงไฟฟ้าแบบ Real Time ทุกๆ นาที โดยไม่ต้องติดตั้งเครื่องมือวัดเพิ่มเติมและไม่ต้องหยุดเดินเครื่องเพื่อเก็บข้อมูล

7.4.2 การอ่านข้อมูลและการคำนวณจะทำทุกๆ นาทีอย่างต่อเนื่อง ข้อมูลพารามิเตอร์ที่อ่านได้จะนำมาประมวลผลผ่านโปรแกรมคำนวณตามมาตรฐาน Performance Test Code และตามสมการในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และผลลัพธ์จากการคำนวณอันได้แก่ค่าประสิทธิภาพหม้อไอน้ำ, ประสิทธิภาพกังหันไอน้ำ, ประสิทธิภาพตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จะส่งกลับเข้าไปเก็บในฐานข้อมูลโรงไฟฟ้า เพื่อนำไปแสดงผลต่อไป

7.4.3 การแสดงผลจะทำโดยผ่านโปรแกรมแสดงผลซึ่งแยกเป็น 3 โมดูลได้แก่โมดูล PPA, โมดูลโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโมดูลโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โดยการแสดงผลนี้เป็นแบบ Real Time ที่แสดงค่าอย่างต่อเนื่องทุกๆ นาทีเช่นเดียวกัน

7.4.4 สามารถแสดงผลเปรียบเทียบอัตราการใช้เชื้อเพลิงจริงกับอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ประกันไว้ในสัญญา ซึ่งแสดงได้ทั้งในหน่วยค่าความร้อน(บีทียู)และจำนวนเงิน(บาท)

7.4.5 พัฒนาโปรแกรมให้ใช้งานได้ทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม

7.4.6 พัฒนาโปรแกรมให้ใช้งานได้ในโรงไฟฟ้า IPP/SPP

7.4.7 การปรับแต่งโปรแกรมหรือตัวแปรต่างๆ สามารถทำได้บนเครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลทั้งหมดโดยไม่มีผลกระทบกับการควบคุมระบบ

7.5 ข้อเสนอแนะ

ในวิทยานิพนธ์นี้ผู้วิจัยได้ทำดำเนินการทำฐานข้อมูลโรงไฟฟ้าในระดับฐานรากไว้แล้ว มีผู้สนใจสามารถนำมาศึกษาต่อได้อีกหลายแนวทาง ได้แก่

7.5.1 ศึกษาการเสื่อมประสิทธิภาพหรือการถดถอยของอุปกรณ์ประกอบในโรงไฟฟ้าเช่น มอเตอร์, ปั๊มน้ำ, พัดลมขนาดใหญ่ หรือเครื่องจักรอื่นๆ โดยผู้สนใจสามารถศึกษาวิธีการคำนวณได้จากมาตรฐาน Performance Test Code ที่เกี่ยวข้องได้ แต่การใช้งานจริงจะต้องมีการเปรียบเทียบผลกับการทดสอบจริง เพื่อตรวจสอบความถูกต้องและแม่นยำของพารามิเตอร์ต่างๆ ด้วย

7.5.2 โครงสร้างของระบบออกแบบไว้ให้ทำงานบน Local Area Network ผู้สนใจสามารถพัฒนาโปรแกรมในการดึงข้อมูลจากฐานข้อมูลไปใช้แสดงผลใน Internet หรือในลักษณะการสื่อสารระยะไกล (remote) ซึ่งจะทำให้ผู้เกี่ยวข้องอื่นๆ ที่ไม่ได้ประจำอยู่ในโรงไฟฟ้าเช่น ผู้ถือหุ้น ชุมชน สามารถติดตามข้อมูลของโรงไฟฟ้าได้

7.5.3 ด้วยฐานข้อมูลที่มีอยู่แล้ว ผู้สนใจอาจนำไปศึกษาถึงการวางแผนบำรุงรักษาอุปกรณ์แบบ Real Time ได้อีกด้วย

เอกสารอ้างอิง

[1] คงคา คูณพันธ์และศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล. 2546 "การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม." หน้า 156-161. ใน การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 26 : คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, นนทบุรี.

[2] คงคา คูณพันธ์และศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล. 2547 "ประสบการณ์และการใช้ประโยชน์จากระบบข้อมูล Real Time ของโรงไฟฟ้า." หน้า 241-244. ใน การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 27 : คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น.

[3] บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีจำกัด. 2543 "Power Purchase Agreement relating to the thermal power station at Ratchaburi, Thailand."

[4] บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีจำกัด. 2543 "Power Purchase Agreement relating to the combined cycle power station at Ratchaburi, Thailand."

[5] Pablo H. Ibarguengoytia. 2001. "Real Time Intelligent Sensor Validation." **IEEE Transactions on Power Systems.,** vol. 16, no. 4, November 2001. pp. 770-775

[6] Gary G. Yen and Wei Feng. 2000. "Intelligent Sensor Validation by a Hierarchical Mixture of Experts Network." **Shool of Electrical and Computer Engineering.**, Oklahoma State University, USA.

[7] Rasheek M. Rifaat. 1998 "Economic Dispatch of Combined Cycle Cogeneration Plants with Environmental Constrains." **Delta Hudson Engineering Ltd.**, Calgary, Alberta, Canada.

[8] J. Alonso, A. Trias, V. Gaitan and J.J. Alba. 1999. "Thermal Plant Bids and Market Clearing in an Electricity Pool. Minimization of Costs vs. Minimization of Comsumer Payments." **IEEE Transaction on Power Systems.**, vol. 14, no. 4, November 1999. pp. 1327-1334

[9] Babcok&Wilcox a McDermott company. 1992. **Steam Its Generation and Use 40th Edition.** Ohio USA.

[10] Rodney R. Gay, Carl A. Palmer and Michael R. Erbes. 2004. **Power Plant Performance Monitoring.** Woodland, CA, USA : R-square Publishing.

[11] The Ameican Society of Mechanical Engineer. 1994. **Performance Monitoring Guidelines for Steam Power Plants, Performance Test Code, ASME PTC PM-1993**. New York USA

[12] The Ameican Society of Mechanical Engineer. 1994. **Performance Test Code 6 on Steam Turbine, Performance Test Code, ASME PTC 6-1976**. New York USA

[13] The Ameican Society of Mechanical Engineer. 1981. **Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators, Performance Test Code, ASME PTC 4.4-1981**. New York USA

[14] The Ameican Society of Mechanical Engineer. 1996. **Performance Test Code on Gas Turbines, Performance Test Code, ASME PTC 22-1997**. New York USA

[15] The Ameican Society of Mechanical Engineer. 1989. **Procedure for Routine Performance Tests of Steam Turbines, Performance Test Code, ASME PTC 6S Report-1988**. New York USA

[16] The Ameican Society of Mechanical Engineer. 1998. **Performance Test Code 4 on Fired Steam Generators, Performance Test Code, ASME PTC 4-1998**. New York USA

[17] Mitsubishi Heavy Industies,Ltd. 1999. "Ratchaburi Thermal Power Plant 1&2 Boiler Performance test Procedure" Japan.

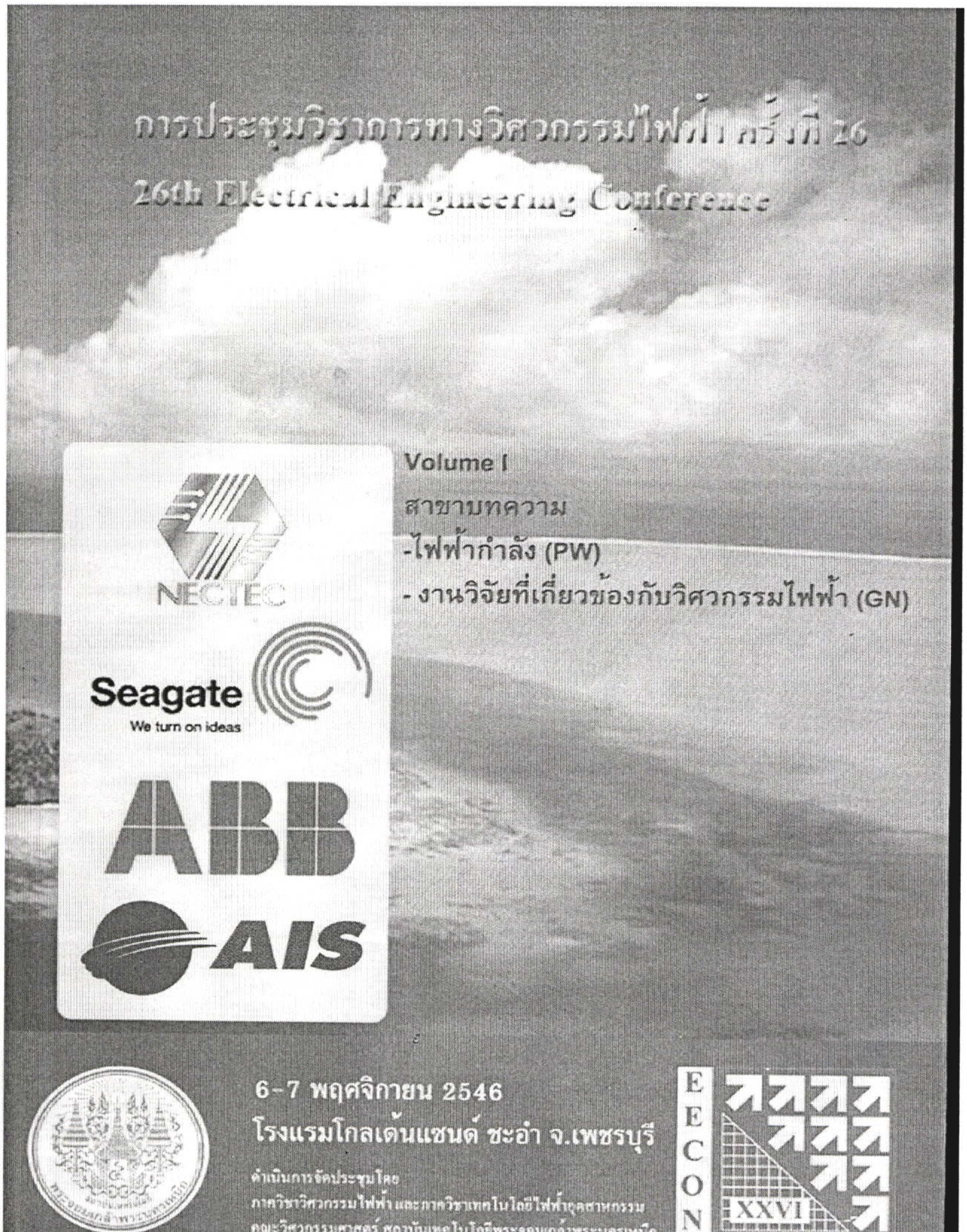
[18] Mitsubishi Heavy Industies,Ltd. 1999. "Ratchaburi Thermal Power Plant 1&2 Steam Turbine Performance test Procedure" Japan.

[19 Mitsui&Co.Ltd. 2000. "Ratchaburi Combined Cycle Power Plant Performance Test Procedure." New York.

ภาคผนวก ก.

ผลงานทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์

1. เรื่องการคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม. ในวารสารการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 26 คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
2. เรื่องประสบการณ์และการใช้ประโยชน์จากระบบข้อมูล Real Time ของโรงไฟฟ้า. วารสารการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 27 คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น.
3. เรื่องการวิเคราะห์สนามไฟฟ้าจาวิธีจำลองประจุโดยใช้คอมพิวเตอร์กราฟฟิค 3 มิติ. วารสารการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16 คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.



การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 26
26th Electrical Engineering Conference
Volume I
สาขาบทความ
-ไฟฟ้ากำลัง (PW)
- งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)
NECTEC
Seagate
We turn on ideas
ABB
AIS
6-7 พฤศจิกายน 2546
โรงแรมโกลเด้นแซนด์ ชะอำ จ.เพชรบุรี
ดำเนินการจัดประชุมโดย
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า และภาควิชาเทคโนโลยีไฟฟ้าอุตสาหกรรม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
EECON
XXVI

การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม

Real Time Performance Calculation of Thermal and Combined Cycle Plant

คงคา คุณพันธ์ และ ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ถ. ฉลองกรุง เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร

โทร. 0-2123-4567 ต่อ 123 โทรสาร 0-2123-4567 E-mail: khongkhak@ratchgen.co.th, kpsirawa@kmitl.ac.th

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ จะกล่าวถึงระบบการคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน แบบ Real time โดยจะดึงค่าพารามิเตอร์ที่ตรวจวัดจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าโดยตรง นำมาประมวลผลตาม ASME/ANSI Performance Test Code สามารถแสดงผลการคำนวณให้วิศวกรเดินเครื่องทราบถึงประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้า, ประสิทธิภาพของระบบย่อยแต่ละระบบ รวมทั้งสามารถบ่งชี้ได้ว่าระบบใดมีประสิทธิภาพสูงหรือต่ำกว่าเกณฑ์ เพื่อเป็นข้อมูลให้วิศวกรเดินเครื่องตัดสินใจและวางแผนการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและลดค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงให้มากที่สุด

คำสำคัญ : ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า, อัตราการใช้เชื้อเพลิง,Real Time , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม, โรงไฟฟ้าพลังความร้อน

Abstract

A real time performance calculation system of thermal and combined cycle power plant is described in this paper. The power plant performance will be calculated base on ASME/ANSI performance test code and use parameters from plant's DCIS. Operator engineers can monitor overall plant efficiency, system efficiency and indicate which system is gain or loss. The system will provide useful efficiency information for operation manager to schedule their power generation in economic and minimize fuel consumption.

Keywords: Efficiency, Heat rate, Real time, Combined cycle power plant, Thermal power Plant

1.คำนำ

การวัดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้ามีความสำคัญต่อกระบวนการผลิตไฟฟ้าเป็นอย่างมากเพราะจะทำให้สามารถ

-ตรวจสอบอัตราการสิ้นเปลืองของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สามารถคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

-ตรวจวัดสภาพการผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามข้อกำหนดของกฎหมาย เช่น ค่าก๊าซเสียที่ปล่อยสู่บรรยากาศ , ค่ามลพิษทางเสียง เป็นต้น

-ตรวจสอบประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ, ตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบย่อยแต่ละระบบ เพื่อให้สามารถปรับปรุงกระบวนการผลิตเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบได้

-ตรวจสอบการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ (degradation)

ในการทดสอบประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าโดยทั่วไปที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย(กฟผ.) ใช้ในการตรวจรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. ติดตั้งเองหรือจ้างเหมาแบบเบ็ดเสร็จ (Turn key) ,โรงไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP), และโรงไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (SPP) จะอ้างอิงตามมาตรฐาน ASME Performance Test Code และจะปรับให้ใช้งานได้ตามเงื่อนไขของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง โดยปกติแล้วการวัดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าจะดำเนินการตามวาระ ในช่วงก่อนและหลังงานซ่อม (Plan Outage) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะทดสอบประมาณปีละครั้ง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจะทดสอบประมาณสองปีต่อครั้ง ผลการวัดประสิทธิภาพนี้จะใช้เป็นข้อมูลในการคำนวณหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจนกว่าจะทำการทดสอบใหม่ ซึ่งการวัดตามวาระนี้จะใช้ได้ดีหากประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงน้อย และไม่ถูกจำกัดด้านต้นทุนเชื้อเพลิง

เนื่องจากปัจจุบันโรงไฟฟ้าเอกชน IPP และ SPP เริ่มมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นและโรงไฟฟ้าประเภทนี้จะซื้อขายไฟฟ้าผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement, PPA) ซึ่งมีการซื้อขายไฟฟ้าในส่วนต้นทุนเชื้อเพลิงเป็นราย 15 นาที ทำให้โรงไฟฟ้าประเภทนี้จำเป็นต้องทราบประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าของตนตลอดเวลาที่ผลิตไฟฟ้า เพื่อให้สามารถทราบต้นทุนการผลิตที่แท้จริงของโรงไฟฟ้าและนำปรับปรุงขบวนการผลิตเพื่อลดต้นทุนด้านเชื้อเพลิงให้มากที่สุด รวมทั้งเป็นข้อมูลสำหรับโรงไฟฟ้าในการวางแผนการผลิตไฟฟ้าและวางแผนการซ่อมแซมอุปกรณ์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต

ด้วยเหตุผลที่กล่าวมาแล้ว การวัดประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าตามเวลาในช่วงก่อนหรือหลังงานซ่อม จึงไม่สามารถตอบสนองต่อความต้องการของโรงไฟฟ้า IPP หรือ SPP ได้ ผู้วิจัยจึงได้พัฒนาระบบ Real Time Performance System ขึ้น โดยการนำข้อมูลและค่าพารามิเตอร์ที่จำเป็นในการคำนวณทั้งหมด ซึ่งปกติจะมีอยู่ในระบบควบคุมโรงไฟฟ้า หรือ Distribution Control Instrument System (DCIS) นำมาเข้าโปรแกรมการคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าและส่งผลการคำนวณแบบ Real time ให้วิศวกรเดินเครื่องทราบประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ณ เวลานั้นๆ ทันที

โครงสร้างของระบบ

โครงสร้างของระบบประกอบด้วย

1. Plant DCIS คือระบบควบคุมการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า

2. Interface Computer ทำหน้าที่เป็นตัวกลางติดต่อระหว่าง Plant DCIS กับ Data Historian Server

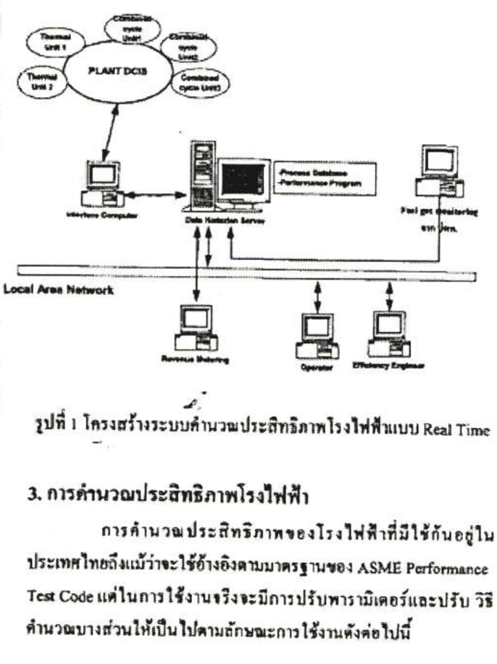
3. Data Historian Server ทำหน้าที่เป็น Process database ซึ่งจะเก็บข้อมูลพารามิเตอร์ที่จำเป็นสำหรับการคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าไว้และเก็บข้อมูลประสิทธิภาพที่ได้จากการคำนวณแบบ Real time

4. Real Time Performance Program ทำงานโดยการใช้ข้อมูลจาก Data Historian Server มาคำนวณหาประสิทธิภาพของแต่ละระบบ และส่งผลการคำนวณกลับไปที่ Server

5. Revenue Metering จะอ่านค่า Net MW ที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจาก Revenue Meter

6. Operator เป็นคอมพิวเตอร์แสดงผลการคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแจ้งให้ Operator ทราบ

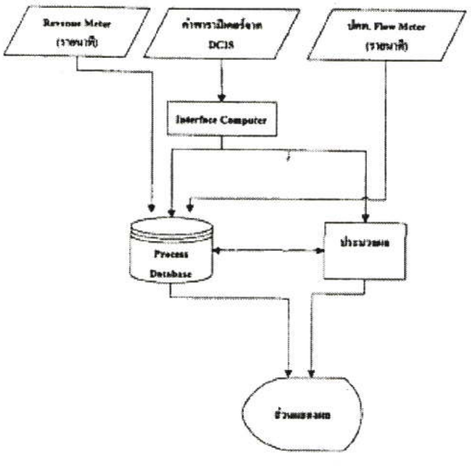
7. Efficiency Engineer เป็นคอมพิวเตอร์แสดงผลการคำนวณประสิทธิภาพให้หน่วยวางแผนการผลิตและประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบระบบที่ประสิทธิภาพลดลงกว่าเดิมและเป็นแนวทางในการปรับปรุงแก้ไข



รูปที่ 1 โครงสร้างระบบคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time

3. การคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

การคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่มีใช้กันอยู่ในประเทศไทยถึงแม้ว่าจะใช้อ้างอิงตามมาตรฐานของ ASME Performance Test Code แต่ในการใช้งานจริงจะมีการปรับพารามิเตอร์และปรับ วิธีคำนวณบางส่วนให้เป็นไปตามลักษณะการใช้งานดังต่อไปนี้



รูปที่ 2 โฟล์วชาร์ตการทำงานอย่างต่อของระบบ Real Time Performance

1. การคำนวณประสิทธิภาพเพื่อใช้ในการตรวจรับโรงไฟฟ้า (Acceptance Test) จะใช้ในการตรวจรับโรงไฟฟ้าจากคู่สัญญาก่อสร้างโรงไฟฟ้า (Contractor) หรือผู้ผลิต ว่ามีประสิทธิภาพเป็นไปตามที่ประกันไว้หรือไม่ โดยปรกติจะคำนวณที่ Base load และปรับค่าไปที่สภาพเครื่องใหม่ (new & clean)

2. การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Overall Efficiency ใช้ในการหาค่าประสิทธิภาพในขณะเดินเครื่องปรกติ เพื่อหาค่าที่แท้จริงในการเดินเครื่อง ณ เวลานั้น การคำนวณประสิทธิภาพแบบนี้เป็นแบบใช้งานโดยทั่วไป

3. การคำนวณประสิทธิภาพแบบ STEP Factor เป็นวิธีที่ใช้ผสมผสานระหว่างวิธีที่ 1 กับวิธีที่ 2 โดยจะหาอัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat rate) จริงในปัจจุบันเทียบกับค่าเป้าหมายซึ่งมักจะเป็นค่าที่ได้จาก Acceptance Test ผลการคำนวณจะแสดงเป็นเปอร์เซนต์เทียบกับค่าเป้าหมาย หากค่าสูงมาก (ใกล้เคียง 100%) แสดงว่าอุปกรณ์มีประสิทธิภาพดี

4. การคำนวณประสิทธิภาพแบบ PPA เป็นการคำนวณแบบใหม่ซึ่งใช้งานในโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP และ SPP) โดยการคำนวณแบบนี้จะเน้นเฉพาะอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลา 15 นาที หากใช้เชื้อเพลิงมากกว่าค่าที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โรงไฟฟ้าจะต้องรับภาระเชื้อเพลิงเอง แต่หากใช้เชื้อเพลิงน้อยกว่าโรงไฟฟ้าก็จะมีกำไรจากค่าเชื้อเพลิงส่วนต่างนั้น

การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ที่ใช้ในบทความนี้จะคำนวณตามวิธี PPA เพื่อหาค่าประสิทธิภาพโดยรวม และปรับให้คล้ายกับวิธีของ STEP Factor โดยมีค่าเป้าหมาย 2 ค่า คือค่าเป้าหมายตาม PPA กับค่าเป้าหมายตาม Acceptance Test

4.ความสัมพันธ์ระหว่างประสิทธิภาพกับอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยไฟฟ้า

นอกจากเราจะใช้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเป็นตัวชี้วัดสมรรถนะของโรงไฟฟ้าแล้ว เรายังสามารถใช้อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Heat rate) เป็นตัวชี้วัดอีกตัวหนึ่งทั้งสองตัวมีความสัมพันธ์กันดังนี้ จาก [9],[16],[17]

$$\%Efficiency = \frac{Heat\ Output}{Heat\ Intput} x100 \qquad (1)$$

โดย Heat Input จะอยู่ในรูปของปริมาณเชิงความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ หน่วยเป็น kJ

Heat Output จะอยู่ในรูปของปริมาณเชิงความร้อนของพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ หน่วยเป็น kJ, จาก [9],[16],[17],[19]

$$NPHR = \frac{HC}{NPO} \qquad (2)$$

เมื่อ NPHR คือ อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อพลังงานไฟฟ้าหรือ Heat rate, หน่วยเป็น kJ/kWh

HC คือปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อชั่วโมง,หน่วยเป็น kJ/hr

NPO คือกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ, หน่วยเป็น kW

จากสมการ (1) และ (2) จะได้ว่า

$$\%Efficiency = \frac{3600}{NPHR} x100 \qquad (3)$$

5. การคำนวณประสิทธิภาพตามวิธี PPA

การคำนวณประสิทธิภาพโดยรวม (Overall Efficiency) ของโรงไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ที่ กฟผ.ทำกับโรงไฟฟ้าเอกชน (IPPหรือ SPP) จะตั้งอยู่บนเงื่อนไขโดยสรุปดังนี้ [20],[21]

1.โรงไฟฟ้าจะต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามปริมาณที่ กฟผ. สั่งการ

2.กฟผ.จะจ่ายค่าเชื้อเพลิงตามอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่โรงไฟฟ้าได้ประกันไว้ตามวิธีคำนวณดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} FAllowance = {} & MWhSentOut * FAllowMWhSent \\ & + FAllowHrSynch * HrSynch \end{aligned} \qquad (4)$$

เมื่อ FAllowance คือ ปริมาณเชื้อเพลิงที่ กฟผ. จะจ่ายให้โรงไฟฟ้า ,หน่วย MJ

MWhSentOut คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามที่ กฟผ. สั่งการ, หน่วย MWh

HrSynch คือ คาบเวลาที่โรงไฟฟ้า Synch กับระบบ... จะคิดเป็นคาบเวลาละ 15 นาทีหรือ 0.25 ชั่วโมง

FAllowHrSynch และ FallowMWhSent ได้มา... Performance Test ที่โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งประกันไว้กับ กฟผ. โดย... อย่างดังตารางที่ 1 และ 2

จากสมการ (3),(4) จะได้ว่า

$$NPHR_{PPA} = \frac{FAllowance}{MWhSentOut}$$

และ

$$\%Efficiency_{PPA} = \frac{3600}{NPHR_{PPA}} x100 \qquad (6)$$

เมื่อ $NPHR_{PPA}$ คือ อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยไฟฟ้าตามวิธี PPA... หน่วย kJ/kWh

$\%Efficiency_{PPA}$ คือ ค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตามวิธี PPA... หน่วย %

ตารางที่ 1 อัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ประกันไว้ตามสัญญา PPA ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

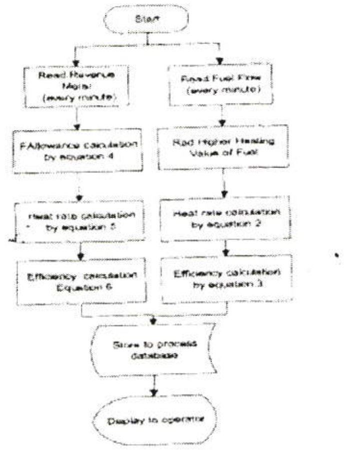
Net Output Range (MW)	FAllowHrSynch (GJ/h)	FAllowMWhSent (GJ/MWh)
0 to 200	923.0231	6.4044
> 200 to 350	476.5049	8.5654
> 350 to 550	523.9344	8.5075
> 550 to 700	200.1910	9.0546

PW28

ตารางที่ 2 อัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ประกันไว้ตามสัญญา PPA ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งหนึ่ง

Operating Mode	Number Of Operating GT	Net Output Range (MW)		Fallow HrSynch	Fallow MWhSent
		From	To	GJ/h	GJ/MWh
Combined Cycle	2	0	480	852.1800	6.0909
		>480	580	852.1800	6.0909
		>580	690	516.3833	6.6790
	1	0	220	453.2460	6.1295
		>220	280	453.2460	6.1295
		>280	340	342.7637	6.5229
Simple Cycle	2	0	300	1,466.0435	8.2147
		>300	358	1,466.0435	8.2147
		>358	440	1,060.8108	9.3589
	1	0	150	778.5774	8.0326
		>150	180	778.5774	8.0326
		>180	220	526.7546	9.4648

การคำนวณประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงตามวิธี PPA ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ โปรแกรมจะอ่านข้อมูล Real time เฉลี่ยรายนาทีของพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า มาคำนวณตามสมการ 2 และ 3 และนำผลที่ได้ไปแสดงผลเปรียบเทียบกับประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ กฟผ. จ่ายให้โรงไฟฟ้าตามสมการ 5 และ 6 ซึ่งแสดงตามไฟล์วชาร์ต ในรูปที่ 3



รูปที่ 3 ไฟล์วชาร์ตการของโปรแกรมคำนวณประสิทธิภาพตามวิธี PPA

6. การคำนวณประสิทธิภาพในระบบต่างๆ ของโรงไฟฟ้า

การคำนวณประสิทธิภาพโดยรวม (Over all efficiency) และอัตราการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า จะทำให้โรงไฟฟ้าทราบว่า ปัจจุบันโรงไฟฟ้าใช้เชื้อเพลิงมากหรือน้อยกว่าค่าที่ประกันไว้กับ กฟผ. แต่ไม่สามารถบอกได้ว่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์หรือระบบใด ดีหรือด้อยกว่าปกติ จึงจำเป็นที่จะต้องมีการหาประสิทธิภาพของแต่ละอุปกรณ์หรือระบบย่อย เพื่อให้วิศวกรเดินเครื่องสามารถปรับปรุงวิธีการเดินเครื่องหรือแจ้งหน่วยซ่อมให้แก้ไขให้มีประสิทธิภาพดีอยู่เสมอ

ในงานวิจัยนี้ได้มีการหาประสิทธิภาพของอุปกรณ์และระบบย่อยของโรงไฟฟ้าโดยใช้พารามิเตอร์ Real time จาก ระบบควบคุมโรงไฟฟ้ามาคำนวณตามมาตรฐาน ASME โดยมีระบบหลักที่สำคัญดังนี้

1. Steam Generating Unit หรือ Boiler คำนวณโดยใช้วิธี Heat loss method ซึ่งแสดงได้โดยย่อใน part 7.3 ของ ASME PTC 4.1 [5] ดังนี้

$$\eta_B = 100 - \frac{L}{H_f + B} \times 100 \qquad (7)$$

เมื่อ η_B คือ ประสิทธิภาพของ Boiler ตามวิธี Heat loss method, %

L คือ ความร้อนทั้งหมดที่สูญเสียจาก Boiler , kJ/kg ของเชื้อเพลิง

H_f คือ ค่า Higher heating value ของ เชื้อเพลิง, kJ/kg ของเชื้อเพลิง

B คือ ปริมาณความร้อนทั้งหมดที่ใส่เข้า Boiler, kJ/kg ของเชื้อเพลิง

2. Steam Turbine คำนวณโดยใช้วิธีตาม ASME PTC 6 และ 6.1 ตาม [6] และ [7] ซึ่งแสดงได้ดังสมการ ต่อไปนี้

$$H.R. = \frac{W_1 h_1 + W_3 h_3 - W_{11} h_{11} - Q_s (h_{SS} - h_{SD})}{kWg} \qquad (8)$$

เมื่อ H.R. คือ Turbine gross heat rate , kJ/kWh

W คือ Steam flow, kg/h

h คือ Enthalpy kJ/kg

kWg คือ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก Generator หักด้วย Excitation

1 คือ จุดวัดที่ Turbine main stop valve

2 คือ จุดวัดที่ High pressure turbine outlet

3 คือ จุดวัดที่ Reheat stop valve inlet

11 คือ จุดวัดที่ Final feed water heater

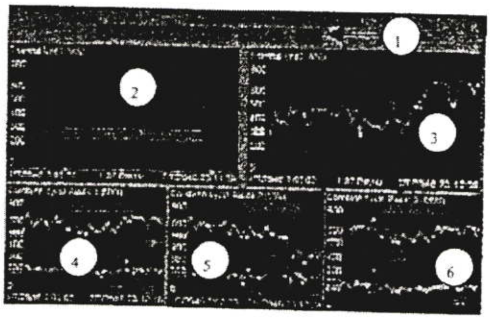
Q_s คือ Extraction steam flow for steam air heater

H_{ss}, h_{sd} คือ Extraction steam enthalpy และ drain enthalpy for steam air heater

3. ระบบย่อยอื่นๆ อันได้แก่ Condenser, Cooling tower, Heat Exchanger, Pump, Fan เป็นต้น คำนวณตามมาตรฐาน ASME ที่เกี่ยวข้อง

7. การแสดงผลและวิเคราะห์ประสิทธิภาพ

การแสดงผลการคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าจะแสดงผลดังตัวอย่างต่อไปนี้



รูปที่ 4 สถานะกำลังผลิตปัจจุบันของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง

หมายเลข 1 แสดงกำลังผลิตโดยรวมของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง

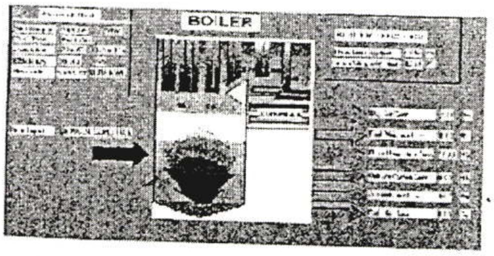
หมายเลข 2 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเครื่องที่ 1 (ในขณะนี้กำลังอยู่ระหว่างหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมอุปกรณ์)

หมายเลข 3 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเครื่องที่ 2

หมายเลข 4 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเครื่องที่ 1

หมายเลข 5 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเครื่องที่ 2

หมายเลข 6 กราฟแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเครื่องที่ 3



รูปที่ 3 ประสิทธิภาพของ Boiler ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

อธิบายการแสดงผล

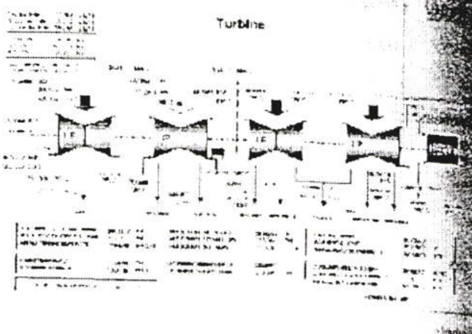
จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่ 705.15 MW โดยเชื้อเพลิงก๊าซ

อัตราการใช้เชื้อเพลิง 224.67 kNm^3/hr

Heat rate ตามวิธี PPA 9,633.37 BTU/kWh

ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าตามวิธี PPA 35.42%

ประสิทธิภาพ Boiler ตามมาตรฐาน ASME 86.94%



รูปที่ 6 ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งหนึ่ง

อธิบายการแสดงผล

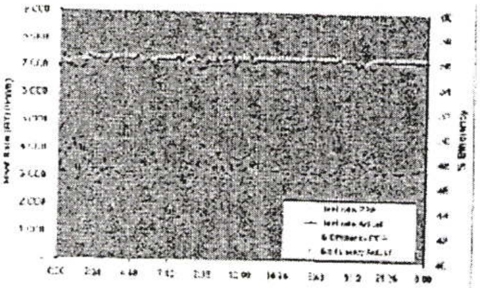
จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่ 676.382 MW โดยเชื้อเพลิงก๊าซ

ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้าด้วยวิธี PPA 31.45%

Heat rate ด้วยวิธี PPA11,444.6 kJ/kWh

ประสิทธิภาพ Steam Turbine ตามมาตรฐาน ASME 39.58%

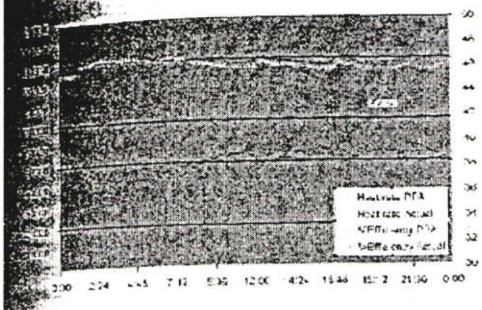
HP, IP, LP หมายถึง Turbine stage High press, Intermediate pressure และ Low pressure ตามลำดับ



รูปที่ 7 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 มี.ย.46 (Combined cycle)

วิเคราะห์ผล

โรงไฟฟ้า Combine cycle ใช้เชื้อเพลิงน้อยกว่าค่าที่ประกันไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประมาณ 0.5-2.0% แสดงว่าสามารถควบคุมการเดินเครื่องได้ดีมีประสิทธิภาพตลอดเวลา



รูปที่ 8 ตัวอย่างกราฟเปรียบเทียบระหว่างเชื้อเพลิงที่ได้รับจาก กฟผ. กับเชื้อเพลิงที่ใช้จริงของวันที่ 1 เม.ย.46 (Thermal Plant)

วิเคราะห์ผล

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใช้เชื้อเพลิงมากกว่าค่าที่ประกันไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งเมื่อตรวจสอบภายหลังในแต่ละระบบจะพบว่า Cooling Tower มีประสิทธิภาพลดลงมาก และเมื่อตรวจสอบที่อุปกรณ์พบว่าครีบแลกเปลี่ยนความร้อนถูกหินปูนเกาะจำนวนมาก ซึ่งจะต้องดำเนินการเปลี่ยนต่อไป

8. สรุปผล

การคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real time โดยรับข้อมูลจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้าโดยตรง ทำให้วิศวกรเดินเครื่องสามารถตรวจสอบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าได้ตลอดเวลา หากพบว่าระบบใดมีประสิทธิภาพลดลงก็สามารถปรับปรุงขบวนการผลิตเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพได้ หรือหากไม่สามารถแก้ไขได้ก็ยังจะได้ใช้ประโยชน์ในการวางแผนการซ่อมบำรุงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพได้

ด้วยเทคนิคการคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time นี้จะทำให้โรงไฟฟ้า IPP และ SPP สามารถบริหารการใช้เชื้อเพลิงได้อย่างทันเวลาและดีกว่าการทดสอบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าตามวาระแบบเดิม ทำให้สามารถเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันราคาในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในอนาคตได้

9. กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ที่ได้อนุญาตให้ใช้ข้อมูลของโรงไฟฟ้าเพื่อประโยชน์ในการทำวิจัย

เอกสารอ้างอิง

[1] ASME Performance Test Code 1 General Instruction

[2] ASME Performance Test Code 2 Code of definitions and values

[3] ASME Performance Test Code 3.1 Diesel and Burner Fuels

[4] ASME Performance Test Code 3.3 Gaseous Fuels

[5] ASME Performance Test Code 4.1 Steam Generating Units

[6] ASME Performance Test Code 6 Steam Turbines

[7] ASME Performance Test Code 6.1 Steam Turbines

[8] ASME Performance Test Code Report(1985) Steam Turbines

[9] ASME Performance Test Code 46 Overall Plant Performance

[10] ASME Performance Test Code 4.4 Gas Turbine Heat Recovery Steam Generator

[11] ASME Performance Test Code 22 Gas Turbine Plants

[12] AGA-Report 3 Fuel Flow Rate

[13] AGA- Report 8 Determination of Density of Natural Gas

[14] ASTM D-1480 Determination of Specific Gravity

[15] ASTM D-2382 Determination of H.H.V (High Heating Value)

[16] Performance Test Procedure of Ratchaburi Thermal Plant Unit 1&2

[17] Performance Test Report of Ratchaburi Thermal Plant Unit 1&2

[18] Heat Balance Diagram of Ratchaburi Thermal Plant Unit 1&2

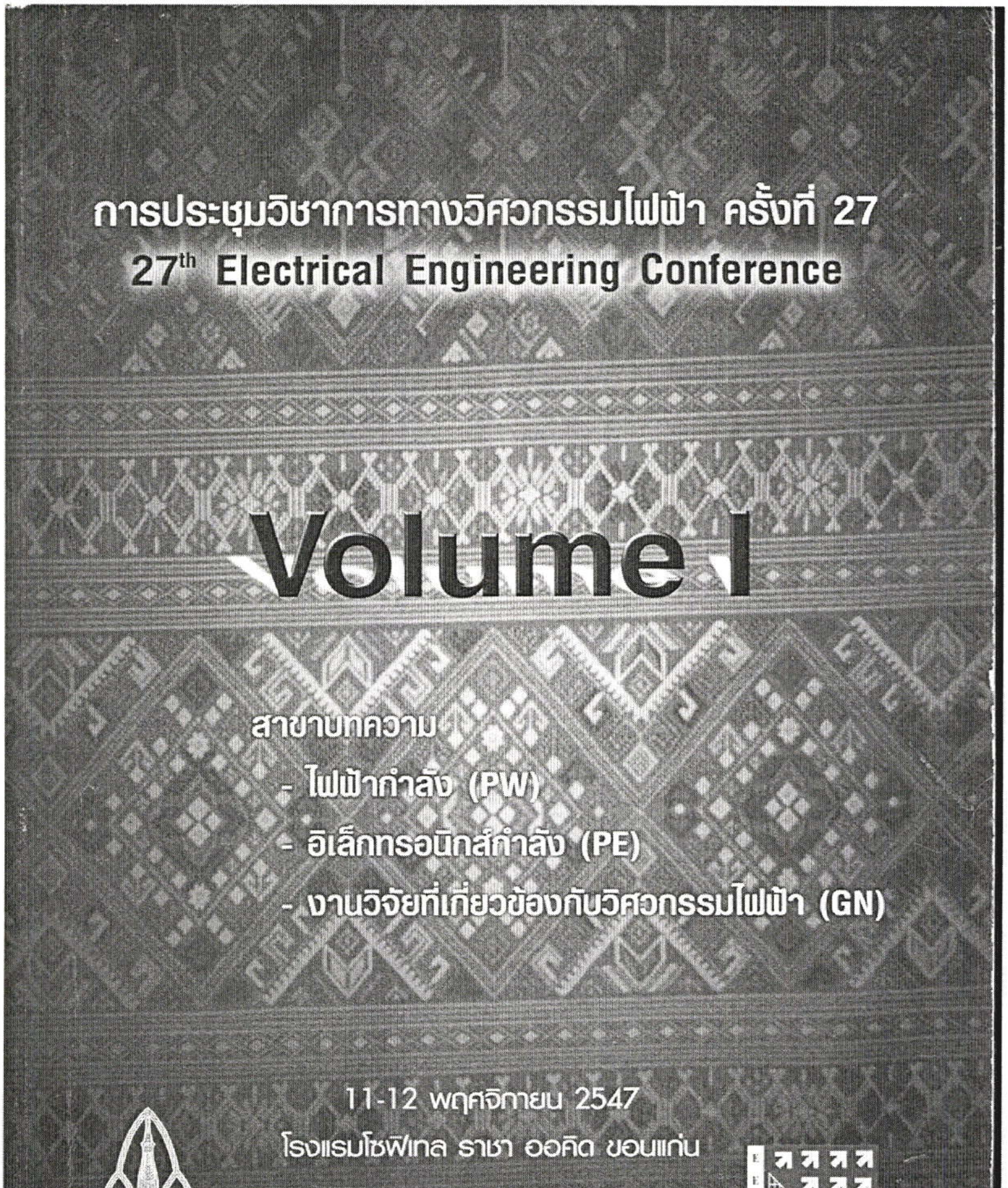
[19] ABB,Asea Brown Boveri, Combustion Fossil Power

[20] Power Purchase Agreement for Ratchaburi Thermal Plant

[21] Power Purchase Agreement for Ratchaburi Combined cycle Plant

นายคงคา คุณพันธ์ นักศึกษาปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรีที่สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังเมื่อปี 2532 ปัจจุบันทำงานเป็นวิศวกรส่วนวิศวกรรมการผลิตและประสิทธิภาพ บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี งานวิจัยที่สนใจคือ Electric Field Calculation by CSM หรือ FEM ,ปัจจุบันทำวิจัยด้านการปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

นายศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล จบการศึกษา วศ.บ. ไฟฟ้า และ วศ.ม. ไฟฟ้า จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ปัจจุบันดำรงตำแหน่งเป็นรองศาสตราจารย์ ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง โดยทำงานวิจัยในด้าน วิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง, วัสดุวิศวกรรมไฟฟ้า, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังและการวิเคราะห์ฮาร์มอนิคส์ในระบบไฟฟ้ากำลัง



การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 27

27th Electrical Engineering Conference

Volume I

สาขาบทความ

- ไฟฟ้ากำลัง (PW)
- อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
- งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)

11-12 พฤศจิกายน 2547

โรงแรมโซฟิเทล ราชา ออคิด ขอนแก่น

ดำเนินการจัดประชุมโดย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยขอนแก่น

ประสบการณ์และการใช้ประโยชน์จากระบบข้อมูล Real Time ของโรงไฟฟ้า
An Experience and Application in Power Plant Real Time Information System

คงคา คุณพันธ์ และ ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ถ. ฉลองกรุง เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร

โทร. 0-2123-4567 ต่อ 123 โทรสาร 0-2123-4567 E-mail: khongkhak@ratchgen.co.th, kpsirawa@kmitl.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้กล่าวถึงประสบการณ์และการใช้ประโยชน์จากข้อมูล Real Time ของโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นการนำพารามิเตอร์และข้อมูลจากอุปกรณ์วัดจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้ามาเชื่อมต่อกับระบบคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล เพื่อเก็บเป็นฐานข้อมูลและส่งข้อมูลไปให้โปรแกรมเพื่อใช้ประโยชน์ในด้านต่างๆ เช่นรายงานสภาพการเดินเครื่อง การผลิตและสถานะของโรงไฟฟ้า, คำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า, วิเคราะห์สภาพของเครื่องจักร, วิเคราะห์ความถูกต้องของอุปกรณ์วัด เป็นต้น การดึงข้อมูลออกจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้ามาที่คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล ทำให้แบ่งแยกระบบควบคุมและโปรแกรมคำนวณออกจากกัน เพิ่มความปลอดภัย สะดวก แก้ไขเพิ่มเติมได้ง่าย และยังสามารถเชื่อมต่อไปยังระบบเครือข่ายอื่นๆ หรือโรงไฟฟ้าอื่นได้ด้วย

คำสำคัญ : ระบบข้อมูล real time, โรงไฟฟ้า

Abstract

The primary objective of this paper is to explain the experiences and the applications of power plant's real-time data system, which is to take parameter and data from Distributed Control & Information System (DCIS) to interface with the personal computer system in order to be kept as database and transmit to the program for various applications such as the report on the operation, production and status of the power plant, the power plant's efficiency calculation, the machine diagnostics, the sensor validation, etc. The data retrieval from DCIS to personal computer will separate the control system from the calculation program, increase the security and the convenience, and make the data easy to edit. Moreover, it is possible to connect to other networks or power plants.

Keywords: Real time information system, power plant

1. บทนำ

เทคโนโลยีการควบคุมโรงไฟฟ้าที่มีใช้อยู่ในประเทศไทย มักจะเป็นระบบปิดและถูกออกแบบมาเพื่อใช้ควบคุมการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ทำให้การเพิ่มเติมความสามารถในด้านอื่นๆ ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการควบคุมโรงไฟฟ้าทำได้ยาก ต้องใช้โปรแกรมที่ออกแบบเป็นการเฉพาะสำหรับระบบควบคุมนั้นๆ ซึ่งมักมีข้อจำกัดและมีค่าใช้จ่ายสูง การปรับปรุงแก้ไขทำได้ยาก และในบางครั้งมีความเสี่ยงต่อการหยุดเดินเครื่องอีกด้วย แต่ในช่วงสิบปีที่ผ่านมา ได้มีผู้พัฒนาโปรแกรมต่อเชื่อมเพื่อดึงข้อมูลจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้ามาเก็บไว้ที่คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล และสามารถทำงานแบบ Real Time ไปพร้อมๆ กันกับการควบคุมโรงไฟฟ้าได้ จึงมีการพัฒนาโปรแกรมต่างๆ บนคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลเพื่อนำข้อมูลและพารามิเตอร์ต่างๆ ไปใช้งาน

ผู้เขียนบทความจะกล่าวถึงประสบการณ์ในการใช้คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลเชื่อมต่อกับระบบควบคุมโรงไฟฟ้าและการนำค่าพารามิเตอร์และค่าจากอุปกรณ์วัดมาเก็บเป็นฐานข้อมูล และนำไปประมวลผลและวิเคราะห์ในด้านต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. การแสดงสถานะการผลิต การรายงานสภาพการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า
2. การคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแบบ Real Time
3. การวิเคราะห์สภาพของเครื่องจักร
4. การวิเคราะห์ความถูกต้องของอุปกรณ์วัด

2. โครงสร้างของระบบ

ระบบ Real Time Information System ประกอบด้วย

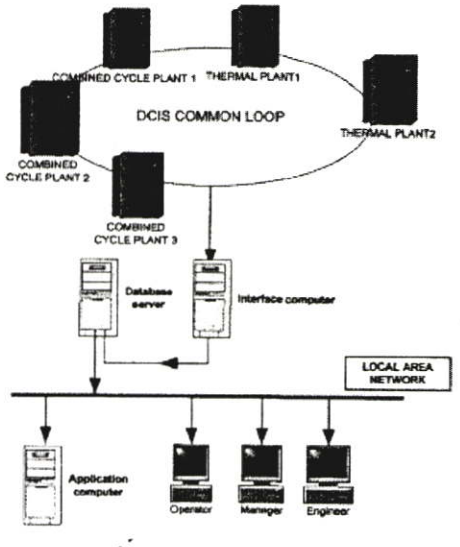
1. ระบบควบคุมโรงไฟฟ้า (DCIS) ระบบควบคุมโรงไฟฟ้าที่นิยมใช้เป็นระบบควบคุมแบบแยกส่วน (Distributed Control & Information System) ทำหน้าที่ควบคุมการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า โดยปรกติมักเป็นระบบปิดไม่อนุญาตให้เชื่อมต่อ แต่ในระยะหลังมีผู้พัฒนาโปรแกรมเชื่อมต่อกับคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลทำให้สามารถนำข้อมูลและพารามิเตอร์ของระบบควบคุมมาใช้งานนอกระบบได้

2. คอมพิวเตอร์ต่อเชื่อม (Interface computer): ทำหน้าที่ดึงข้อมูลจากระบบควบคุมโรงไฟฟ้า (DCIS) ส่งต่อให้คอมพิวเตอร์ฐานข้อมูล

3. คอมพิวเตอร์ฐานข้อมูล (Process database computer): ทำหน้าที่รับข้อมูลจากคอมพิวเตอร์ต่อเชื่อมเพื่อเก็บเป็นฐานข้อมูล โดยฐานข้อมูลที่เหมาะสมควรจะเป็น process database ไม่ใช่ SQL database เพื่อความถูกต้องและแม่นยำ คอมพิวเตอร์นี้จะรับส่งข้อมูลระหว่างโปรแกรมต่างๆ ปกติแล้วจะออกแบบให้เก็บค่าต่างๆ ได้ไม่น้อยกว่า 1 ปี

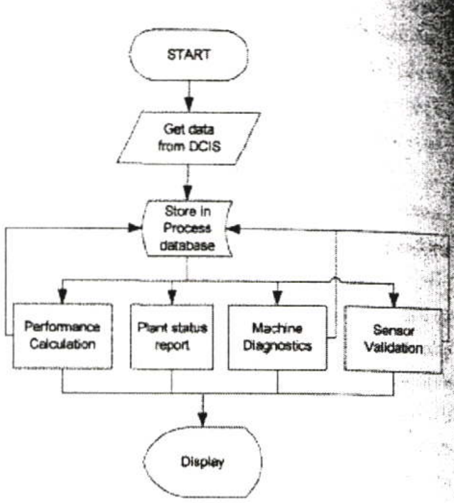
4. คอมพิวเตอร์ประมวลผล (Application computer) : ทำหน้าที่ประมวลผลโปรแกรมต่างๆ ที่ถูกพัฒนาขึ้นในระบบคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล โดยสามารถพัฒนาโดยใช้วิชวลเบสิก, เดลไฟล์ หรือ ทำงานบนโปรแกรมเอกเซล ก็ได้

5. คอมพิวเตอร์ผู้ใช้งาน (User): คอมพิวเตอร์ผู้ใช้งานจะเชื่อมต่อกับคอมพิวเตอร์ฐานข้อมูลเพื่อรับข้อมูลที่ผ่านการคำนวณแล้วมาแสดงผล คอมพิวเตอร์กลุ่มนี้เป็นคอมพิวเตอร์ใช้งานทั่วไปในสำนักงาน ผู้ใช้ไม่จำเป็นต้องอยู่ที่ห้องควบคุมในโรงไฟฟ้า อาจอยู่ในสถานที่ห่างไกลเช่นอยู่ที่ศูนย์กลางควบคุมโรงไฟฟ้ารวม, ส่วนบริหารโรงไฟฟ้า, หรือที่ต่างๆ โดยสามารถเข้าถึงข้อมูลโรงไฟฟ้าได้โดยสะดวกและรวดเร็ว



รูปที่ 1 โครงสร้างของระบบ Real Time information system

3. โฟล์วชาร์ตการทำงานของระบบ



รูปที่ 2 โฟล์วชาร์ตการทำงานของระบบ Real time information system

4. การใช้ประโยชน์จากข้อมูลของระบบ Real time information system

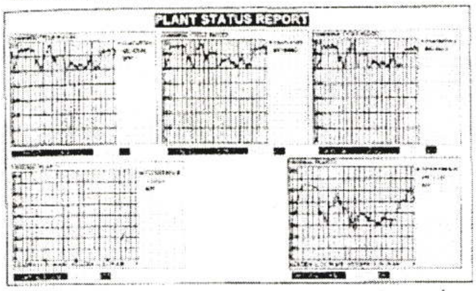
ข้อมูลจากอุปกรณ์วัดและพารามิเตอร์ที่ใช้ในการควบคุมโรงไฟฟ้าเป็นข้อมูลที่มีประโยชน์และสามารถนำไปแสดงผล ประมวลผล และทำการวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรมต่างๆ ได้หลายวิธี ดังตัวอย่างต่อไปนี้

4.1 ระบบสถานะของโรงไฟฟ้าแบบ Real Time

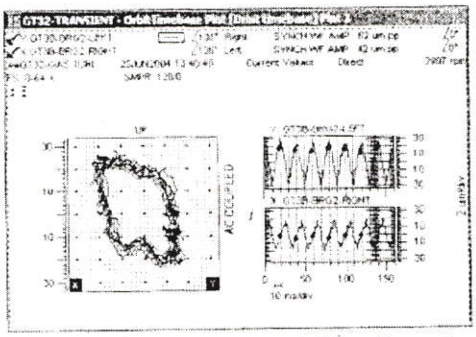
ในระบบเดิมการแสดงสถานะของการผลิตจะต้องแสดงผ่านคอมพิวเตอร์ควบคุมโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่ในโรงไฟฟ้า ผู้ใช้งานจะต้องประจำอยู่ที่ห้องควบคุมโรงไฟฟ้าซึ่งหมายถึงวิศวกรเดินเครื่องเท่านั้น แต่ในการปฏิบัติการจริง โรงไฟฟ้าจำเป็นจะต้องได้รับการสนับสนุนจากฝ่ายซ่อมบำรุง ฝ่ายวางแผนการผลิต ผู้บริหาร ผู้ถือหุ้น หรือในบางกรณีก็จำเป็นต้องรายงานสภาพการผลิตต่อชุมชนด้วย

ระบบรายงานสถานะของโรงไฟฟ้าผ่านทางคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลได้ทำหน้าที่นี้ได้อย่างสมบูรณ์แบบ โดยสามารถรายงานสถานะการผลิต กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้, ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้, สถานะของเครื่องจักร, ค่าไอเสียจากปล่อง ผ่านทางระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ปรกติ (LAN) หรือยังสามารถส่งทางระบบเครือข่าย internet ได้ นอกจากนี้

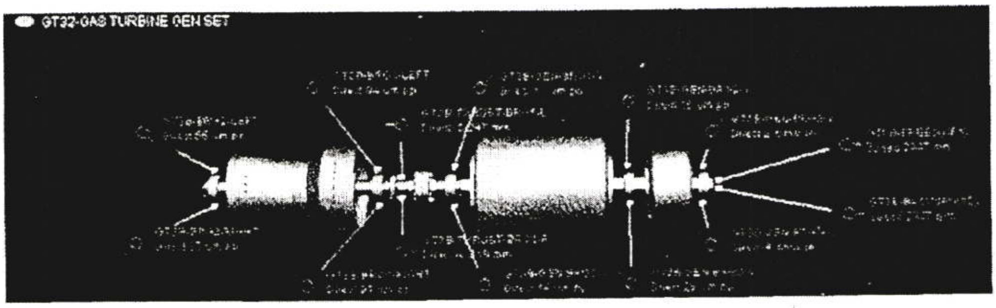
ยังสามารถรายงานความบกพร่องของอุปกรณ์ผ่านทางโทรศัพท์มือถือ, อิเล็กทรอนิกส์เมลล์ได้อีกด้วย



รูปที่ 3 ตัวอย่างการแสดงผลสถานะการผลิตของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง



รูปที่ 5 ตัวอย่างการแสดงผลการวัดค่าสั่นสะเทือนของ Gas Turbine ของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง



รูปที่ 4 ตัวอย่างการแสดงผลการวัดค่าสั่นสะเทือนของ Gas Turbine ของโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่ง

4.2 ระบบคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบ Real Time

การวัดประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเดิมจะทำการเก็บข้อมูลและทดสอบประมาณปีละไม่เกิน 1 ครั้งซึ่งมักจะทำในช่วงก่อนหรือหลังงานซ่อมใหญ่ประจำปี ทั้งนี้เป็นเพราะมีค่าใช้จ่ายสูง ต้องใช้อุปกรณ์วัดพิเศษ, ใช้เวลาเก็บข้อมูลหลายวัน, ในบางกรณีอาจจำเป็นต้องหยุดเดินเครื่องด้วย ซึ่งการวัดประสิทธิภาพแบบนี้ ความเชื่อถือได้ของผลการวัดจะอยู่ในช่วง 2-3 เดือนแรกหลังการวัดเท่านั้นและจะคลาดเคลื่อนเพิ่มขึ้นเรื่อยตามเวลาการเดินเครื่องที่เพิ่มขึ้นจนกว่าจะมีการวัดประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่ง การวัดประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบบนี้สำหรับโรงไฟฟ้า IPP หรือ SPP แล้วถือว่ายอมรับไม่ได้เนื่องจากตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กฟผ จ่ายค่าเชื้อเพลิงเป็นราย 15 นาที ทำให้โรงไฟฟ้าเอกชนจะต้องทราบประสิทธิภาพและอัตราการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา

การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม [1] เป็นตัวอย่างที่ดีสำหรับการใช้งานระบบ real time information system โดยได้นำระบบการวัดการใช้เชื้อเพลิงและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มาคำนวณประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าและเปรียบเทียบกับอัตราค่าเชื้อเพลิงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งทำให้วิศวกรเดินเครื่องทราบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าทุกนาที ทำให้วางแผนการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเพื่อให้มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดได้

4.3 ระบบวิเคราะห์สภาพและความผิดปรกติของเครื่องจักร

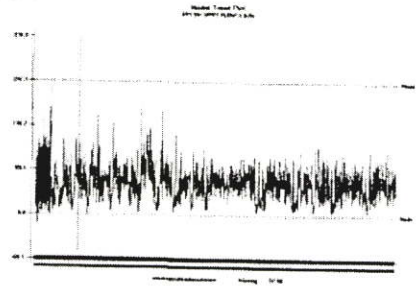
ในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะระบบวัดการสั่นสะเทือนของเครื่องจักร เช่น ปั๊ม, มอเตอร์ เท่านั้น ระบบตรวจสอบสภาพและความผิดปกติของเครื่องจักรจะนำค่าความสั่นสะเทือนจากอุปกรณ์วัดที่ติดตั้งไว้ ในจุดต่างๆ ของเครื่องจักร มาทำการวิเคราะห์ ตรวจสอบสภาพตลอดเวลาที่เดินเครื่องจักรอยู่ (Real Time) ซึ่งจำเป็นต้องใช้ผู้เชี่ยวชาญในการแปร

ความหมาย แต่เนื่องจากเดิมโปรแกรมวิเคราะห์นี้ต้องติดตั้งที่โรงไฟฟ้าเท่านั้น ทำให้ใช้งานได้ไม่สะดวกและไม่ทันเวลา เพราะผู้เชี่ยวชาญมักจะไม่ได้ประจำอยู่ที่โรงไฟฟ้า ส่วนใหญ่ประจำอยู่ที่หน่วยซ่อมบำรุง หรืออยู่ต่างสถานที่ แต่ด้วยระบบ Real time information system ทำให้สามารถส่งข้อมูลการสั่นสะเทือนของเครื่องจักรจากคอมพิวเตอร์ฐานข้อมูลผ่านระบบเครือข่าย ไปแสดงผลที่ผู้เชี่ยวชาญได้ ทำให้วิเคราะห์และแจ้งผลมาที่วิศวกรเดินเครื่องให้ปรับปรุงการเดินเครื่องได้ทันที

4.4 ระบบตรวจสอบอุปกรณ์วัด

ในโรงไฟฟ้า 1 แห่งจะมีอุปกรณ์ตรวจวัดหลายพันตัว อุปกรณ์วัดเหล่านี้จะส่งผลการวัดไปยังอุปกรณ์ควบคุมของโรงไฟฟ้าเพื่อให้ทำงานจ่ายไฟฟ้าได้ตามปรกติ การสอบเทียบอุปกรณ์ที่ทำอยู่เดิมจะใช้วิธีสอบเทียบ 100 % ทำให้ใช้เวลานานและส่วนใหญ่แล้วอุปกรณ์วัดเหล่านี้มักจะไม่คลาดเคลื่อนมากนัก แต่เนื่องจากไม่มีวิธีการใดจะทดสอบได้โดยไม่ต้องถอดอุปกรณ์ ทำให้ต้องใช้เวลาและค่าใช้จ่ายสูงมากในการดำเนินการ ด้วยเหตุนี้เองจึงมีผู้พัฒนาโปรแกรมเพื่อตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์วัดเหล่านี้ โดยใช้วิธีทางคณิตศาสตร์ เพื่อให้สามารถทำนายผลการวัด เพื่อเปรียบเทียบกับค่าที่วัดได้จริง หากมีการคลาดเคลื่อนเกินขอบเขตที่ระบุไว้ก็จะแจ้งเตือนให้วิศวกรทราบเพื่อทำการสอบเทียบต่อไป ทำให้ไม่จำเป็นต้องสอบเทียบอุปกรณ์วัดทุกตัว ส่งผลให้ลดค่าใช้จ่ายลงไปได้

วิธีการนี้ค่อนข้างใหม่และยังไม่ได้ใช้กันเป็นแพร่หลาย เนื่องจากยังไม่มีผลการทดสอบที่ยืนยันได้อย่างพอเพียง แต่ก็เป็นวิธีที่น่าสนใจวิธีหนึ่ง



รูปที่ 6 ตัวอย่างการแสดงผลการวิเคราะห์ความถูกต้องของอุปกรณ์วัด

5 สรุป

ด้วยความเจริญรุดหน้าของระบบสื่อสารสนเทศ การเข้าถึงข้อมูลตลอดเวลา (Real Time) ทุกที่ทุกเวลาทวีความสำคัญขึ้นมาก ไม่เว้นแม้แต่กระบวนการผลิตไฟฟ้า การมีข้อมูลจากโรงไฟฟ้าที่ทันต่อเหตุการณ์จะช่วยให้ผู้บริหาร วิศวกรโรงไฟฟ้า สามารถวางแผนการผลิต การบำรุงรักษา รวมทั้งชี้แจงต่อผู้ถือหุ้น นักลงทุนรวมทั้งชุมชนรอบๆ โรงไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี

5. กิตติกรรมประกาศ

ผู้เขียนบทความขอขอบคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี ที่ให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการเขียนบทความนี้

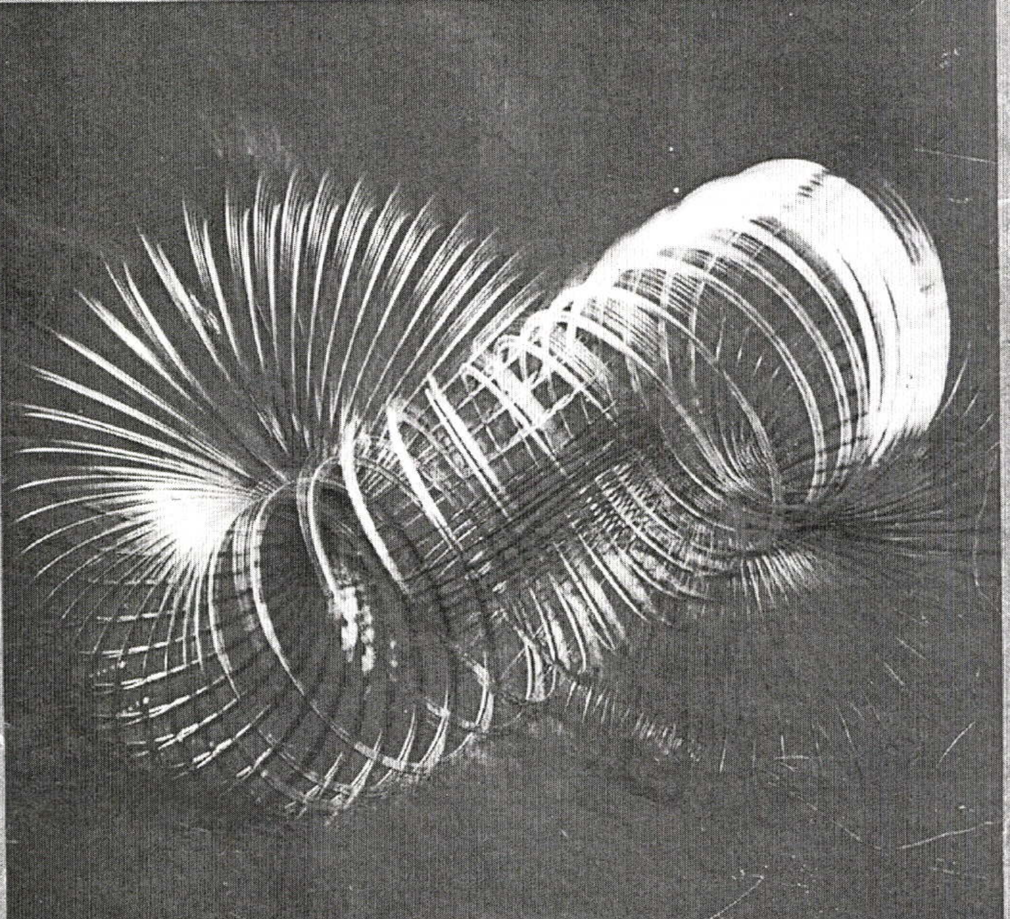
5. เอกสารอ้างอิง

[1] คงคา คูณพันธ์ , ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล "คำนวณประสิทธิภาพแบบ Real time ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม", การประชุมวิชาการครั้งที่ 26

นายคงคา คูณพันธ์ นักศึกษาปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรีที่สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังเมื่อปี 2532 ปัจจุบันทำงานเป็นวิศวกรส่วนวิศวกรรมการผลิตและประสิทธิภาพ บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี งานวิจัยที่สนใจคือ Electric Field Calculation by CSM หรือ FEM ,ปัจจุบันทำวิจัยด้านการปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

รศ. ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล จบการศึกษา วศ.บ. ไฟฟ้า และ วศ.ม. ไฟฟ้า จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ปัจจุบันดำรงตำแหน่งเป็นรองศาสตราจารย์ ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง โดยทำงานวิจัยในด้าน วิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง, วัสดุวิศวกรรมไฟฟ้า, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังและการวิเคราะห์ฮาร์มอนิคส์ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การประชุมวิชาการ
ทางวิศวกรรมไฟฟ้า
ครั้งที่ 16



ณ คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
25-26 พฤศจิกายน 2536

การวิเคราะห์สนามไฟฟ้าจากวิธีจำลองประจุโดยใช้คอมพิวเตอร์กราฟฟิค ๓ มิติ

(Electric field analysis from CSM presented by computer graphics 3D)

คงคา คูณพันธ์ *   ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล **

บทคัดย่อ - การคำนวณหาค่าสนามไฟฟ้าและศักย์ไฟฟ้าในแกปของอิเล็คโตรดในบทความฉบับนี้ใช้วิธีจำลองประจุ โดยวิธีนี้จะสมมุติให้ประจุที่กระจายอยู่ขอบเขตที่เราสนใจให้อยู่ในรูปแบบที่สามารถคำนวณได้ง่าย ซึ่งวิธีนี้ได้เปรียบกว่าการใช้วิธี FEM , FDM เพราะระบบที่เราใช้เป็นระบบที่มีขอบเขตไม่จำกัดและเป็นระบบที่สมมาตรในเชิง 3 มิติ ทำให้มีการคำนวณที่เร็วกว่า ใช้สมการทางคณิตศาสตร์ที่ซับซ้อนน้อยกว่าแต่ความแม่นยำใกล้เคียงกัน ค่าที่คำนวณได้จะถูกนำไปวิเคราะห์และแสดงการกระจายของสนามไฟฟ้าโดยใช้ความแตกต่างของระดับสีซึ่งทำให้มองเห็นความแตกต่างของการกระจายสนามไฟฟ้าระหว่างอิเล็คโตรดแต่ละแบบได้อย่างชัดเจน โดยวิธีจำลองประจุเราใช้คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล (PC) มาคำนวณหาค่าสนามไฟฟ้าและศักย์ไฟฟ้าและใช้แสดงผลการวิเคราะห์สนามไฟฟ้า โดยสามารถหาค่าสนามไฟฟ้าที่จุดใดๆ ได้ทันทีโดยเพียงแต่ป้อนตำแหน่งและค่าอื่นที่จำเป็น เราใช้ภาษาซีในการเขียนโปรแกรมสั่งงานโดยทำให้อยู่ในรูปเมนูซึ่งสามารถสั่งงานง่ายและเรียนรู้ได้รวดเร็ว

Abstract - The calculation of electric field and potential distribtion in the gap between eletrodes in this paper, uses a charge simulation method (CSM). This method will simulate charges which spread out widely in considered system to the simple charge's type that is easy to compute. The advantage of this method, when commpare with FEM, FDM, is a faster speed of calculation, a less complicated mathematic and similar accuracy because of the limitless boundary and 3-dimension symmetrical system. The value of computed field will be analized and display the distribution of electric field by the difference of colour level that indicate clearly difference of field in each of electrode. By charge simulation technique, we use personal computer to estimate values of field and potential and use its monitor to display analized picture output. So we can find a field in any point instantaneous by only input a required position and some essential input. we use C language to program this job and it works in menu command that easily to use and quickly to learn.

1) บทนำ

การออกแบบสร้างอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงให้ได้ผลดี มีประสิทธิภาพสูงและประหยัดค่าใช้จ่าย หรือสามารถทำการวิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้นได้ง่ายและถูกต้อง จำเป็นต้องทราบลักษณะการกระจายของสนามไฟฟ้าในบริเวณที่เราสนใจเสียก่อน ซึ่งในทางปฏิบัติ โครงสร้างอิเล็คโตรดของอุปกรณ์มักจะมีลักษณะที่ซับซ้อนและยุ่งยากเกินกว่าที่จะสามารถหาค่าสนามไฟฟ้าในรูปเชิงวิเคราะห์(สูตร)ได้ วิศวกรจึงหลีกเลี่ยงไปหาคำตอบโดยใช้วิธีการประมาณค่าเชิงคำตอบ หรือนิวเมอริคอล ซึ่งพัฒนาขึ้นมากในปัจจุบัน วิธีหาคำตอบโดยการประมาณค่าอีกวิธีหนึ่งที่ใช้ได้ดี คือ วิธีจำลองประจุ ซึ่ง Steinbigler [6] ได้เป็นผู้ริเริ่ม และนำมาใช้ได้แพร่หลายในปัจจุบัน วิธีนี้อาศัยหลักพื้นฐานของเกาส์ โดยการสมมุติให้ประจุที่กระจายอยู่ทั่วบริเวณในอิเล็คโตรดเป็นประจุแบบใดแบบหนึ่งหรือหลายแบบรวมกันซึ่งเราสามารถวิเคราะห์ได้โดยใช้ความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ ซึ่งมีการคำนวณที่ซับซ้อนมีขั้นตอนหลายขั้นตอน และใช้เวลาในการคำนวณที่ซ้ำๆ กันมาก จึงต้องใช้คอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณซึ่ง Abou-Seada [7] ได้เสนอเป็นตัวอย่างไว้

การหาค่าสนามไฟฟ้าโดยวิธีจำลองประจุสามารถให้คำตอบได้รวดเร็วและใช้เวลาคำนวณไม่มากนักเมื่อเทียบกับวิธี FEM หรือ FDM โดยเฉพาะอย่างยิ่งในระบบที่มีขอบเขตไม่จำกัดและมีความสมมาตรในเชิง 3 มิติหรือ 2 มิติ วิธีการจำลองประจุจะใช้ได้ดีกว่า โดยที่ความแม่นยำไม่ลดลงมากนัก นอกจากนี้วิธีจำลองประจุยังสามารถใช้ได้กับระบบที่ไม่สมมาตรหรือระบบที่มีตัวกลางหลายชนิดได้อีกด้วย [6]

เมื่อหาค่าศักย์ไฟฟ้าและสนามไฟฟ้าที่จุดใดๆในแกปตามวิธีจำลองประจุได้แล้ว สิ่งสำคัญอีกประการหนึ่งในการศึกษาทางวิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูงคือการวิเคราะห์ข้อมูลที่คำนวณได้ ซึ่งการวิเคราะห์ข้อมูลเชิงตัวเลขหรือตารางเพียงอย่างเดียวไม่สามารถตอบสนองในเชิงรูปธรรมได้ บทความฉบับนี้จึงเสนอการนำค่าที่คำนวณได้มาวิเคราะห์โดยแทนความเข้มของสนามไฟฟ้าด้วยระดับของสี แต่ละสีจะแทนความเข้มของสนามไฟฟ้าแต่ละค่าลดหลั่นกันไปตามความเข้มของสีนั้นๆ และวิเคราะห์โดยใช้กราฟฟิค 2 มิติด้วยซึ่งวิธีนี้จะทำให้สามารถศึกษาการกระจายและเปรียบเทียบสนามไฟฟ้าในอิเล็คโตรดแบบ ต่างๆ ได้ง่ายกว่า

ในบทความฉบับนี้ เราใช้คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล (PC) ในการคำนวณและวิเคราะห์ผลโดยใช้ภาษาซีในการเขียนโปรแกรมและออกแบบโปรแกรมในลักษณะเมนูที่สามารถสั่งงานได้ง่ายและสามารถดูผลลัพธ์ได้ทันที การใช้คอมพิวเตอร์มาช่วยจะทำให้เราสามารถทราบค่าสนามไฟฟ้าที่จุดใดๆ ที่ต้องการได้ทันที โดยเพียงแต่ป้อนตำแหน่งที่ต้องการทราบเท่านั้น โปรแกรมจะแสดงผลให้ทราบภายในเวลาไม่กี่วินาที รวมทั้งการกระจายของสีที่แทนค่าสนามไฟฟ้าแต่ละค่าที่ลดหลั่นกัน ทำให้ผู้ใช้ไม่จำเป็นต้องมีความรู้ทางด้านเทคนิคไฟฟ้าแรงสูง มากนักก็สามารถเข้าใจได้

2) ทฤษฎี

2.1) หลักการพื้นฐานของวิธีจำลองประจุ

สูตรพื้นฐานของวิธีจำลองประจุสามารถแสดงได้ง่ายมากโดยอาศัยหลักการของซูเปอร์โพซิชั่นซึ่งได้กล่าวไว้ว่า " ศักย์ไฟฟ้าที่จุดใดๆ หาได้จากผลรวมของศักย์ไฟฟ้าที่มาจากประจุแต่ละตัวในระบบ "

ถ้าให้ Q_j แทนประจุในระบบที่มีอยู่ n ตัว

$\varnothing_i$ แทนศักย์ไฟฟ้าที่จุดใดๆ (ขึ้นอยู่กับโคออร์ดิเนตที่ใช้) จะได้ว่า

$$\varnothing_i = \sum_{j=1}^{n} P_{ij} Q_j \qquad \text{..................... (1)}$$

เมื่อ P_{ij} เป็นสัมประสิทธิ์ความต่างศักย์ซึ่งสามารถทราบค่าได้จากชนิดของประจุโดยใช้วิธีหาจากสมการปัวซองหรือสมการลาปลาซ [1], [2], [3], [6], [7]

* นักศึกษาปริญญาโท ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

** อาจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

2.2) ขั้นตอนการจำลองประจุ

วิธีการหาค่าศักย์ไฟฟ้า และความเข้มสนามไฟฟ้า โดยวิธีจำลองประจุ สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

1.เลือกประจุสมมุติที่เหมาะสมกับระบบที่พิจารณาซึ่งอาจจะเป็นประจุแบบจุด , ประจุแบบเส้น หรือประจุแบบอื่นที่เหมาะสม

2. กำหนด contour point ที่ผิวอิเล็คโตรดที่ทราบค่าศักย์

3.ใช้วิธีของซูเปอร์โพซิชั่นซึ่งจะได้สมการเชิงเส้น n สมการเมื่อ n เป็นจำนวนประจุที่พิจารณา

4.แก้สมการเชิงเส้นเพื่อหาค่าประจุแต่ละตัวซึ่งในบทความนี้ใช้วิธีของ Gaussian elimination with maximum pivoting

5.นำค่าประจุที่ได้มาคำนวณที่จุดทดสอบแล้วพิจารณาค่า error ถ้าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ก็นำค่าประจุไปคำนวณ ถ้ายังยอมรับไม่ได้ให้เลือกตำแหน่งของประจุและ contour point ใหม่ หรืออาจเลือกการสมมุติประจุใหม่แล้วคำนวณตามขั้นตอนเดิมจนกว่าค่า error จะอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

6.คำนวณค่าศักย์และสนามไฟฟ้าที่ตำแหน่งที่ต้องการจากประจุที่คำนวณได้ในข้อ 5 โดยวิธีซูเปอร์โพซิชั่น ก็จะได้ค่าตามต้องการ

เราจะพบว่าหลักที่สำคัญที่สุดในการใช้วิธีจำลองประจุคือ

1. การเลือกชนิดของประจุให้เหมาะสมกับระบบที่พิจารณา

2. การเลือกตำแหน่งของประจุและ contour point ที่เหมาะสม

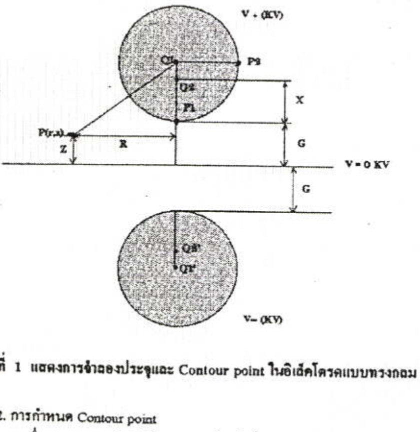
ซึ่งวิธีการเลือกทั้งสองวิธีนี้ไม่มีหลักตายตัว และผู้สนใจสามารถศึกษาได้จากวิธีการของ A. Yializis และ E. Kuffel [8]

2.3) การหาค่าสนามไฟฟ้าในอิเล็คโตรดทรงกลม

อิเล็คโตรดทรงกลมได้ถูกใช้กันมากในการทดลองหรือทดสอบทางไฟฟ้าแรงดันสูงซึ่งจะให้สนามไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอน้อย สำหรับการหาสนามไฟฟ้าในบทความฉบับนี้ จะใช้วิธีคำนวณโดยใช้วิธีการจำลองประจุ (Charge Simmlation Method) ซึ่งเพื่อความสะดวกเราจะคำนวณในรูป Per unit เพื่อดูการกระจายของศักย์และสนามไฟฟ้าในแกปที่อยู่ระหว่างอิเล็คโตรดทรงกลม

2.3.1.การสมมุติประจุ

เนื่องจากอิเล็คโตรดเป็นรูปทรงกลมดังนั้นประจุจำลองที่เหมาะสมน่าจะเป็นประจุแบบจุด เราจึงสร้างการจำลองประจุขึ้นมา โดยจำลองว่าศักย์และสนามไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในแกป จะเกิดขึ้นเนื่องมาจากประจุ 2 ตัว โดยตัวที่ 1 อยู่ที่จุดศูนย์กลางทรงกลมและประจุตัวที่สองอยู่ระหว่างประจุตัวแรกกับผิวทรงกลมตามแนวแกนดิ่ง ตามรูปที่ 1



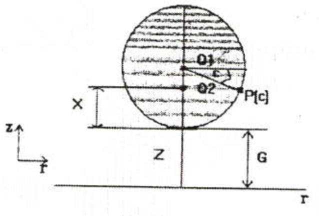
รูปที่ 1 แสดงการจำลองประจุและ Contour point ในอิเล็คโตรดแบบทรงกลม

2.3.2. การกำหนด Contour point

เนื่องจากเราสนใจศักย์และสนามไฟฟ้าที่อยู่ในแกประหว่างทรงกลมดังนั้นเพื่อให้ Contour point ของเราครอบคลุมพื้นที่ได้เพียงพอ เราจึงกำหนดให้ Contour point ที่ จุด P1 และ P2 ที่ตำแหน่ง(0,G) และ (1, G+1) เมื่อพิจารณาตามโคออร์ดิเนต r,z ตามรูปที่ 1

2.3.3 การตรวจสอบความแม่นยำ

เราจะใช้จุดทดสอบ 19 จุดบนผิวอิเล็คโตรดทรงกลมโดยเริ่มจากจุดที่ C = 0 องศา (ดูรูปที่ 2) เลื่อนค่า C ไปทีละ 5 องศาจนกว่าจะถึง 90 องศา ถ้าต้องการความละเอียดมากกว่านี้ก็สามารถทำได้โดยให้เลื่อนค่า C น้อยกว่า 5 องศาตามที่เราต้องการ



รูปที่ 2 แสดงตำแหน่งของประจุทดสอบ P(c) บนผิวอิเล็คโตรดทรงกลม

3) ขั้นตอนการคำนวณ

พิจารณารูปที่ 1 เราให้จุดกึ่งกลางของอิเล็คโตรดทั้งสองอยู่ที่จุดตัดโคออร์ดิเนต เพื่อให้ง่ายในการพิจารณาและเนื่องจากระบบนี้สมมาตรแบบทรงกลมดังนั้นเราสามารถแทนจุดใด ๆในระบบนี้ด้วยแกนเพียง 2 แกน คือ r และ z และที่ระนาบ z = 0 จะมีศักย์เป็นศูนย์เสมอ จากวิธีซูเปอร์โพซิชั่น ศักย์ไฟฟ้า $\varnothing_i$ ที่จุด P(r,z) ใดๆ จะเท่ากับผลรวมของศักย์ที่มาจากประจุแต่ละตัวซึ่งในระบบที่เรากำลังพิจารณาเราแทนด้วยจุดประจุ 2 ตัว

ตัวที่ 1 Q1 อยู่ที่จุดศูนย์กลางของทรงกลมหรือที่จุด (0,G+1)

ตัวที่ 2 Q2 อยู่บนแกน z ระหว่างประจุตัวที่ 1 กับผิวทรงกลมไปตามแนวแกน z หรือแทนด้วย จุด (0,G+x)

พิจารณารูปที่ 1 ศักย์ไฟฟ้า $\varnothing_i$ ที่จุด P(r,z) ใดๆ หาได้จาก

$$\phi(r,z) = P_{Q1}(r,z).Q_1 + P_{Q2}(r,z)Q_2 \quad \text{.............. (2)}$$

เมื่อ P_{Q1} คือ สัมประสิทธิความต่างศักย์ของระหว่างจุด P(r,z) กับประจุ Q1

P_{Q1} คือ สัมประสิทธิความต่างศักย์ของระหว่างจุด P(r,z) กับประจุ Q2

Q1, Q2 คือ จุดประจุสมมุติ

ซึ่งค่า P_{Q1} , P_{Q2} สามารถหาได้จาก

$$P_{Q1}(r,z) = \frac{1}{\sqrt{r^2+(G+1-z)^2}} - \frac{1}{\sqrt{r^2+(G+1+z)^2}} \quad \text{............(3)}$$

$$P_{Q2}(r,z,x) = \frac{1}{\sqrt{r^2+(G+x-z)^2}} - \frac{1}{\sqrt{r^2+(G+x+z)^2}} \quad \text{........(4)}$$

และจะได้ว่าสนามไฟฟ้าที่จุด (r,z) ใดๆ เท่ากับ

$$E(r,z,x) = -\nabla\phi(r,z,x)$$

$$= \left\{\frac{\partial}{\partial r}\phi(r,z,x).\mathbf{r} + \frac{\partial}{\partial z}\phi(r,z,x).\mathbf{z}\right\} \quad \text{.............. (5)}$$

จากสมการ 2 จะได้

$$E(r,z,x) = \left\{\frac{\partial}{\partial r}(Q_1.P_{Q1}(r,z)+Q_2.P_{Q2}(r,z,x)).\mathbf{r} + \frac{\partial}{\partial z}(Q_1.P_{Q1}(r,z)+Q_2.P_{Q2}(r,z,x)).\mathbf{z}\right\} \quad \text{.......... (6)}$$

ซึ่งเมื่อกระจายให้อยู่ในรูปอย่างง่ายแล้วจะได้ว่า

$$\frac{\partial}{\partial r}P_{Q1}(r,z) = \frac{-r}{\sqrt{(r^2+(G+1-z)^2)^3}} + \frac{r}{\sqrt{(r^2+(G+1+z)^2)^3}}$$

$$\frac{\partial}{\partial r}P_{Q2}(r,z,x) = \frac{-r}{\sqrt{(r^2+(G+x-z)^2)^3}} + \frac{r}{\sqrt{(r^2+(G+x+z)^2)^3}}$$

$$\frac{\partial}{\partial z}P_{Q1}(r,z) = \frac{(G+1-z)}{\sqrt{(r^2+(G+1-z)^2)^3}} + \frac{(G+1+z)}{\sqrt{(r^2+(G+1+z)^2)^3}}$$

$$\frac{\partial}{\partial z}P_{Q2}(r,z,x) = \frac{(G+x-z)}{\sqrt{(r^2+(G+x-z)^2)^3}} + \frac{(G+x+z)}{\sqrt{(r^2+(G+x+z)^2)^3}}$$

.... (7)

เงื่อนไขขอบเขต

เนื่องจาก Contour point ที่เราเลือกคือ ที่จุด P1 และ P2 นั้น เมื่อแปลงให้อยู่ในโคออร์ดิเนต (r,z) จะได้ว่าจุด P1 และ P2 อยู่ที่ตำแหน่ง (0,G) และ (1, G+1) ตามลำดับถ้าให้ P_{ij} คือ สัมประสิทธิ์ความต่างศักย์ที่จุด i เนื่องจากประจุ j จะได้ว่า

$$P_{11} = 1 - \frac{1}{2G+1}$$

$$P_{12} = \frac{1}{x} - \frac{1}{2G+x}$$

$$P_{21} = 1 - \frac{1}{\sqrt{1+4(G+1)^2}}$$

$$P_{22} = \frac{1}{\sqrt{1+(1-x)^2}} - \frac{1}{\sqrt{1+(2G+x+1)^2}}$$

เราจะได้สมการเชิงเส้น 2 สมการซึ่งเขียนในรูปแมทตริกได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

.... (8)

การเลือกตำแหน่งของประจุ Q2 ที่เหมาะสมที่สุด

เราจะใช้วิธีทางคณิตศาสตร์ที่ง่ายๆ ในการหาจุดที่เหมาะสมที่สุดโดยการกำหนดจุดทดสอบ19 จุดบนผิวอิเล็คโตรดดังที่ได้กล่าวมาแล้ว จากรูปที่ 3 จะได้ว่า สำหรับประจุ Q1 จะได้

$$P_1(c) = 1 - \frac{1}{\sqrt{\cos^2 c + (2F - \sin c)^2}}$$

.... (9)

สำหรับประจุ Q2 จะได้

$$P_2(c) = \frac{1}{\sqrt{\cos^2 c + (y - \sin x)^2}} - \frac{1}{\sqrt{\cos^2 c + (2(G+x) + y - \sin c)^2}}$$

.... (10)

เมื่อ P_1, P_2 คือสัมประสิทธิ์ความต่างศักย์เนื่องจาก Q1 และ Q2 และ F = G+1, y=1-x

โดยอาศัยหลักว่าตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดย่อมได้ค่าความผิดพลาดน้อยที่สุดดังนั้นสำหรับค่า x ค่าหนึ่งจะให้ผลรวมความผิดพลาดมาค่าหนึ่งสำ หรับจุดทดสอบที่เรากำหนดเราจะเลื่อนค่า x ไปตามแนวแกน z จาก 0 ถึง 1 เพื่อเลือกค่า error ที่น้อยที่สุดตามสมการ

$$error = \sum_{c=0.5}^{90} (1 - \phi(c))^2$$

.... (11)

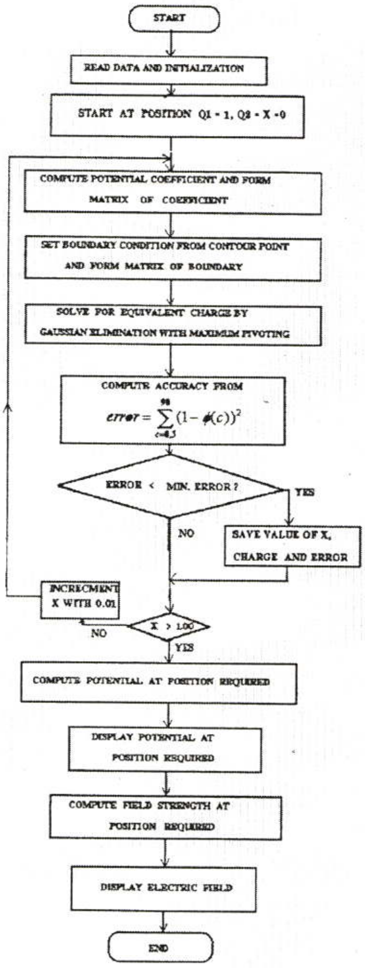
เมื่อ $\phi(C)$ หมายถึงศักย์ไฟฟ้าที่หาได้เมื่อประจุ Q2 อยู่ที่ตำแหน่ง x เมื่อเราได้ค่า error ที่น้อยที่สุดแล้วตำแหน่งของ Q2 ที่ทำให้ค่า error น้อยที่สุดจะ ถูกใช้เพื่อคำนวณหาศักย์และสนามที่จุดใดๆ โดยวิธี ซูเปอร์โพซิชั่น ตามต้องการ

4) การวิเคราะห์สนามไฟฟ้าโดยใช้ระดับความเข้มของสี

จากค่าสนามไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธีจำลองประจุซึ่งอยู่ในรูปของ Per Unit เราจะนำมาเปรียบเทียบโดยใช้คอมพิวเตอร์ว่าที่ค่าเหล่านั้นควรจะมีสีอะไร และมีความเข้มของสีเท่าไหร่ โดยเรียงลำดับของสีที่แทนความเข้มสนามไฟฟ้ามากที่สุดไปหาสีที่แทนความเข้มสนามไฟฟ้าน้อยที่สุดดังนี้คือ สีดำ,สีแดง,สีส้ม,สีเหลือง,สีเขียว,สีม่วง(สีบานเย็น),สีฟ้า,สีน้ำเงิน,สีเทา และสีขาว

วิธีพล็อตสีทำได้ดังนี้

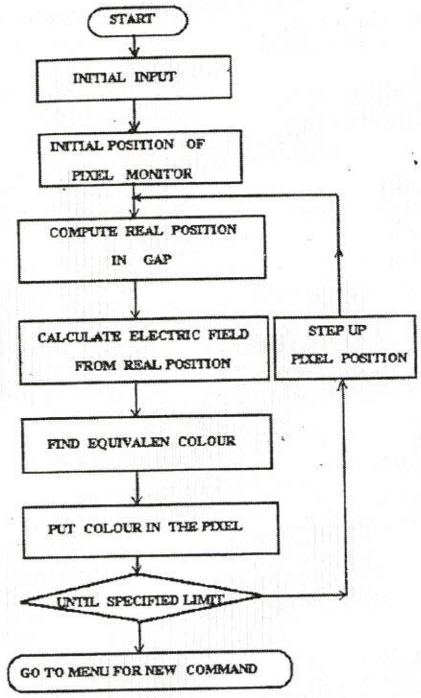
1. คำนวณตำแหน่งของจุดบนจอว่าตรงกับตำแหน่งใดในแกปที่เราสนใจ
2. หาค่าสนามไฟฟ้าโดยวิธีจำลองประจุจากค่าตำแหน่งในข้อ 1
3. นำค่าสนามไฟฟ้าที่ได้ไปเปรียบเทียบหาระดับสีที่กำหนดไว้ในตารางสีที่เรากำหนดขึ้น
4. นำค่าในตารางสีซึ่งเป็นค่าการผสมสีในแต่ละจุดบนจอภาพมาแสดงในตำแหน่งในข้อ 1 แล้วเปลี่ยนตำแหน่งของจุดบนจอไปทั่วบริเวณขอบเขตที่ต้องการพล็อต



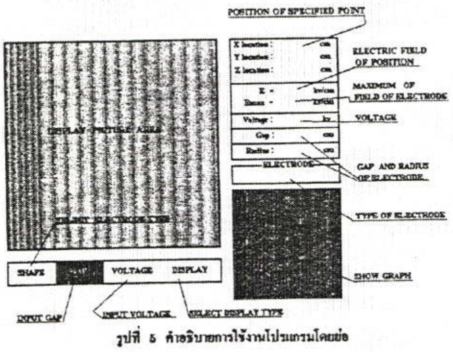
รูปที่ 3 โฟว์ชาร์ตของการคำนวณหาค่าสนามไฟฟ้าในอิเล็คโตรดทรงกลม

5) การเขียนโปรแกรม

จากขั้นตอนดังที่ได้กล่าวมาแล้วเราจะนำมาเขียนเป็นโปรแกรมสั่งงานให้คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลโดยใช้ Turbo C 2.0 compiler ซึ่งโปรแกรมที่เขียนสามารถแสดงเป็น flow chart ได้ดังรูปที่ 3 และ 4



รูปที่ 4 โฟว์ชาร์ตของการแสดงค่าสนามไฟฟ้าในอิเล็คโตรดด้วยระดับสี



รูปที่ 5 คำอธิบายการใช้งานโปรแกรมโดยย่อ

5.1) การติดต่อและสั่งงานโปรแกรม

ความต้องการทรัพยากรของโปรแกรม

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ ส่วนบุคคลตั้งแต่รุ่น 386SX ขึ้นไป
2. จอภาพ Super VGA
3. การ์ดแสดงผลอย่างใดอย่างหนึ่งดังต่อไปนี้
   3.1 TSENG ET4000
   3.2 TRIDENT 8900
   3.3 S3 VESA VGA หรือ VESA VGA

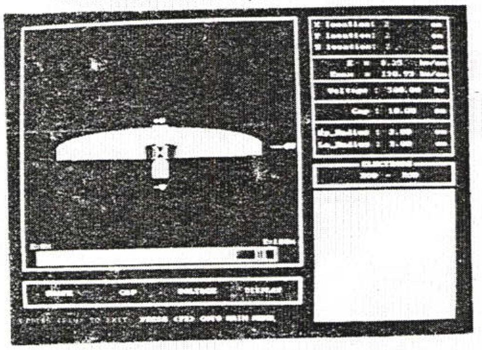
5.2) การใช้งาน

หลังจากโปรแกรมทำงานเรียบร้อยแล้วจอภาพจะแสดงผลหน้าจอดังรูปที่ 5 ซึ่งเราสามารถเลือกแบบอิเล็คโตรดที่เราจะพิจารณา แล้วใส่ค่าอื่นๆ ที่จำเป็นต่อการคำนวณเช่น ความต่างศักย์, แกป, รัศมีส่วนกลม แล้วสั่งให้โปรแกรมพล็อตภาพการกระจายของสนามไฟฟ้า หรือให้แสดงภาพในรูปภาคตัดขวางที่ระนาบที่ตัวกับผิวอิเล็คโตรดก็ได้ และสามารถหาค่าสนามไฟฟ้าในอิเล็คโตรดตามตำแหน่งที่เรากำหนดได้

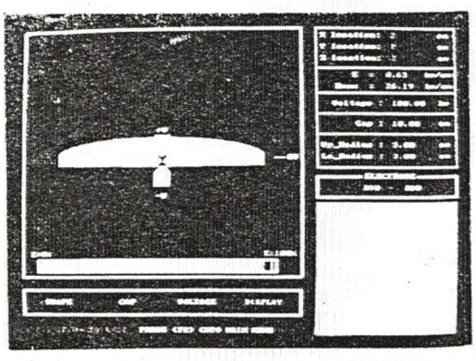
6) สรุปและวิเคราะห์ผล

ค่าของสนามไฟฟ้าที่จุดใดๆ สามารถหาได้จากการป้อนตำแหน่งที่ต้องการทราบ ค่าศักย์ไฟฟ้าคร่อมอิเล็คโตรด ระยะแกป และรัศมีส่วนกลม แล้วสั่งให้โปรแกรมทำการคำนวณก็จะทราบได้ทันที การกระจายของสนามไฟฟ้าในอิเล็คโตรดแบบต่างๆ สามารถดูได้จากพื้นที่ของแต่ละสีว่ามีความกว้างมากเพียงใด ถ้าพื้นที่ของแต่ละสีน้อยแสดงถึงสนามที่ไม่สม่ำเสมอมาก ถ้าพื้นที่ของแต่ละสีมีความกว้างมากก็แสดงว่าบริเวณนั้นมีความสม่ำเสมอของสนามไฟฟ้ามาก

จากผลของโปรแกรมเราสามารถสรุปได้ดังนี้



รูปที่ 6 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรดแบบปลายมน ที่ศักดาป้อน 500 KV , Gap 10 cm. ,รัศมีปลายมน 3 cm.



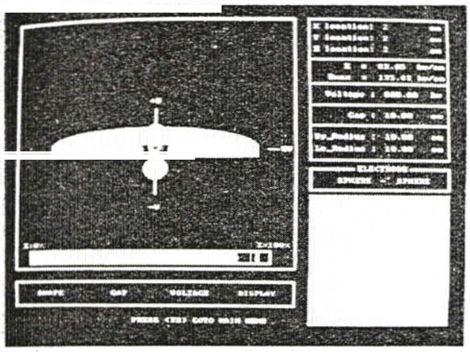
รูปที่ 7 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรดแบบปลายมน ที่ศักดาป้อน 100 KV , Gap 10 cm. ,รัศมีปลายมน 3 cm.

6.1) เมื่อเปลี่ยนศักดาคร่อมอิเล็คโตรดแต่แกปและรัศมีส่วนกลมคงที่

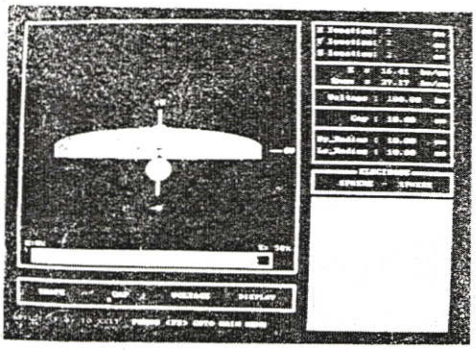
6.1.1 อิเล็คโตรดแบบปลายมน ความเข้มสนามไฟฟ้าจะสูงมากบริเวณปลายมน โดยสังเกตว่ามีระดับสีที่มีความเข้มสูงอยู่มากที่บริเวณปลายมน แต่มีพื้นที่การกระจายน้อย ซึ่งแสดงถึงค่าที่ลดต่ำลงอย่างรวดเร็ว เมื่ออยู่ที่ระยะห่างออกไป ตามรูปที่ 6 กับ รูปที่ 7

6.1.2 อิเล็คโตรดแบบทรงกลม การกระจายของสนามไฟฟ้าจะมีลักษณะคล้ายๆ แบบปลายมนแต่พื้นที่การกระจายจะมากกว่าเล็กน้อย แสดงถึงการกระจายของสนามไฟฟ้าที่สม่ำเสมอมากกว่าแบบปลายมน ตามรูปที่ 8 กับ รูปที่ 9

6.1.3 ทั้งอิเล็คโตรดแบบปลายมนและทรงกลม เมื่อเพิ่มศักดามากขึ้น จะทำให้ความเข้มสนามไฟฟ้าที่จุดเดียวกันมีค่ามากขึ้น



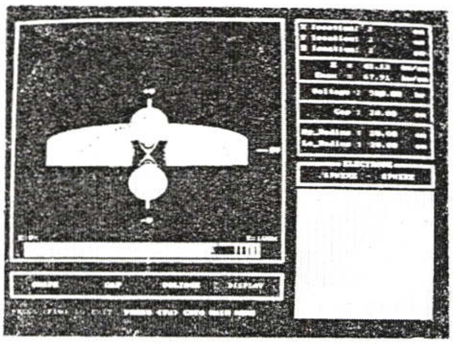
รูปที่ 8 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรด แบบทรงกลม ที่ศักดาป้อน 500 KV , Gap 10 cm. ,รัศมีทรงกลม 10 cm.



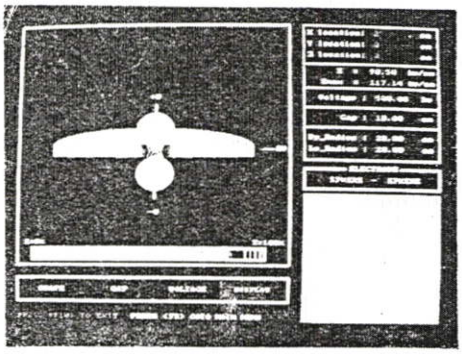
รูปที่ 9 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรด แบบทรงกลม ที่ศักดาป้อน 100 KV , Gap 10 cm. ,รัศมีทรงกลม 10 cm.

6.2) เมื่อเปลี่ยนแกป แต่ศักดาคร่อมอิเล็คโตรดและรัศมีส่วนกลมคงที่

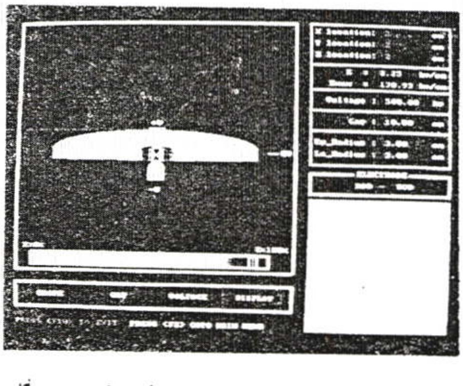
ค่าสนามไฟฟ้าสูงสุดของอิเล็คโตรดทั้งสองแบบที่แกปที่มากกว่าจะมีค่าน้อยกว่าและความไม่สม่ำเสมอของสนามไฟฟ้าจะเพิ่มมากขึ้นเมื่อแกปมากขึ้นตามรูปที่ 10 และ 11



รูปที่ 10 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรด แบบทรงกลม ที่ศักดาป้อน 500 KV , Gap 20 cm. ,รัศมีทรงกลม 20 cm.



รูปที่ 11 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรด แบบทรงกลม ที่ศักดาป้อน 500 KV , Gap 10 cm. ,รัศมีทรงกลม 20 cm.

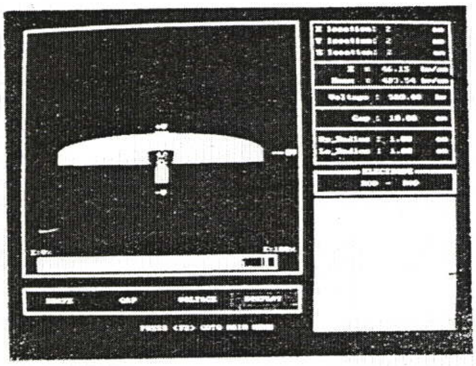


รูปที่ 12 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรด แบบปลายมน ที่ศักดาป้อน 500 KV , Gap 10 cm. ,รัศมีปลายมน 3 cm.

6.3) เมื่อเปลี่ยนรัศมีส่วนกลมแต่ศักดาตกคร่อมอิเล็คโตรดและแกปคงที่

6.3.1 ค่าสนามไฟฟ้าสูงสุดของอิเล็คโตรดทั้งสองแบบ ที่รัศมีส่วนกลมที่มากกว่าจะมีค่าน้อยกว่าตามผลการวิเคราะห์ในรูปที่ 12 และ 13

6.3.2 ความสม่ำเสมอของสนามไฟฟ้าที่สังเกตได้จากพื้นที่ของสีแต่ละสี จะมีมีค่าเพิ่มมากขึ้น เมื่อรัศมีส่วนกลมเพิ่มมากขึ้น ตามผลการวิเคราะห์ในรูปที่ 12 และ 13



รูปที่ 13 ภาพการวิเคราะห์การกระจายของสนามไฟฟ้าในแกป ระหว่างอิเล็คโตรดแบบปลายมนที่ศักดาป้อน 500 KV , Gap 10 cm. ,รัศมีปลายมน 1 cm.

7) เอกสารอ้างอิง

[1] คงคา คูณพันธ์, ธีระยุทธ์ ลี้วิบูลย์ศิลป์, พงศ์พันธ์ รัตนเมธาชาติ, *การวิเคราะห์สนามไฟฟ้าในฉนวนเนื้อเดียว*, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, 2535

[2] จิตติ เอี่ยมแฉล้ม, สมโภชน์ ประไพ, นิทัศน์ กฤษณจินดา, ดร. นิพนธ์ สุขุม, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 8 *การคำนวณค่าศักดาและความเข้มสนามไฟฟ้าของแท่งขั้วไฟฟ้าโดยดิจิตอลคอมพิวเตอร์*, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2527

[3] เดช สุขะพิริยะ, ดร. สำรวย สังข์สะอาด, ดร. ณรงค์ อยู่ถนอม, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 8 *,การคำนวณหาสนามไฟฟ้าแรงสูงของแกปแท่งกลม- ระนาบด้วยวิธีจำลองประจุ*, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2527

[4] ดร. สำรวย สังข์สะอาด, *วิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง*, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2528

[5] ดวงแก้ว สวามิภักดิ์ , *เรียนรู้ภาษาซีด้วยตนเอง*, ซีเอ็ดยูเคชั่น, 2532

[6] H. singer, H. steinbigler, P. weiss, *A Charge simulation method for the calcutlation of high voltage fields*, trans. IEEE, vol PAS-93, september/october 1974.

[7] Mohamed S. abou-seada, E. nasser, *Digital Computer Calculation of the electric potential and field of a rod gap* , trans. IEEE, vol 56, no. 5, May 1968 .

[8] A. Yializis, E. Kuffel, P. H. Alexander, *An optimized charge simulation method for the the calculation of high voltage fields*, trans. IEEE,1978.

[9] J.M. Meek and J.D. Craggs, *Electrical Breakdown of Grases*, JOHN WILEY & SONS, NEWYORK.

[10] K.J. BINNS. and P.J. Lawrenson, *Analysis and Computation of Electric and Magnetic Field Problem* 2nd, PERGAMON PRESS, OXFORD.

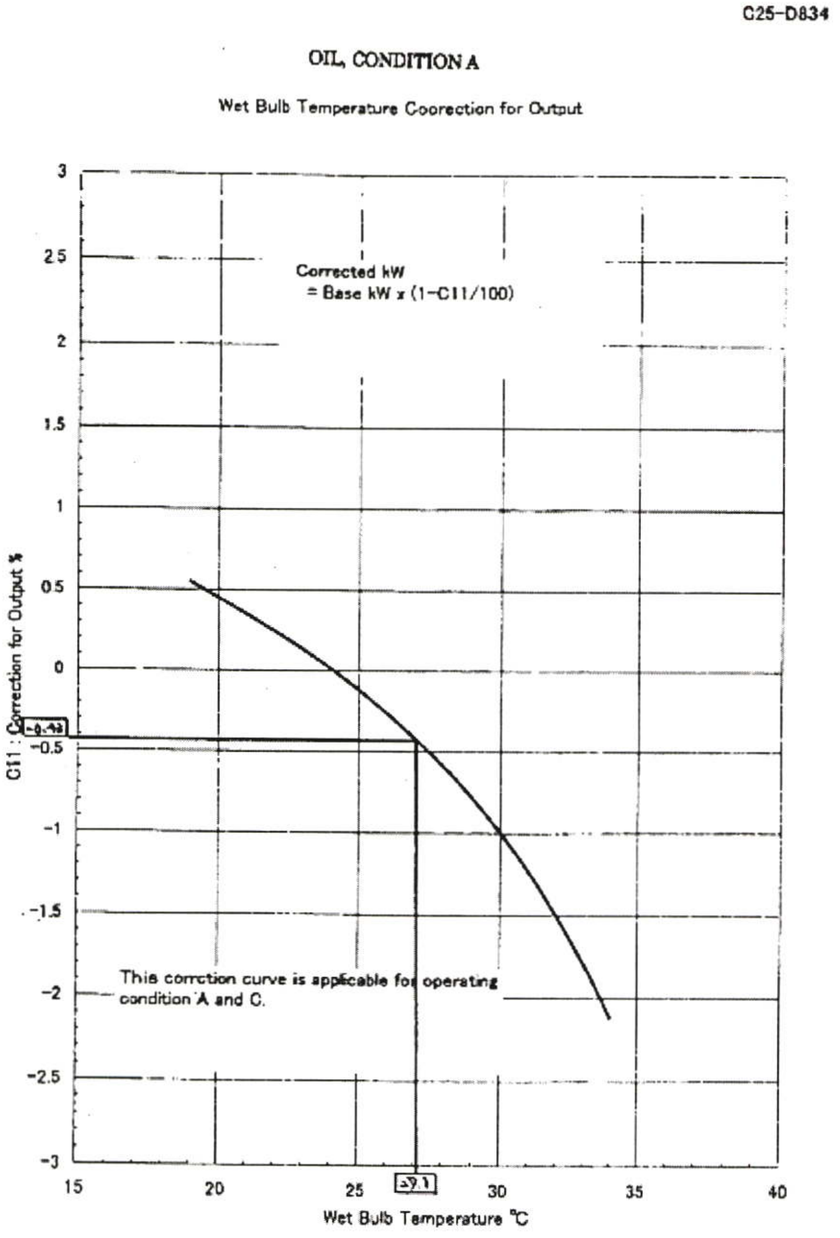
[11] Nelson Johnson, *Graphics in C*, McGraw-Hill, 1987.

[12] Herbert Schildt, *The Art of C* , McGraw-Hill , 1991.

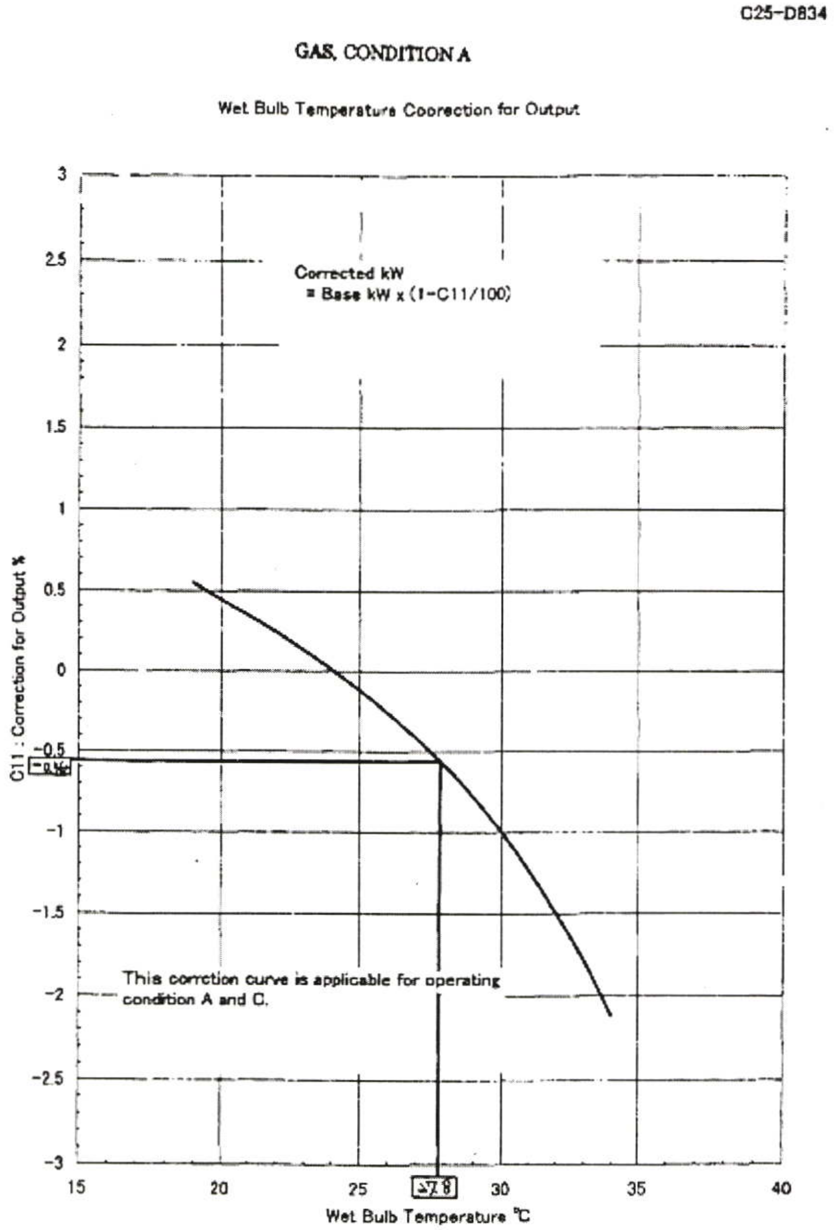
[13] Ben Ezzell, *Graphics Programming In Turbo C 2.0*, 1987.

ภาคผนวก ข.

Correction Curve ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน

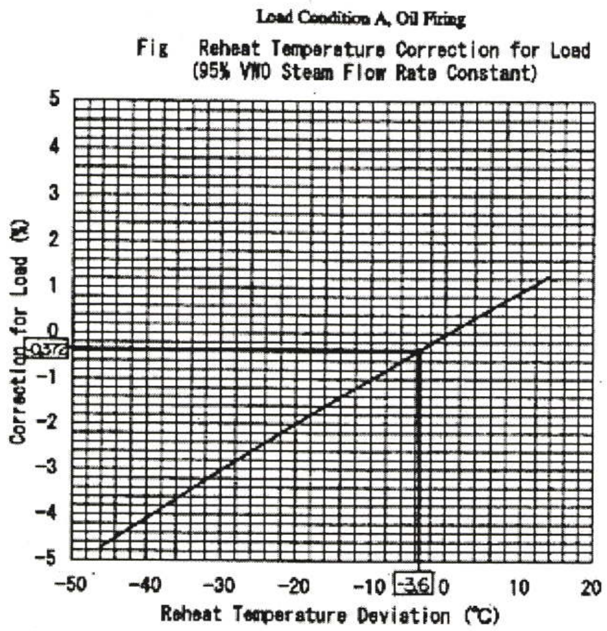


รูปที่ ข.1 Correction curve ของอุณหภูมิกระเปาะเปียก กรณีเดินเครื่องด้วยน้ำมันเตา



รูปที่ ข.2 Correction curve ของอุณหภูมิกระเปาะเปียก กรณีเดินเครื่องด้วยก๊าซ

C20-788



รูปที่ ข.3 Correction curve ของ Reheat Temperature Deviation

2000/10/13
Condition A
OIL
(for NPHR)

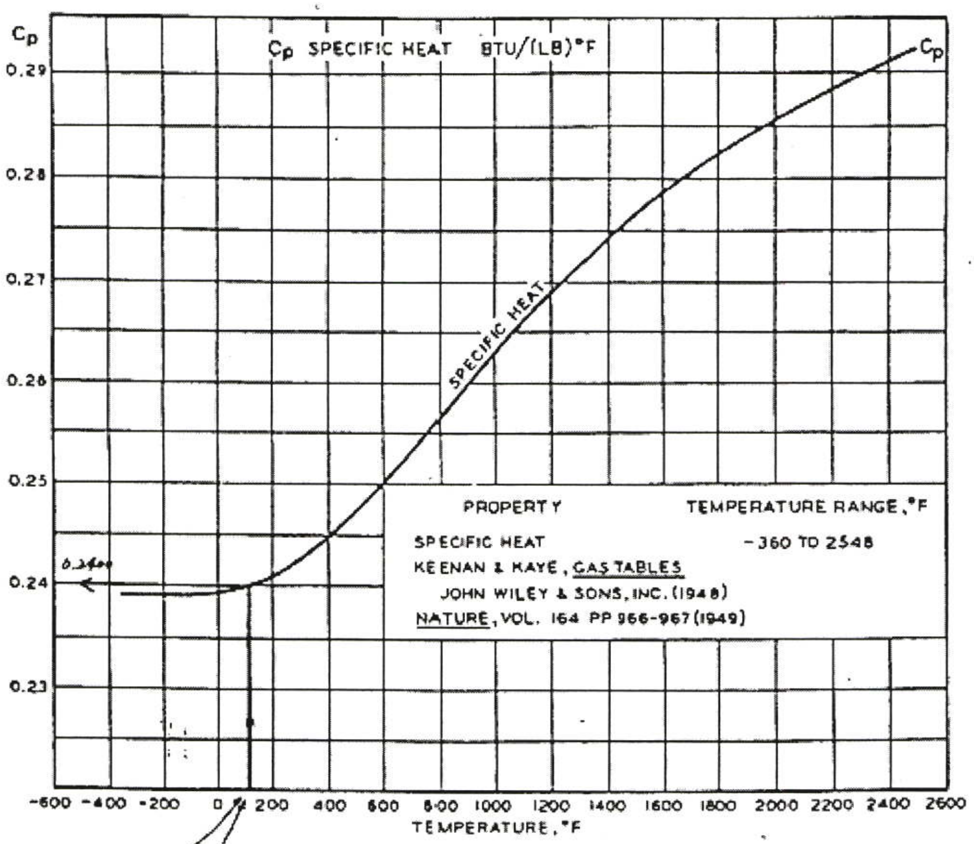
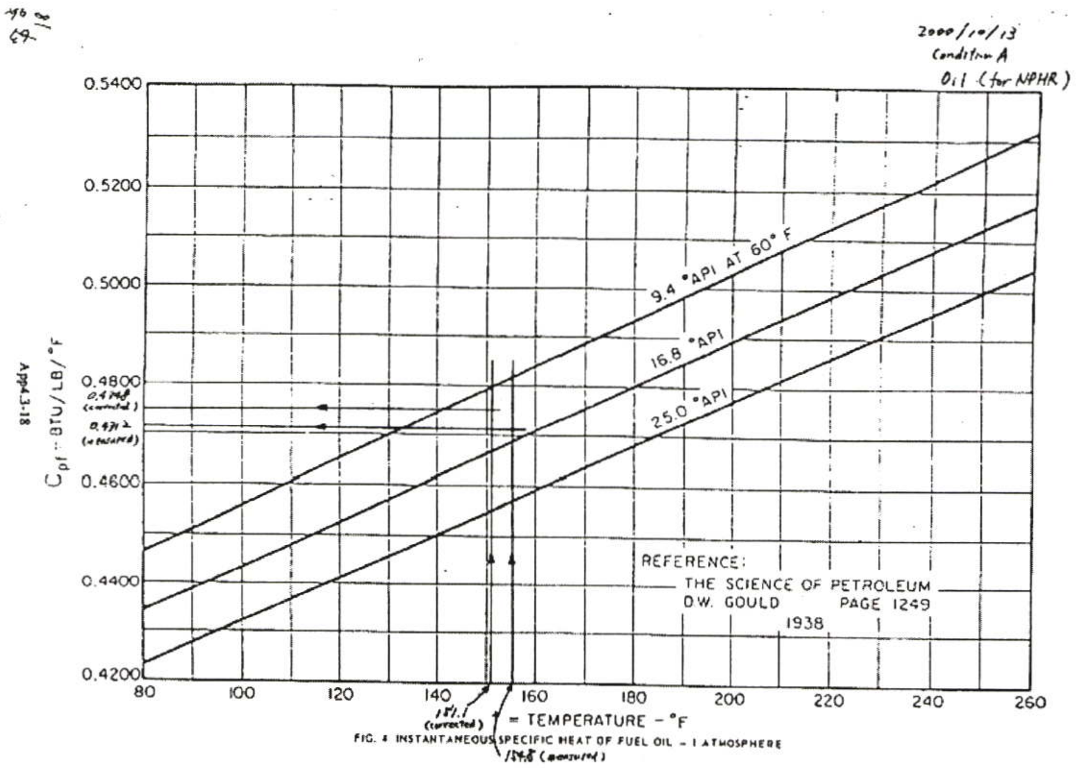


FIG. 3 INSTANTANEOUS SPECIFIC HEAT OF AIR

$\frac{(31.6 + 65.6)}{2}$ = 48.6°C
= 119.5°F (measured)

$\frac{(23.5 + 64.0)}{2}$ = 45.8°C
= 114.4°F (corrected)

รูปที่ ข.4 ค่า Specific Heat ของอากาศ



รูปที่ ข.5 ค่า Specific Heat ของน้ำมันเตา

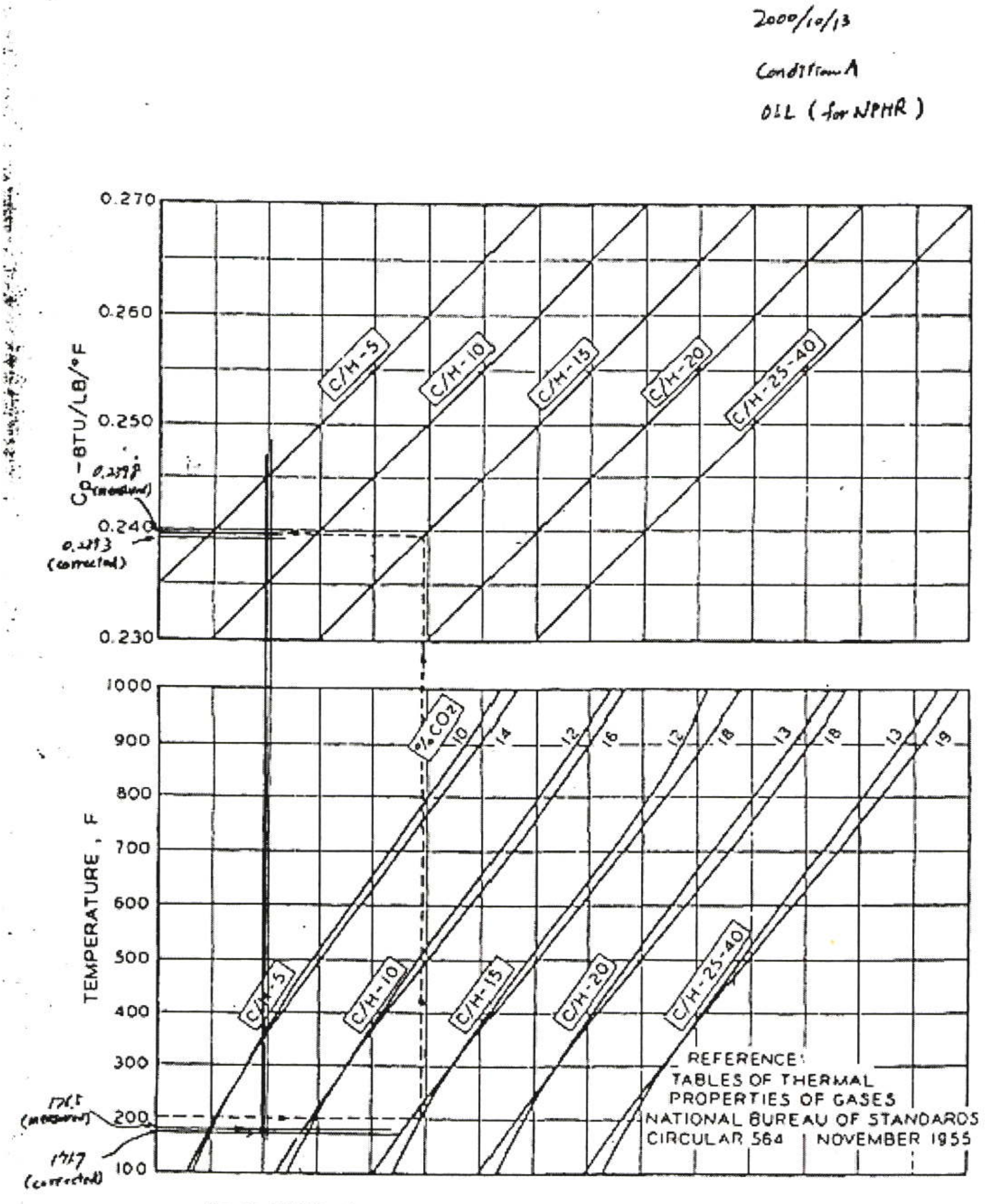
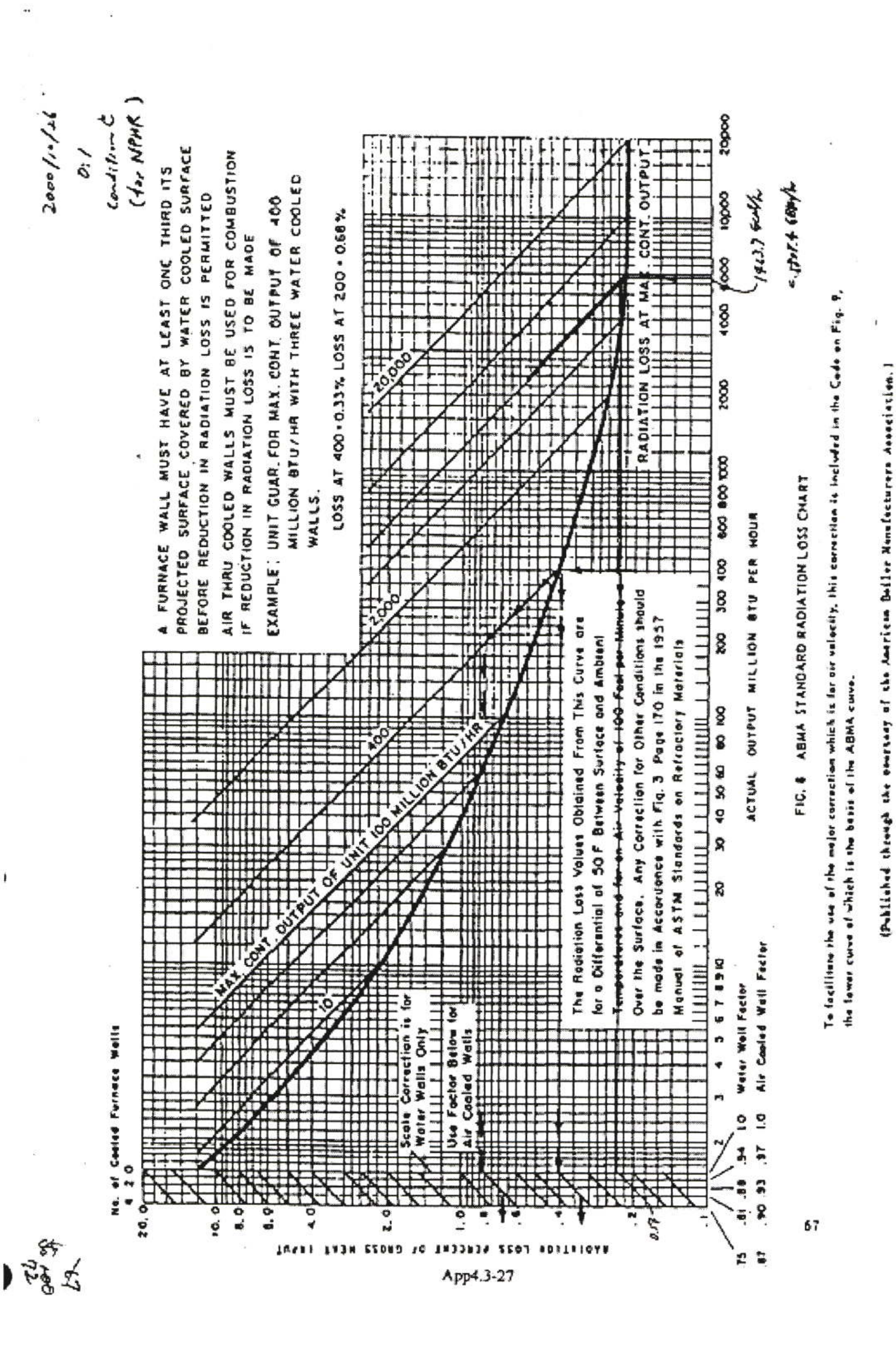


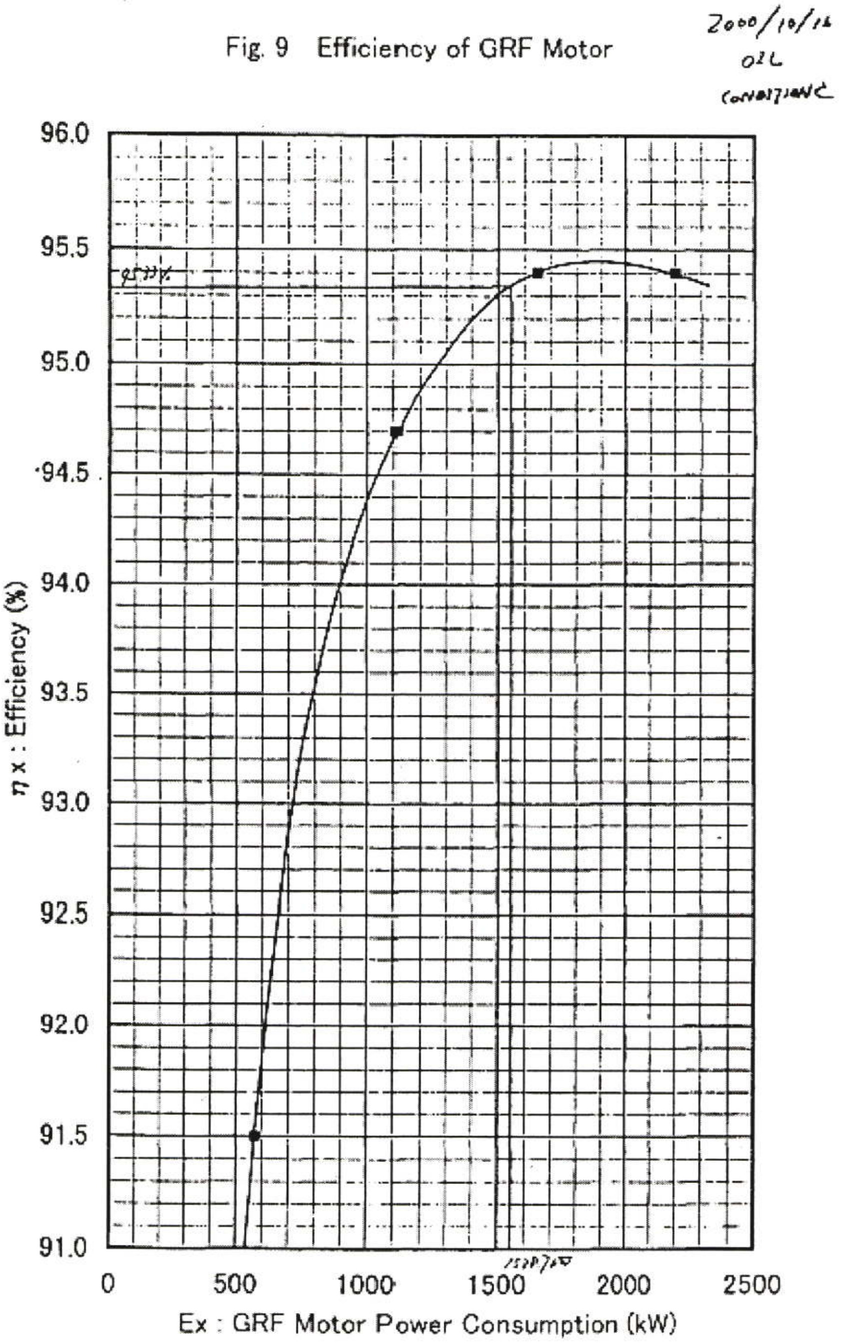
FIG. 7 INSTANTANEOUS SPECIFIC HEAT OF DRY FLUE GAS FOR CARBON HYDROGEN RATIOS (FUEL) - 5 - 40

66

รูปที่ ข.6 ค่า Specific Heat ของ Flue gas



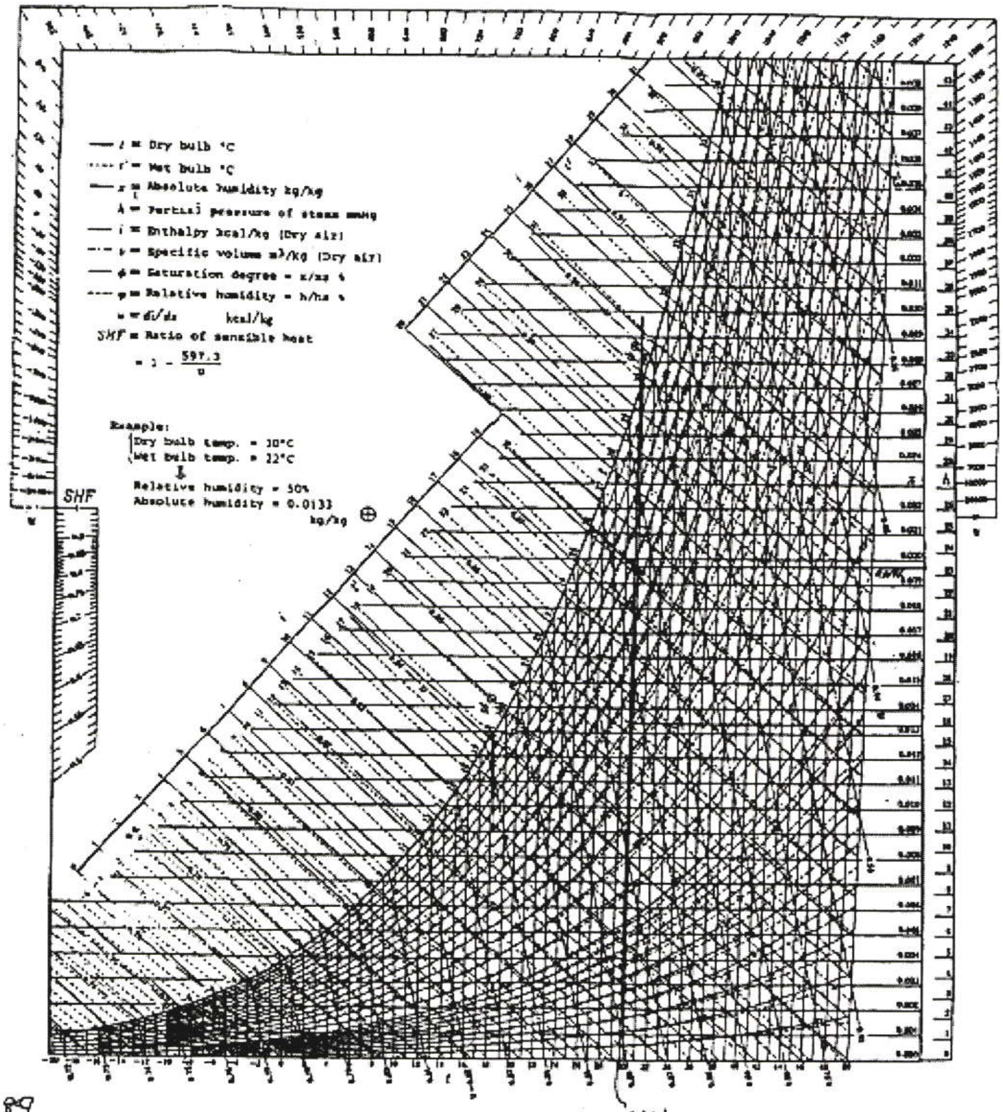
รูปที่ ข.7 ABMA Standard Radiation Loss Chart



รูปที่ ข.8 Efficiency & Power Consumption ของ GRF Motor

FIG. 10 WET AIR DIAGRAM (NC DIAGRAM)
(at -20 ~ 50°C, Ambient Press. 760 mmHg)

OIL
Condition C



App4.3-29

รูปที่ ข.9 Wet Air Diagram

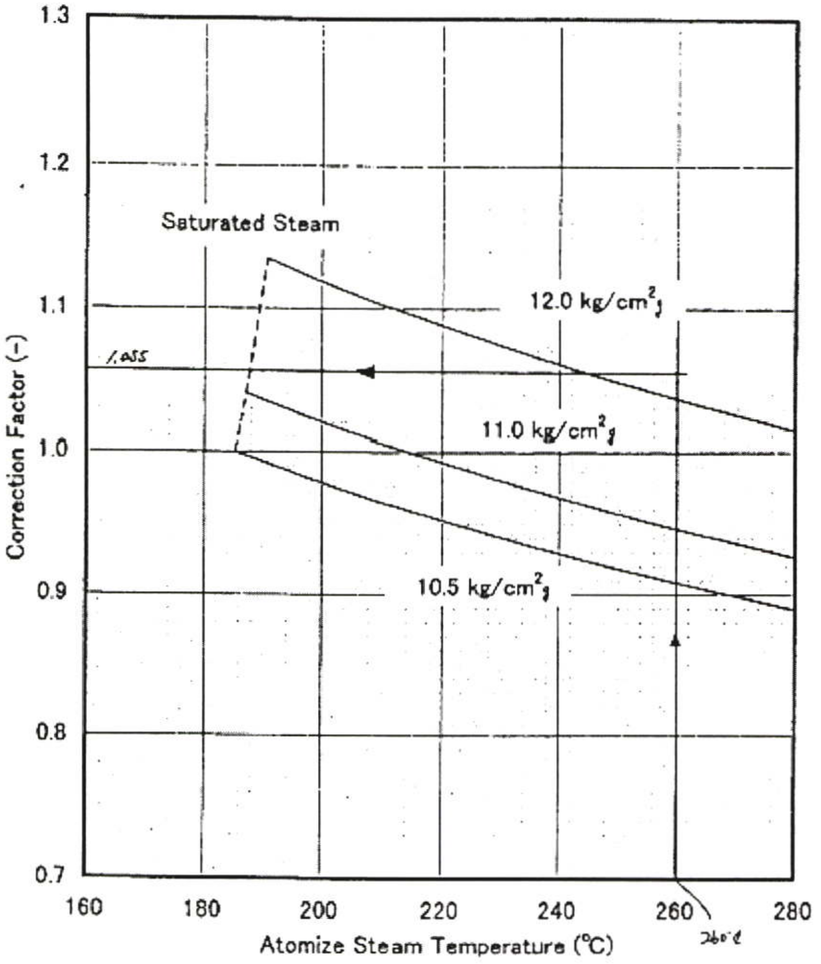


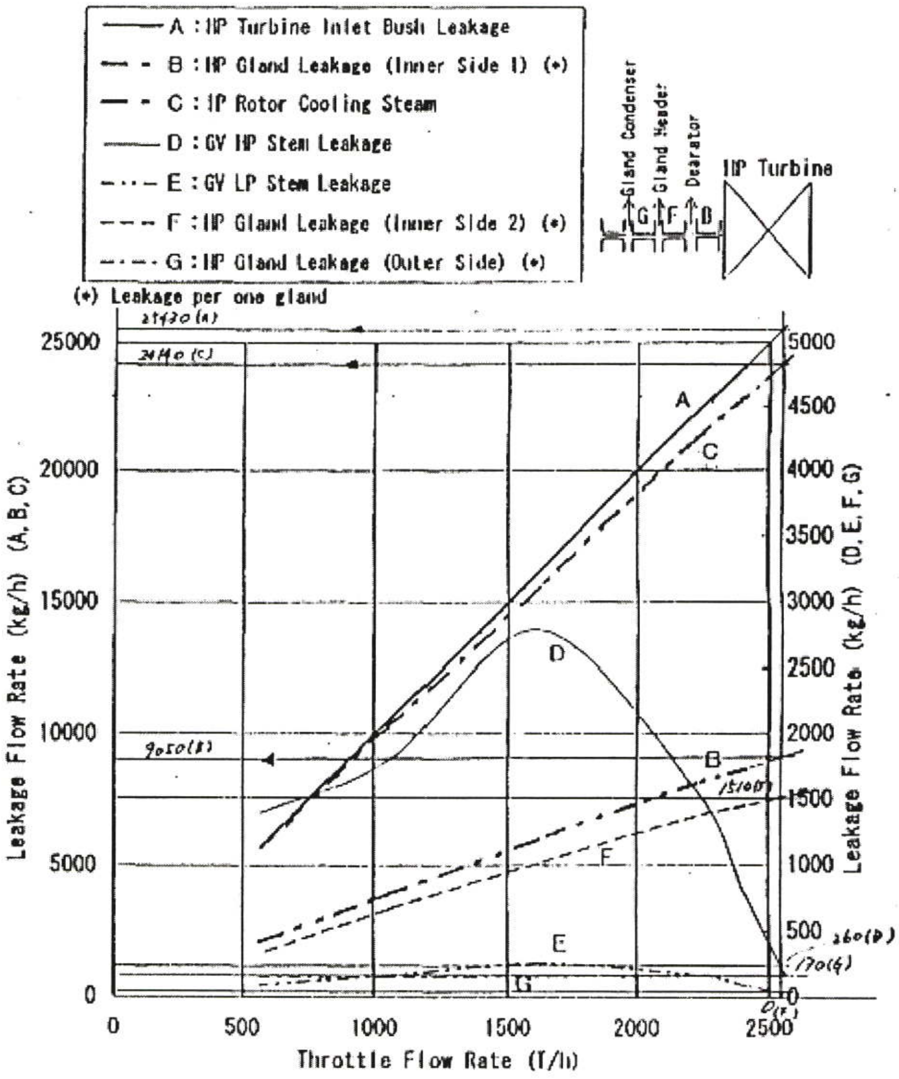
Fig. 11b

รูปที่ ข.10 Correction Factor ของ Atomize Steam Temperature

Condition IV

C30-614

Fig HP Turbine Leakage Flow vs Throttle Flow



รูปที่ ข.11 อัตราการสูญเสีย Steam ใน แต่ละ Stage ของ Turbine ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

ภาคผนวก ค.

Correction Curve ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

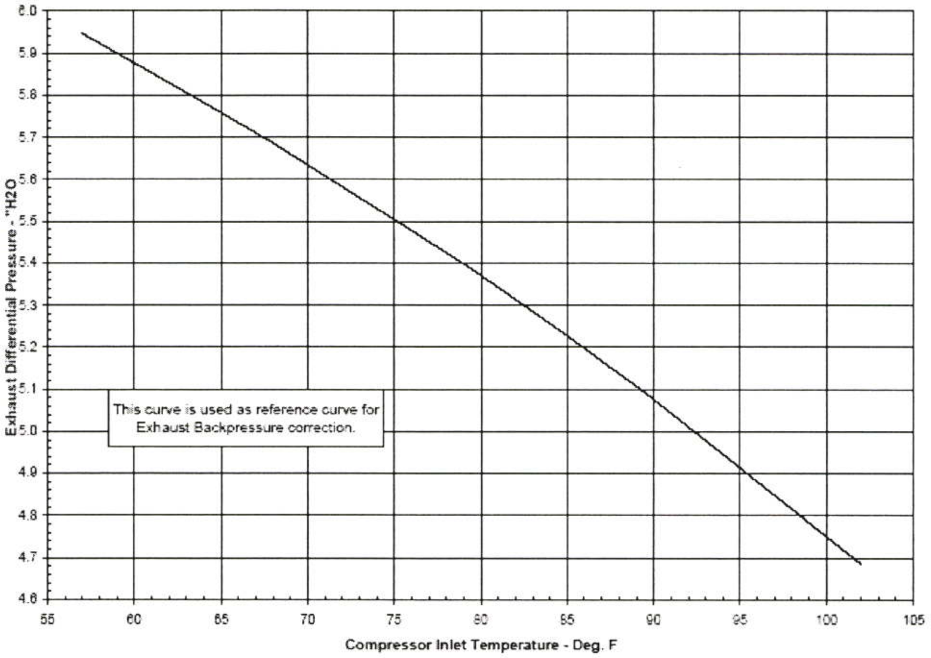
Effect of Compressor Inlet Temperature on Exhaust Pressure

Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1

Fuel: Gas

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



	Units										
Compressor Inlet Temperature	F	57.00	60.00	65.00	70.00	77.97	82.00	86.00	88.00	90.00	102.00
Exhaust DP	InH2O	5.95	5.88	5.76	5.63	5.43	5.31	5.20	5.14	5.08	4.69

Ben Morlang
08/30/06

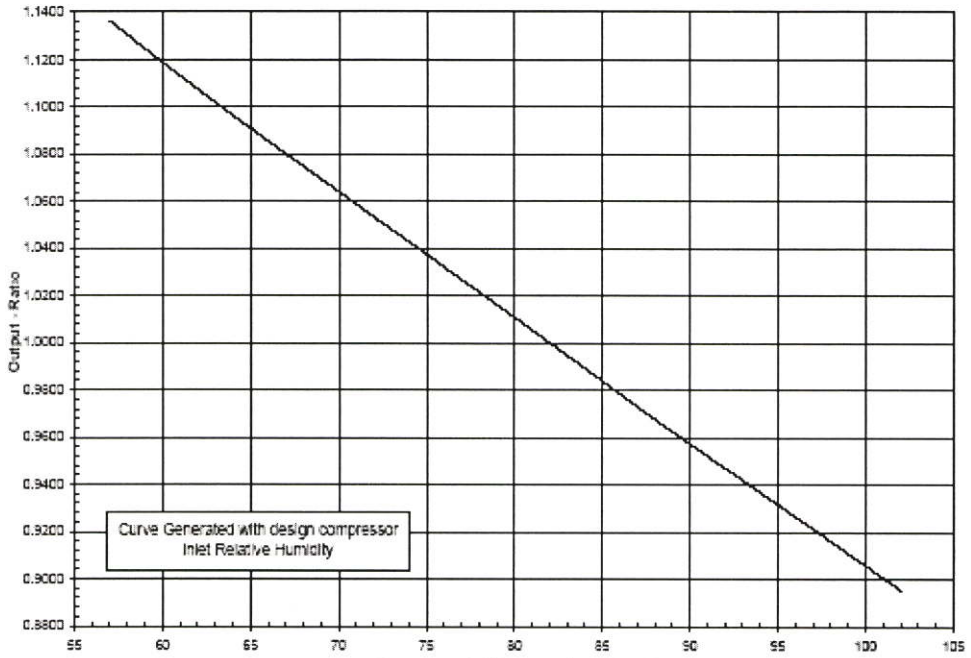
102HA2623 Rev A
Sheet 2

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

รูปที่ ค.1 Correction Factor ของ Exhaust Pressure กับ Compressor Inlet Temperature

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance
Effect of Compressor Inlet Temperature on Output
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



	Units										
Compressor Inlet Temperature	F	57.00	60.00	65.00	70.00	77.97	82.00	86.00	88.00	90.00	102.00
Output Ratio		1.13631	1.11892	1.09106	1.06409	1.02171	1.00000	0.97840	0.96775	0.95737	0.89534

Ben Morlang
06/30/06

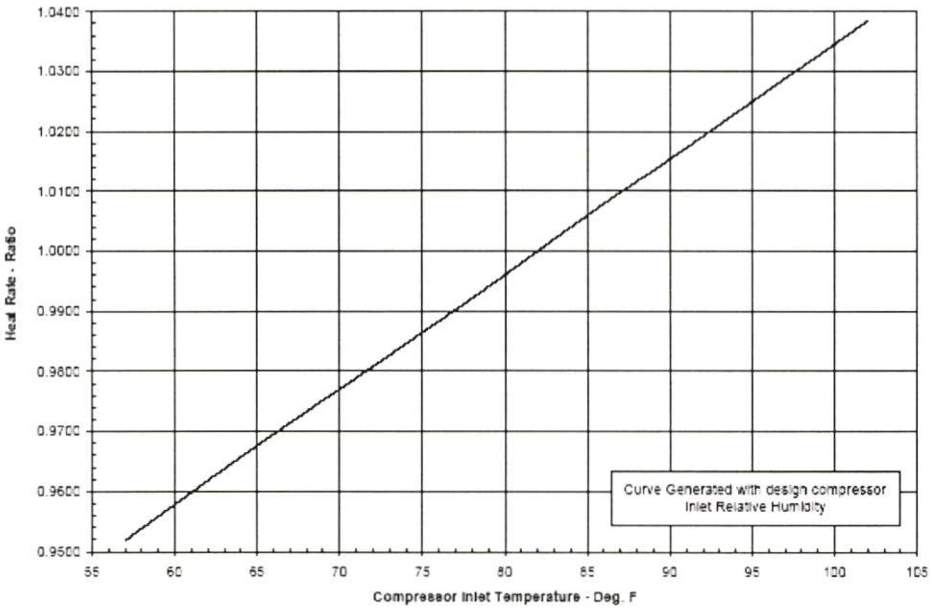
102HA2623 Rev A
Sheet 3

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company

รูปที่ ค.2 Correction Factor ของ Output ต่อCompressor Inlet Temperature

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance
Effect of Compressor Inlet Temperature on Heat Rate
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



	Units										
Compressor Inlet Temperature	F	57.00	60.00	65.00	70.00	77.97	82.00	86.00	88.00	90.00	102.00
Heat Rate Ratio		0.95183	0.95788	0.96759	0.97703	0.99208	1.00000	1.00785	1.01169	1.01534	1.03835

Ben Morlang
06/30/05

102HA2623 Rev A
Sheet 4

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

รูปที่ ค.3 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Compressor Inlet Temperature

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

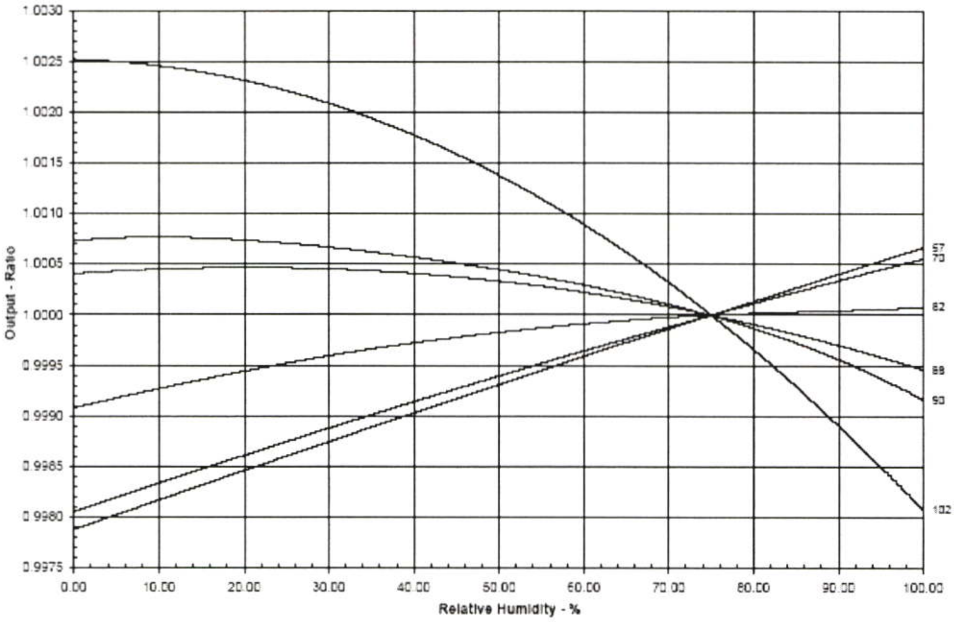
Effect of Relative Humidity on Output at Different Compressor Inlet Temperatures

Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1

Fuel: Gas

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Relative Humidity - %	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
75.0	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
0	0.99788	0.99805	0.99908	1.00041	1.00073	1.00252
20	0.99846	0.99861	0.99944	1.00047	1.00074	1.00232
40	0.99903	0.99914	0.99972	1.00041	1.00058	1.00178
50	0.99931	0.99940	0.99983	1.00033	1.00044	1.00138
60	0.99959	0.99964	0.99991	1.00022	1.00027	1.00089
70	0.99986	0.99988	0.99998	1.00008	1.00014	1.00032
80	1.00014	1.00012	1.00002	0.99991	0.99985	0.99966
100	1.00067	1.00056	1.00008	0.99946	0.99916	0.99808

Ben Morlang
06/30/06

102HA2623 Rev. A
Sheet 5

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

รูปที่ ค.4 Correction Factor ของ Output ต่อ Relative Humidity

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

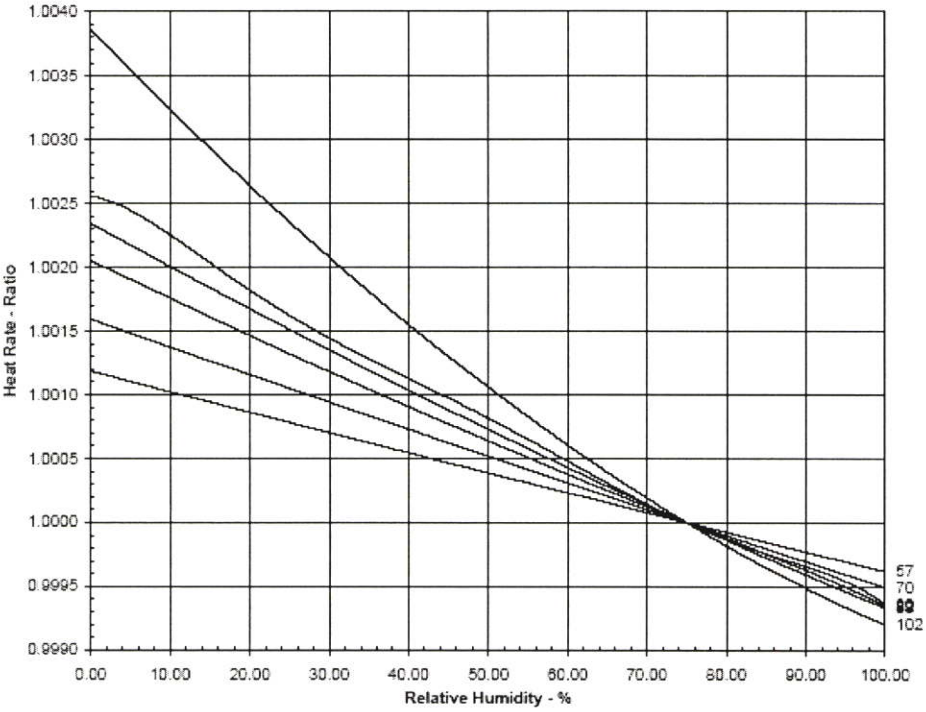
Effect of Relative Humidity on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temperatures

Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1

Fuel: Gas

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

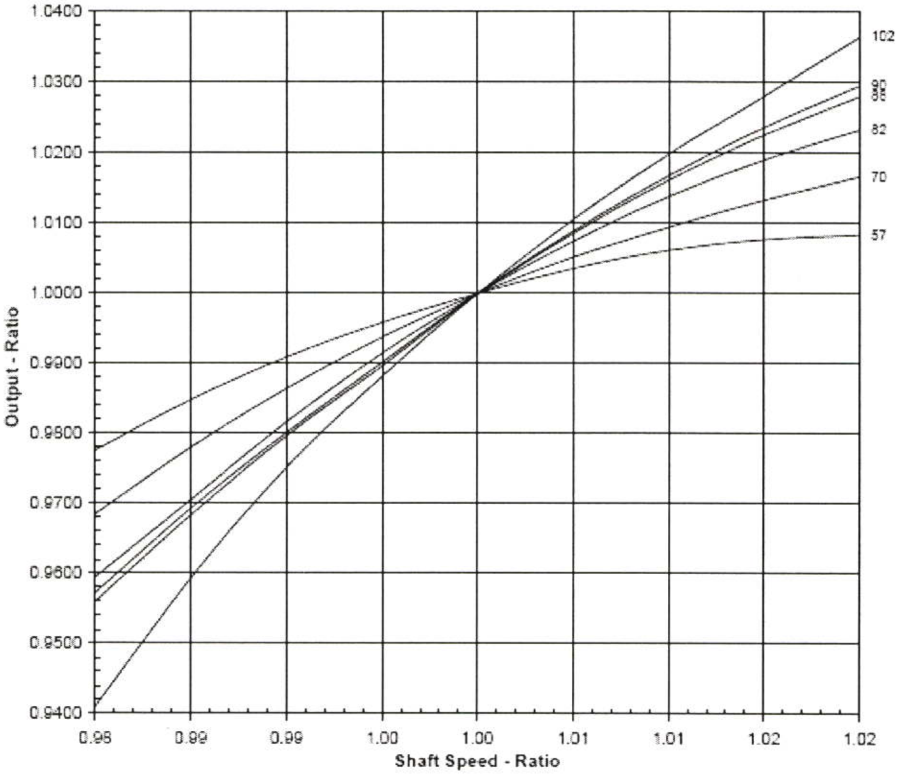
Relative Humidity - %	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
75.0	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
0	1.00118	1.00159	1.00205	1.00235	1.00258	1.00387
20	1.00086	1.00116	1.00147	1.00168	1.00182	1.00264
40	1.00054	1.00073	1.00091	1.00104	1.00113	1.00155
50	1.00039	1.00052	1.00064	1.00073	1.00081	1.00106
60	1.00023	1.00031	1.00038	1.00043	1.00049	1.00061
70	1.00008	1.00010	1.00012	1.00014	1.00013	1.00019
80	0.99992	0.99990	0.99988	0.99986	0.99987	0.99982
100	0.99962	0.99950	0.99935	0.99933	0.99937	0.99920

รูปที่ ค.5 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Relative Humidity

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

Effect of Shaft Speed on Output at Different Compressor Inlet Temperatures
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

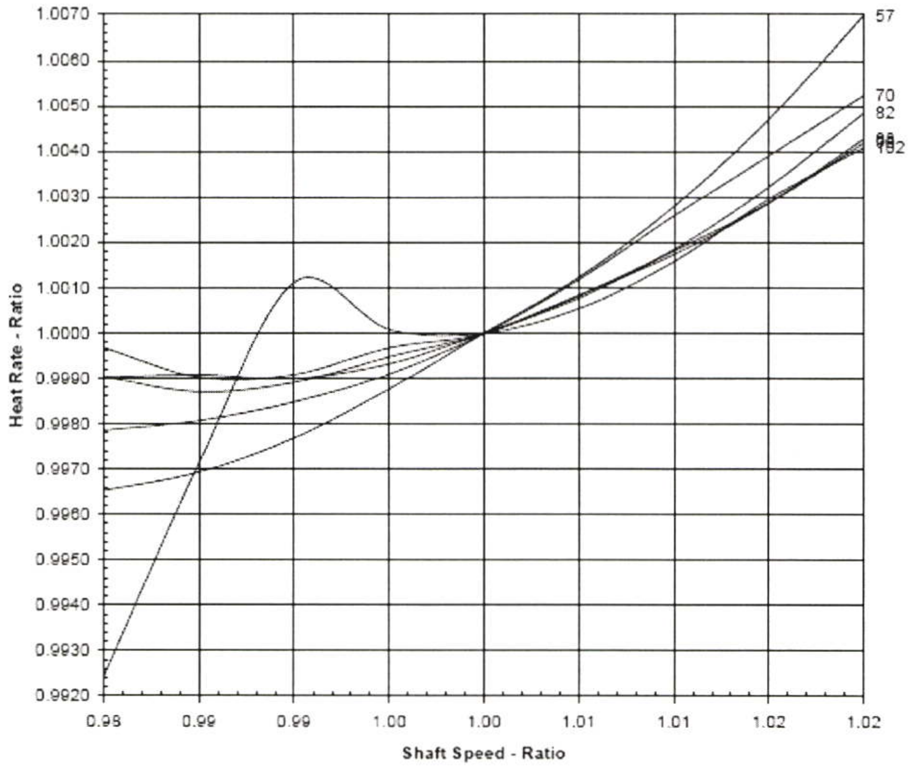
Shaft Speed Ratio	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
0.980	0.97761	0.96853	0.95952	0.95724	0.95600	0.94103
0.985	0.98484	0.97805	0.97053	0.96931	0.96836	0.95932
0.990	0.99091	0.98643	0.98167	0.98015	0.97966	0.97521
0.995	0.99586	0.99377	0.99149	0.99021	0.98965	0.98819
1.000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
1.005	1.00359	1.00520	1.00748	1.00857	1.00893	1.01057
1.010	1.00816	1.00945	1.01381	1.01613	1.01679	1.01985
1.015	1.00773	1.01332	1.01905	1.02259	1.02368	1.02808
1.020	1.00841	1.01665	1.02331	1.02800	1.02952	1.03648

รูปที่ ค.6 Correction Factor ของ Output ต่อ Shaft Speed Ratio

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

Effect of Shaft Speed on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temperatures
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

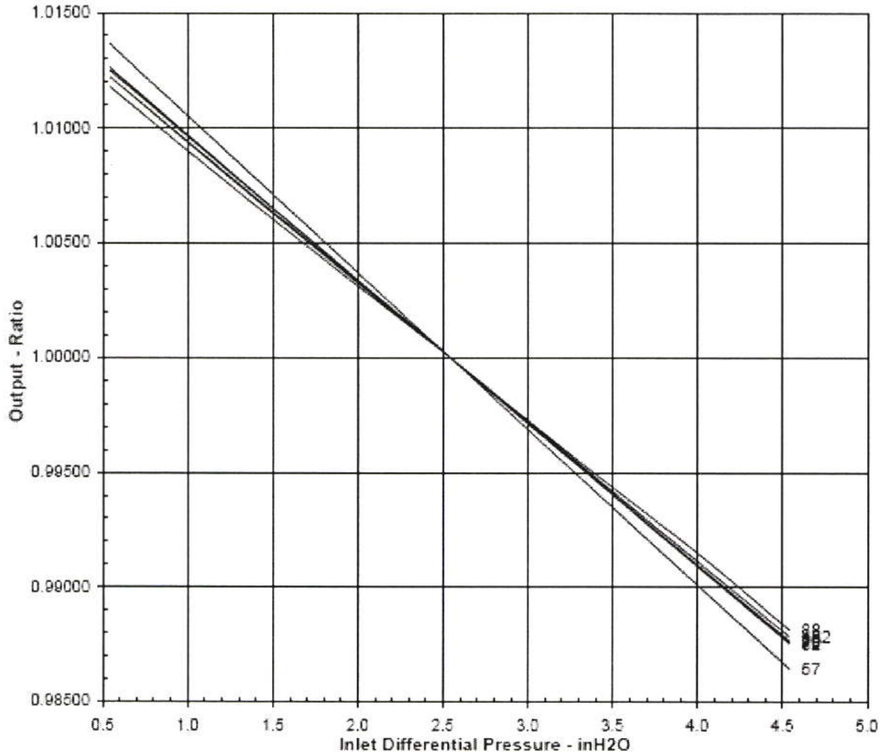
Shaft Speed Ratio	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
0.980	0.99652	0.99785	0.99902	0.99903	0.99967	0.99242
0.985	0.99693	0.99807	0.99908	0.99870	0.99902	0.99715
0.990	0.99769	0.99848	0.99899	0.99891	0.99909	1.00112
0.995	0.99877	0.99909	0.99932	0.99948	0.99967	1.00008
1.000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
1.005	1.00123	1.00118	1.00077	1.00084	1.00083	1.00054
1.010	1.00280	1.00259	1.00185	1.00173	1.00182	1.00158
1.015	1.00472	1.00391	1.00322	1.00287	1.00287	1.00296
1.020	1.00698	1.00525	1.00485	1.00428	1.00419	1.00409

รูปที่ ค.7 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Shaft Speed Ratio

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

Effect of Inlet Differential Pressure on Output at Different Compressor Inlet Temps
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Inlet dP (inH2O)	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
0.540	1.01368	1.01265	1.01252	1.01224	1.01179	1.01224
1.040	1.01026	1.00945	1.00939	1.00913	1.00878	1.00917
1.540	1.00684	1.00628	1.00626	1.00605	1.00580	1.00611
2.040	1.00342	1.00313	1.00313	1.00301	1.00288	1.00305
2.540	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
3.040	0.99659	0.99689	0.99688	0.99703	0.99695	0.99695
3.540	0.99319	0.99379	0.99376	0.99412	0.99378	0.99392
4.040	0.98982	0.99071	0.99065	0.99125	0.99072	0.99088
4.540	0.98647	0.98764	0.98756	0.98815	0.98767	0.98785

รูปที่ ค.8 Correction Factor ของ Output ต่อ Inlet Differential Pressure

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

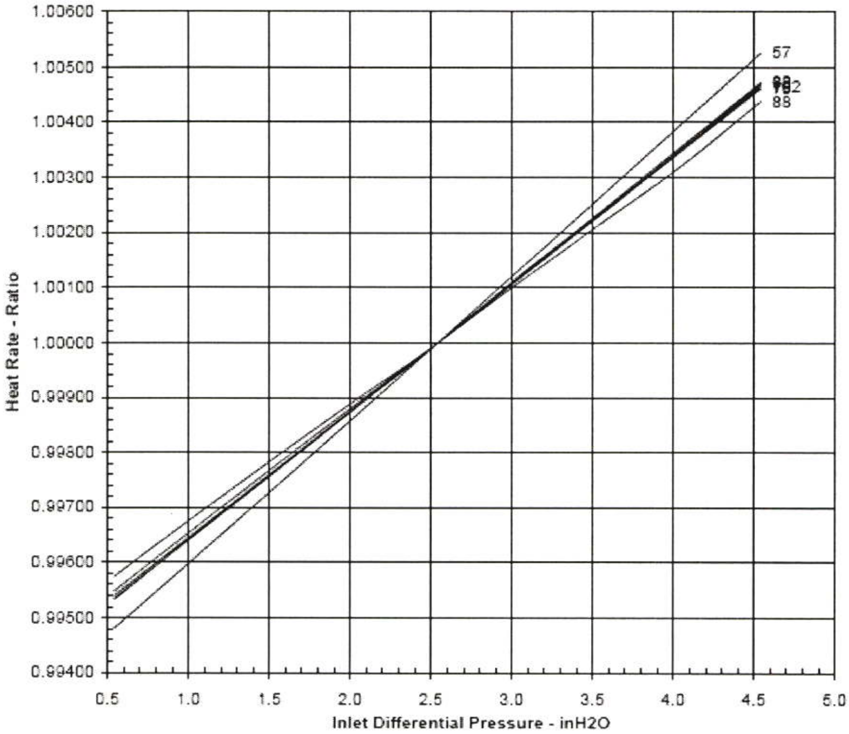
Effect of Inlet Differential Pressure on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temps

Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1

Fuel: Gas

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

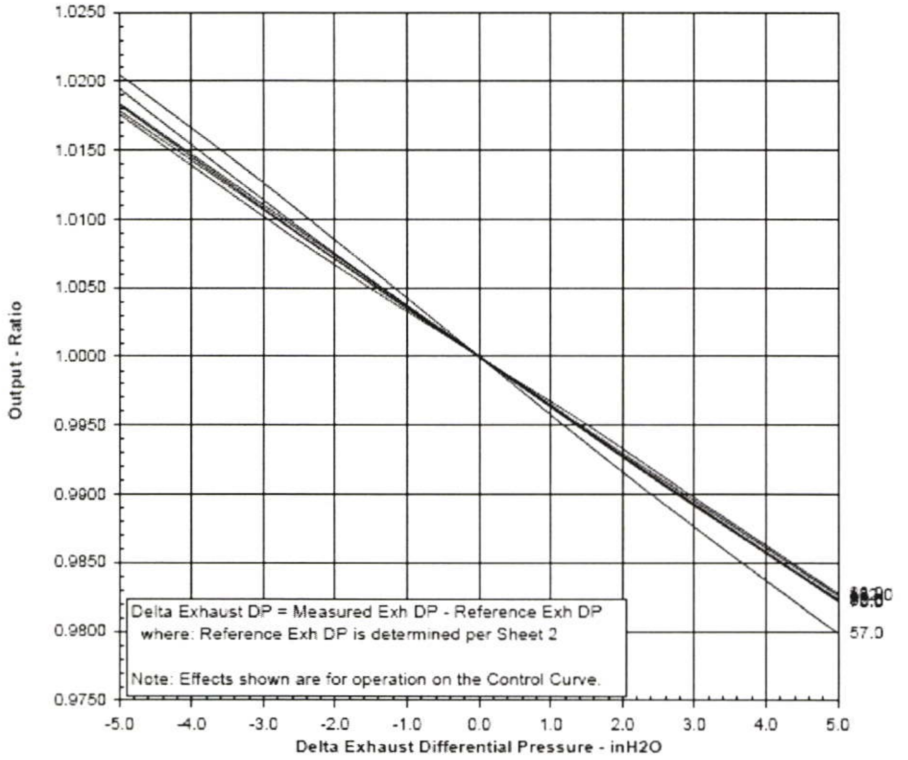
Inlet dP (inH2O)	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
0.540	0.99481	0.99533	0.99534	0.99549	0.99575	0.99540
1.040	0.99609	0.99651	0.99650	0.99663	0.99685	0.99655
1.540	0.99738	0.99768	0.99766	0.99777	0.99792	0.99769
2.040	0.99869	0.99884	0.99883	0.99889	0.99897	0.99885
2.540	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
3.040	1.00132	1.00115	1.00118	1.00109	1.00121	1.00116
3.540	1.00263	1.00231	1.00236	1.00215	1.00237	1.00232
4.040	1.00395	1.00346	1.00354	1.00319	1.00353	1.00348
4.540	1.00525	1.00461	1.00473	1.00438	1.00470	1.00465

รูปที่ ค.9 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Inlet Differential Pressure

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

Effect of Exhaust Pressure on Output at Different Compressor Inlet Temps
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

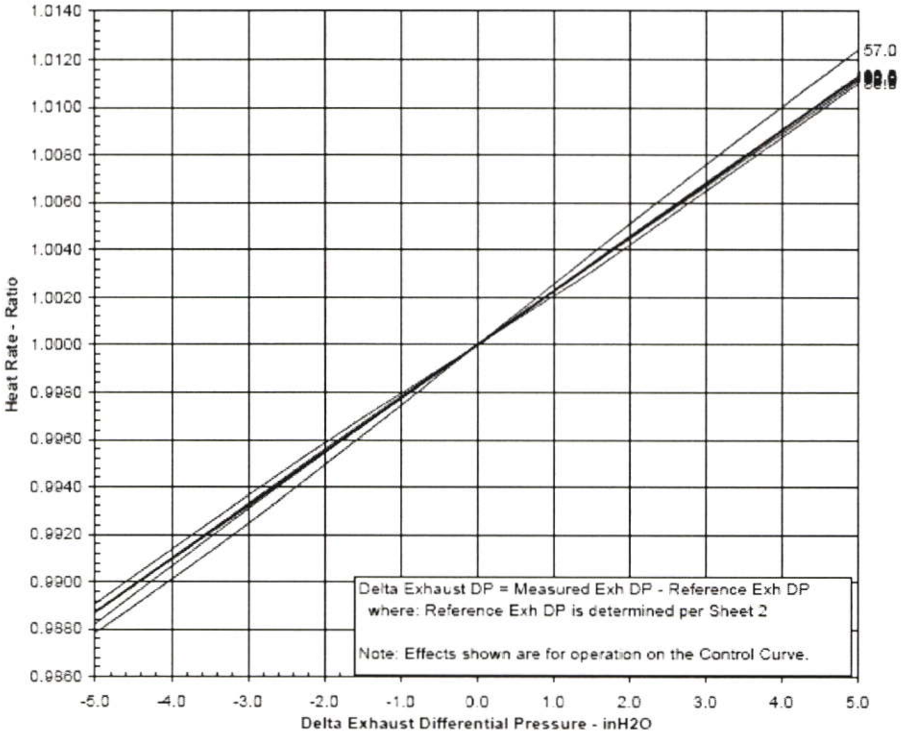
Delta Exhaust Differential Pressure - inH2O	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
-5.00	1.02049	1.01953	1.01844	1.01832	1.01768	1.01791
-4.50	1.01859	1.01745	1.01659	1.01643	1.01577	1.01610
-3.00	1.01264	1.01139	1.01105	1.01079	1.01022	1.01068
-1.50	1.00638	1.00559	1.00552	1.00527	1.00492	1.00531
0.00	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
1.50	0.99370	0.99457	0.99452	0.99509	0.99458	0.99474
3.00	0.98761	0.98924	0.98915	0.98977	0.98930	0.98952
4.50	0.98179	0.98398	0.98400	0.98453	0.98407	0.98436
5.00	0.97990	0.98223	0.98236	0.98280	0.98233	0.98264

รูปที่ ค.10 Correction Factor ของ Output ต่อ Delta Exhaust Differential Pressure

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

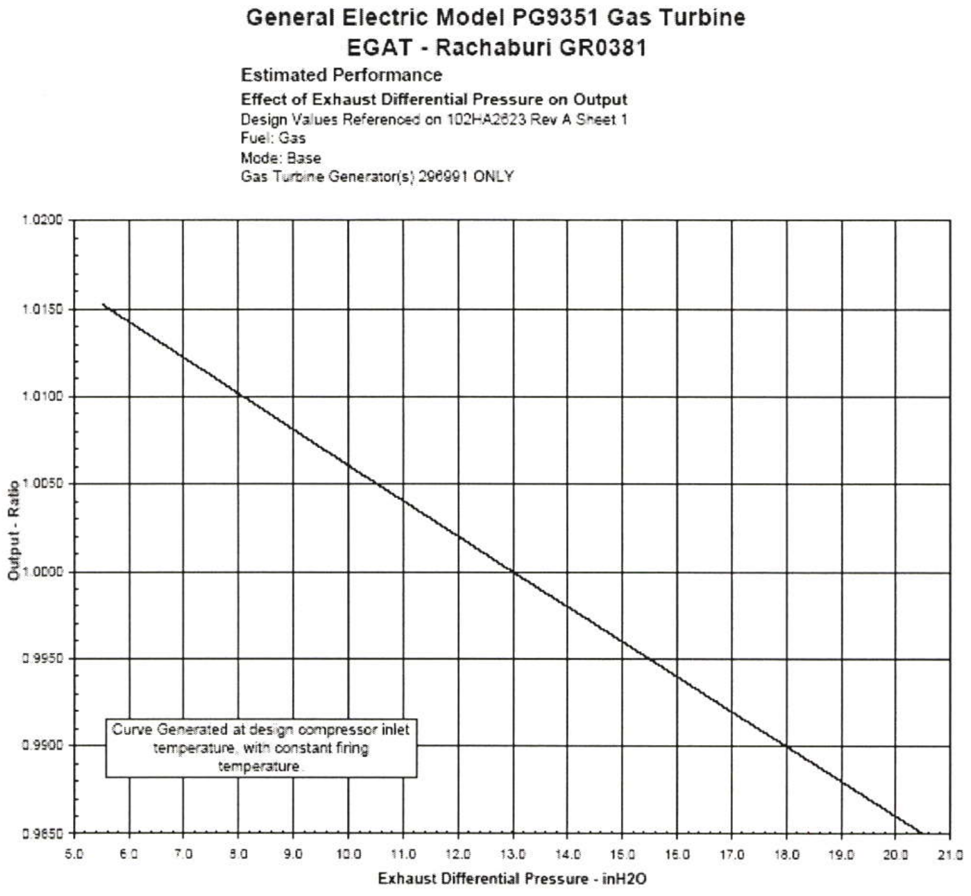
Effect of Exhaust Pressure on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temps
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

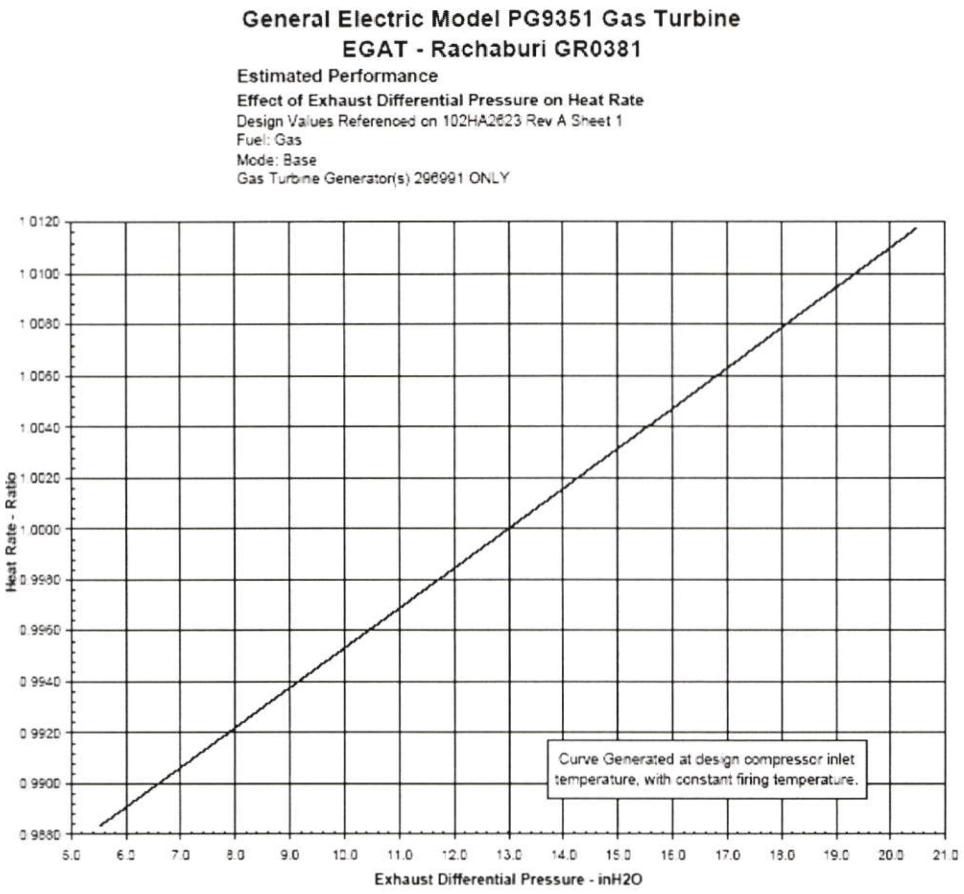
Delta Exhaust Differential Pressure - inH2O	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
-5.00	0.98786	0.98822	0.98870	0.98870	0.98908	0.98874
-4.50	0.98896	0.98945	0.98982	0.98985	0.99023	0.98987
-3.00	0.99245	0.99307	0.99318	0.99330	0.99363	0.99324
-1.50	0.99617	0.99658	0.99657	0.99671	0.99692	0.99662
0.00	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
1.50	1.00384	1.00336	1.00344	1.00310	1.00343	1.00338
3.00	1.00759	1.00669	1.00685	1.00649	1.00681	1.00677
4.50	1.01122	1.01002	1.01015	1.00987	1.01019	1.01018
5.00	1.01241	1.01113	1.01121	1.01099	1.01132	1.01130

รูปที่ ค.11 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Delta Exhaust Differential Pressure



	Units			
Exhaust DP	inH2O	5.52	12.99	20.46
Output Ratio		1.01525	1.00000	0.98511

รูปที่ ค.12 Correction Factor ของ Output ต่อ Exhaust Differential Pressure



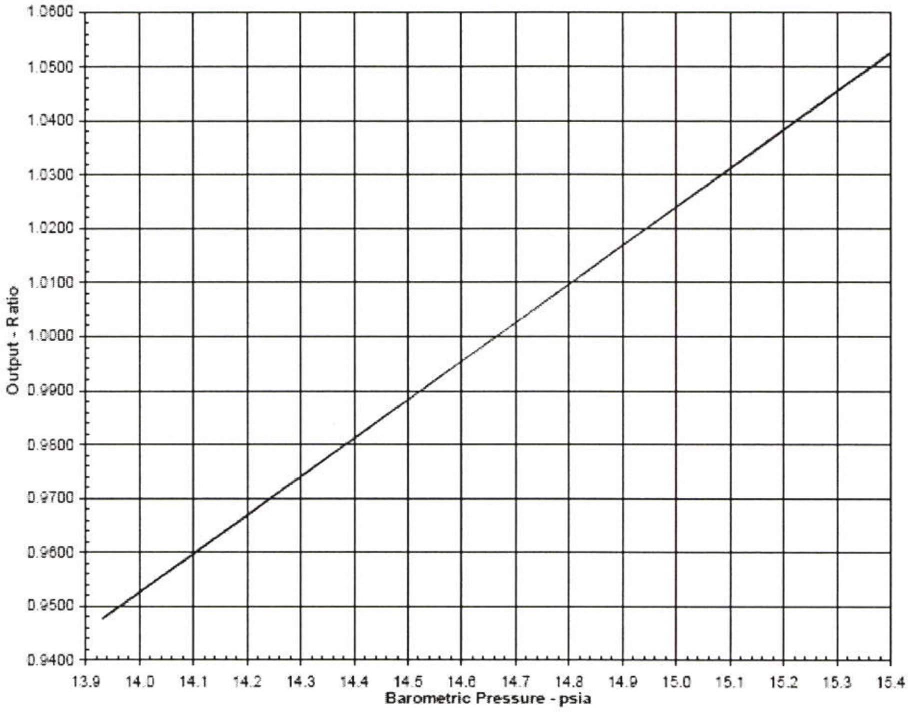
	Units			
Exhaust DP	inH2O	5.52	12.99	20.46
Heat Rate Ratio		0.98834	1.00000	1.01173

รูปที่ ค.13 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Exhaust Differential Pressure

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

Effect of Barometric Pressure on Output at Different Compressor Inlet Temps
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

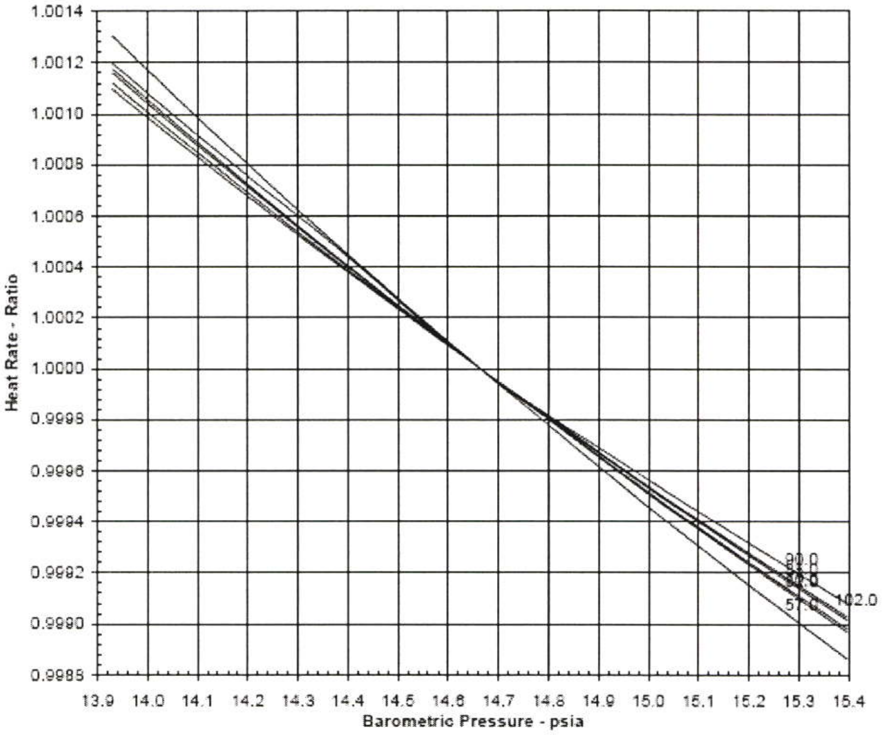
Barometric Pressure - psia	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
13.93	0.94751	0.94776	0.94769	0.94773	0.94755	0.94750
14.08	0.95801	0.95821	0.95815	0.95818	0.95802	0.95800
14.22	0.96851	0.96866	0.96861	0.96864	0.96850	0.96850
14.37	0.97901	0.97910	0.97908	0.97909	0.97898	0.97900
14.66	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
14.96	1.02099	1.02089	1.02092	1.02091	1.02089	1.02100
15.10	1.03148	1.03134	1.03138	1.03137	1.03133	1.03149
15.25	1.04198	1.04179	1.04184	1.04182	1.04177	1.04199
15.40	1.05247	1.05223	1.05230	1.05228	1.05222	1.05249

รูปที่ ค.14 Correction Factor ของ Output ต่อ Barometric Pressure

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

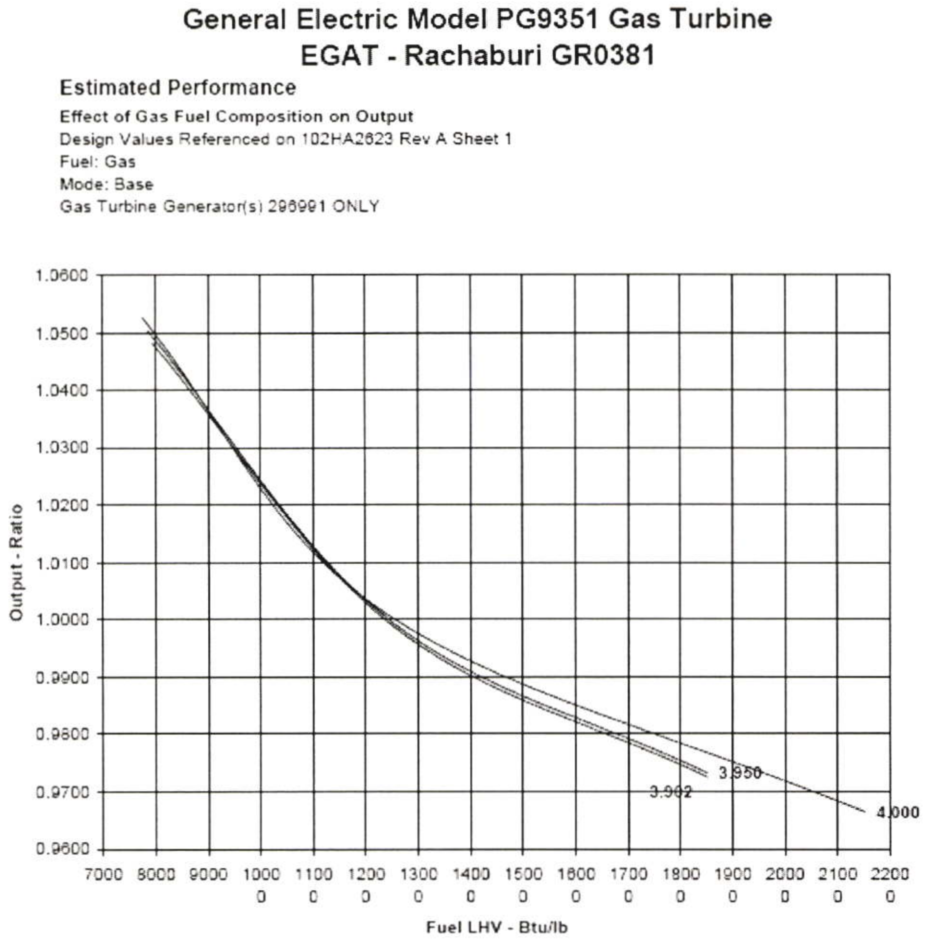
Effect of Barometric Pressure on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temps
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Barometric Pressure - psia	57.0	70.0	82.0	88.0	90.0	102.0
13.93	1.00130	1.00116	1.00118	1.00110	1.00120	1.00112
14.08	1.00103	1.00092	1.00093	1.00087	1.00096	1.00089
14.22	1.00076	1.00068	1.00069	1.00064	1.00072	1.00066
14.37	1.00050	1.00045	1.00045	1.00042	1.00049	1.00043
14.66	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
14.96	0.99953	0.99958	0.99957	0.99960	0.99962	0.99959
15.10	0.99930	0.99937	0.99937	0.99940	0.99944	0.99939
15.25	0.99906	0.99918	0.99917	0.99921	0.99926	0.99920
15.40	0.99886	0.99898	0.99897	0.99903	0.99908	0.99902

รูปที่ ค.15 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Barometric Pressure



Fuel H/C

Fuel LHV - Btu/lb	4.00
21511	0.96650
12358	1.00124
7767	1.05267

Fuel H/C

Fuel LHV - Btu/lb	3.95
18505	0.97321
12444	1.00000
7848	1.05043

Fuel H/C

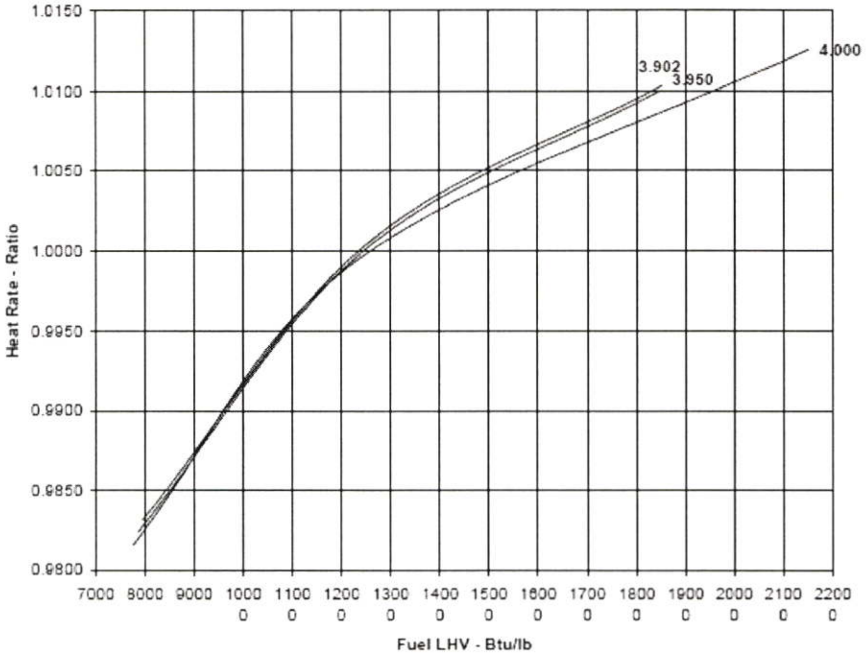
Fuel LHV - Btu/lb	3.90
18516	0.97252
12528	0.99880
7936	1.04828

รูปที่ ค.16 Correction Factor ของ Output ต่อ Fuel LHV

General Electric Model PG9351 Gas Turbine
EGAT - Rachaburi GR0381

Estimated Performance

Effect of Gas Fuel Composition on Heat Rate
Design Values Referenced on 102HA2623 Rev A Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 296991 ONLY

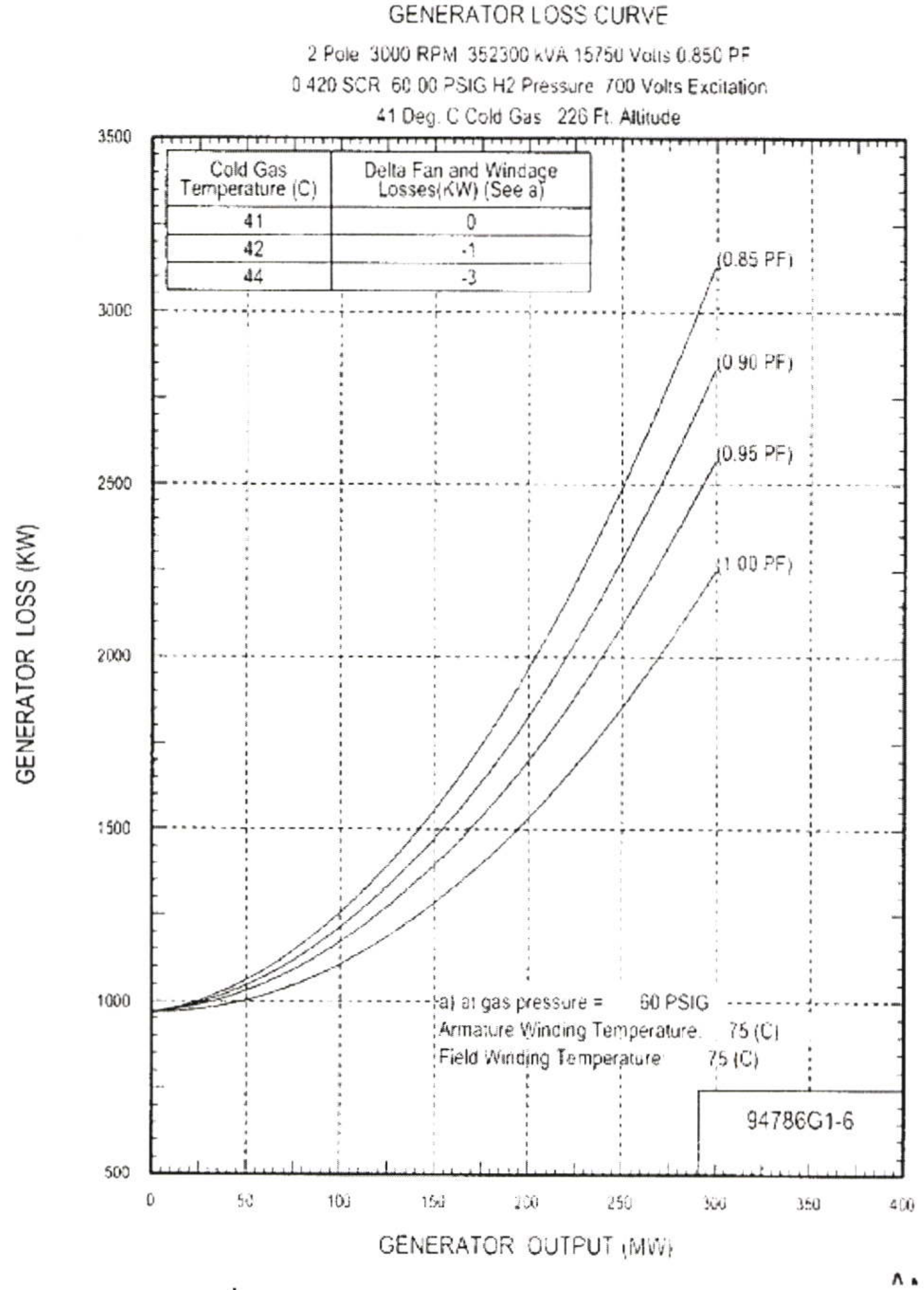


Fuel LHV - Btu/lb	Fuel H/C 4.00
21511	1.01258
12358	0.99951
7757	0.98158

Fuel LHV - Btu/lb	Fuel H/C 3.95
18505	1.01005
12444	1.00000
7848	0.98235

Fuel LHV - Btu/lb	Fuel H/C 3.90
18516	1.01034
12528	1.00047
7938	0.98311

รูปที่ ค.17 Correction Factor ของ Heat Rate ต่อ Fuel LHV



รูปที่ ค.18 Loss ของ Generator ต่อ Generator Output

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นายคงคา คูณพันธ์
ที่อยู่	145/533 หมู่บ้านนิรันดร์ หมู่ 8 ต. ดอนตะโก อ. เมือง จ. ราชบุรี
ที่อยู่อิเล็กทรอนิกส์	khongkhak@ratchgen.co.th
ประวัติการศึกษา	พ.ศ. 2536 วิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ความชำนาญเฉพาะด้าน	1) ควบคุมการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 2) วางแผนและควบคุมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า 3) คอมพิวเตอร์และการโปรแกรมมิ่ง

ประสบการณ์การทำงาน

พ.ศ. 2536	ทำงานที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ระยะที่ 1
พ.ศ. 2537	โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าวังน้อย Unit 1-3
พ.ศ. 2540	โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าราชบุรี Unit 1-3
พ.ศ. 2541	แผนกประสิทธิภาพ โรงไฟฟ้าวังน้อย
พ.ศ. 2542-ปัจจุบัน	บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี, ทำงานในตำแหน่งผู้จัดการส่วนวิศวกรรมการผลิตและประสิทธิภาพ

ผลงานวิจัย

พ.ศ. 2546	การคำนวณประสิทธิภาพแบบ Real Time ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและพลังความร้อนร่วม
พ.ศ. 2547	ประสบการณ์และการใช้ประโยชน์จากระบบข้อมูล Real Time ของโรงไฟฟ้า
พ.ศ. 2549	Ratchaburi Plant Information System, Technology Conference 2006 Asia Pacific.