การศึกษาผลกระทบของระบบการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซเพื่อเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วมขนาด 729 เมกกะวัตต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

A STUDY OF THE AIR INLET COOLING SYSTEM (AICS) INSTALLATION TO ENHANCE THE POWER GENERATION CAPACITY FOR EGAT'S 729 MW GAS TURBINE COMBINED CYCLE (GTCC) POWER PLANT

ธนเดช เสถียรธวัช

THANADEJ SATHIANTAWAT

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2559

KMITL-2016-EN-M-020-052

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การศึกษาผลกระทบของระบบการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซเพื่อเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วมขนาด 729 เมกกะวัตต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

A STUDY OF THE AIR INLET COOLING SYSTEM (AICS) INSTALLATION TO ENHANCE THE POWER GENERATION CAPACITY FOR EGAT'S 729 MW GAS TURBINE COMBINED CYCLE (GTCC) POWER PLANT

T144036

ธนเดช เสถียรธวัช
THANADEJ SATHIANTAWAT

b. 00266811
i.

เลขหมู่
เลขทะเบียน 144036
วัน.เดือน.ปี 25 มิ.ย. 2559

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2559
KMITL-2016-EN-M-020-052

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A STUDY OF THE AIR INLET COOLING SYSTEM (AICS) INSTALLATION TO ENHANCE THE POWER GENERATION CAPACITY FOR EGAT'S 729 MW GAS TURBINE COMBINED CYCLE (GTCC) POWER PLANT

THANADEJ SATHIANTAWAT

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2016

KMITL-2016-EN-M-020-052

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

COPYRIGHT 2016
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การศึกษาผลกระทบของระบบการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซเพื่อเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงงานไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วมขนาด 729 เมกกะวัตต์ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

Thesis Title A Study of the Air Inlet Cooling System (AICS) Installation to Enhance the Power Generation Capacity for EGAT's 729 MW Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plant

นักศึกษา นายธนเดช เสถียรธวัช

รหัสประจำตัว 54610656

ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว

หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2016-EN-M-020-052

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
รศ.ดร.มณฑล	ลีลาจินดาไกรฤกษ์	
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	
รศ.ดร.กีรติ	ชยะกุลคีรี	
ผศ.ดร.นิรุธ	จิรสุวรรณกุล	
ผศ.ดร.เชาว์	ชมภูอินไหว	

วัน / เดือน/ ปี ที่สอบ วันอังคารที่ 14 มิถุนายน พ.ศ. 2559 เวลา 13.00-15.00 น.
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 5 ห้องประชุม 3

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์

วันที่ 14 มิถุนายน พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึก... ชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาผลกระทบของระบบการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซเพื่อเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วมขนาด 729 เมกกะวัตต์ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
นักศึกษา	นายธนเดช เสถียรธวัช
รหัสประจำตัว	54610656
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2559
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว

บทคัดย่อ

ประเทศไทยประสบปัญหาชาดแคลนพลังงานไฟฟ้า เนื่องด้วยมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และมีแนวโน้มสูงมากขึ้นในช่วงฤดูร้อน ในทางกลับกันโรงไฟฟ้าประเภทกังหันก๊าซ (Gas Turbine) มีกำลังการผลิตไฟฟ้าลดน้อยลงเนื่องจากอุณหภูมิที่สูงขึ้น อีกทั้งการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เป็นไปได้ยาก เนื่องจากปัญหาด้านเงินลงทุน ชุมชนและสิ่งแวดล้อม บทความนี้นำเสนอแนวทางการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยไม่ต้องลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ แนวคิดหลักคือการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทกังหันก๊าซของการไฟฟ้าผ่านผลิตแห่งประเทศไทยที่ติดตั้งอยู่เดิม คือโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3. มีกำลังผลิตติดตั้ง 729 เมกกะวัตต์ โดยการติดตั้งระบบทำความเย็น (Air Inlet Cooling System) ที่ใช้เครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) เพื่อลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้าสู่เครื่องอัดอากาศ จากเดิมเฉลี่ย 28 °C ลงเหลือ 15 °C ภายหลังการติดตั้งระบบทำความเย็นพบว่าสามารถเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ 78.586 เมกกะวัตต์ คิดเป็น 10.78 เปอร์เซ็นต์ ของกำลังผลิตติดตั้ง แต่ส่งผลให้อัตราการใช้เชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น 1.89% เช่นกัน เมื่อศึกษาความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งระบบทำความเย็นโดยประเมินตามอายุที่เหลือของโรงไฟฟ้า คือ 12 ปี พบว่า ระยะเวลาคืนทุนมีค่า 4.78 ปี อัตราผลตอบแทนภายในมีค่า 18.05% และมูลค่าปัจจุบันสิทธิ 228,379,633 บาท

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Thesis Title	A Study of the Air Inlet Cooling System (AICS) Installation to Enhance the Power Generation Capacity for EGAT's 729 MW Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plant.
Student	Mr.Thanadej Sathaintawat
Student ID.	54610656
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2016
Thesis Advisor	Asst. Prof. Dr. Chow Choompoo-inwai

ABSTRACT

Due to being a tropical country of Thailand, consumer's electricity demands tend to be increasing during the summer time. On the opposite site, EGAT's actual power generation capability during that time will be deteriorating. This often leads to EGAT insufficient overall power generation, especially that particular time. Another big issue in Thailand is that many difficulties to build or invest in the new lines of any kind of power plants but renewable energy power plants, mainly because of the environmental-friendly and the local community problems. This research paper presents the novel and alternative options to increase EGAT's power generation without building/investing for the new power plant. The main idea is to enhance the power generation output from the existing Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plant which is counted as the majority of the fossil-fuel type power plants in Thailand. The methodology is to experiment the concept explained in this paper in one demonstration site and it will be extended if the good results were to be achieved. The idea is to chill inlet air before entering the gas turbine generator from average ambient temperature (around 28 degree Celsius) down to 15 degree Celsius by installing the Air Inlet Cooling System (AICS). The demonstrated site is set to be one of the EGAT's combined cycle power plant named Wang Noi power plant which has the installed capacity of 729 megawatt (MW). The experimental results show that after installed AICS, the power generation capacity can be increased up to 78.586 MW (~10.78% of the installed capacity). In contrary, the AICS installation makes the overall power plant Heat Rate higher by 1.89% which of course, that means the more fuel consumed and the higher cost in that part. The financial analysis, also mentioned later in this paper, illustrates that the payback period after installing proposed system in GTCC power plant is around 4.78 years. The internal rate of return (IRR) computation for the project is ~18.05%. The Net Present Value (NPV) is 228,379,633 Thai Baht for the 12 years of installation. In conclusion, the proposed methodology in EGAT's demonstration site yields better than expected results and it could potentially be one of the best solutions to resolve the aforementioned problems in Thailand's power generation system.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาอย่างสูงยิ่งจาก ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว ที่กรุณาเป็นที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และเสียสละเวลาอันมีค่าของท่านอาจารย์มาให้คำปรึกษาและแนวทางการศึกษาวิจัย รวมทั้งตรวจแก้ไขความเรียบร้อย ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาของท่านอาจารย์ จึงขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูง ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกๆ ท่าน ที่ได้มอบความรู้ทางวิชาการและประสบการณ์ต่างๆให้กับข้าพเจ้าตั้งแต่ศึกษาชั้นปริญญาตรี และปริญญาโท

ขอขอบคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ให้โอกาสข้าพเจ้าได้มาศึกษาในระดับปริญญาโท และให้การสนับสนุนทั้งด้านการเรียนและข้อมูลเพื่อใช้ในการศึกษาจนสำเร็จลุล่วง

ขอขอบคุณพี่ๆ โรงไฟฟ้าวังน้อยที่คอยให้คำแนะนำและความสนับสนุนข้อมูล ทั้งการเรียนและทำงาน

ขอขอบคุณพี่ๆ และน้องๆ ห้องปฏิบัติการศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมส่องสว่าง (ESIRC) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ที่เป็นกำลังใจ ให้คำปรึกษา และให้การช่วยเหลือข้าพเจ้าในทุกๆเรื่อง ข้าพเจ้าขอขอบคุณอย่างสุดซึ้ง

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อเศรษฐสิริ คุณแม่เริงจิต เสถียรธวัช และครอบครัวของข้าพเจ้าที่ให้การสนับสนุนในทุกๆ เรื่อง และคอยเป็นกำลังใจให้ข้าพเจ้าในเวลาที่เหนื่อยล้า ทำให้ข้าพเจ้ามีกำลังใจและแรงผลักดันจนสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณทุกๆ ท่าน

ธนเดช เสถียรธวัช

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ II
กิตติกรรมประกาศ III
สารบัญ IV
สารบัญตาราง VII
สารบัญรูป VIII
บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ความเป็นมาของวิทยานิพนธ์ 1
1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ 1
1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย 2
1.4 ขอบเขตการวิจัย 2
1.5 ประโยชน์ที่คิดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 2
1.6 โครงสร้างวิทยานิพนธ์ 3
1.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 3
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 5
2.1 โรงผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย 5
2.1.1 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant) 6
2.1.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant) 7
2.1.3 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant) 8
2.1.4 โรงไฟฟ้าดีเซล (Diesel Power Plant) 8
2.1.5 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) 9
2.2 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (Load) 10
2.3 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย 11
2.4 ตัวชี้วัดสมรรถนะโรงไฟฟ้า 17
2.4.1 อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิต (Heat Rate, kJ/kWh) 17
2.4.2 ค่าประสิทธิภาพ (η) 18
2.5 การประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ 18
2.5.1 ระยะเวลาคืนทุน 18
2.5.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) 19
2.5.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return – IRR) 20
2.6 ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม 20
2.7 ค่าความร้อนเชื้อเพลิง (Heating Value) 22
บทที่ 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย 24
3.1 กังหันก๊าซ (Gas Turbine) 27
3.1.1 หลักการทำงานของกังหันก๊าซ 29

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.1.2 วัฏจักรเบรย์ตัน (Brayton cycle) 30
3.1.3 ส่วนประกอบของกังหันก๊าซ 32
3.2 โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine) 35
3.2.1 หลักการทำงานของกังหันไอน้ำ 35
3.2.2 วัฏจักรแรงคิน (Rankine Cycle) 36
3.2.3 ส่วนประกอบที่สำคัญของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ 37
3.3 ผลกระทบของสภาพแวดล้อมที่มีต่อกำลังผลิตของกังหันก๊าซ 40
3.3.1 อุณหภูมิแวดล้อม 40
3.3.2 ความดันบรรยากาศ 42
3.3.3 ความชื้นสัมพัทธ์ 43
3.4 เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซ 43
3.4.1 เทคนิคการใช้การระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย (Evaporative air cooling and desiccant based evaporative cooling technique) 43
3.4.2 เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศ โดยฝอยน้ำสเปรย์ (Fogging System) 44
3.4.3 เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศโดยใช้เครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) 45
บทที่ 4 เครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) 47
4.1 ส่วนประกอบต่างๆของ Inlet Air Cooling System 47
4.1.1 Chiller Module 47
4.1.2 Cooling Coil 48
4.2 หลักการทำงาน 48
4.3 การบำรุงรักษาเครื่องทำความเย็น 49
4.3.1 Centrifugal Chiller 49
4.3.2 Cooling Tower 51
4.3.3 Pump 51
4.4 การทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า (Performance Test) 52
4.4.1 ขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า 53
4.4.2 การคำนวณปรับแก้ (Correction) 54
บทที่ 5 ผลการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า 59
5.1 ด้านกำลังผลิต 60
5.1.1 กำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 1 60
5.1.2 กำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 2 62
5.1.3 กำลังผลิตของกังหันไอน้ำ 64

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5.1.4 กำลังผลิตของโรงไฟฟ้า......65

5.1.5 การคำนวณค่ากำลังผลิตปรับแก้......66

5.2 ด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพ (η)......67

5.2.1 ด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิง......67

5.2.2 การคำนวณค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงปรับแก้......67

5.3 ด้านผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม......68

5.4 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุน......69

5.4.1 สมมุติฐานการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุน......69

5.4.2 ผลการศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุน......70

บทที่ 6 สรุปผลการทดสอบ......71

6.1 บทสรุป......71

6.2 จุดเด่นของงานวิจัย......71

6.3 ข้อเสนอแนะ......72

เอกสารอ้างอิง......73

ภาคผนวก ก......75

ภาคผนวก ข......83

ประวัติผู้เขียน......93

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

2.1 ระยะเวลาการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท 6
2.2 แสดงสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย 10
2.3 ค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ 18
2.4 เกณฑ์กำหนดปริมาณของสารเจือปนในอากาศตามประเภทโรงไฟฟ้า 21
2.5 เกณฑ์กำหนดปริมาณของสารเจือปนในอากาศตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ) 22
2.6 องค์ประกอบและค่าความร้อนต่ำ (LHV) ของเชื้อเพลิงต่างๆ 23
3.1 จุดเด่นและจุดด้อยของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 28
3.2 แสดงรายละเอียดเครื่องกังหันก๊าซโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3. ประกอบด้วยรายละเอียด ของกังหันก๊าซและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันก๊าซ 29
3.3 รายละเอียดเครื่องกังหันไอน้ำโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3 35
4.1 รายละเอียดการบำรุงรักษาทั้งแบบการบำรุงรักษาแบบป้องกันและการบำรุงรักษาตามวาระของอุปกรณ์ Centrifugal Chiller 50
4.2 รายละเอียดการบำรุงรักษา Cooling Tower 51
4.3 รายละเอียดการบำรุงรักษาปั๊มในระบบเครื่องทำความเย็นทั้งแบบการบำรุงรักษาแบบป้องกันและการบำรุงรักษาตามวาระ 52
5.1 คำนวณการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิต 66
5.2 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขณะไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็น 67
5.3 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็น 68
5.4 ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศขณะเดินเครื่องโดยไม่ใช้เครื่องทำความเย็น 69
5.5 ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศขณะเดินเครื่องปกติด้วยเครื่องทำความเย็น 69
5.6 ช่วงเวลา Peak, Off-Peak และอัตราขายส่งไฟฟ้าของ กฟผ. 70
5.7 ผลตอบแทนทางการเงิน 70

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

รูปที่ หน้า

2.1 สัดส่วนที่มาของพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย 6
2.2 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ [8] 7
2.3 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน [8] 7
2.4 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ [8] 8
2.5 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าดีเซล [8] 9
2.6 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม [9] 9
2.7 อุณหภูมิสูงสุดในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย ณ วันที่ 26 เมษายน พ.ศ. 2555 [10] 12
2.8 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2552 13
2.9 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2553 13
2.10 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2554 14
2.11 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2555 14
2.12 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11] 15
2.13 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11] 15
2.14 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11] 16
2.15 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11] 16
3.1 ภาพรวมของโรงไฟฟ้าวังน้อยชุดที่ 3. 25
3.2 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 26
3.3 ภาพจำลองโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบวัฏจักรอย่างง่าย (Simple cycle) 27
3.4 ส่วนประกอบของกังหันก๊าซ ยี่ห้อ Mitsubishi รุ่น 701F 28
3.5 ภาพจำลองภายในกังหันก๊าซ 30
3.6 ไดอะแกรม P-V ของวัฏจักรเบรย์ตัน [15] 30
3.7 ไดอะแกรม T-S ของวัฏจักรเบรย์ตัน 31
3.8 วัฏจักรเบรย์ตันสำหรับกังหันก๊าซ 32
3.9 เครื่องอัดอากาศแบบแนวรัศมีรอบตัวหรือแบบแรงเหวี่ยง (Radial Compressor) [16] 32
3.10 เครื่องอัดอากาศแบบอากาศไหลตามแนวแกน (Axial Flow Compressor) [16] 33
3.11 ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) [16] 34
3.12 เครื่องกังหัน (Turbine) [16] 34
3.13 ไดอะแกรมของเครื่องจักรไอน้ำทำงานด้วยวัฏจักรแรงคิน 36
3.14 T-s ไดอะแกรม 37
3.15 P-v ของวัฏจักรแรงคิน 37
3.16 ชนิดอากาศไหลขวางกับน้ำ (Cross flow) 39
3.17 ชนิดอากาศไหลสวนทางน้ำ (Counter flow) 39
3.18 แสดงความหนาแน่นอากาศที่อุณหภูมิต่างๆ [18] 40
3.19 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตและอุณหภูมิอากาศ [14] 41

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ หน้า

3.20 ความสัมพันธ์ระหว่าง ประสิทธิภาพ (n) และอุณหภูมิอากาศ [14] 41
3.21 แสดงความหนาแน่นอากาศที่ระดับความสูงต่างๆ [19] 42
3.22 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตและความดันบรรยากาศ [14] 42
3.23 ไดอะแกรมการระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย (Media evaporative cooler) [21] 44
3.24 ไดอะแกรมฝอยน้ำสเปรย์ (Fogging System) [5] 44
3.25 หัวฉีดฝอยน้ำสเปรย์ (Fogging nozzle) [22] 45
3.26 ไดอะแกรมเครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) 45
3.27 ภาพหน้าตัดแสดงส่วนประกอบของเครื่องทำความเย็น [6] 46
4.1 ภาพหลังการติดตั้งเครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) แล้วเสร็จ 47
4.2 Chiller module [23] 47
4.3 ตำแหน่งติดตั้ง Cooling Coils [23] 48
4.4 ไดอะแกรมของเครื่องทำความเย็น [23] 49
4.6 ขอบเขตการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า 53
4.7 ขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า 54
4.8 ไดอะแกรมการ Correction Power Output 55
4.9 ไดอะแกรมการ Correction Heat Rate 55
5.1 ขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า 59
5.2 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 1. 60
5.3 เปรียบเทียบอุณหภูมิอากาศ อุณหภูมิเครื่องทำความเย็นและกำลังผลิต 61
5.4 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 2. 62
5.5 เปรียบเทียบอุณหภูมิอากาศ อุณหภูมิเครื่องทำความเย็นและกำลังผลิต 63
5.6 เปรียบเทียบกำลังผลิตของกังหันไอน้ำ 64
5.7 เปรียบเทียบกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า 65

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาของวิทยานิพนธ์

ปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปริมาณสูงขึ้นทั้งในประเทศไทยและประเทศอื่นๆ เนื่องจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม รวมทั้งสภาพทางสังคมในปัจจุบันมีแนวโน้มที่จะบริโภคพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น แต่โอกาสในการสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่เพื่อตอบสนองความต้องการบริโภคไฟฟ้ามีความเป็นไปได้น้อยลง ดังนั้นการเพิ่มความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ เป็นทางเลือกที่สำคัญที่ช่วยลดการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ได้ ในประเทศไทยประกอบด้วยโรงไฟฟ้าหลัก 4 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าชีวมวล และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม นอกจากนี้ภาครัฐมีการสนับสนุนให้ภาคเอกชนร่วมลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ยกตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม เพื่อเป็นพลังงานทดแทนในอนาคต แต่ทั้งนี้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวมีต้นทุนในการผลิตสูงเมื่อเทียบกับการลงทุนในโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ

โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม เป็นโรงไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมและใช้อย่างแพร่หลายทั่วทุกประเทศโดยเฉพาะประเทศไทย ด้วยความสามารถในการเพิ่มลดกำลังผลิตได้อย่างรวดเร็ว สามารถใช้เชื้อเพลิงได้ทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน พื้นที่การติดตั้งน้อย และมีประสิทธิภาพสูง เนื่องจากหน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้าร่วมกันสองชนิดทำงานร่วมกัน กล่าวคือ หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซใช้พลังงานความร้อนจากการสันดาปเชื้อเพลิง เดินเครื่องร่วมกับหน่วยผลิตกังหันไอน้ำ ใช้พลังงานจากไอน้ำความร้อนสูง ที่ได้จากการความร้อนที่ผลิตได้ในขั้นตอนแรก ทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีประสิทธิภาพสูงกว่าโรงไฟฟ้าประเภทอื่น แต่เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซใช้อากาศเป็นส่วนประกอบหลักในการสันดาปเชื้อเพลิง เมื่ออุณหภูมิอากาศสูงขึ้นทำให้ความหนาแน่นของอากาศน้อยลง จึงส่งผลต่อกำลังผลิตของกังหันก๊าซ

ประเทศไทยตั้งอยู่ในภูมิประเทศแทบเส้นศูนย์สูตร ทำให้มีสภาพภูมิอากาศร้อนตลอดทั้งปี อุณหภูมิเฉลี่ยในฤดูร้อนประมาณ 28 – 34 องศาเซลเซียส ซึ่งส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วมลดลง 10-15 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งสวนทางกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในช่วงฤดูร้อน

แนวทางการแก้ปัญหาเพื่อเพิ่มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม ให้เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าคือการติดตั้งระบบทำความเย็น (Air Inlet Cooling System, AICs) โดยในงานวิจัยนี้ศึกษาผลจากการติดตั้งเครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) เพื่อเพิ่มกำลังผลิตให้กับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 3. ทั้งด้านกำลังการผลิต, อัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat rate), ประสิทธิภาพและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยเปรียบเทียบก่อนและหลังการติดตั้ง

1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์

เนื่องจากปัจจุบันโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม เป็นที่นิยมอย่างกว้างขวาง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศไทย มีการใช้งานโรงไฟฟ้าประเภทดังกล่าวถึง ร้อยละ 56 ของกำลังผลิตทั้งหมด อีกทั้งยังมีภูมิประเทศที่อยู่บริเวณเส้นศูนย์สูตร และมีสภาพอากาศร้อนตลอดทั้งปี ซึ่งส่งผลให้กำลังผลิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ของโรงฟ้าประเภทดังกล่าวลดลง ส่วนทางกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นดังนั้นหากสามารถเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม ก็จะสามารถช่วยเพิ่มความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้าได้ โดยงานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาผลกระทบจากสภาพแวดล้อมที่ส่งผลต่อกำลังผลิตและอัตราการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม และศึกษาผลจากการติดตั้งระบบทำความเย็น (Air Inlet Cooling System, AICs) กับโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วม ทั้งด้านกำลังผลิต อัตราการใช้เชื้อเพลิง และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ศึกษาการใช้ทฤษฎีการลดอุณหภูมิของอากาศก่อนเข้าไปยังเครื่องอัดอากาศ เพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม โดยการติดตั้งเครื่องทำความเย็นและทำการทดสอบประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเพื่อเก็บข้อมูลเปรียบเทียบ 2 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1. เก็บข้อมูลการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยไม่ใช้เครื่องทำความเย็น ซึ่งได้แก่ กำลังผลิตและอัตราการใช้เชื้อเพลิง

กรณีที่ 2. เก็บข้อมูลการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมกับเครื่องทำความเย็น จากนั้นใช้เครื่องมือในการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ซึ่งได้แก่ ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR) และมูลค่าปัจจุบันสิทธิ (Net Present Value หรือ NPV) ซึ่งพิจารณาเงินลงทุนที่ใช้ อัตราการใช้เชื้อเพลิง อัตราการใช้น้ำ โดยพิจารณาระยะเวลาที่เหมาะสมในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าด้วยเครื่องทำความเย็น

1.4 ขอบเขตการวิจัย

งานวิจัยนี้มีขอบเขตการศึกษาที่เกี่ยวข้องกับการเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม ด้วยวิธีการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้าไปยังกังหันแก๊ส โดยติดตั้งเครื่องทำความเย็นและศึกษาผลกระทบภายหลังจากการติดตั้งที่โรงไฟฟ้าวังน้อยชุดที่ 3. มีกำลังผลิตติดตั้ง 729 เมกะวัตต์ โดยได้ศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้น ดังนี้

1. ด้านกำลังผลิตและอัตราการใช้เชื้อเพลิง โดยได้ทำการทดสอบประสิทธิภาพ (Performance Test) ของโรงไฟฟ้าเปรียบเทียบก่อนและหลังการติดตั้งเครื่องทำความเย็น

2. ด้านการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ อันได้แก่ ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period หรือ PB) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR) และมูลค่าปัจจุบันสิทธิ (Net Present Value หรือ NPV)

1.5 ประโยชน์ที่คิดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. ทำให้ทราบถึงผลดีและผลเสียจากการติดตั้ง Air Inlet Cooling System เพื่อเพิ่มกำลังผลิต

2. ทำให้เข้าใจถึงหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม และปัจจัยที่ส่งผลต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า

3. ใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าประเภท พลังความร้อนร่วม

4. ทำให้เข้าใจถึงขั้นตอนการทดสอบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5. ทำให้ทราบถึงการคำนวณเพื่อการคาดการณ์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าจากสภาวะเดินเครื่องหนึ่งจริงไปสู่จุดสภาวะเดินเครื่องอ้างอิง (Reference Condition)

6. ทำให้เข้าใจถึงเครื่องมือในการประเมินโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ อันได้แก่ ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period หรือ PB) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR) และมูลค่าปัจจุบันสิทธิ (Net Present Value หรือ NPV)

1.6 โครงสร้างวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์เล่มนี้แบ่งการศึกษาออกเป็น 5 บท ดังนี้

บทที่ 1. กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย แนวคิด ขอบเขตการวิจัย และประโยชน์ที่คิดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2. กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องสำหรับงานวิจัย ได้แก่ ข้อมูลเบื้องต้นและส่วนประกอบที่สำคัญของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ปัจจัยที่ส่งผลต่อกำลังผลิตของกังหันก๊าซ

บทที่ 3. กล่าวถึงลักษณะการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

บทที่ 4. กล่าวถึงเทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซ และประสิทธิภาพเครื่องกังหันก๊าซ

บทที่ 5. กล่าวถึงผลกระทบจากติดตั้งระบบทำความเย็นให้แก่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังผลิต 729 เมกกะวัตต์เพื่อลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซ โดยศึกษาทางด้านกำลังการผลิต อัตราการใช้เชื้อเพลิง ผลตอบแทนทางการเงิน

บทที่ 6. กล่าวถึงสรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

1.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Anoop Kumar Shukla และ Onkar Singh [1] ได้อธิบายถึงการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิส่งผลถึงกำลังผลิตของกังหันก๊าซ โดยเมื่ออุณหภูมิอากาศลดลง 1 องศาเซลเซียสทำให้กำลังผลิตของกังหันก๊าซลดลง 0.5% - 0.9% เนื่องจากความหนาแน่นของอากาศน้อยลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น และได้ศึกษาผลจากการเปลี่ยนแปลงความชื้นในอากาศต่อกำลังผลิตและประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ พบว่าเมื่อความชื้นสัมพัทธ์ในอากาศสูงขึ้น 15% จะทำให้กำลังผลิตเพิ่มขึ้น 0.77% และประสิทธิภาพสูงขึ้น 0.65%

จากการศึกษาของ Al-Ibrahim, et al. [2] ได้ศึกษาเทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของกังหันก๊าซในประเทศซาอุดิอาระเบีย พบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) ของประเทศซาอุดิอาระเบียเกิดขึ้นในช่วงกลางวันในฤดูร้อนซึ่งมากกว่าความต้องการไฟฟ้าใช้ช่วงต่ำ (Off-peak demand) ถึงสองเท่า โดยฤดูร้อนประเทศซาอุดิอาระเบียที่มีอุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส ส่งผลให้กำลังผลิตของกังหันก๊าซลดลงถึง 24% และได้ศึกษาข้อดีและข้อเสียของเทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศทั้งหมด 3 เทคนิค ดังนี้ แบบที่ 1. เทคนิคการใช้การระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย (Wetted Media Evaporative Cooling) สามารถลดอุณหภูมิจากอุณหภูมิกระเปาะแห้ง (Dry-bulb) ไปยังอุณหภูมิกระเปาะเปียก (Wet-bulb) หรือประมาณ 20 องศาเซลเซียส โดยเทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศแบบนี้เหมาะกับภูมิประเทศที่มีอากาศร้อนและแห้ง และต้องใช้น้ำในปริมาณสูงซึ่งอาจไม่เหมาะสมกับประเทศซาอุดิอาระเบีย แบบที่ 2. เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศโดยฝอยน้ำสเปรย์ (Fogging System) ให้ผลในการลดอุณหภูมิได้ดีกว่าเทคนิคการใช้การระเหยของไอน้ำแบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มีเดีย แต่มีปริมาณการใช้น้ำสูงกว่าแบบที่ 1. ถึง 5 เท่า แบบที่ 3. เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศโดยใช้เครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) เป็นวิธีที่สามารถอุณหภูมิได้อย่างต่อเนื่อง แต่มีค่าติดตั้งสูงและใช้พลังงานไฟฟ้าถึง 30% ของกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น แบบที่ 4. เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศโดยใช้เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption chiller cooling) ในภูมิประเทศที่อุณหภูมิสูงกว่า 40 องศาเซลเซียส วิธีการนี้สามารถลดอุณหภูมิลงเหลือ 10 องศาเซลเซียส ส่งผลให้เพิ่มกำลังผลิตได้แก่โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซได้ 20% และเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 10% แต่มีการติดตั้งที่ซับซ้อนและมีค่าติดตั้งสูงกว่าเทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศโดยใช้เครื่องทำความเย็น

จากการศึกษาของ R. Hosseini และคณะ [3] ได้ศึกษาการลดอุณหภูมิอากาศทางเข้ากังหันก๊าซแบบโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของฟาร์ (Fars) ประเทศอิหร่านด้วยเทคนิคการใช้การระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย พบว่ากังหันก๊าซสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นถึง 14% เนื่องจากเพราะว่าภูมิประเทศของประเทศอิหร่านนั้นมีสภาวะอากาศที่ร้อนและแห้ง โดยมีอุณหภูมิอากาศ 38 °C และความชื้นสัมพัทธ์ 8% สามารถลดอุณหภูมิอากาศลงไปที่ 19 °C ก่อนเข้ากังหันก๊าซ และจากการศึกษาของ Carmona [4] ได้ศึกษาการลดอุณหภูมิอากาศทางเข้ากังหันก๊าซในประเทศไนจีเรีย พบว่ากังหันก๊าซก๊าซสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 2% - 8% โดยขึ้นอยู่กับความชื้นสัมพัทธ์ขณะนั้น

จากการศึกษาของ Vahid Etminan และคณะ [5] ได้ศึกษาการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซโดยฝอยน้ำสเปรย์ ที่โรงไฟฟ้า Mashhad power plant ประเทศอิหร่าน กำลังผลิตไฟฟ้า 79 เมกกะวัตต์ พบว่า สามารถเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าได้ 12,200 MWh ในระระเวลา 6 เดือน

จากการศึกษาของ Suneetha and Satyanarayana [6] ได้ศึกษาการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซโดยออกแบบ Chiller Coil เพื่อติดตั้งที่ Inlet Air Filter ของกังหันก๊าซ โดยติดตั้งไว้ภายใน Inlet Air Filter เพื่อลดสิ่งปนเปื้อนในอากาศที่ทำให้ Coil เสียหาย และติดตั้งเครื่องกำจัดหยดน้ำที่ควบแน่นหลังจากที่อากาศผ่าน Chiller Coil เพื่อป้องกันความเสียหายต่อเครื่องกังหันก๊าซ

จากการศึกษาของ Komuro และคณะ[7] ได้ศึกษาและออกแบบการติดตั้งเครื่องทำความเย็นให้กับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โดยแสดงส่วนประกอบที่สำคัญประกอบด้วย Inlet Air Cooling Coils, Centrifugal Compressor, Cooling tower และ Condenser พบว่า ถ้าสามารถลดอุณหภูมิอากาศลงเหลือ 15 องชาเซลเซียส จะสามารถเพิ่มกำลังผลิตให้กังหันก๊าซได้ 10 %

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ปัจจุบันไฟฟ้ากลายเป็นปัจจัยสำคัญในการดำเนินชีวิต เป็นสิ่งจำเป็นในการประกอบกิจการอุตสาหกรรมและพานิชยกรรมต่างๆ และยิ่งมีความต้องการมากขึ้นตามจำนวนประชากรและการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ในการผลิตไฟฟ้า เราไม่สามารถที่จะกักเก็บหรือสำรองไฟฟ้าไว้ใช้ตามที่ต้องการได้ ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจะต้องเกิดขึ้นอยู่ตลอดเวลาเพื่อส่งจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า จึงต้องมีการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าขึ้นทั้งระยะยาวและระยะสั้น

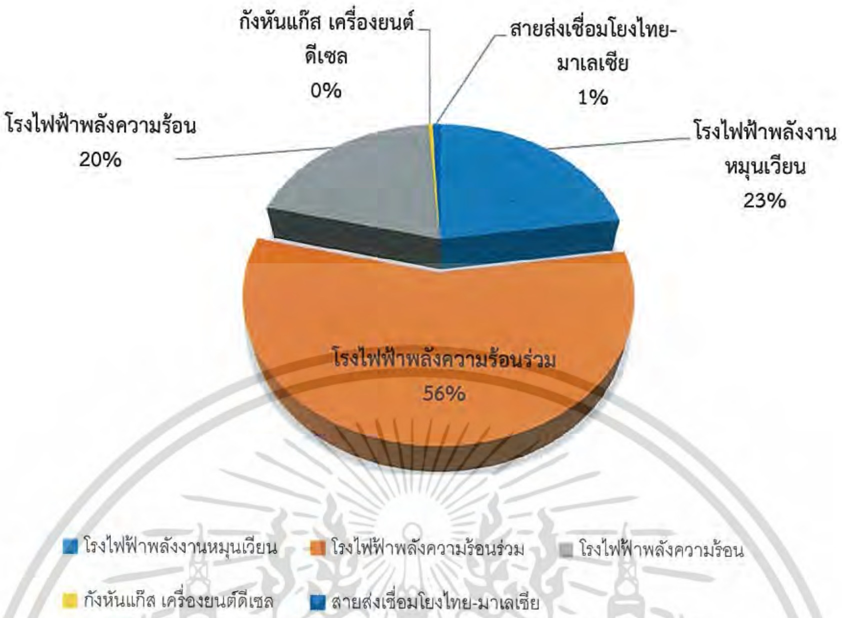
2.1 โรงผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย

โรงไฟฟ้าเป็นโรงต้นกำลังที่จะให้กำเนิดพลังงานไฟฟ้า ส่งจ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยใช้ต้นกำลังจากพลังงานต่างๆ มาขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดให้หมุนเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า พลังงานหรือต้นกำลังที่นำมาขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในประเทศไทย ได้แก่

1. พลังน้ำ โดยได้จากน้ำที่เก็บกักไว้ที่เขื่อน หรือน้ำจากลำห้วยสูงๆ
2. พลังความร้อน หรือพลังไอน้ำ ซึ่งได้ความร้อนจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และอื่นๆ
3. พลังกังหันก๊าซ ได้รับเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดีเซลหรือน้ำมันเตา
4. พลังความร้อนร่วม ได้รับความร้อนมาจากการนำไอเสียของกังหันก๊าซมาผลิตไอน้ำ
5. พลังงานธรรมชาติและพลังงานหมุนเวียน เป็นต้นกำลังที่ไม่มีหมดสิ้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานความร้อนใต้พิภพ และชีวมวล เป็นต้น
6. พลังเครื่องยนต์ดีเซล เป็นเครื่องยนต์สันดาปภายในใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง

จากข้อมูลแผนพัฒนาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) กำลังผลิต ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศไทย เท่ากับ 37,612 เมกะวัตต์ จากรูปที่ 2.1 สัดส่วนที่มาของพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีสัดส่วนมากที่สุดถึง 56% รองลงมาเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 23% และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 20%

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.1 สัดส่วนที่มาของพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย

ตารางที่ 2.1 ระยะเวลาการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท

ประเภทของโรงไฟฟ้า	ระยะเวลาการก่อสร้าง (เดือน)
พลังความร้อนร่วม	20-30
กังหันก๊าซ	12-24
พลังความร้อน	40-50
นิวเคลียร์	60-80
ชีวมวล	22-26

จากตารางที่ 2.1 แสดงระยะเวลาการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท จะเห็นได้ว่าโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ระยะเวลาการก่อสร้างเร็วที่สุด

2.1.1 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant)

คือโรงไฟฟ้าที่ใช้แรงดันของน้ำหมุนไปผลักดันกังหัน เป็นพลังงานกลที่สามารถควบคุมได้และต่อเพลาเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า จุดเด่นของโรงไฟฟ้าพลังน้ำคือสามารถเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว (ภายใน 5 นาที) เหมาะสำหรับผลิตไฟฟ้าเสริมในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (18.30-20.30 น.) หรือช่วงที่โรงไฟฟ้าอื่นขัดข้องไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างกะทันหัน แต่การปล่อยน้ำมีข้อจำกัด ต้องคำนึงถึงความต้องการน้ำเพื่อการเกษตรและกิจการอื่นๆ ซึ่งจะต้องให้สัมพันธ์กันเพื่อประโยชน์ทุกๆด้าน เขื่อนผลิตไฟฟ้าที่สำคัญในประเทศไทย เช่น เขื่อนภูมิพล จังหวัดตาก, เขื่อนอุบลรัตน์, เขื่อนชัยนาท, เขื่อนวชิราลงกรณ์และเขื่อนท่าทุ่งนา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 2.2 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ [8]

2.1.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant)

คือโรงไฟฟ้าที่ใช้การเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อต้มน้ำให้กลายเป็นไอน้ำที่มีแรงดันสูงไปขับดันเครื่องกังหันไอน้ำ แล้วฉุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ที่อำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปางตั้งอยู่ใกล้บริเวณเหมืองลิกไนต์ เนื่องจากใช้ระยะเวลาในการสตาร์ทนานจึงทำให้โรงไฟฟ้าชนิดนี้เป็นโรงไฟฟ้าที่เหมาะจะใช้เป็นโรงไฟฟ้าฐานซึ่งทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าเป็นระยะเวลานานก่อนจะหยุดเดินเครื่อง มีประสิทธิภาพ 30-35% มีอายุการใช้งานประมาณ 25 ปี การก่อสร้าง โรงไฟฟ้าแบบนี้ควรอยู่ใกล้แหล่งน้ำและเชื้อเพลิงที่จะใช้ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนสามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลาย เช่น น้ำมันเตา ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์

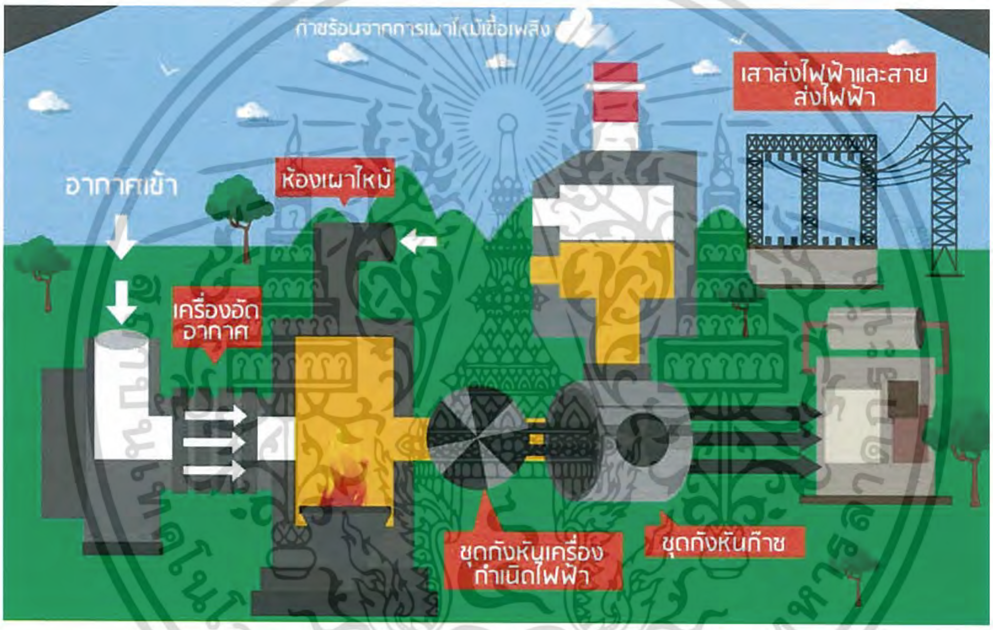
รูปที่ 2.3 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน [8]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.1.3 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant)

คือโรงไฟฟ้าที่ใช้การเผาไหม้เชื้อเพลิงในเครื่องอัดอากาศให้เกิดอากาศร้อนที่มีแรงดันสูงไปขับเครื่องกังหันก๊าซ แล้วฉุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เชื้อเพลิงที่กังหันก๊าซใช้ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดีเซลหรือน้ำมันเตา มีประสิทธิภาพ โดยประมาณ 25% โรงไฟฟ้าประเภทนี้สามารถสตาร์ทและเดินเครื่องได้อย่างรวดเร็ว เหมาะที่จะใช้เป็นโรงไฟฟ้าสำรองในช่วงที่ความต้องการสูงและกรณีฉุกเฉิน ในประเทศไทยมีโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเช่น ที่ลานกระบือ บางกอกน้อย ราชบุรี

กังหันก๊าซ หรือ Gas Turbine ถูกใช้อย่างกว้างขวาง ทั้งในด้านการบิน ที่ส่วนใหญ่ใช้กังหันก๊าซเป็นตัวขับเคลื่อน โรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้กังหันก๊าซเป็นตัวขับเคลื่อน เช่น เครื่องอัดอากาศ ปั๊ม และโดยเฉพาะอย่างยิ่งในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า นิยมใช้เครื่องกังหันก๊าซเดินเครื่องในช่วงภาระสูงสุด (Peak-Load) และภาระกลาง (Intermediate-Load)

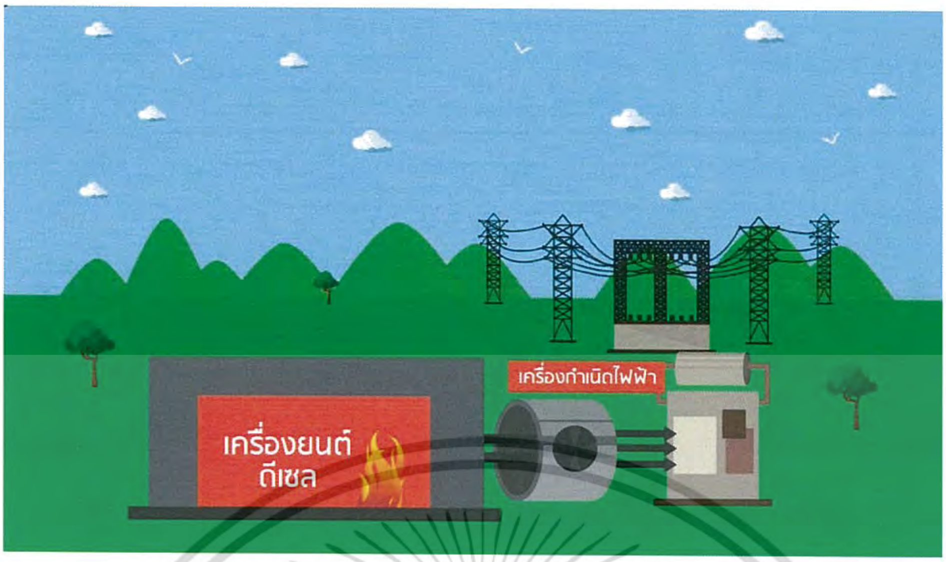


รูปที่ 2.4 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ [8]

2.1.4 โรงไฟฟ้าดีเซล (Diesel Power Plant)

คือโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานกลจากเครื่องยนต์ดีเซลไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้โรงไฟฟ้าประเภทนี้สามารถเดินเครื่องได้รวดเร็ว แต่เนื่องจากมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงสูงจึงเหมาะที่จะใช้เป็นโรงไฟฟ้าสำรองในช่วงที่ความต้องการสูงและกรณีฉุกเฉิน โรงไฟฟ้าประเภทนี้ยังสามารถติดตั้งและเคลื่อนย้ายได้อย่างรวดเร็วโดยไม่ยุ่งยาก

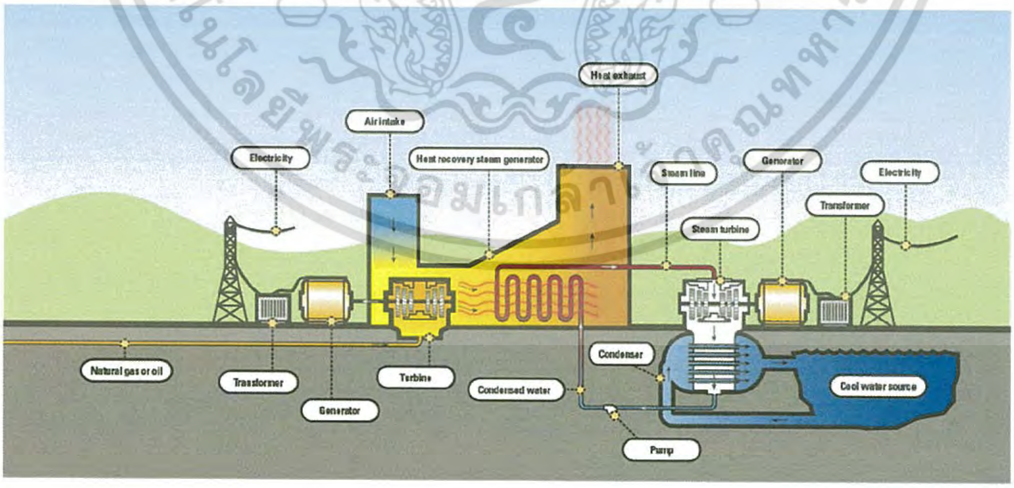
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.5 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าดีเซล [8]

2.1.5 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant)

คือโรงไฟฟ้าเครื่องกังหันก๊าซและเครื่องพลังความร้อนทำงานร่วมกัน โดยการนำไอเสียจากเครื่องกังหันก๊าซ ที่มีความร้อนสูงประมาณ 550 องศาเซลเซียส ไปให้ความร้อนแก่น้ำในหม้อไอน้ำ ทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอน้ำแรงดันสูง เพื่อขับกังหันไอน้ำ จึงสามารถผลิตไฟฟ้าได้อีกต่อหนึ่ง ทำให้โรงไฟฟ้าประเภทนี้เป็นที่นิยม เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูงถึง 40-45% และมีความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องมาก โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีอายุใช้งานประมาณ 20-25 ปี ในประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าประเภทนี้เช่น ที่โรงไฟฟ้าบางประกง โรงไฟฟ้าวังน้อย โรงไฟฟ้าจะนะ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ เป็นต้น จากรูปที่ 2.6 แสดงไดอะแกรมโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม



รูปที่ 2.6 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม [9]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (Load)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 7 ประเภท คือ

1. บ้านที่อยู่อาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว ปริมาณการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน

2. กิจการขนาดเล็ก สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อธุรกิจ ธุรกิจรวมกับบ้านที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม ส่วนราชการที่มีลักษณะเป็นอุตสาหกรรม รัฐวิสาหกิจอื่นๆ ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 30 กิโลวัตต์ต่อเดือน

3. กิจการขนาดกลาง สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการที่มีลักษณะเป็นอุตสาหกรรม รัฐวิสาหกิจ ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 2,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 355,000 หน่วยต่อเดือนโดยผ่านเครื่องมือวัดตัวเดียว

4. กิจการขนาดใหญ่ สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการที่มีลักษณะเป็นอุตสาหกรรม รัฐวิสาหกิจ ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 2,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือน เกิน 355,000 หน่วยต่อเดือน โดยผ่านเครื่องมือวัดตัวเดียว

5. กิจการเฉพาะอย่าง สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อธุรกิจโรงแรม และบริการที่พักอาศัยให้เช่า ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยผ่านเครื่องมือวัดตัวเดียว

6. ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร สำหรับการใช้ไฟฟ้าของหน่วยงานราชการ สำนักงานหรือหน่วยงานอื่นของรัฐหน่วยงานตามกฎหมายว่าด้วยระเบียบบริหารราชการส่วนท้องถิ่น ซึ่งมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือน ไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน รวมถึงองค์กรที่ไม่ใช่ส่วนราชการ แต่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน

7. สูบน้ำเพื่อการเกษตร การสูบน้ำเพื่อการเกษตร สำหรับการใช้ไฟฟ้าหรือเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยราชการ กลุ่มเกษตรที่จดทะเบียนจัดตั้งกลุ่มเกษตรหรือสหกรณ์เพื่อการเกษตร โดยผ่านเครื่องมือวัดตัวเดียว

ตารางที่ 2.2 แสดงสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

ลำดับที่	ประเภทของผู้ใช้ไฟ	การใช้พลังงานไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง)	ร้อยละ
1.	บ้านที่อยู่อาศัย	19,088	23
2.	กิจการขนาดเล็ก	9,091	11
3.	กิจการขนาดกลาง	6,775	21
4.	กิจการขนาดใหญ่	29,791	37
5.	กิจการเฉพาะอย่าง	2,718	3
6.	อื่นๆ	4,287	5
	รวม	81,750	100

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

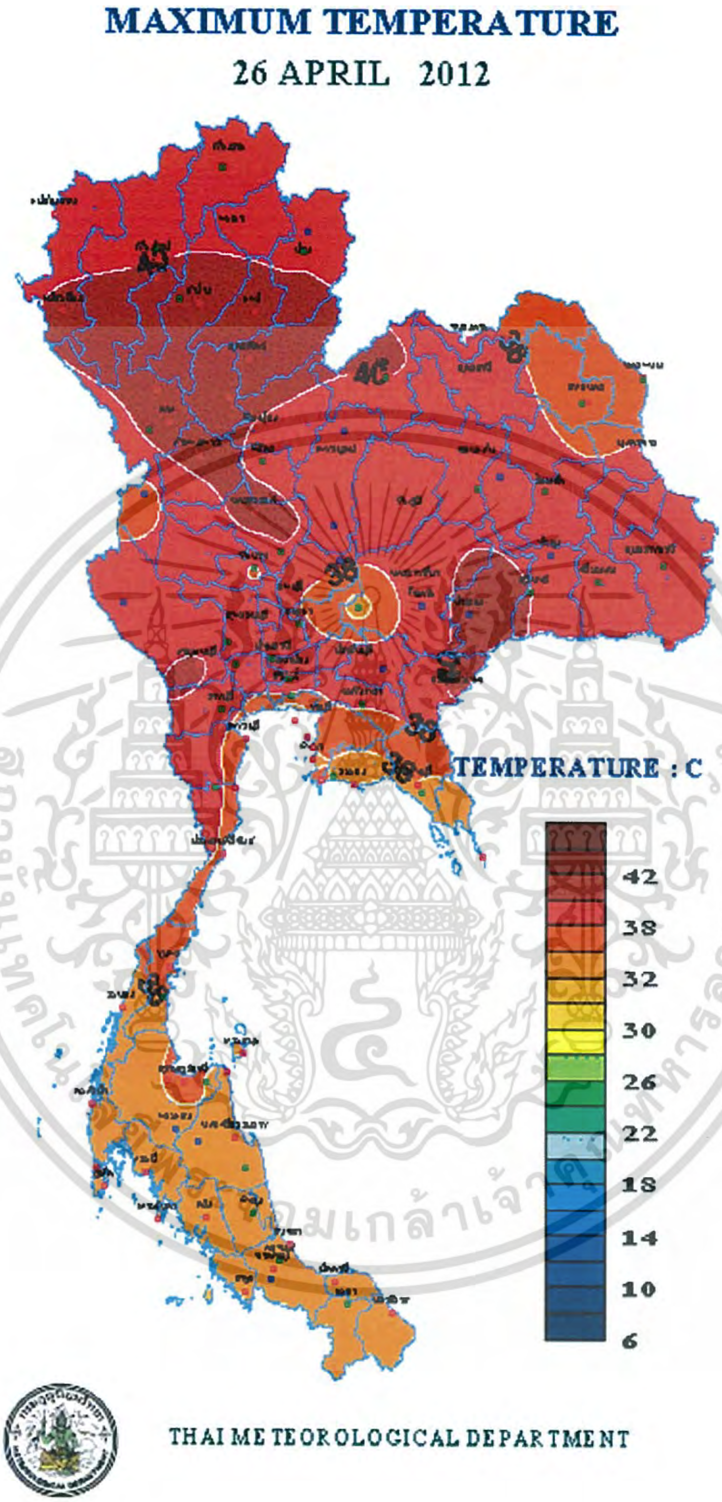
ตารางที่ 2.2 แสดงสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย โดยสัดส่วนผู้ใหญ่ไฟฟ้าหลักคือกิจการขนาดใหญ่และบ้านที่อยู่อาศัย

2.3 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

ประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่ลำแสงของดวงอาทิตย์ จะตั้งฉากกับผิวพื้นโลกในเวลาเที่ยงวัน ทำให้ได้รับความร้อนจากดวงอาทิตย์อย่างเต็มที่ จึงทำให้สภาวะอากาศร้อนอบอ้าวโดยทั่วไป โดยเฉพาะอย่างยิ่งในฤดูร้อน เริ่มประมาณกลางเดือนกุมภาพันธ์ถึงประมาณกลางเดือนพฤษภาคม ซึ่งเป็นช่วงที่เปลี่ยนจากมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ เป็นมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ (หรือที่เปลี่ยนจากฤดูหนาวเข้าสู่ฤดูฝน) เป็นระยะที่ขั้วโลกเหนือหันเข้าหาดวงอาทิตย์ [10] อุณหภูมิเฉลี่ย 28-32 องศาเซลเซียส หรืออาจมีบางช่วงเวลาที่อุณหภูมิสูงสุดเพิ่มสูงขึ้นถึง 40 องศาเซลเซียส

การใช้พลังงานไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า จะไม่สามารถกักเก็บพลังงานไว้ได้ ดังนั้นจึงต้องผลิตให้มากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่เสมอ ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยมีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงไปตามอุณหภูมิสภาพอากาศ โดยในฤดูหนาวและฤดูฝน เริ่มต้นประมาณเดือนพฤษภาคมถึงกลางเดือนกุมภาพันธ์ ความต้องการไฟฟ้าจะไม่สูงน้อยนัก แต่ในฤดูร้อนเริ่มต้นประมาณกลางเดือนกุมภาพันธ์ถึงกลางเดือนพฤษภาคม ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นสูงสุด จากรูปที่ 2.7 อุณหภูมิสูงสุดในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย ณ วันที่ 26 เมษายน พ.ศ. 2555 โดยทุกภูมิภาคของประเทศไทยมีอุณหภูมิสูงกว่า 33 องศาเซลเซียส

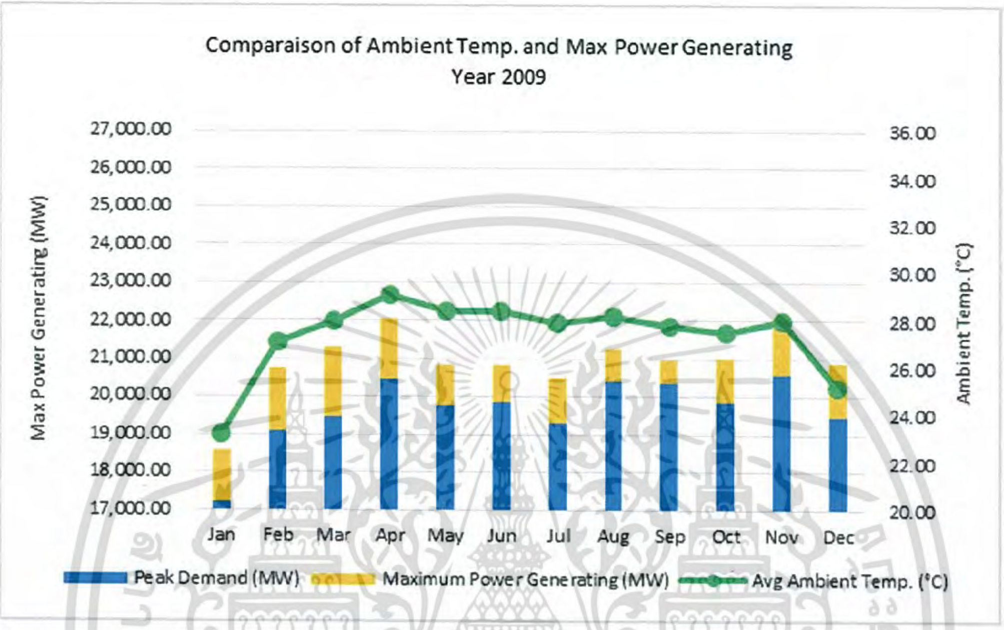
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



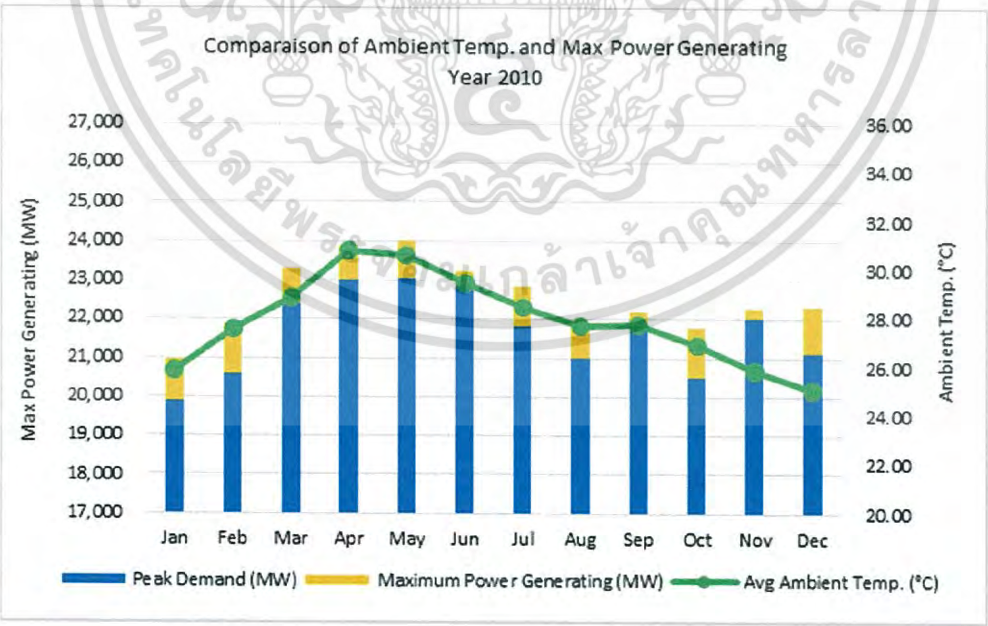
รูปที่ 2.7 อุณหภูมิสูงสุดในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย ณ วันที่ 26 เมษายน พ.ศ. 2555 [10]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.8 - รูปที่ 2.11 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างการใช้พลังงานไฟฟ้ากับอุณหภูมิสภาพอากาศเฉลี่ย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 – พ.ศ. 2555 โดยเห็นได้ชัดว่าการเพิ่มขึ้นของความต้องการพลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มในทิศทางเดียวกับอุณหภูมิสภาพอากาศเฉลี่ย โดยเฉพาะอย่างยิ่งมีเดือน กุมภาพันธ์ ถึง พฤษภาคม จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ในทุกๆปี

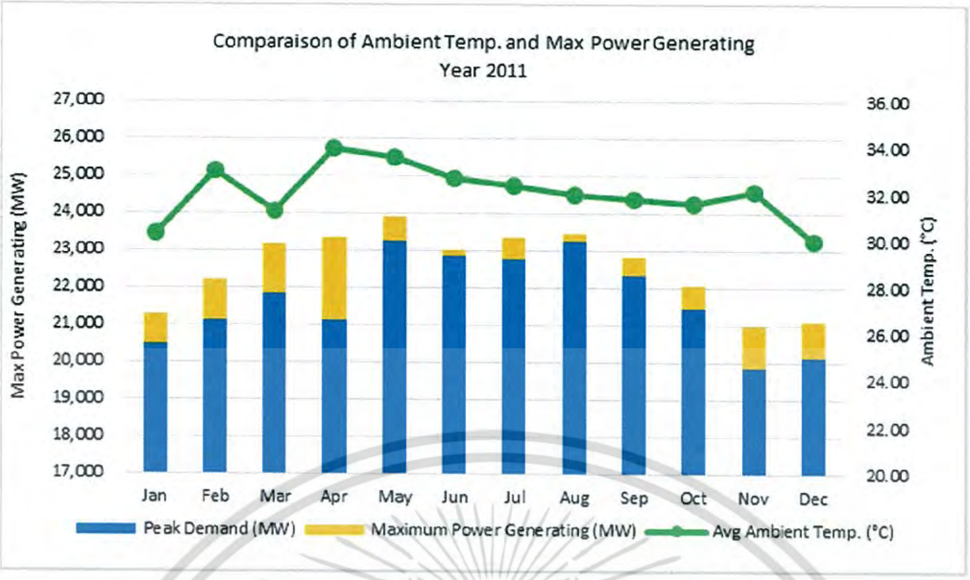


รูปที่ 2.8 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2552

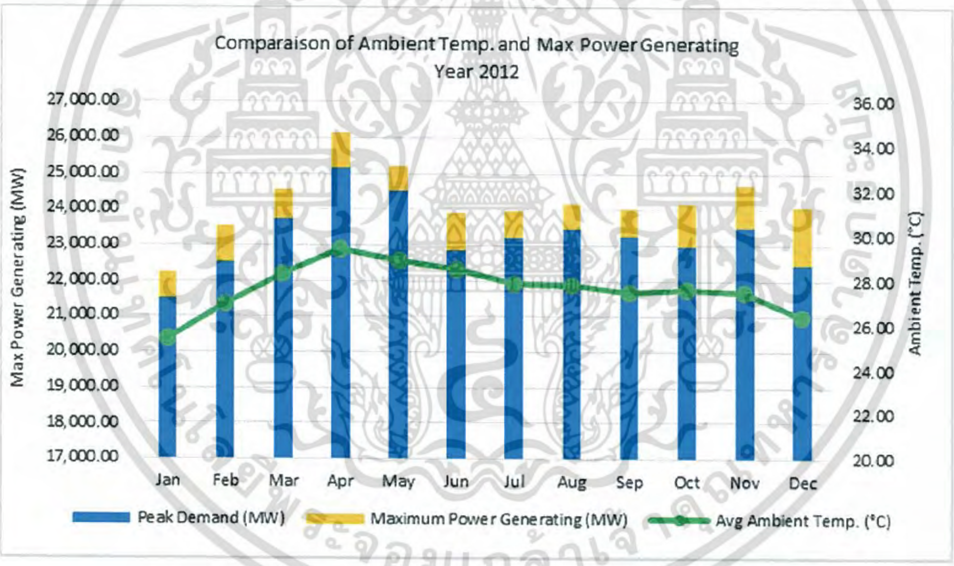


รูปที่ 2.9 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2553

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



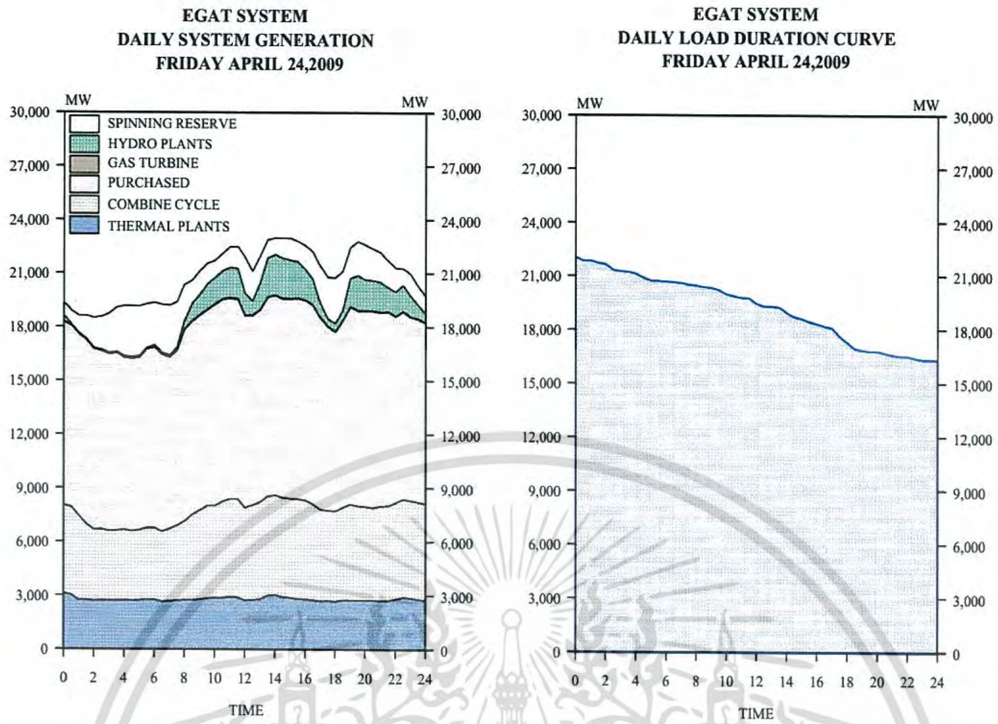
รูปที่ 2.10 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2554



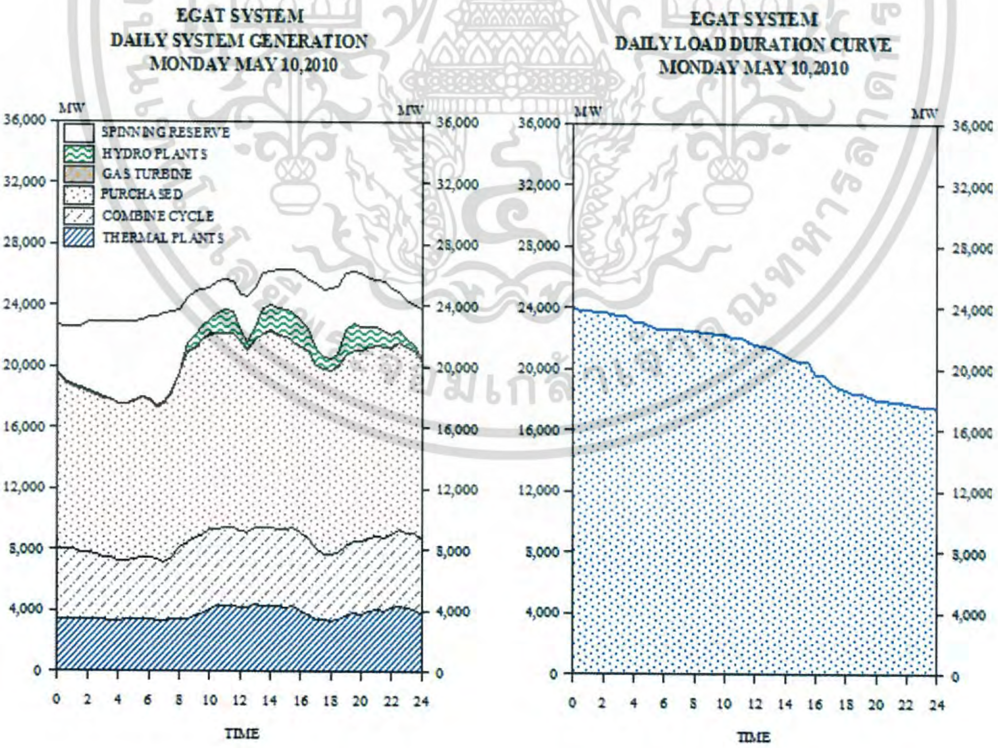
รูปที่ 2.11 อุณหภูมิและพลังงานไฟฟ้าสุทธิสูงสุด พ.ศ. 2555

จากรูปที่ 2.12 - รูปที่ 2.15 แสดงการผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 – พ.ศ. 2555 พบว่ากำลังผลิตสำรองน้อยลงมากในช่วงกลางวัน เนื่องจากมีสภาพอากาศร้อน ทำให้ความมั่นคงในระบบไฟฟ้าน้อยลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

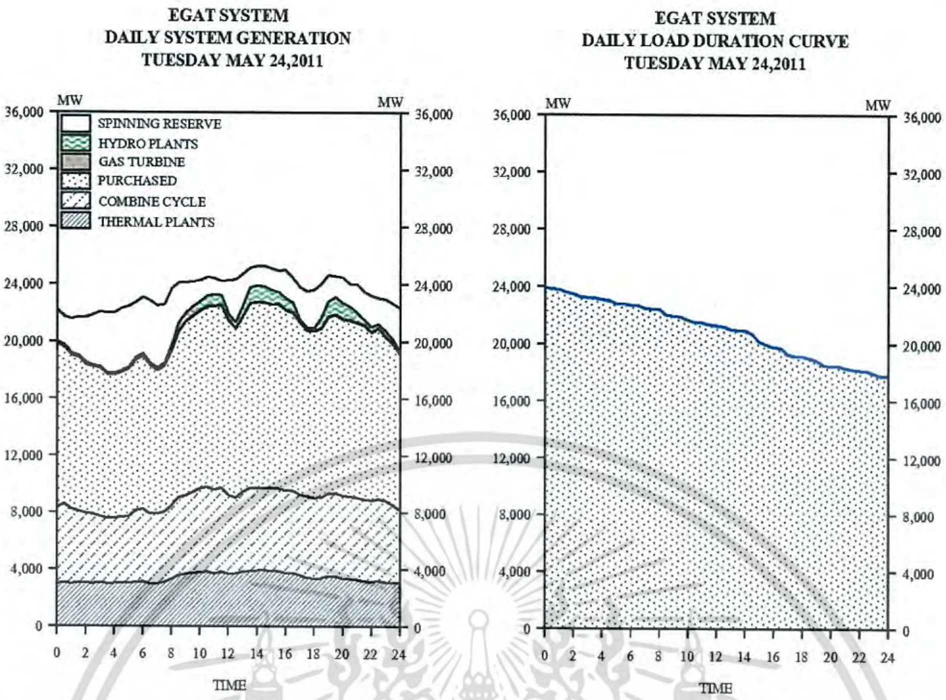


รูปที่ 2.12 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11]

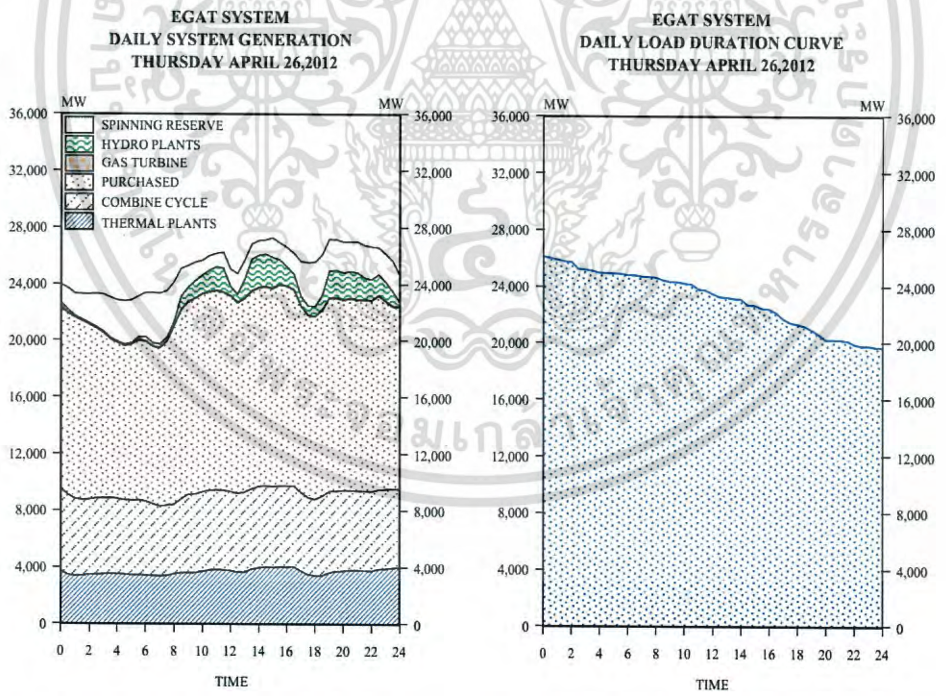


รูปที่ 2.13 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.14 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11]



รูปที่ 2.15 การผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง ณ วันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [11]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

2.4 ตัวชี้วัดสมรรถนะโรงไฟฟ้า

สมรรถนะโรงไฟฟ้าเป็นสิ่งที่สำคัญอย่างยิ่งในเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เนื่องจากหากสมรรถนะโรงไฟฟ้าสูง ทำให้โรงไฟฟ้ามีกำไรจากการขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟมากขึ้น (Power purchase agreement :PPA) อีกทั้งยังสามารถลดต้นทุนรายจ่ายทางเชื้อเพลิงได้ โดยขึ้นอยู่กับองค์ประกอบ 2 อย่าง คือ ประสิทธิภาพของเครื่องจักรที่เปลี่ยนแปลงไปตามระยะเวลาการเดินเครื่อง และสภาพแวดล้อมที่ตั้งของเครื่องจักร

ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่สำคัญคือค่าเชื้อเพลิง โดยคิดเป็นร้อยละ 80 ของต้นทุนทั้งหมด เพราะฉะนั้นสิ่งที่บงบอกถึงสมรรถนะโรงไฟฟ้าได้ชัดเจนและต้องคำนึงถึงมากที่สุดคืออัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิต และค่าประสิทธิภาพ (η)

2.4.1 อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิต (Heat Rate, kJ/kWh)

คืออัตราส่วนการใช้พลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย หรือ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วมจะมีอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตประมาณ 6,800-7,500 กิโลจูลต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าในขณะนั้น อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิต มีความสัมพันธ์กันประสิทธิภาพของระบบ กล่าวคือ หากระบบใดมีอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตต่ำ แสดงว่าระบบนั้นมีประสิทธิภาพสูง ในทางตรงกันข้ามระบบใดมีค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตสูง นั่นแสดงว่าระบบนั้นมีประสิทธิภาพต่ำ อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตสามารถหาได้จากสมการที่ 2.1

$$HR = \frac{Q}{P} \times 3600 \tag{2.1}$$

โดย

P คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (kWh)

Q คือ พลังงานความร้อนที่กังหันก๊าซใช้ในการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย (kJ หรือ BTU)

พลังงานความร้อนที่กังหันก๊าซใช้ในการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย สามารถหาได้จากสมการที่ 2.2

$$Q = \dot{m}(Q_{lo} + SH) \tag{2.2}$$

โดย

$\dot{m}$ คือปริมาณการใช้เชื้อเพลิง มีหน่วยเป็น กิโลกรัมต่อวินาที

Q_{lo} คือปริมาณความร้อนที่เกิดขึ้นต่อน้ำหนักเชื้อเพลิง เมื่อเชื้อเพลิงนั้นถูกเผาไหม้ โดยใช้ค่าความร้อนต่ำ เนื่องจากไม่มีการกลั่นตัว ของไอน้ำในห้องเผาไหม้ของเครื่องยนต์

SH คือค่าความร้อนสัมผัส มีหน่วยเป็น กิโลจูลต่อกิโลกรัม

2.4.2 ค่าประสิทธิภาพ (η)

ค่าประสิทธิภาพคืออัตราส่วนกลับของอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตหรืออัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิง โดยสามารถหาได้จากสมการที่ 2.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

144036

$$\eta = \frac{P}{Q} \times 3600 = \frac{1}{HR} \times 3600 \tag{2.3}$$

ตารางที่ 2.3 ค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

Type of Plant		Net Efficiency LHV (%)
Combined Cycle Power Plant	(800 MW)	55–59
Combined Cycle Power Plant	(60 MW)	50–54
Gas Turbine Plant	(250 MW)	38–40
Gas Turbine Plant	(60 MW)	35–42
Steam Power Plant (coal)	(800 MW)	(42–) 47
Steam Power Plant (coal)	(60 MW)	30–35
Nuclear Power Plant	(1250 MW)	35
Biomass Power Plant	(30 MW)	28–32

Based on LHV of the fuel at ISO ambient conditions and equipment new and clean

จากตารางที่ 2.3 แสดงค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ โดยค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเฉลี่ยประมาณ 38-40 เปอร์เซ็นต์ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะมีประสิทธิภาพสูงกว่าโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเนื่องจากนำไอเสียที่ออกจากกังหันก๊าซมาผลิตไอน้ำให้กับกังหันไอน้ำ เฉลี่ย 55-59 เปอร์เซ็นต์

2.5 การประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ [12]

ในการประเมินโครงการเพื่อประกอบการตัดสินใจมีหลักเกณฑ์หลายหลักเกณฑ์ที่จะสามารถนำมาประเมินโครงการลงทุนได้ เพื่อให้ทราบถึงประโยชน์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ได้รับจากโครงการนี้จะพิจารณาหลักเกณฑ์ในการประเมินโครงการ ได้แก่ ระยะเวลาคืนทุน, มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และ อัตราตอบแทนภายใน

2.5.1 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน (payback period หรือ payout or payoff period) หมายถึงระยะเวลาที่ยาวนานเพียงพอที่กิจการคาดว่าจะได้รับกระแสเงินสดรับสุทธิที่เกิดจากการลงทุนเท่ากับเงินลงทุนทั้งหมดที่ลงไปในตอนแรก สามารถคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนได้จากสมการ 2.4 ดังนี้

$$P = \frac{C_0}{R} \tag{2.4}$$

P= ระยะเวลาคืนทุน

C_0 = จำนวนเงินลงทุนในตอนแรก

R = กระแสเงินสดรับสุทธิต่อปี

ข้อดีและข้อจำกัดของระยะเวลาการคืนทุน

1. ข้อดี ได้แก่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- เป็นวิธีการที่ง่ายและสะดวกในการนำมาใช้ประเมินโครงการลงทุน
- เป็นหลักเกณฑ์ที่ค่อนข้างเหมาะสมสำหรับประเมินโครงการลงทุนที่มีความเสี่ยงสูง โดยถือว่าโครงการที่มีระยะคืนทุนสั้นย่อมมีความเสี่ยงน้อย หรือความปลอดภัยสูงกว่าโครงการที่มีระยะเวลาการคืนทุนยาวนานกว่า
- กิจการที่ต้องการให้ธุรกิจมีสภาพคล่องสูง หรือต้องการเงินสดมาหมุนเวียนในกิจการอย่างรวดเร็ว ย่อมสนใจที่จะใช้หลักเกณฑ์ระยะเวลาคืนทุนประเมินโครงการ เพราะการเลือกลงทุนในโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะหมายถึงว่า เงินที่ได้ลงทุนไปนั้นได้หมุนเวียนกลับเข้ากิจการในเวลาอันสั้นด้วย กิจการจึงมีสภาพคล่องสูงกว่าโครงการลงทุนที่มีระยะเวลาคืนทุนนานกว่า

2. ข้อเสีย ได้แก่

- ไม่ได้ให้ความสนใจกระแสเงินสดรับสุทธิภายหลังระยะเวลาคืนทุน ดังนั้นโครงการลงทุนที่มีระยะเวลาคืนทุนเท่ากัน อาจทำรายได้ให้กิจการไม่เท่ากันก็ได้
- ไม่ได้คำนึงถึงลักษณะการกระจายของกระแสเงินสดรับสุทธิ ถึงแม้ว่าโครงการลงทุน 2 โครงการให้ระยะเวลาคืนทุนเท่ากัน และมีอายุโครงการเท่ากันก็ตาม

2.5.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิหมายถึง ค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิซึ่งใช้ต้นทุนของเงินทุนเป็นอัตราหักลด แล้วนำมาหักด้วยจำนวนเงินที่ลงทุน เราสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิได้จากสมการที่ 2.5

$$NPV = \frac{R_1}{(1+k)} + \frac{R_1}{(1+k)^2} + \dots + \frac{R_1}{(1+k)^n} - C_0 \qquad (2.5)$$

โดย NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดรับสุทธิ

$R_1 \dots R_n$ = กระแสเงินสดรับสุทธิของปีที่ 1 ถึง ปีที่ n

k = ต้นทุนของเงินทุนโครงการ

C_0 = มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเริ่มต้นโครงการ

n = อายุโครงการ

ถ้าค่า NPV ที่คำนวณได้จากสมการมีค่าเป็นบวก หมายถึงผลรวมของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุของโครงการ ซึ่งคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันมีค่าสูงกว่าจำนวนเงินที่ลงทุน โครงการลงทุนนั้นจะให้ผลตอบแทนสูงกว่าจำนวนเงินลงทุน กิจการจะตัดสินใจลงทุนในโครงการนั้น

แต่ถ้าค่า NPV ที่คำนวณได้มีค่าเป็นลบ หมายความว่า ผลรวมกระแสเงินสดรับสุทธิซึ่งคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันมีค่าต่ำกว่าจำนวนเงินที่ลงทุน กิจการจะตัดสินใจไม่ลงทุนในโครงการนั้น

NPV > 0 -------> ควรลงทุน
NPV < 0 -------> ไม่ควรลงทุน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.5.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return – IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในคืออัตราหักลดกระแสเงินสดรับสุทธิที่คาดว่าจะได้รับตลอดอายุโครงการให้มีมูลค่าปัจจุบันเท่ากับเงินลงทุนเมื่อเริ่มต้น สามารถคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในได้จากสมการที่ 2.6

$$C_0 = \frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} + \ldots + \frac{R_n}{(1+r)^n} \qquad (2.6)$$

โดย

C_0 = เงินลงทุนเมื่อเริ่มต้น

$R_1, \ldots, R_n$ = กระแสเงินสดรับสุทธิของปีที่ 1, ปีที่ 2... ปีที่ n

n = อายุของโครงการ

r = อัตราหักลดหรืออัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)

เมื่อคำนวณค่า r หรือ IRR ของโครงการได้แล้วก็นำมาเปรียบเทียบกับต้นทุนของเงินทุน (k) เพื่อใช้ในการตัดสินในว่าควรลงทุนหรือไม่

IRR > k --------> ควรลงทุน
IRR < k --------> ไม่ควรลงทุน

2.6 ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม

ก๊าซไอเสียที่ออกจากกังหันก๊าซ จะมีส่วนผสมของก๊าซที่ก่อให้เกิดปัญหาต่อสิ่งแวดล้อม คือ ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) การควบคุมให้มีส่วนผสมของก๊าซดังกล่าวให้น้อยที่สุด วิธีการหนึ่งที่สามารถทำได้โดยการควบคุมคุณภาพของเชื้อเพลิงให้มีส่วนประกอบของซัลเฟอร์น้อยที่สุด ซึ่งจะสามารถควบคุมปริมาณของ SO_2 ได้โดยตรง ส่วนปริมาณ NO_x นั้นขึ้นอยู่กับอุณหภูมิในการสันดาปและปฏิกิริยาของส่วนผสมของไนโตรเจนในเชื้อเพลิง การควบคุมที่ดำเนินการได้อยู่ในปัจจุบันกระทำโดยการฉีดไอน้ำเข้าไปในกระบวนการสันดาปทำให้ลดปริมาณ NO_x ลงได้

มาตรฐานของประเทศสหรัฐอเมริกากำหดปริมาณก๊าซ NO_x ไว้ที่ 75 ppm. ผลกระทบทางเสียงจากการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ทั้งต่อผู้ปฏิบัติงานและบริเวณใกล้เคียงจะต้องติดตั้งระบบเก็บเสียงให้มีความดังรอบๆไม่เกิน 95 dBA

ในประเทศไทยได้มีกำหนดค่ามลสารการเผาไหม้ของโรงไฟฟ้า อันได้แก่ ปริมาณซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน), ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน), ฝุ่นละออง (มิลลิกรัม-ต่อลูกบาศก์เมตร) ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายไฟฟ้า (พ.ศ.๒๕๔๗) โดยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังแสดงในตารางที่ 2.4 และตารางที่ 2.5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.4 เกณฑ์กำหนดปริมาณของสารเจือปนในอากาศตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทและขนาดของโรงไฟฟ้า	ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศ		
	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน)	ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน)	ฝุ่นละออง(มิลลิกรัม-ต่อลูกบาศก์เมตร)
1. โรงไฟฟ้าเก่า			
1.1 โรงไฟฟ้าเก่าทุกขนาด ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	700	400	320
1.2 โรงไฟฟ้าเก่าทุกขนาด ที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง	950	200	240
1.3 โรงไฟฟ้าเก่าทุกขนาด ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	60	200	60
1.4 โรงไฟฟ้าเก่าทุกขนาด	60	200	320
2. โรงไฟฟ้าใหม่			
2.1 โรงไฟฟ้าใหม่ ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง			
(1) ที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 300 เมกะวัตต์	640	350	120
(2) ที่มีกำลังผลิตเกิน 300 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 500 เมกะวัตต์	450	350	120
(3) ที่มีกำลังผลิตเกิน 500 เมกะวัตต์	320	350	120
2. โรงไฟฟ้าใหม่			
2.2 โรงไฟฟ้าใหม่ ที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง			
(1) ที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 300 เมกะวัตต์	640	180	120
(2) ที่มีกำลังผลิตเกิน 300 เมกะวัตต์แต่ไม่เกิน 500 เมกะวัตต์	450	180	120
(3) ที่มีกำลังผลิตเกิน 500 เมกะวัตต์	320	180	120
2.3 โรงไฟฟ้าใหม่ทุกขนาดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	20	120	60
2.4 โรงไฟฟ้าใหม่ทุกขนาดที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง	60	200	120

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.5 เกณฑ์กำหนดปริมาณของสารเจือปนในอากาศตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

ประเภทและขนาดของโรงไฟฟ้า	ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศ		
	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน)	ออกไซด์ของไนโตรเจน ในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน)	ฝุ่นละออง (มิลลิกรัม-ต่อลูกบาศก์เมตร)
3. โรงไฟฟ้าเดิม			
3.1 โรงไฟฟ้าบางปะกง			
(1) หน่วยการผลิตที่ 1-4 (พลังความร้อน)	320	200	120
(2) หน่วยการผลิตที่ 1และ 2 (พลังความร้อนร่วม)	60	450	60
(3) หน่วยการผลิตที่ 3และ 4 (พลังความร้อนร่วม)	60	230	60
3.2 โรงไฟฟ้าพระนครใต้			
(1) หน่วยการผลิตไฟฟ้า (พลังความร้อน)	320	180	120
(2) หน่วยการผลิตที่ 1 (พลังความร้อนร่วม)	60	250	60
(3) หน่วยการผลิตที่ 2 (พลังความร้อนร่วม)	60	175	60
3.3โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	500	180	150
3.4 โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี			
(1) หน่วยการผลิตไฟฟ้า (กังหันก๊าซ)	60	230	60
(2) หน่วยการผลิตไฟฟ้า (พลังความร้อนร่วม)	20	120	60
3.5 โรงไฟฟ้าลานกระบือ	60	250	60
3.6 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซหนองจอก	60	230	60
3.7 โรงไฟฟ้าวังน้อย	60	175	60
3.8 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง	60	250	60
3.9 โรงไฟฟ้าแม่เมาะ			
(1) หน่วยการผลิตที่ 1-3	1,300	500	180
(2) หน่วยการผลิตที่ 4-13	320	500	180

2.7 ค่าความร้อนเชื้อเพลิง (Heating Value)

ค่าความร้อน คือ ปริมาณความร้อนที่ได้จากการสันดาปของเชื้อเพลิง ภายใต้การทำให้สารที่ได้จากการสันดาปอย่างสมบูรณ์ของเชื้อเพลิงนั้นเย็นลงถึงอุณหภูมิเริ่มต้นของอากาศ ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงมีหน่วยเป็น kJ/kg หรือ MJ/kg

ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงแบ่งออกเป็นค่าความร้อนสูง (HHV) และค่าความร้อนต่ำ (LHV) กรณีวิเคราะห์โดยมีไอน้ำในสารที่ได้จากการสันดาปนั้นควบแน่นได้ HHV และถ้าไอน้ำในสารที่ได้จากการสันดาปนั้นระเหยตัวจะได้ LHV

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$LHV = HHV - m_W h_{fg}$$

$$LHV = HHV - 9m_{H_2} h_{fg}$$

โดยที่ m_W =มวลของไอน้ำในสารที่ได้จากการสันดาปต่อ 1 หน่วยของเชื้อเพลิงเนื่องจากการสันดาปของ H ในเชื้อเพลิง

m_{H_2} =มวลของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิง 1 kg ซึ่งวิเคราะห์จาก ultimate analysis (ultimate analysis คือ การวิเคราะห์องค์ประกอบของเชื้อเพลิงในห้องทดลอง เพื่อต้องการทราบ %C, %H, %O, %N, %S และ % เถ้า)

h_{fg} =ความร้อนแฝงของการกลายระเหยหรือควบแน่นของไอน้ำที่ความดันย่อยในสารที่ได้จากการสันดาป

ถ้าทราบองค์ประกอบของเชื้อเพลิง (C, H, O และ S) จะหา HHV ของเชื้อเพลิงจากสมการดูลอง (Dulong's equation) หน่วย MJ/kg

$$HHV = 33.7C + 144(H - O/8) + 9.4S$$

ตารางที่ 2.6 องค์ประกอบและค่าความร้อนต่ำ (LHV) ของเชื้อเพลิงต่างๆ

ชนิดของเชื้อเพลิง	% องค์ประกอบโดยมวล			ค่าความร้อนต่ำ (kJ/kg)
	C	H	O	
น้ำมันเบนซิน	85.5	14.4	0.1	43,070
น้ำมันดีเซล	86.3	13.6	0.1	42,652
ก๊าซธรรมชาติ	มีเทน (CH_4) โดยส่วนใหญ่			38,931

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

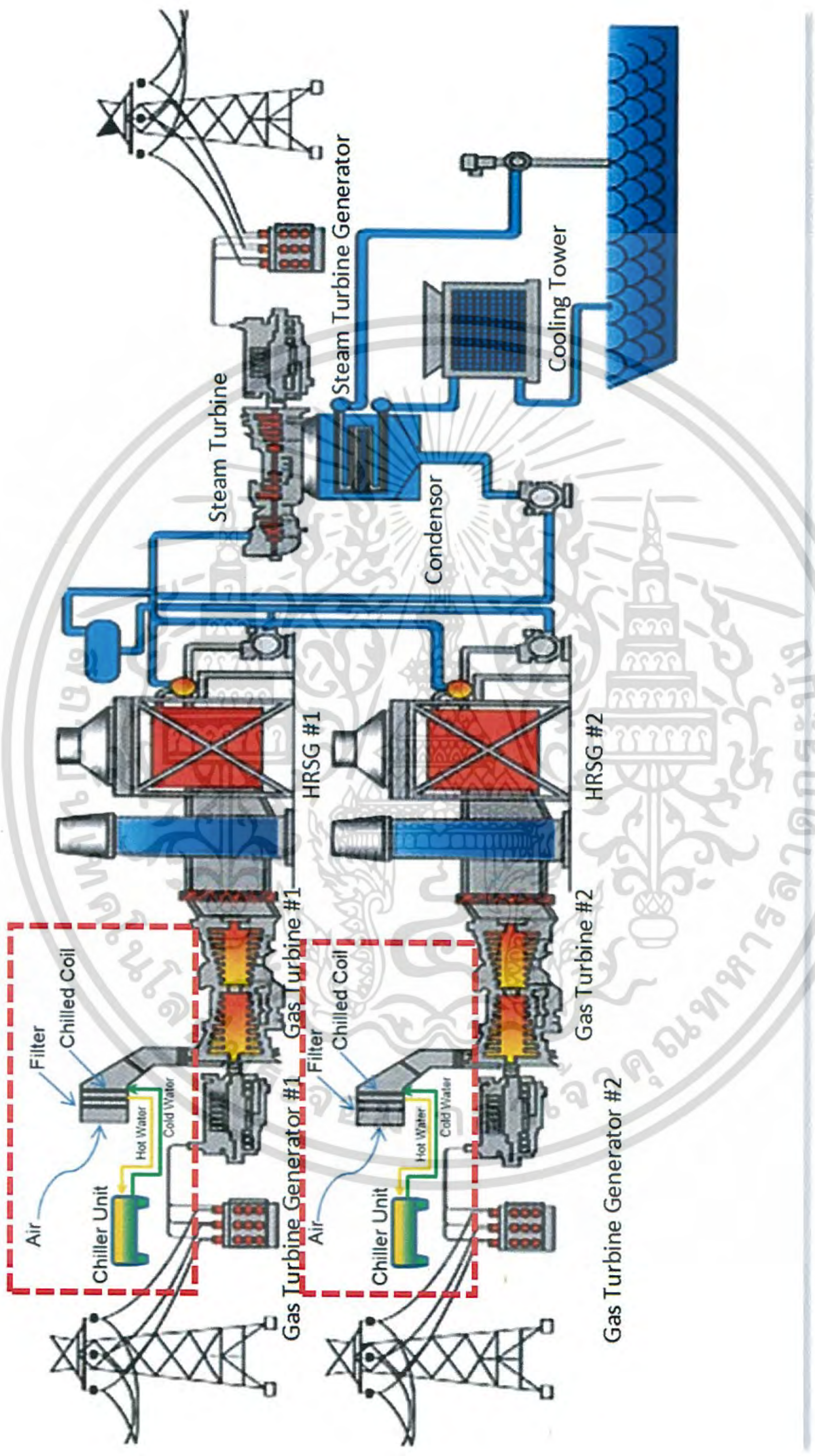
บทที่ 3
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย

โรงไฟฟ้าวังน้อยประกอบด้วยโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วมทั้งหมด 4 ชุด มีกำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 2,803 เมกะวัตต์ ห่างจากเมืองหลวงของประเทศไทย (กรุงเทพมหานครฯ) 72 กิโลเมตรไปทางทิศเหนือ เนื่องจากตั้งอยู่ในพื้นที่ไม่ไกลจากเมืองหลวงและแห่งนิคมอุตสาหกรรม ทำให้โรงไฟฟ้าวังน้อยเป็นโรงไฟฟ้าที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นอย่างยิ่ง โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3 เป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม มีกำลังผลิตติดตั้ง 729 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยกังหันก๊าซจำนวน 2 ชุด ยี่ห้อ Mitsubishi รุ่น 701F กำลังผลิต 236.18 เมกะวัตต์ และกังหันไอน้ำ จำนวน 1 ชุด กำลังผลิต 256.79 เมกะวัตต์ เริ่มดำเนินการจ่ายไฟเชิงพาณิช เมื่อวันที่ 5 พฤษภาคม พ.ศ. 2542 จากรูปที่ 3.1 แสดงภาพรวมของโรงไฟฟ้าวังน้อยชุดที่ 3. โดยภาพในกรอบเส้นปะแสดงการติดตั้งเครื่องทำความเย็นภายหลังจากติดตั้งแล้วเสร็จ

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อยประกอบด้วยกังหันก๊าซซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต เชื้อเพลิงจะถูกผสมกับอากาศที่ถูกบีบอัดโดยเครื่องอัดอากาศ ในอัตราส่วนที่เหมาะสมและจุดระเบิดที่ห้องเผาไหม้ ก๊าซร้อนที่เกิดขึ้นจะขยายตัวผ่านกังหันก๊าซ และขับโรเตอร์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ไอร้อนถูกปล่อยเข้าสู่หม้อไอน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำ ไอน้ำที่ผลิตได้จะถูกส่งไปยัง กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) เพื่อเป็นต้นกำลังขับในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

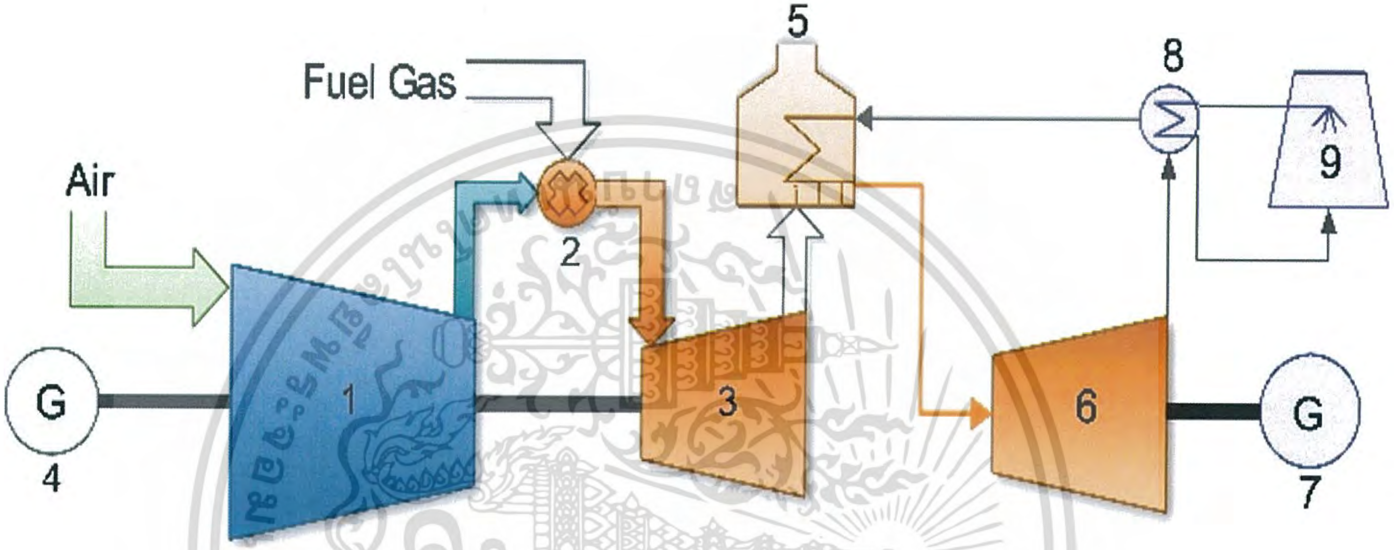
ไอน้ำที่ผ่านเครื่องกังหันไอน้ำ จะถูกควบแน่นที่ Condenser และนำกลับไปใช้ในกระบวนการผลิตไอน้ำอีกครั้ง Cooling tower จะแลกเปลี่ยนความร้อนจาก Condenser และระบายความร้อนออกสู่บรรยากาศ รูปที่ 3.2 แสดงไดอะแกรมเบื้องต้นของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.1 ภาพรวมของโรงไฟฟ้าวังน้อยชุดที่ 3.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



1. Compressor
2. Combustion
3. Turbine
4. GT Generator
5. HRSG
6. Steam Turbine (ST)
7. ST Generator
8. Condenser
9. Cooling Tower

รูปที่ 3.2 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

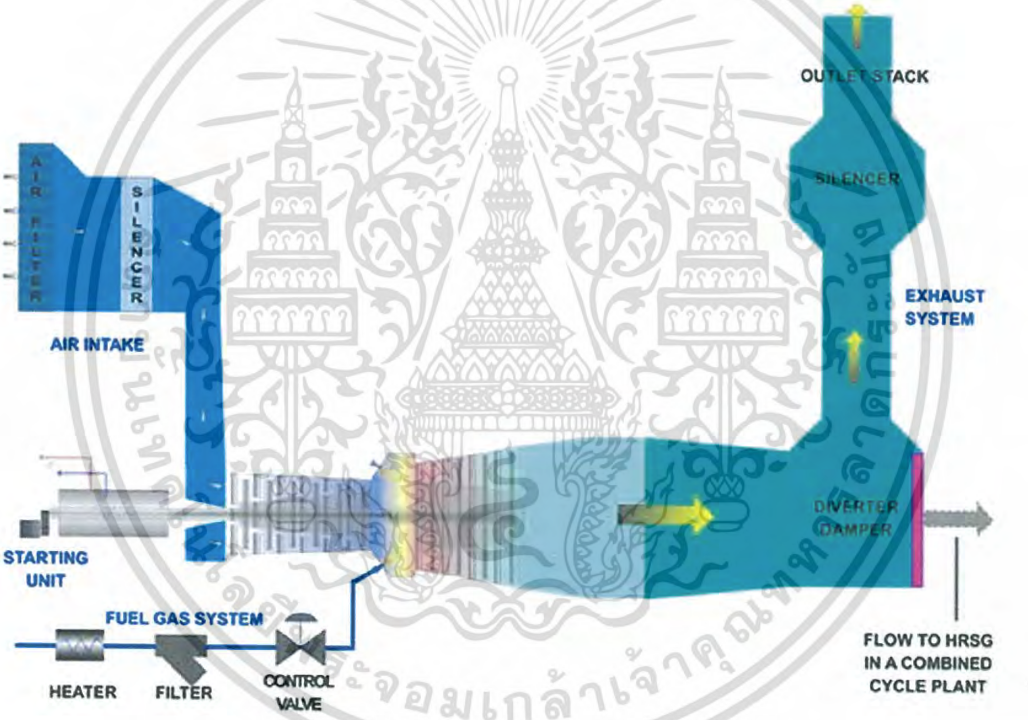
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1 กังหันก๊าซ (Gas Turbine)

กังหันก๊าซมีส่วนประกอบสำคัญอยู่ 3 ส่วน คือ เครื่องอัดอากาศ (Compressor) ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) และกังหัน (Turbine) ใช้หลักการทำงานแบบวัฏจักรเบรย์ตัน สามารถเดินเครื่องแบบวัฏจักรอย่างง่าย (Simple cycle) และวัฏจักรร่วม (Combined Cycle) [13]

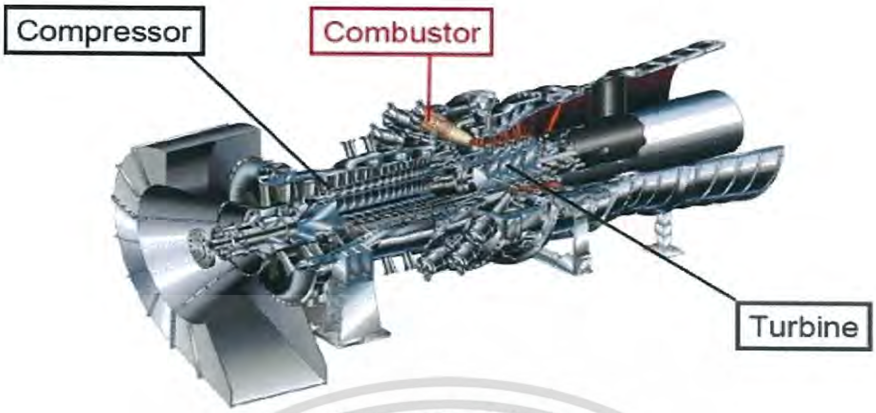
สภาพแวดล้อมในแต่ละประเทศที่แตกต่างออกไปทั้งด้านเวลาและภูมิศาสตร์ เช่นอุณหภูมิ ความดันบรรยากาศตามความสูงจากระดับน้ำทะเล และความชื้นสัมพัทธ์เป็นปัจจัยที่สำคัญที่มีอิทธิพลต่อการทำงานของกังหันก๊าซ โดยเฉพาะประเทศในเขตร้อนทำให้มีความหนาแน่นของอากาศน้อย ส่งผลให้เครื่องอัดอากาศทำงานได้ต่ำกว่าที่ออกแบบไว้ กำลังผลิตจึงลดลงตามไปด้วย [14]

จากรูปที่ 3.3 แสดงภาพจำลองการใช้กังหันก๊าซเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบวัฏจักรอย่างง่าย (Simple cycle) จากรูปที่ 3.4 แสดงส่วนประกอบของกังหันก๊าซ ยี่ห้อ Mitsubishi รุ่น 701F



รูปที่ 3.3 ภาพจำลองโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบวัฏจักรอย่างง่าย (Simple cycle)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.4 ส่วนประกอบของกังหันก๊าซ ยี่ห้อ Mitsubishi รุ่น 701F

ตารางที่ 3.1 จุดเด่นและจุดด้อยของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

จุดเด่น	จุดด้อย
1 ใช้ระยะเวลาก่อสร้างและติดตั้งน้อยกว่าโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ 2 สามารถเดินเครื่องจ่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วโดยใช้เวลาเพียง 15 นาทีก็สามารถเสริมเข้าระบบได้ 3 เนื่องจากใช้เชื้อเพลิงที่มีคุณภาพสูงคือ ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซลไม่เจือปนจึงทำให้ไอเสียคือก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์และไนโตรเจนไดออกไซด์ ที่ระบายออกทางปล่องโรงไฟฟ้ามีความเข้มข้นอยู่ในมาตรฐาน 4 มีระดับเสียงดังน้อยมากโดยได้รับการออกแบบควบคุมให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล 5 มีปริมาณเชื้อเพลิงสำรองอย่างเพียงพอทั้งในแหล่งผลิตในประเทศและจากนอกประเทศคือแหล่งก๊าซจากประเทศพม่า 6 สามารถนำไอเสียจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซไปผลิตไฟฟ้าในระบบโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันไอน้ำได้	1 การส่งท่อก๊าซเป็นระยะทางไกลทำให้ทำลายสิ่งแวดล้อม 2 การจัดซื้อเชื้อเพลิงจากต่างประเทศทำให้เสียเงินตราของประเทศ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

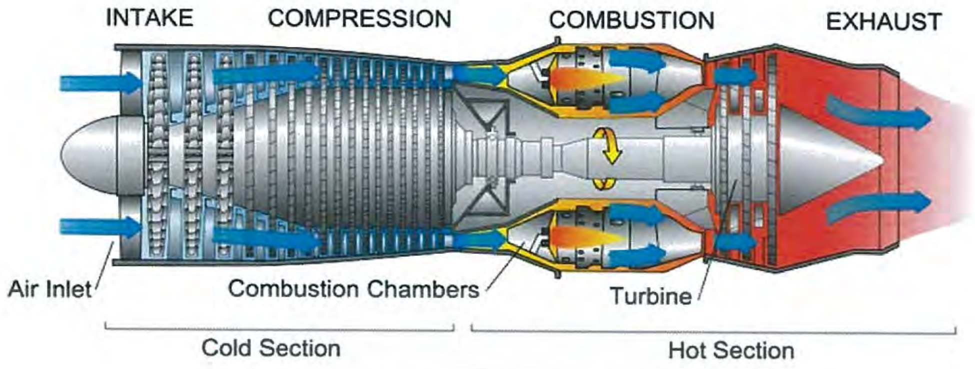
ตารางที่ 3.2 แสดงรายละเอียดเครื่องกังหันก๊าซโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3. ประกอบด้วยรายละเอียดของกังหันก๊าซและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันก๊าซ

กังหันก๊าซ	
บริษัทผู้ผลิต	Mitsubishi Heavy Industries Ltd., Japan
เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซล
กำลังผลิต (kW)	236,180
อุณหภูมิไอเสีย (°C)	571
ความเร็วรอบ (RPM)	3,000 รอบ
เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ	
ขนาดพิกัด (KVA)	278,000
พิกัดแรงดันไฟฟ้า (KV)	15
พิกัดกระแส (KA)	10.70
แรงดัน Excitation (volt)	380
กระแส Filed (amp)	2,120
จำนวนขั้ว POLE	2
จำนวน Phase	3

3.1.1 หลักการทำงานของกังหันก๊าซ

โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันก๊าซเป็นเครื่องต้นกำลัง ซึ่งได้พลังงานจากการเผาไหม้ของส่วนผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซลกับอากาศความดันสูง (Compressed Air) จากเครื่องอัดอากาศ (Air Compressor) อากาศที่เข้ามายังเครื่องอัดอากาศจะถูกกรองสิ่งสกปรก หรือฝุ่นโดยเครื่องกรอง (Air Inlet Filter) เครื่องอัดอากาศจะอัดอากาศให้มีความดันสูง 8-10 เท่า โดยจะใช้มอเตอร์ไฟฟ้า (Starting Motor) เป็นตัวช่วยในการเริ่มหมุน อากาศความดันสูงถูกส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้เพื่อผสมกับเชื้อเพลิง ซึ่งจะมีหัวเทียน (Ignitor) เป็นตัวจุดระเบิด ทำให้เกิดไอร้อนที่ความดันและอุณหภูมิสูง ส่งไปไปขับดันใบกังหันก๊าซซึ่งอยู่บนเพลาเดียวกันกับเครื่องอัดอากาศให้หมุนอย่างต่อเนื่อง การเริ่มเดินเครื่องจะใช้มอเตอร์ไฟฟ้า ซึ่งมีคลัตซ์ต่อเชื่อมกับเพลาเป็นตัวขับดันให้หมุน มอเตอร์ไฟฟ้าจะหยุดและคลัตซ์จะถูกปลดเมื่อเครื่องกังหันก๊าซเดินเครื่องเองได้แล้ว เพลาของกังหันก๊าซจะต่อกับโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้กำเนิดแรงดันไฟฟ้าออกไป ก๊าซร้อนที่ถูกปล่อยทิ้งจะมีอุณหภูมิประมาณ 550 องศาเซลเซียส ซึ่งยังมีพลังงานความร้อนเพียงพอในการนำไปใช้ประโยชน์ต่อไป จากรูปที่ 3.5 แสดงภาพจำลองภายในกังหันก๊าซ

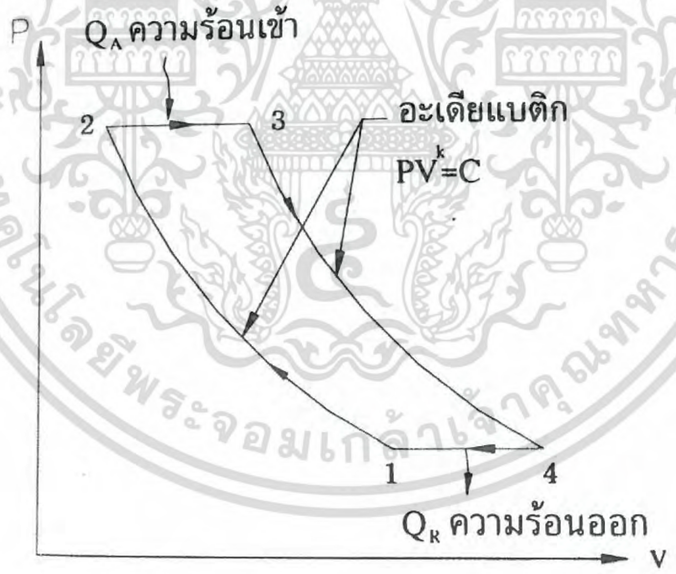
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.5 ภาพจำลองภายในกังหันก๊าซ

3.1.2 วัฏจักรเบรย์ตัน (Brayton cycle)

วัฏจักรเบรย์ตัน สามารถนำไปใช้กับเครื่องยนต์กังหันก๊าซ (Gas Turbine) ซึ่งประกอบด้วยกระบวนการต่างๆ พิจารณาจากรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 ไดอะแกรม P-V ของวัฏจักรเบรย์ตัน [15]

จากรูปที่ 3.6 เป็นรูปแสดงถึงแผนภาพ P-V ของวัฏจักรเบรย์ตัน ส่วนรูปที่ 2.2 เป็นรูปแสดงถึงแผนภาพ T-S ของวัฏจักรเบรย์ตัน

จุดที่ 1-2 เป็นกระบวนการอัดตัวแบบอะเดียแบติก อากาศถูกอัดในคอมเพรสเซอร์ ส่งผลให้ปริมาตรลดลง (V) ความดันเพิ่มขึ้น (P) อุณหภูมิสูงขึ้น (T) เอนโทรปีสูงขึ้น (S)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

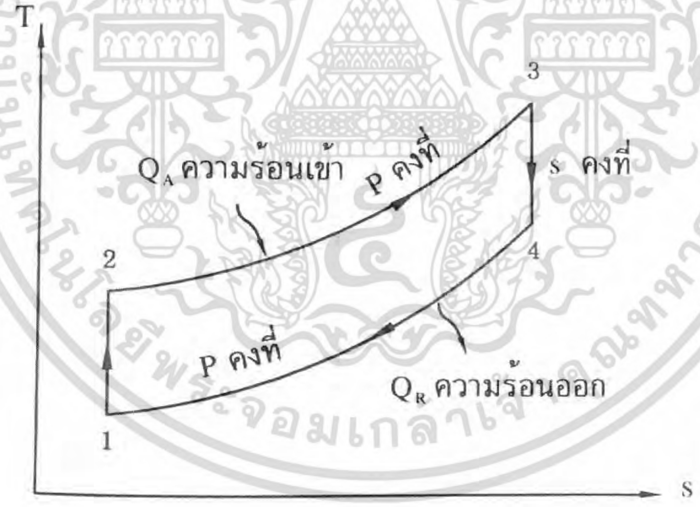
จุดที่ 2-3 เป็นการให้ความร้อนในแบบความดันคงที่ (Constant Pressure) เชื้อเพลิงจะถูกสันดาปพร้อมกับอากาศที่ถูกอัดผ่านคอมเพรสเซอร์เข้ามายังห้องสันดาป โดยกระบวนการนี้ส่งผลให้ปริมาตรเพิ่มขึ้น (V) ความดันคงที่ (P) อุณหภูมิสูงขึ้น (T) เอนโทรปีเพิ่มขึ้น (S)

จุดที่ 3-4 เป็นการขยายตัวในแบบอะเดียแบติก (Q=0) ก๊าซที่ถูกสันดาปจากห้องเผาไหม้จะถูกส่งผ่านเข้ามาที่กังหัน (Turbine) และขยายตัว (Expansion) โดยกระบวนการนี้ส่งผลให้ปริมาตรเพิ่มขึ้น (V) ความดันลดลง (P) อุณหภูมิลดลง (T) เอนโทรปีคงที่ (S)

จุดที่ 4-1 เป็นการส่งความร้อนออกในแบบความดันคงที่ จากจุดที่ 4-1 นี้เป็นจังหวะคายหรือไล่ไอเสียออก โดยกระบวนการนี้ส่งผลให้ปริมาตรลดลง (V) ความดันคงที่ (P) อุณหภูมิลดลง (T) เอนโทรปีลดลง (S)

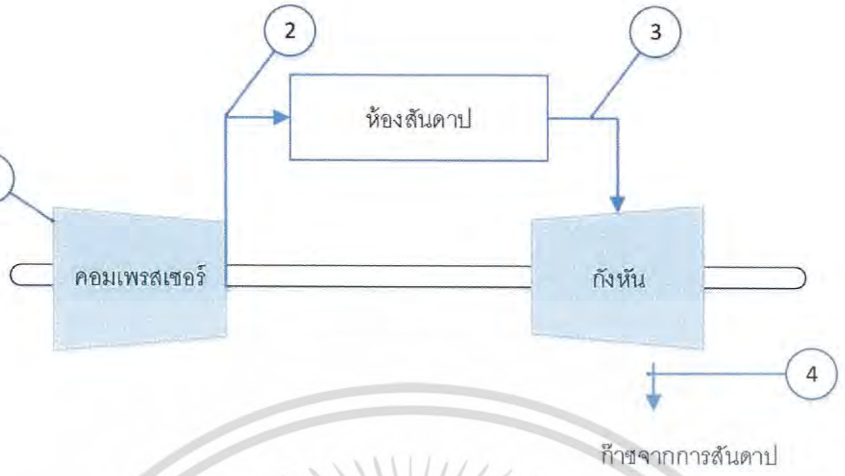
จากรูปที่ 3.7 และรูปที่ 3.8 แสดงวัฏจักรเบรย์ตันสำหรับกังหันก๊าซ ประสิทธิภาพของเครื่องกังหันก๊าซสามารถหาได้จากสมการที่ 3.1 โดยประสิทธิภาพของกังหันก๊าซจะสูงขึ้นเมื่ออุณหภูมิอากาศ ณ จุดที่ 1. ลดลง หรืออุณหภูมิอากาศ ณ จุดที่ 2. สูงขึ้น

$$\eta_{th} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{1}{(P_2 / P_1)^{(k-1)/k}} \tag{3.1}$$



รูปที่ 3.7 ไดอะแกรม T-S ของวัฏจักรเบรย์ตัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



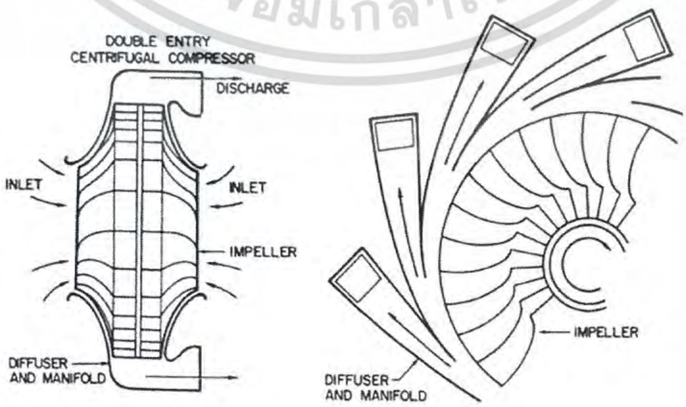
รูปที่ 3.8 วัฏจักรเบรย์ตันสำหรับกังหันก๊าซ

3.1.3 ส่วนประกอบของกังหันก๊าซ

ส่วนประกอบของกังหันก๊าซประกอบด้วยส่วนหลักอยู่ 3 ส่วน ดังนี้ [17]

3.1.3.1 เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor) แบ่งออกเป็น 2 ชนิดใหญ่ๆ คือ

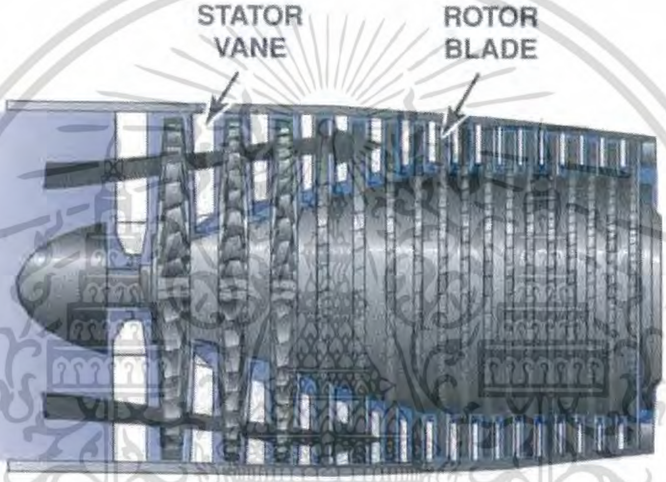
1. เครื่องอัดอากาศแบบแนวรัศมีรอบตัวหรือแบบแรงเหวี่ยง (Radial Compressor) ซึ่งประกอบด้วยโครงสร้างรูปร่างหอยโข่งภายในมีใบพัดหมุนได้รอบตัวมีความเร็วรอบสูง (20,000-30,000 รอบต่อนาที) เมื่อใบพัดหมุนอากาศในร่องใบจะหมุนไปด้วยแรงเหวี่ยงจะผลักให้อากาศออกทางปลายของใบพัด ซึ่งเรียกว่าตาของใบพัด (Eye of Impeller) อากาศจะไหลจากปลายด้านนอกของใบพัดผ่านแหวน จ่ายลมหมุนวนไปตามก้นหอยโข่ง ความดันอากาศจะก่อตัวขึ้น เกิดกำลังอัดมากกว่าความดันบรรยากาศและนำกำลังอัดอากาศสูงนี้ไปใช้งาน อัตราส่วนการอัด (Pressure Ratio) ประมาณ 4 ถึง 6 : 1 จากรูปที่ 3.9 แสดงเครื่องอัดอากาศแบบแนวรัศมีรอบตัวหรือแบบแรงเหวี่ยง



รูปที่ 3.9 เครื่องอัดอากาศแบบแนวรัศมีรอบตัวหรือแบบแรงเหวี่ยง (Radial Compressor) [17]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. เครื่องอัดอากาศแบบอากาศไหลตามแนวแกน (Axial Flow Compressor) ประกอบด้วยใบพัด 2 ชุด ยึดติดอยู่ตามแนวแกน ชุดที่อยู่กับที่ (Stationary Blade) จะยึดอยู่กับโครงสร้าง อีกชุดหนึ่งจะเคลื่อนที่ติดตั้งอยู่กับแกนหมุนใบพัด (Rotary Blade) ชุดเคลื่อนที่จะมีลักษณะคล้ายใบพัดลมหลายๆอัน ประกอบเข้าเป็นชุดๆ ติดตั้งสลับช่องกับชุดที่อยู่กับที่ ใบพัดเหล่านี้จะช่วยในการไหลของอากาศอย่างต่อเนื่อง และช่วยดันส่งอากาศให้ผ่านเข้าเครื่องอัดอากาศใบพัดชุดหนึ่งไปยังอีกชุดหนึ่งได้อย่างราบเรียบ อากาศจะวิ่งผ่านแนวแกนไปด้วยความเร็วสูงประมาณ 10,000-30,000 รอบ/นาที ใช้กับงานที่ต้องการกำลังมากๆ ที่มีอัตราส่วนการอัดถึง 10:1 หรือมากกว่า ซึ่งเครื่องอัดอากาศแบบนี้จะนำไปใช้กับกังหันก๊าซของเครื่องบินและใช้หมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากรูปที่ 3.10 แสดงภาพเครื่องอัดอากาศแบบอากาศไหลตามแนวแกน

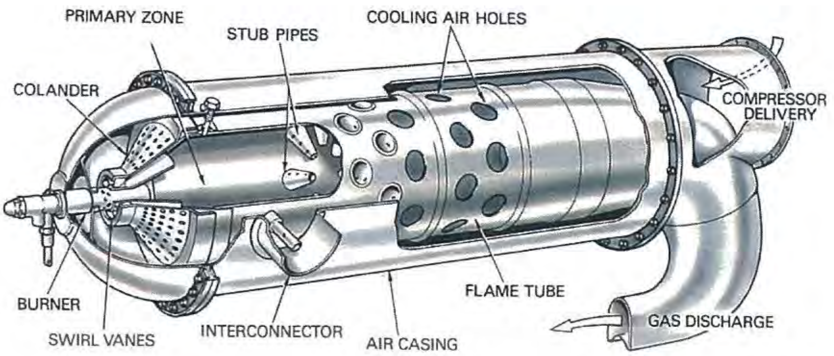


รูปที่ 3.10 เครื่องอัดอากาศแบบอากาศไหลตามแนวแกน (Axial Flow Compressor) [18]

3.1.3.2 ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber)

จากรูป 3.11 จะเป็นโลหะทรงกระบอกมีสองชั้นประกอบกันอยู่ ชั้นนอกเป็นส่วนของโครงสร้างชั้นที่สองจะเป็นชั้นโลหะที่เจาะรูเล็กๆไว้เพื่อให้อากาศความร้อนสูงจากเครื่องอัดอากาศเข้าไปผสมกับเชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้ หัวฉีดอากาศที่มีความดันสูงเข้าไปช่วยในการเผาไหม้อากาศร้อนที่ได้ภายในห้องเผาไหม้จะมีอุณหภูมิและความดันสูง ส่งเข้าไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซ ห้องเผาไหม้นี้ส่วนมากจะติดตั้งอยู่ตรงกลางระหว่างเครื่องอัดอากาศและกังหัน ตรงส่วนหัวของห้องเผาไหม้จะมีหัวฉีดเชื้อเพลิง (ก๊าซหรือน้ำมันดีเซล) ซึ่งห้องเผาไหม้จะมีหัวฉีดเชื้อเพลิงทั้งหมด 6-18 หัว และจะมีหัวจุดเชื้อเพลิงให้ลุกไหม้โดยควบคุมด้วยระบบอิเล็กทรอนิกส์เพื่อให้การเผาไหม้สมบูรณ์ เป็นไปอย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ

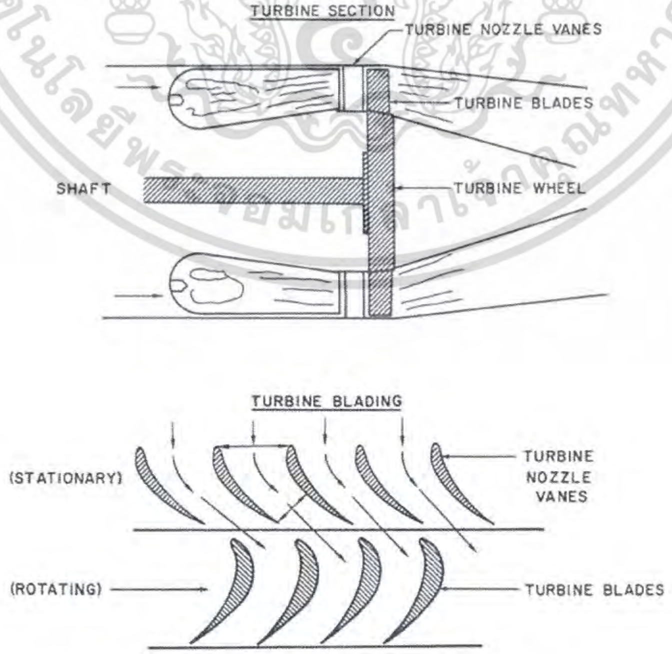
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูป 3.11 ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) [19]

3.1.3.3 เครื่องกังหัน (Turbine)

เป็นอุปกรณ์แปลงพลังงานจากอากาศร้อนจากห้องเผาไหม้ที่มีความดันและอุณหภูมิสูงเป็นงานกล โดยอาศัยหลักการทางกลศาสตร์ ส่วนประกอบสำคัญ ของกังหัน มักจะมีด้วยกัน 2 ส่วน คือ ส่วนที่เป็นวงล้อใบพัดที่อยู่กับที่ (Fixed blades) หรือ สเตเตอร์ (stator) หรือนอซเซิล (nozzle) ถ้าเรียกตามหน้าที่การ ทำงานของมัน กับวงล้อใบพัดที่หมุน (moving blades) หรือโรเตอร์ (rotor) ซึ่งประกอบด้วยใบพัดหลาย ๆ ใบยึดติดกับเพลา อากาศร้อนที่ความดันสูงเมื่อไหล เข้ากังหัน ความดันจะถูกแปลงไปเป็นพลังงานจลน์ (kinetic energy) โดยนอซเซิล หรือแถวของใบพัดที่อยู่กับที่ อากาศร้อนไหลเข้าปะทะกับใบพัดที่ยึดติดเพลา ทำให้เกิดแรงบิด (Torquce) กระทบต่อวงล้อ และเพลาตามลำดับ ส่งผลให้เพลาหมุน และได้งานเพลา (shaft Work) ที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ จากรูป 3.12 แสดงภาพของใบพัดกังหันเครื่องกังหัน



รูป 3.12 เครื่องกังหัน (Turbine) [17]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2 โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

กังหันไอน้ำเป็นส่วนประกอบที่สำคัญโดยสามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมได้ เนื่องจากนำไอเสียที่ได้จากกังหันก๊าซมาผลิตพลังงานไฟฟ้า ตารางที่ 3.3 แสดงรายละเอียดเครื่องกังหันไอน้ำโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3. ประกอบด้วยรายละเอียดของกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันไอน้ำ

ตารางที่ 3.3 รายละเอียดเครื่องกังหันไอน้ำโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3.

กังหันไอน้ำ	
บริษัทผู้ผลิต	Mitsubishi Heavy Industries Ltd., Japan
กำลังผลิต	256,790
ความดันไอน้ำ	122.6
อุณหภูมิ	538
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
ขนาดพิกัด	302,110
พิกัดแรงดันไฟฟ้า (kV)	16.5
พิกัดกระแส (kA)	10.571
แรงดัน Excitation (v)	415
กระแส Filed (A)	2,070
จำนวนขั้ว	2
จำนวน Phase	3

3.2.1 หลักการทำงานของกังหันไอน้ำ

ไอเสียที่ปล่อยออกจากกังหันก๊าซมีอุณหภูมิประมาณ 550 องศาเซลเซียส ซึ่งสามารถนำมาใช้ประโยชน์โดยการนำไอร้อนไปต้มน้ำเพื่อให้เกิดเป็นไอน้ำแรงดันสูงโดยหม้อไอน้ำ หม้อไอน้ำผลิตไอน้ำความดันสูงเพื่อป้อนให้กังหันไอน้ำ หลังจากที่ไอน้ำผ่านเข้าไปในกังหันไอน้ำ จะทำให้กังหันหมุน โดยเพลาที่ระหว่างกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุน จะได้กระแสไฟฟ้าออกมา หลังจากนั้นไอน้ำจะออกจากกังหันไอน้ำจะมีความดันต่ำและอุณหภูมิลดลง ไอน้ำความดันต่ำผ่านเข้าเครื่องคอนเดนเซอร์ เพื่อระบายความร้อนให้น้ำหล่อเย็นคลูลิ่งทาวเวอร์ คลูลิ่งทาวเวอร์ทำหน้าที่รับความร้อนจากคอนเดนเซอร์ปล่อยสู่บรรยากาศโดยใช้น้ำเป็นตัวกลาง เมื่อไอน้ำจากคอนเดนเซอร์ ทั้งอุณหภูมิและความดันลดลงอยู่ในรูปของน้ำหรือคอนเดนเสต จะกลับเข้าสู่หม้อไอน้ำโดยมีปั๊มเป็นตัวขับ วัฏจักรจะวนเช่นนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2.2 วัฏจักรแรงคิน (Rankine Cycle)

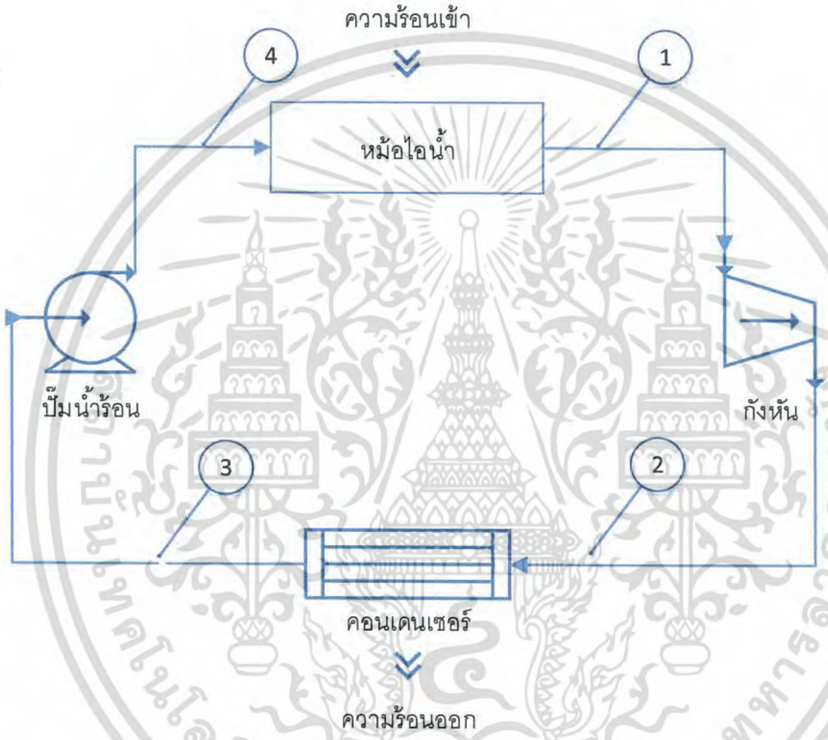
วัฏจักรแรงคิน จัดว่าเป็นวัฏจักรมาตรฐานของวัฏจักรที่เกี่ยวข้องกับไอและของเหลว จากรูปที่ 3.13 แสดงวัฏจักรทางทฤษฐีของเครื่องจักรไอน้ำ มีกระบวนการต่างๆ ดังนี้

3-4 เป็นกระบวนการปั๊มรีเวอร์ซิเบิล-อะเดียแบติก

4-1 เป็นกระบวนการความร้อนเข้าสู่น้ำในหม้อน้ำที่ความดันคงที่

1-2 เป็นกระบวนกาขยายตัวรีเวอร์ซิเบิล-อะเดียแบติกของไอน้ำในเครื่องยนต์

2-3 เป็นกระบวนการถ่ายทอดความร้อนออกที่ความดันคงที่ในคอนเดนเซอร์



รูปที่ 3.13 ไดอะแกรมของเครื่องจักรไอน้ำทำงานด้วยวัฏจักรแรงคิน

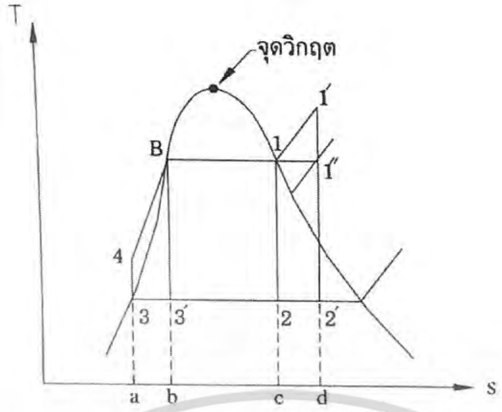
ในที่นี้เครื่องยนต์ที่ทำงานด้วยไอน้ำอิ่มตัว (Sat. Vapor) แต่การทำงานของเครื่องยนต์อาจจะใช้ไอร้อนยวดยิ่งดังเช่น 1’ ก็ได้ วัฏจักรแรงคินก็จะเป็น 3-4-1’-2’-3 พื้นที่ได้กราฟต่างๆใน T-s ไดอะแกรมจะแทนงานและความร้อน จากรูปที่ 3.14 แสดง T-s ไดอะแกรม

พื้นที่ a-4-B-1-b-a แทนความร้อนเคลื่อนที่เข้าสู่วัฏจักร

พื้นที่ a-3-2-b-a แทนความร้อนเคลื่อนที่ออกสู่วัฏจักร

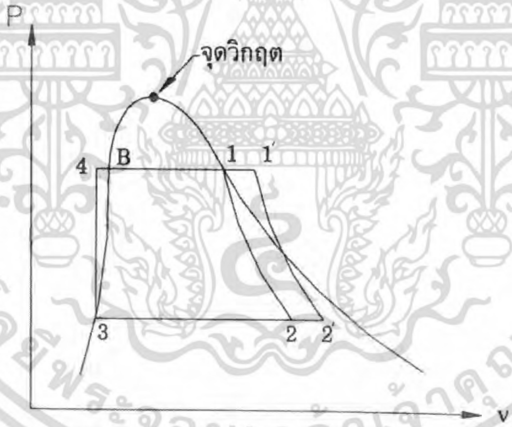
พื้นที่ a-4-b-1-2-3 แทนงานที่ได้ (ผลต่างของพื้นที่ทั้งสองข้างบน)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.14 T-s ไดอะแกรม

ประสิทธิภาพของวัฏจักรแรงคิน ขึ้นอยู่กับอุณหภูมิเฉลี่ยของความร้อนไหลเข้าน้ำในหม้อน้ำและอุณหภูมิเฉลี่ยของน้ำออกจากคอนเดนเซอร์ การเปลี่ยนแปลงใดๆที่ทำให้อุณหภูมิเฉลี่ยของความร้อนเข้าสู่น้ำสูงขึ้น หรืออุณหภูมิเฉลี่ยของความร้อนไหลออกลดลง จะทำให้ประสิทธิภาพของวัฏจักรแรงคินสูงขึ้น จากรูปที่ 3.15 แสดงไดอะแกรมระหว่างความดันกับปริมาตร (P-v) ของวัฏจักรแรงคิน



รูปที่ 3.15 P-v ของวัฏจักรแรงคิน

3.2.3 ส่วนประกอบที่สำคัญของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

3.2.3.1 หม้อไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator - HRSG)

โดยทั่วไปก๊าซไอเสียที่ออกจากกังหันก๊าซมีอุณหภูมิค่อนข้างสูง อยู่ระหว่าง 480-595 องศาเซลเซียส สามารถนำไปใช้ประโยชน์ต่อเนื่องได้ โดยนำไปถ่ายเทความร้อนให้แก่น้ำเพื่อผลิตไอน้ำ ซึ่งจะผ่านชุดผลิตไอน้ำ (HRSG) เพื่อนำไปใช้ในวงจรไอน้ำของกังหันไอน้ำผลิตไฟฟ้าต่อไป โครงสร้างประกอบขึ้นจากโครงเหล็กที่แข็งแรงที่ภายในติดตั้งขดท่อเหล็กทนความร้อนหลายๆชุด ซึ่งเป็นทางผ่านของก๊าซเสียจากกังหันก๊าซที่ปล่อยเข้ามาในหม้อน้ำ น้ำและไอน้ำจะไหลเวียนเข้ามารับความร้อนภายในท่อ ภายนอกหม้อน้ำจะเชื่อมปิดหมดเพื่อไม่ให้ก๊าซร้อนรั่วออก ทำให้ลดปัญหาความร้อน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สูญเสียที่ส่วนการกลายเป็นไอน้ำ ชุดผลิตไอน้ำสามารถแบ่งตามการไหลวนของน้ำและไอน้ำ ออกเป็น 3 ประเภทใหญ่ คือ

1. แบบ Natural circulation มีการไหลวนของก๊าซไอเสียในแนวนอน ผ่านขดท่อที่วางเนียงในแนวตั้งโดยมี header ด้านบนและด้านล่างของชุดขดท่อ การไหลจากด้านล่างขึ้นสู่ด้านบนของน้ำและไอน้ำเป็นไปตามธรรมชาติ โดยอาศัยความแตกต่างของความหนาแน่นที่แตกต่างกันระหว่างน้ำและไอน้ำ

2. แบบ Assisted circulation ก๊าซไอเสียจะไหลขึ้นในแนวตั้งผ่านชุดขดท่อน้ำที่วางเรียงในแนวราบ โดยมี recirculating pump ที่ติดตั้งบริเวณส่วนล่างของ evaporator ที่มีน้ำอยู่ HRSG แบบนี้จะมีปริมาตรเล็กกว่าแบบ Natural circulation ประมาณ 30%

3. แบบ Forced circulation น้ำจะถูกปั้มโดย feed water pump ผ่านชุดขดท่อรับการถ่ายเทความร้อนกลายเป็นไอน้ำแล้วนำไปใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้าโดยตรง โดยไม่มีชุดถังพักไอ ซึ่งเป็นข้อได้เปรียบที่มีขนาดเล็กกว่าแบบอื่น และไม่มีเครื่องควบระดับน้ำ ถือว่าเป็นระบบที่ง่ายและสะดวกในการทำงาน

3.2.3.2 หอหล่อเย็น (Cooling Tower)

หอหล่อเย็นมีหน้าที่สำคัญในการระบายความร้อนที่เกิดขึ้นในระบบผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า โดยมีหลักการคือ การนำน้ำที่มีอุณหภูมิต่ำผ่านเข้าไปยังอุปกรณ์ที่ใช้ในการและเปลี่ยนความร้อน (Heat exchanger) เพื่อรับความร้อนจากน้ำร้อนในระบบนั้นออกมา น้ำร้อนในระบบจะมีอุณหภูมิที่ต่ำลงและสามารถหมุนเวียนนำกลับไประบายความร้อนได้อีกครั้ง หอหล่อเย็นช่วยนำน้ำที่มีได้รับการแลกเปลี่ยนความร้อนที่มีอุณหภูมิสูงขึ้นระบายออกสู่บรรยากาศโดยใช้วิธีการระเหยของน้ำ โดยให้น้ำร้อนแลกเปลี่ยนความร้อนกับอากาศ จากรูปที่ 3.16 แสดงไดอะแกรมหอหล่อเย็นชนิดอากาศไหลขวางกับน้ำ (Cross flow) โดยอากาศถูกพัดลมดูดเข้าทางด้านข้างและปล่อยออกทางด้านบน ส่วนน้ำถูกปล่อยลงจากด้านบนไหลลงสู่บอเก็บน้ำด้านล่าง (Water storage basins) จากรูปที่ 3.17 แสดงไดอะแกรมหอหล่อเย็นชนิดอากาศไหลสวนทางน้ำ (Counter flow) โดยอากาศถูกพัดลมดูดเข้าทางด้านล่างและปล่อยออกทางด้านบน ส่วนน้ำถูกปล่อยลงจากด้านบนไหลลงสู่บอเก็บน้ำด้านล่าง

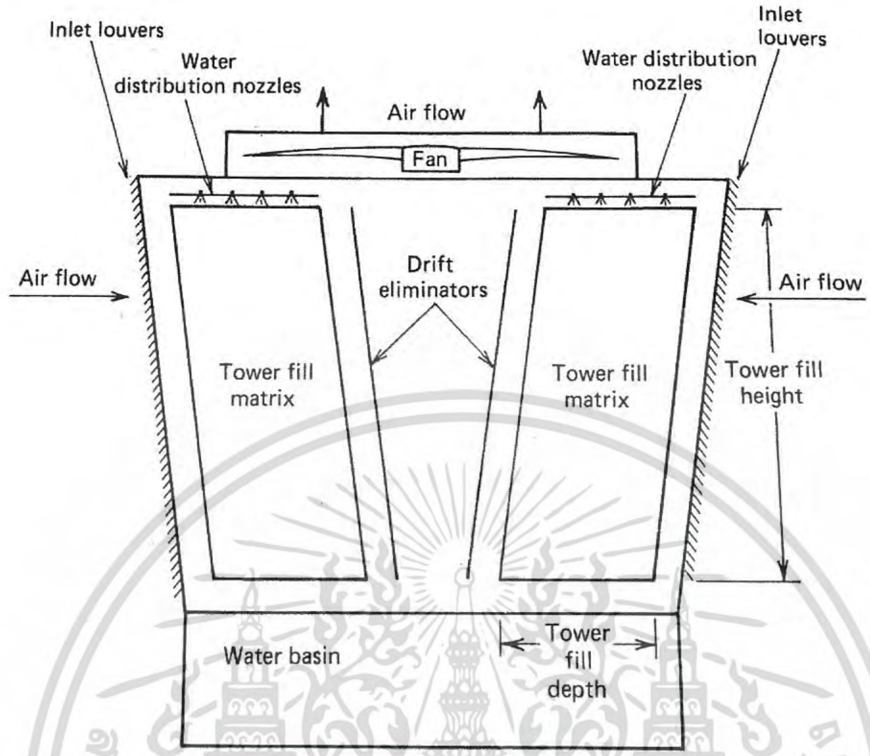
ส่วนประกอบของหอหล่อเย็นประกอบด้วย

1. Inlet water distributors
2. Tower fills
3. Air moving equipment เช่นพัดลม
4. Air inlet louvers
5. Drift eliminators
6. Water storage basins

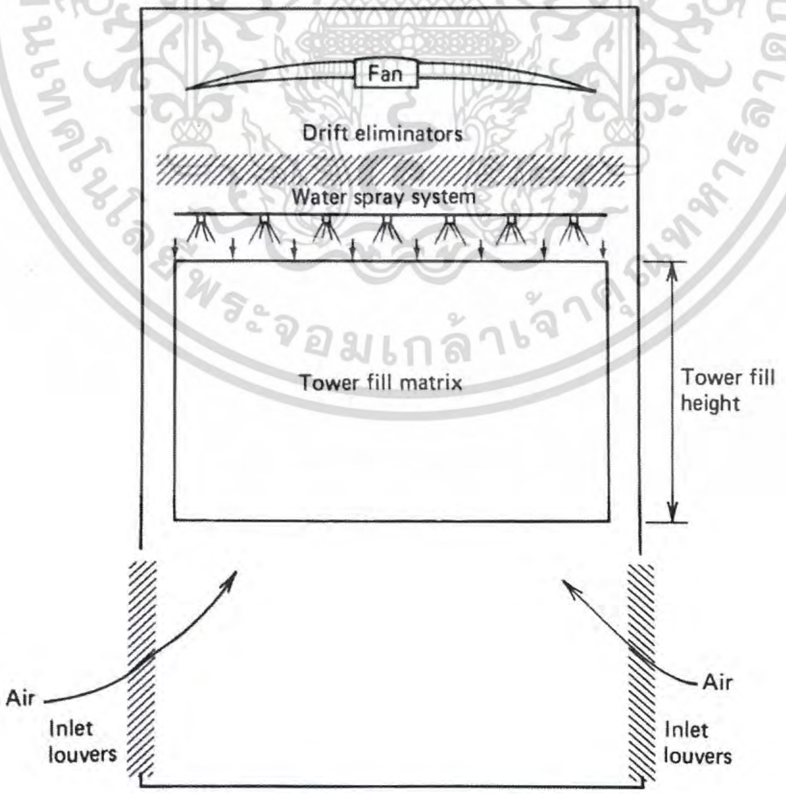
3.2.3.3 เครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

ทำหน้าที่รับไอน้ำพลังงานสูงจากหม้อกำเนิดไอน้ำ โดยมีใบพัดหลายๆชุดรับแรงดันไอน้ำที่ปะทะ เปลี่ยนเป็นพลังงานจลน์ เพลาของเครื่องกังหันไอน้ำต่ออยู่กับโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.16 ชนิดอากาศไหลขวางกับน้ำ (Cross flow)



รูปที่ 3.17 ชนิดอากาศไหลสวนทางน้ำ (Counter flow)

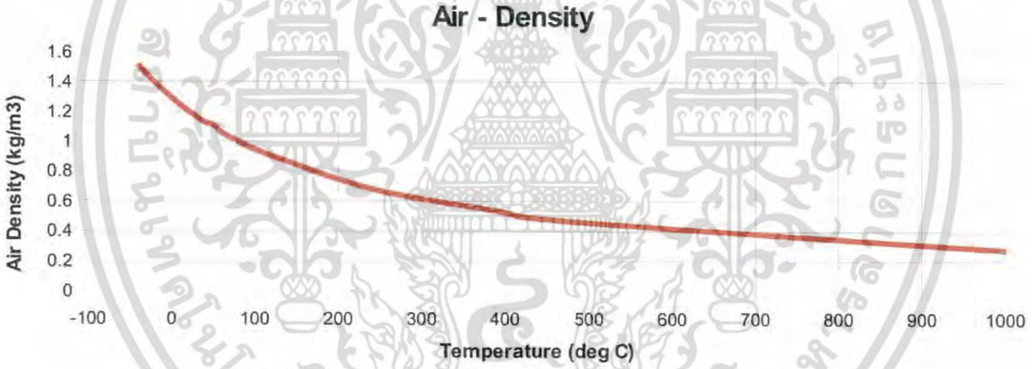
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3 ผลกระทบของสภาพแวดล้อมที่มีต่อกำลังผลิตของกังหันก๊าซ

ปัจจัยที่ส่งผลต่อสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซมีอยู่หลายปัจจัยเช่น ความดันบรรยากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ แต่ปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อเครื่องกังหันก๊าซคืออุณหภูมิของอากาศแวดล้อม การออกแบบกังหันก๊าซผู้ผลิตเครื่องกังหันก๊าซจะระบุกำลังงานของอัตราความร้อนของเครื่องกังหันก๊าซที่สภาวะมาตรฐาน (ISO condition) สำหรับวัดค่ากำลังงานและอัตราความร้อน คือ ที่อุณหภูมิ 15 องศาเซลเซียส (59 องศาฟาเรนไฮต์), ความดันบรรยากาศ 1.013 บาร์ (14.7 psia), และ 60% ความชื้นสัมพัทธ์ [20] ซึ่งเมื่อกังหันก๊าซติดตั้งในภูมิประเทศที่มีสภาพอากาศที่ต่างจากสภาพอากาศอ้างอิงกังหันก๊าซจะมีประสิทธิภาพที่ต่างออกไป การใช้งานเครื่องกังหันก๊าซจริงอาจให้ค่ากำลังงานและอัตราความร้อนที่แตกต่างกัน ซึ่งผลของปัจจัยต่างๆสามารถอธิบายโดยสังเขปได้ดังนี้

3.3.1 อุณหภูมิแวดล้อม

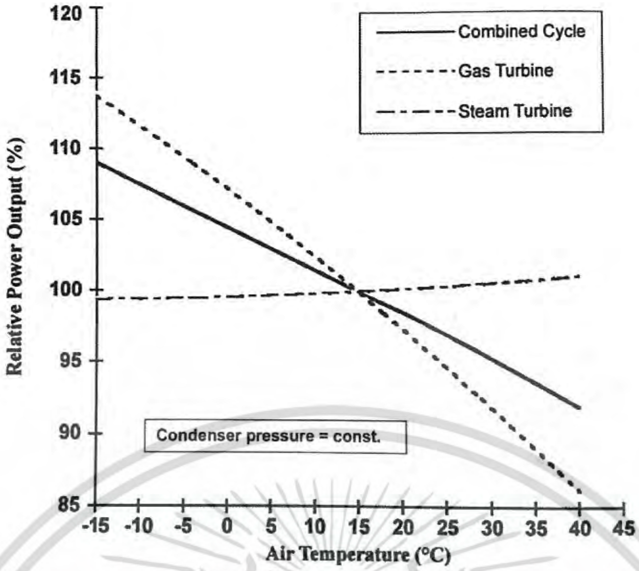
กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกังหันก๊าซ จะแปรตามค่าอัตราการไหล (Mass Flow) ของอากาศที่อัดผ่านเครื่องอัดอากาศ ซึ่งมีผลโดยตรงกับค่าความหนาแน่น (Density) ของอากาศขณะนั้นค่าความหนาแน่นของอากาศจะแปรผันตรงตามอุณหภูมิแวดล้อม (Ambient Temperature) และความดันบรรยากาศ บริเวณจุดที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซ ตามรูปที่ 3.18



รูปที่ 3.18 แสดงความหนาแน่นอากาศที่อุณหภูมิต่างๆ [21]

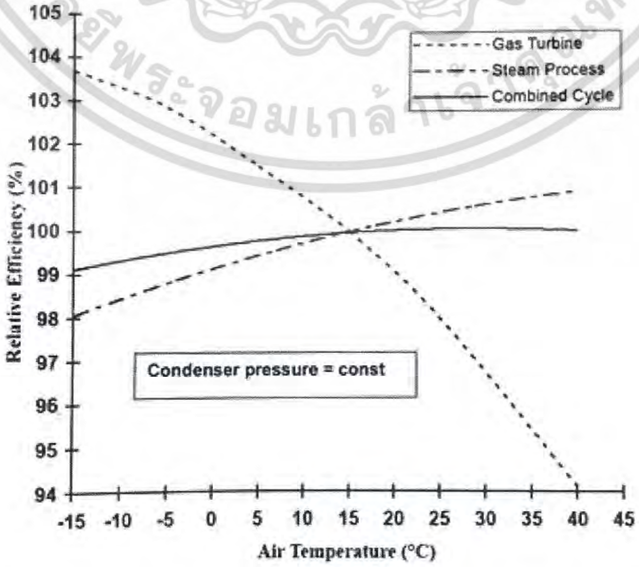
อุณหภูมิสภาพอากาศส่งผลอย่างมากต่อกำลังผลิตและประสิทธิภาพของกังหันก๊าซและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อัตราการไหลเชิงปริมาตรของอากาศที่ไหลเข้าเครื่องอัดก๊าซค่อนข้างคงที่ แต่กำลังงานของเครื่องกังหันก๊าซขึ้นกับอัตราการไหลเชิงมวล ดังนั้นอากาศที่มีความหนาแน่นมากขึ้นจะทำให้กำลังงานเครื่องเพิ่มขึ้นตามไปด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.19 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตและอุณหภูมิอากาศ [14]

จากรูปที่ 3.19 แสดงให้เห็นถึงผลกระทบของอุณหภูมิกับกำลังผลิตของกังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และกังหันไอน้ำ ซึ่ง ณ อุณหภูมิ 15 องศาเซลเซียส กำลังผลิตของกังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และกังหันไอน้ำสามารถทำได้ 100% นั่นคือทำได้ตามที่ได้ออกแบบไว้ เมื่ออุณหภูมิสภาพอากาศสูงขึ้นจะส่งผลให้กังหันก๊าซและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ตามที่ออกแบบไว้หรือเรียกว่า Derated ซึ่งทำให้โรงไฟฟ้าสูญเสียรายได้และโอกาสในการเดินเครื่อง และในทางกลับกันหากสามารถทำให้อุณหภูมิสภาพอากาศลดต่ำลงจนถึง 15 องศาเซลเซียส จะทำให้โรงไฟฟ้าสามารถกลับสู่สภาพที่ได้รับการออกแบบไว้ แต่สำหรับกังหันไอน้ำอุณหภูมิไม่มีส่งผลต่อกำลังผลิตเนื่องจากไม่ได้ใช้อากาศในกระบวนการผลิต



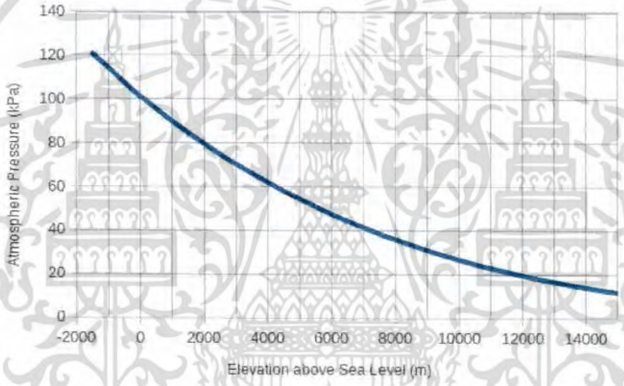
รูปที่ 3.20 ความสัมพันธ์ระหว่าง ประสิทธิภาพ (n) และอุณหภูมิอากาศ [14]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

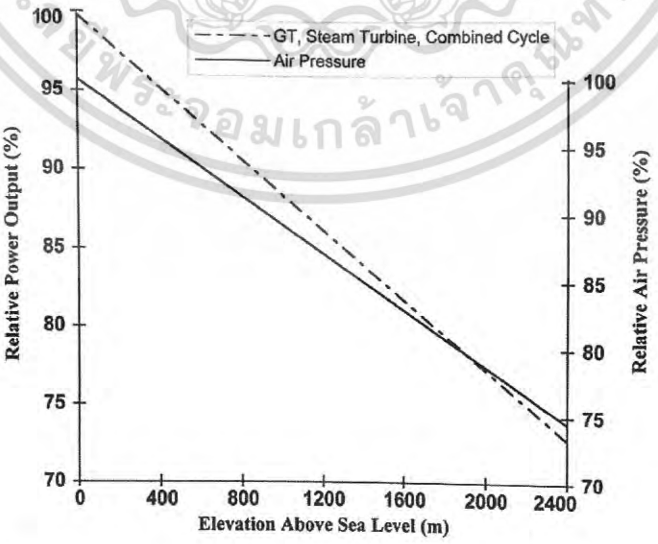
จากรูปที่ 3.20 แสดงให้เห็นถึงผลกระทบของอุณหภูมิกับประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และกังหันไอน้ำ ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและกังหันไอน้ำ ถูกออกแบบไว้ที่อุณหภูมิ 15 องศาเซลเซียส อุณหภูมิที่สูงขึ้นทำให้ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซลดลงอย่างมากอันเนื่องมาจากกำลังผลิตที่น้อยลง แต่ทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและกังหันไอน้ำสูงขึ้นเล็กน้อย

3.3.2 ความดันบรรยากาศ

ความดันอากาศบนพื้นผิวโลกในแต่ละภูมิภาคมีค่าไม่เท่ากันและจะเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา โดยการเปลี่ยนแปลงของค่าความดันอากาศขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและระดับความสูงจากระดับน้ำทะเล ซึ่งความสูงที่ระดับน้ำทะเลมีค่าความดันบรรยากาศเท่ากับ 1.013 บาร์ ดังแสดงในรูปที่ 3.21 ความดันบรรยากาศส่งผลต่อความหนาแน่นของอากาศที่เข้าสู่กังหันก๊าซและส่งผลต่อกำลังผลิตเช่นเดียวกับอุณหภูมิ



รูปที่ 3.21 แสดงความหนาแน่นอากาศที่ระดับความสูงต่างๆ [22]



รูปที่ 3.22 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตและความดันบรรยากาศ [14]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 3.22 แสดงให้เห็นถึงผลกระทบระหว่างกำลังผลิตและความดันบรรยากาศ จะเห็นได้ว่าถ้าโรงไฟฟ้าตั้งอยู่สูงกว่าระดับน้ำทะเล ความดันอากาศจะน้อยลง ส่งผลให้กำลังผลิตลดลงตามไปด้วย อย่างไรก็ตามความดันบรรยากาศที่เปลี่ยนแปลงไปไม่ส่งผลต่ออัตราการใช้ความร้อน

3.3.3 ความชื้นสัมพัทธ์

คุณสมบัติของอากาศจะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและความดัน ณ สภาวะนั้น อาการจะมีความหนาแน่นอยู่ค่าๆหนึ่ง และที่สภาวะนั้นเมื่ออากาศมีไอน้ำเข้ามาเป็นส่วนประกอบ จะทำให้ค่าความหนาแน่นของอากาศลดลง เนื่องจากโมเลกุลของอากาศถูกแทนที่ด้วยโมเลกุลของน้ำ จึงส่งผลให้ค่าความหนาแน่นของอากาศที่มีความชื้นมีค่าต่ำกว่าความหนาแน่นของอากาศแห้ง ดังนั้นเมื่ออากาศที่มีความชื้นสัมพัทธ์เพิ่มขึ้น จะทำให้ค่าความหนาแน่นของอากาศลดลง และส่งผลให้กำลังผลิตของเครื่องกังหันก๊าซลดลงและอัตราความร้อนจะเพิ่มขึ้น ความชื้นสัมพันธ์อ้างอิงในการออกแบบกังหันก๊าซคือ 60 เปอร์เซ็นต์ อย่างไรก็ตามผลกระทบของความชื้นสัมพัทธ์น้อยมากเมื่อเทียบผลกระทบของอุณหภูมิแวดล้อม

3.4 เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซ

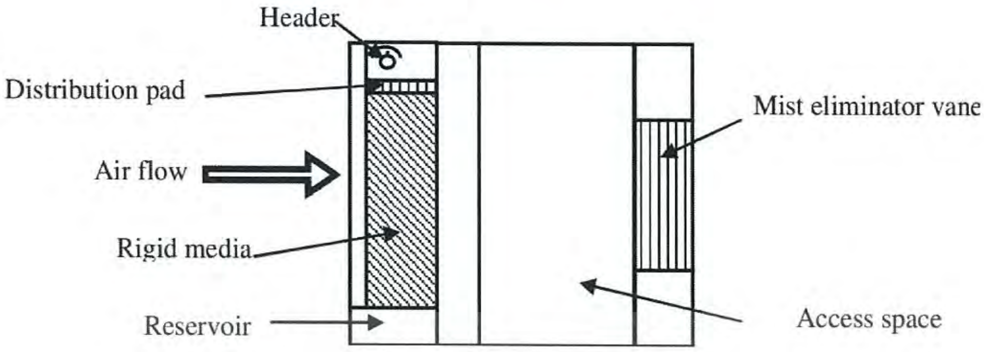
ด้วยลักษณะภูมิศาสตร์ของโลกที่มีความแตกต่างกันทั้งช่วงของ เวลา และพื้นที่ในแต่ละประเทศ เช่น ระดับความสูงต่ำของพื้นที่ เมื่อเทียบกับ ระดับน้ำทะเล อุณหภูมิกระเปาะแห้ง และความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศ เงื่อนไขทางภูมิศาสตร์เหล่านี้ล้วนมีอิทธิพลต่องานของเครื่องอัดอากาศที่ใช้ในกังหันก๊าซอันเนื่องมาจากความหนาแน่นของอากาศนั้นจะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและระดับความสูงต่ำของพื้นที่เทียบกับระดับน้ำทะเล โดยเฉพาะประเทศที่มีภูมิศาสตร์อยู่ในเขตร้อนชื้น อากาศจะมีความหนาแน่นน้อยกว่าประเทศที่อยู่ในเขตหนาวเย็น ดังนั้นงานที่ออกจากกังหันก๊าซจะลดลงเมื่อถูกใช้งานที่สภาวะอากาศร้อนกว่าที่มาตรฐาน ISO Condition ที่ออกแบบไว้ที่ 15°C และ 60% RH โดยพิจารณาได้จากรูปที่ เพราะเครื่องอัดอากาศจะต้องใช้กำลังมากขึ้นในสภาวะที่อากาศร้อน

เทคนิคที่นิยมใช้กันเพื่อช่วยปรับปรุงสมรรถนะของกังหันก๊าซให้ดีขึ้นเมื่อต้องใช้งานอยู่ในสภาวะอากาศเช่นนั้น ก็คือ เทคนิคการหล่อเย็น หรือลดอุณหภูมิของอากาศก่อนเข้าเครื่องอัดอากาศของกังหันก๊าซ เพื่อเพิ่มอัตราการไหลเชิงมวล (Mass Flow) ของอากาศ จะทำให้งานของเครื่องอัดอากาศ (Compressor) ลดลงและส่งผลให้ได้งานออกจากกังหันก๊าซมากขึ้น เพราะงานจากกังหันก๊าซประมาณ 55-65% นั้นต้องใช้เพื่อขับเครื่องอัดอากาศนี้ การใช้เทคนิคหล่อเย็นอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซแบบต่างๆ มีดังนี้ [23]

3.4.1 เทคนิคการใช้การระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย (Evaporative air cooling and desiccant based evaporative cooling technique)

เทคนิคการใช้การระเหยของไอน้ำแบบมีเดียเป็นระบบการหล่อเย็นอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซที่มีใช้กันอย่างกว้างขวาง โดยเฉพาะอย่างยิ่งภูมิประเทศมีอุณหภูมิสูงและความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศต่ำ จากรูปที่ 3.23 แสดงไดอะแกรมการระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย

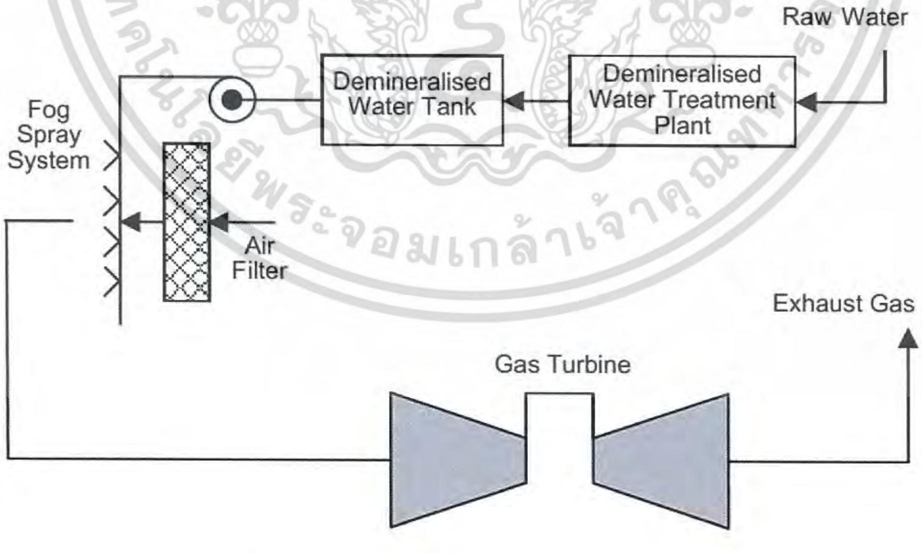
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.23 ไดอะแกรมการระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย (Media evaporative cooler) [24]

3.4.2 เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศ โดยฝอยน้ำสเปรย์ (Fogging System)

เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศ โดยฝอยน้ำสเปรย์เป็นเทคนิคที่คลายคลึงกับการระเหยของไอน้ำแบบมีเดีย ในสภาวะอากาศที่มีความชื้นสัมพัทธ์สูงๆ การหล่อเย็นอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซโดยใช้เทคนิคแบบใช้มีเดียนั้นอาจได้ผลไม่ดีนัก แต่ในสภาวะเช่นนั้น ถ้าใช้เทคนิคการใช้ฝอยน้ำสเปรย์จะได้ผลดีกว่า โดยการทำน้ำบริสุทธิ์ (De-mineralized water) ให้เป็นละอองน้ำ เพื่อเพิ่มพื้นที่ผิว (Surface Area) ของการระเหยน้ำ เพราะการกระจายเป็นฝอยละอองเล็กๆ ของน้ำสเปรย์เข้าไปสัมผัสกับอากาศทำให้สามารถลดอุณหภูมิของอากาศใกล้อุณหภูมิอิ่มตัวได้ จากกระบวนการทำฝอยน้ำสเปรย์ที่ไม่ซับซ้อนมากนัก ทำให้การลงทุนค่อยข้างต่ำ จากรูปที่ 3.24 แสดงไดอะแกรมของระบบฝอยน้ำสเปรย์ และรูปที่ 3.25 แสดงละอองน้ำที่ออกจากหัวฉีดฝอยน้ำสเปรย์



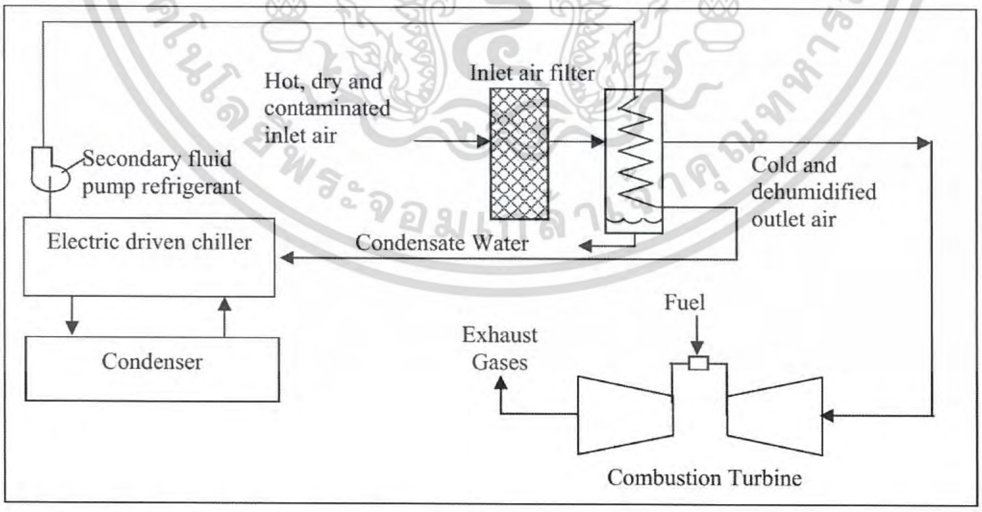
รูปที่ 3.24 ไดอะแกรมฝอยน้ำสเปรย์ (Fogging System) [5]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 3.25 หัวฉีดฝอยน้ำสเปรย์ (Fogging nozzle) [25]

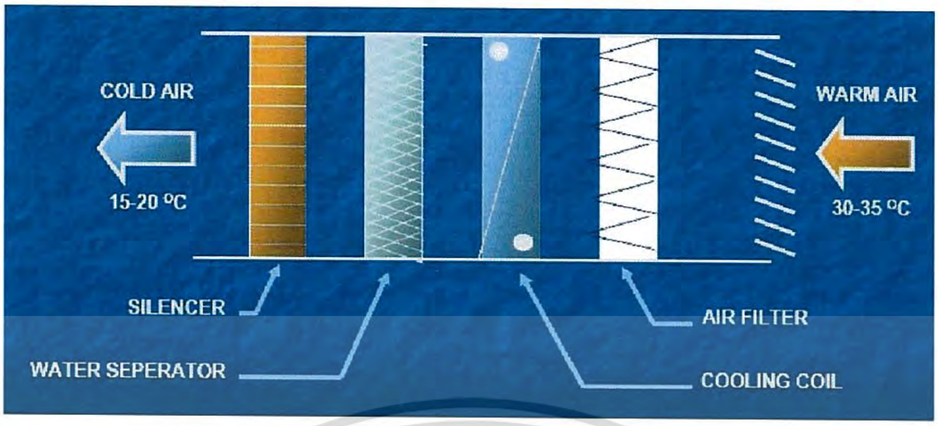
3.4.3 เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศโดยใช้เครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration)

เทคนิคการลดอุณหภูมิอากาศ โดยการระเหยของน้ำ ทั้งแบบมีเดียและฝอยน้ำสเปรย์ มีข้อด้อยคือไม่สามารถควบคุมอุณหภูมิอากาศที่ข้ากังหันก๊าซได้ ขึ้นอยู่กับสภาวะอากาศในขณะนั้น ส่งผลให้ไม่สามารถเพิ่มกำลังผลิตได้คงที่ เทคนิคการหล่อเย็นอากาศ โดยใช้เครื่องทำความเย็นนั้นจัดว่าเป็นวิธีที่มีความสามารถสูงสุดในการทำอากาศให้เย็นที่อุณหภูมิต่ำได้ตลอดทั้งปี ซึ่งอาจจะเป็นได้ทั้งแบบการใช้เครื่องทำความเย็นแบบเครื่องกล (Mechanical Refrigeration) โดยใช้การหมุนเวียนน้ำยาด้วยเครื่องอัดน้ำยา (Refrigerant Compressor) จากรูปที่ 3.26 แสดงไดอะแกรมของเครื่องทำความเย็น



รูปที่ 3.26 ไดอะแกรมเครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



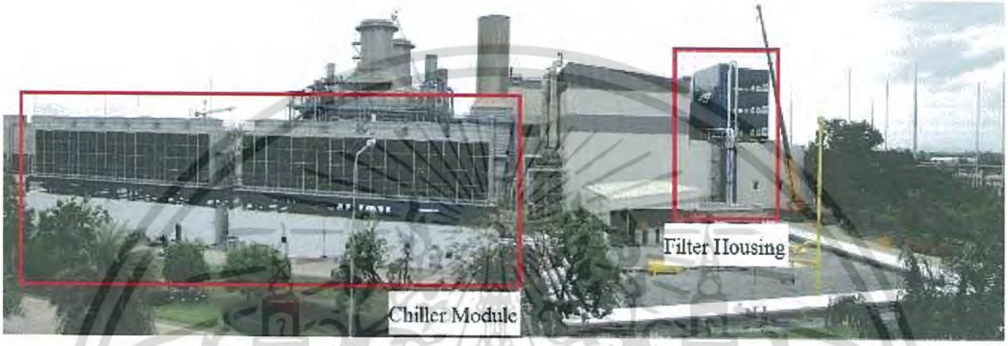
รูปที่ 3.27 ภาพหน้าตัดแสดงส่วนประกอบของเครื่องทำความเย็น [6]

จากรูปที่ 3.27 แสดงภาพหน้าตัดของส่วนประกอบต่างๆของเครื่องทำความเย็น โดยอากาศจะผ่าน Filter เพื่อกรองฝุ่น จากนั้นไหลผ่านท่อน้ำเย็น (Cooling Coil) ทำให้อุณหภูมิลดลงเหลือ 15-20 °C โดยมีแผ่นดักจับหยดน้ำ (Water Separator) ที่กลั่นตัวภายนอกผิวท่อน้ำเย็น เพื่อป้องกันไม่ให้หยดน้ำผ่านเข้าไปยังเครื่องกังหันก๊าซ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4
เครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration)

โรงไฟฟ้าวังน้อยชุดที่ 3 ได้ดำเนินการติดตั้งเครื่องทำความเย็นที่กังหันก๊าซทั้ง 2 ยูนิต โดยใช้ระยะเวลาติดตั้งทั้งสิ้น 8.5 เดือน ดังแสดงในรูปที่ 4.1

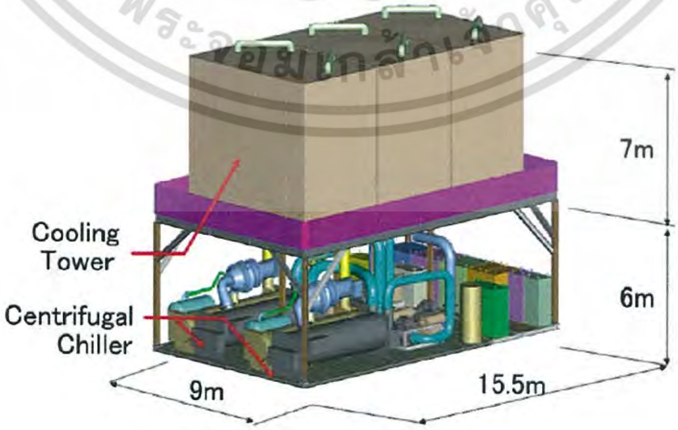


รูปที่ 4.1 ภาพหลังการติดตั้งเครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) แล้วเสร็จ

4.1 ส่วนประกอบต่างๆของ Inlet Air Cooling System

4.1.1 Chiller Module

Chiller Module ชั้นที่ 1 ประกอบด้วย chiller จำนวน 2 ชุด ประกอบด้วย เครื่องอัดแก๊สสารทำความเย็น แบบแรงเหวี่ยงหนีศูนย์ (Centrifugal Compressor) จำนวน 2 ชุด, เครื่องควบแน่น จำนวน 2 ชุด, ปั๊มน้ำ Chiller 2 ชุด, ปั๊มน้ำหอหล่อเย็น 2 ชุด, แผงควบคุมมอเตอร์, แผงควบคุมหม้อแปลง และแผงควบคุมระบบ ส่วนชั้นที่ 2 ติดตั้งหอหล่อเย็น จำนวน 3 ตามรูปที่ 4.2

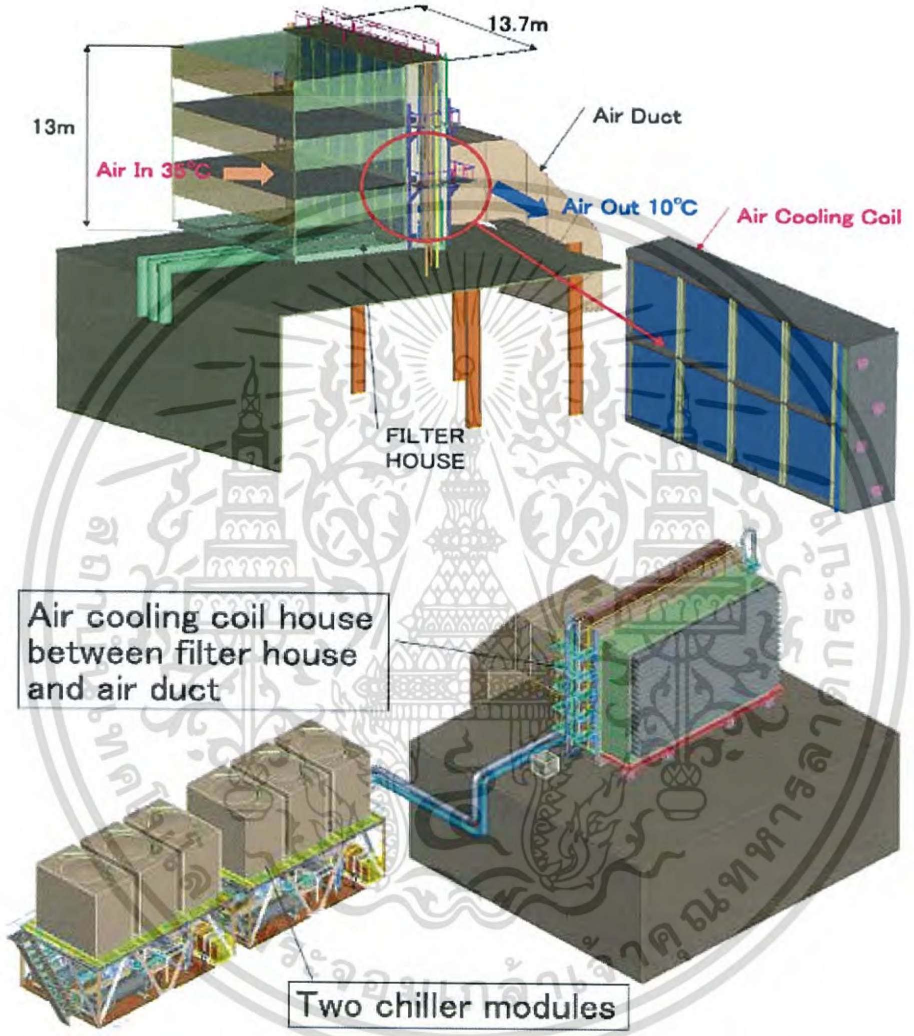


รูปที่ 4.2 Chiller module [26]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1.2 Cooling Coil

Cooling Coil ติดตั้งระหว่างของ Filter house กับ Air Duct ซึ่งมีที่ว่างประมาณ 3 เมตร โดยอากาศจะผ่าน Filter เพื่อกรองฝุ่นละออง ผ่าน Cooling Coil ทำให้อุณหภูมิของอากาศลดลงก่อนเข้าสู่ Gas Turbine ตามรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ตำแหน่งติดตั้ง Cooling Coils [26]

4.2 หลักการทำงาน

จากรูปที่ 4.4 แสดงหลักการทำงานของ Inlet Air Cooling System โดยประกอบด้วย 4 ส่วนหลัก ดังนี้ [26]

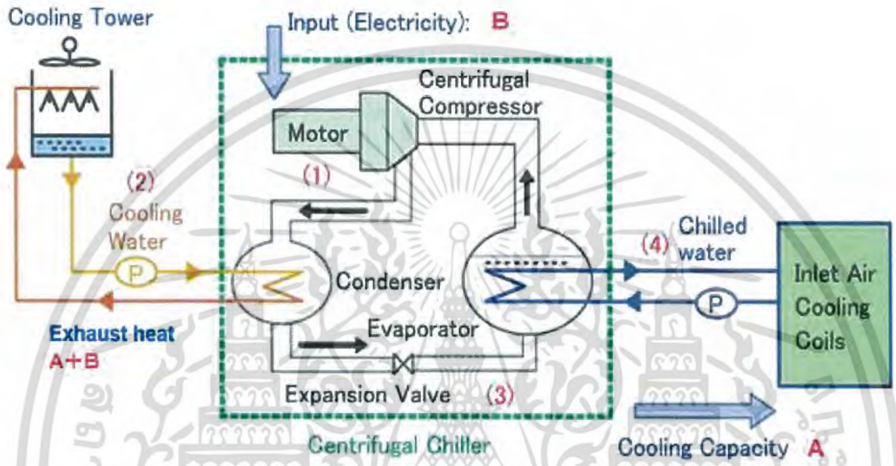
(1) เครื่องอัดแก๊สสารทำความเย็นทำหน้าที่บีบอัดสารทำความเย็นที่มีอุณหภูมิ 10 องศาเซลเซียส และความดัน 0.3 MPa โดยประมาณ ส่งต่อไปยังเครื่องควบแน่น (Condenser) ทำให้สารทำความเย็นมีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นเป็น 40 องศาเซลเซียส ความดัน 1 MPa

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(2) หอหล่อเย็นทำหน้าที่แลกเปลี่ยนความร้อนของน้ำหอหล่อเย็นกับบรรยากาศ และส่งกลับไประบายความร้อนให้กับสารทำความเย็นที่เครื่องควบแน่นอีกครั้ง

(3) สารทำความเย็นสถานะเป็นของเหลวที่มีความดันสูงและอุณหภูมิต่ำไหลผ่าน Expansion Valve ซึ่งทำหน้าที่ลดความดันของสารทำความเย็นลงอย่างรวดเร็ว ส่งผลให้อุณหภูมิของสารทำความเย็นลดลงต่ำกว่า 10 องศาเซลเซียส

(4) สารทำความเย็นแลกเปลี่ยนความร้อนกับ Chiller Water ทำให้ Chiller Water อุณหภูมิต่ำลง และกลับไปยัง Inlet Air Cooling Coil ต่อไป



รูปที่ 4.4 ไดอะแกรมของเครื่องทำความเย็น [26]

4.3 การบำรุงรักษาเครื่องทำความเย็น

การวางแผนบำรุงรักษาเครื่องทำความเย็นแบ่งออกเป็นการบำรุงรักษาแบบป้องกัน (Preventive Maintenance: PM) จุดประสงค์เพื่อลดโอกาสขัดข้อง หรือการลดลงของ สมรรถนะการทำงาน และการบำรุงรักษาตามวาระ (Planned Outage) จะกำหนดตามระยะเวลาการเดินเครื่องของเครื่องทำความเย็น โดยแบ่งตามอุปกรณ์ดังนี้

4.3.1 Centrifugal Chiller

ในส่วนของ Centrifugal Chill แบ่งออกเป็นอุปกรณ์หลักคือ 1. Compressor 2. Condenser 3. Evaporator จากตารางที่ 4.1 แสดงรายละเอียดการบำรุงรักษาแบบป้องกันของอุปกรณ์ Centrifugal Chiller

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.1 รายละเอียดการบำรุงรักษาทั้งแบบการบำรุงรักษาแบบป้องกันและการบำรุงรักษาตามวาระของอุปกรณ์ Centrifugal Chiller

Equipment	Type	Duration	Detail
Compressor	PM	every 6 months	- Inspect 1. lubrication oil pressure 2. oil level 3. contamination of lubrication oil 4. lubrication oil temperature (oil tank temperature) 5. operation status of inlet guide vane 6. operation status of hot gas by pass valve 7. operation status of 2nd Inlet guide vane 8. operation status of expansion valve motor
	Plan Outage	every 7 year	Overhaul Compressor and oil pump
Condenser		every 6 months	- Inspect 1. vibration, abnormal noise 2. stability of cooling water entering temperature 3. Cooling water entering/leaving temp. & Press. Loss 4. Condenser pressure
	plan outage	every 5 years	Condenser tube cleaning & Eddy current test
Evaporator		every 6 months	- Inspect 1. vibration, abnormal noise 2. temperature contamination of refrigerant refrigerant amount chilled water (brine) entering / leaving temp. & press.
	plan outage	every 5 years	Clean - Evaporator tube & Sub-cooler - Inlet side strainer "water system"

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3.2 Cooling Tower

จากตารางที่ 4.2 แสดงรายละเอียดการบำรุงรักษา Cooling Tower ทั้งแบบการบำรุงรักษาแบบป้องกันและการบำรุงรักษาตามวาระ

ตารางที่ 4.2 รายละเอียดการบำรุงรักษา Cooling Tower

Equipment	Type	Duration	Detail
Cooling Tower	PM	every 6 months	- Inspect basin water level gear box oil level locate and check any suspect noise or vibration
	Plan Outage	every 1.5 years	Replace : lubricant grease
		every 1.5 years	lubricant oil - gearbox
		every 3 years	gearbox oil seal
		every 3 years	driveshaft bushing
		every 5 years	fill sheets
		every 8 years	gearbox bearing

4.3.3 Pump

ปั๊มที่สำคัญในระบบเครื่องทำความเย็นประกอบด้วย 1. Chilled Water Pump 2. Cooling Water Pump 3. Bleed off Water Pump 4. Make up Water Pump โดยในการวางแผนการตรวจเช็คปั๊มจะทำการตรวจวัดและบันทึกค่าดังนี้ suction pressure, discharge pressure, flow rate, liquid temperature, bearing temperature, room temperature, vibration ทุกๆ 6 เดือน

จากตารางที่ 4.3 แสดงรายละเอียดการบำรุงรักษาปั๊มในระบบเครื่องทำความเย็นทั้งแบบการบำรุงรักษาแบบป้องกันและการบำรุงรักษาตามวาระ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.3 รายละเอียดการบำรุงรักษาปั๊มในระบบเครื่องทำความเย็นทั้งแบบการบำรุงรักษาแบบป้องกันและการบำรุงรักษาตามวาระ

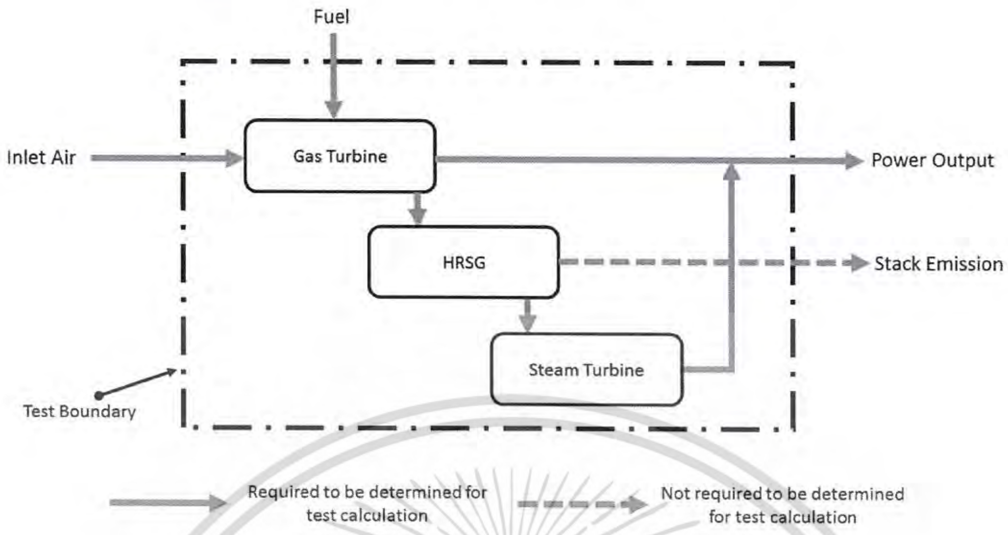
Equipment	Type	Duration	Detail
Make up water pump	PM	every 6 months	- measure and record suction pressure, discharge pressure, flow rate, liquid temperature, bearing temperature, room temperature, vibration
	Plan Outage	every 3 years	- Disassemble, replace seal head, seal sheet, wear ring, gasket, assembly - Replace bearing grease & lube oil - Inspect valve & piping system
Chilled water pump	PM	every 6 months	same Make up water pump
	Plan Outage	every 3 years	same Make up water pump
Cooling water pump	PM	every 6 months	same Make up water pump
	Plan Outage	every 3 years	same Make up water pump
Bleed of water pump	PM	every 6 months	same Make up water pump
	Plan Outage	every 3 years	same Make up water pump

4.4 การทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า (Performance Test)

เพื่อให้ทราบถึงผลกระทบหลังจากติดตั้งเครื่องลดอุณหภูมิอากาศแบบเครื่องทำความเย็น (Mechanical Refrigeration) จึงทำการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้าตามมาตรฐาน ASME PTC-46 ด้วยการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบปกติ (ไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็น) และการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าด้วยเครื่องทำความเย็น จากนั้นนำข้อมูลที่ได้มาเปรียบเทียบ ดังนี้

- ด้านกำลังผลิต (Power Output)
- อัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate)
- ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมทั้งออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.5 ขอบเขตการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า

รูปที่ 4.5 แสดงขอบเขตการทดสอบสมรรถนะโดยวัดสภาพอากาศบริเวณ Inlet Air ก่อนเข้ากังหันก๊าซ, ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง, พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำ และวัดปริมาณมลสารที่ออกจากหม้อไอน้ำ

4.4.1 ขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า

โดยทดสอบสมรรถนะแบ่งออกเป็น ทดสอบขณะที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องปกติเป็นระยะเวลา 1 ชั่วโมง และทดสอบเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมด้วยเครื่องทำความเย็น อีก 1 ชั่วโมง ดังแสดงในรูปที่ 4.6

ขั้นตอนการทดสอบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแบ่งออกเป็น

1. โรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องในสภาวะที่จ่ายโหลดสูงสุดคงที่เป็นระยะเวลา 1 ชั่วโมง เพื่อให้พารามิเตอร์ต่างๆของมีค่าคงที่

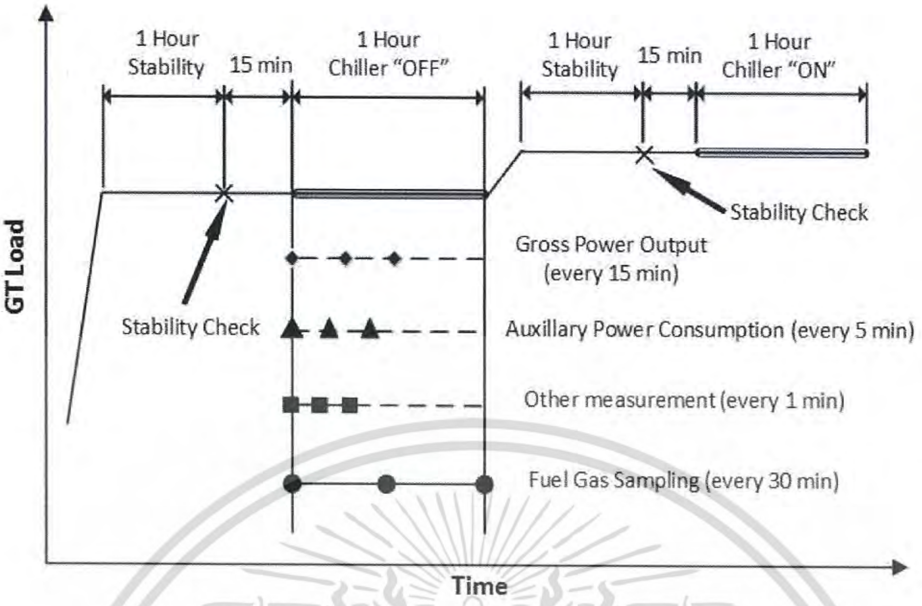
2. เก็บข้อมูลที่สำคัญเพื่อใช้ในการคำนวณประสิทธิภาพ ดังนี้

- พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ (Gross Power Output) ทุกๆ 15 นาที
- พลังงานไฟฟ้าที่เครื่องทำความเย็นใช้ (Auxiliary Power Consumption) ทุกๆ 5 นาที
- สภาพอากาศก่อนเข้ากังหันก๊าซ เช่น อุณหภูมิอากาศ, ความชื้นสัมพัทธ์, ความดันบรรยากาศ, ความดันใน Condenser, ความเร็วรอบกังหันก๊าซ
- ข้อมูลอื่นๆ อาทิเช่น ความดันของเครื่องควบแน่น, ความดันน้ำในหม้อไอน้ำ, อุณหภูมิปล่อยออก Stack, ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)
- ตัวอย่างเชื้อเพลิง ทุกๆ 30 นาที เพื่อตรวจหาส่วนประกอบของเชื้อเพลิงและค่าความร้อนของเชื้อเพลิง

3. เดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมกับเครื่องลดอุณหภูมิอากาศในสภาวะจ่ายโหลดสูงสุด เป็นระยะเวลา 1 ชั่วโมง เพื่อให้พารามิเตอร์ต่างๆของมีค่าคงที่

4. เก็บข้อมูลที่สำคัญเพื่อใช้ในการคำนวณประสิทธิภาพ ตามหัวข้อที่ 2. อีกครั้ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.6 ขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า

4.4.2 การคำนวณปรับแก้ (Correction)

ในการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า สภาพแวดล้อมอาทิเช่น Ambient temperature, Relative humidity, Barometric Pressure, Condenser Pressure เป็นสิ่งที่ไม่สามารถควบคุมได้ เพื่อให้การทดสอบสมรรถนะอยู่บนพื้นฐานเดียวกัน จึงต้องทำการคำนวณ Correction จากกราฟ (Correction Curve) ไปยัง Reference Condition ตามที่ผู้ผลิตกำหนด

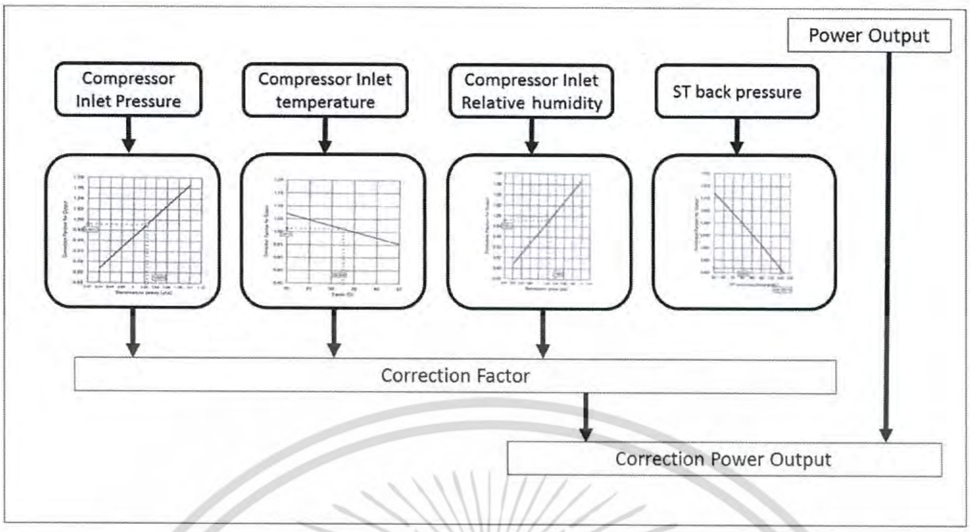
<u>Reference Condition</u>

Ambient temperature 35.0 องศาเซลเซียส

Relative Humidity 39 %

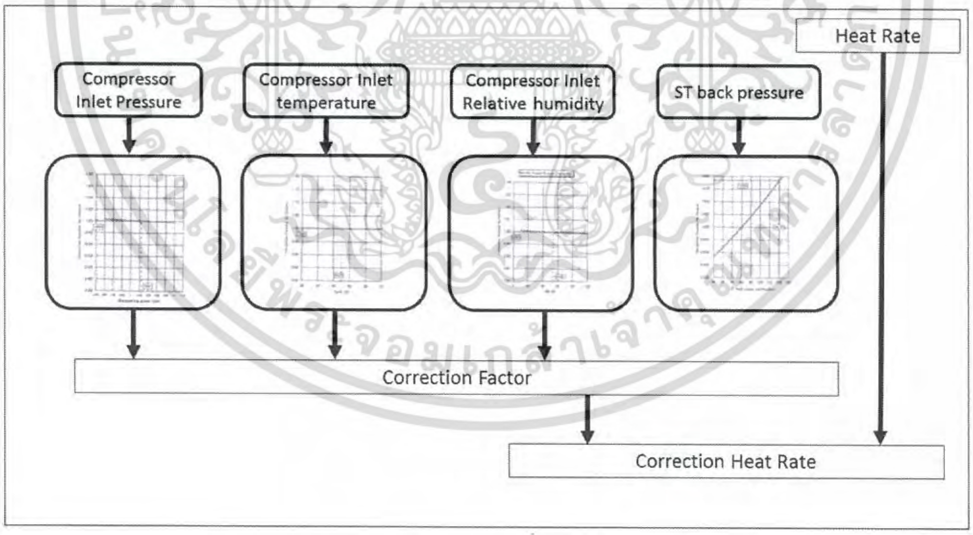
Barometric Pressure1.0332 ata.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.7 ไดอะแกรมการ Correction Power Output

จากรูปที่ 4.7 แสดงไดอะแกรมการคำนวณ Correction Power Output โดยการวัดค่าอุณหภูมิอากาศ, ความชื้นสัมพัทธ์, ความดันบรรยากาศ และ ความดันใน Condenser เพื่อหา Correction Factor โดยใช้กราฟ Power Output correction



รูปที่ 4.8 ไดอะแกรมการ Correction Heat Rate

จากรูปที่ 4.8 แสดงไดอะแกรมการคำนวณ Correction Heat Rate โดยการวัดค่าอุณหภูมิอากาศ, ความชื้นสัมพัทธ์, ความดันบรรยากาศ และ ความดันใน Condenser เพื่อหา Correction Factor โดยใช้กราฟ Heat Rate correction

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.4.2.1 Power Output Correction

1. CC PW chillerOFF,corr คือ ค่า Correction Gross Power Output ของ Combined Cycle ขณะเดินเครื่องปกติ ตามสมการที่ (4.1)

$$CC\,PW\,chiller\,OFF,corr = \frac{CC\,PW\,chiller\,OFF,meas}{(A1 \times A2 \times A3 \times A4)} \qquad (4.1)$$

โดย CC PW chillerOFF,meas คือผลรวมของ power output ของ Gas Turbine ทั้งสองตัว และ Steam Turbine โดยวัดที่ Generator terminal ขณะเดินเครื่องโดยไม่ใช้ Chiller

A1 คือ Ambient temperature Correction (กราฟที่ 1)

A2 คือ Relative humidity Correction (กราฟที่ 2)

A3 คือ Barometric Pressure Correction (กราฟที่ 3)

A4 คือ ST back pressure Correction (กราฟที่ 4)

2. CC PW chiller ON,corr คือ ค่า Correction Gross Power Output ของ Combined Cycle ขณะเดินเครื่อง Chiller ตามสมการที่ (4.2)

$$CC\,PW\,chiller\,ON,corr = \frac{CC\,PW\,chiller\,ON,meas}{(C1 \times C2 \times C3)} \qquad (4.2)$$

โดย CC PW chiller ON,meas คือผลรวมของ power output ของ Gas Turbine ทั้งสองตัว และ Steam Turbine โดยวัดที่ Generator terminal ขณะเดินเครื่อง Chiller

C1 คือ Ambient temperature และ Relative humidity Correction (กราฟที่ 5)

C2 คือ Barometric Pressure Correction (กราฟที่ 6)

C3 คือ ST back pressure Correction (กราฟที่ 7)

3. ΔCCPW,corr net คือกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นจากการเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็น สามารถหาได้จากสมการที่ (4.3)

$$\Delta CCPW,corr\ net = \frac{(CCPW\ ON,corr - CCPW\ OFF,corr) \times 683.2}{CCPW\ OFF,corr} - AUX\ PW \qquad (4.3)$$

โดย AUX PW คือ พลังงานไฟฟ้าภายในที่ใช้โดยเครื่องทำความเย็น

4.4.2.2 Heat rate Correction

1. อัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องปกติ หรือ CC HR chiller OFF, meas gross สามารถหาได้จากสมการที่ (4.4)

$$CC\,HR\,chiller\,OFF,meas\ gross = \frac{(FG\,Flow\,chiller\,OFF \times LHV\,chiller\,OFF)}{CC\,PW\,chiller\,OFF,meas} \qquad (4.4)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดย CCPW chillerOFF,meas คือกำลังผลิตที่ได้จากการเดินเครื่องปกติ

FG Flow chiller OFF คือ อัตราการไหลของเชื้อเพลิงก๊าซขณะเดินเครื่องปกติ

LHV chiller OFF คือ ค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิงก๊าซ (Low Heating Value) ขณะเดินเครื่องปกติ

2. อัตราการใช้เชื้อเพลิง Correction ขณะเดินเครื่องปกติ หรือ CC HR chiller OFF สามารถหาได้จากสมการที่ (4.5)

$$CC\ HR\ chiller\ OFF = \frac{CC\ HR\ chiller\ OFF, meas}{(F1 \times F2 \times F3 \times F4)} \tag{4.5}$$

โดย F-1 คือ Ambient temperature Correction (กราฟที่ 8)

F-2 คือ Relative humidity Correction (กราฟที่ 9)

F-3 คือ Barometric Pressure Correction (กราฟที่ 10)

F-4 คือ ST back pressure Correction (กราฟที่ 11)

3. อัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องด้วย Chiller หรือ CC HR chiller ON, meas gross สามารถหาได้จากสมการที่ (4.6)

$$CC\ HR\ chiller\ ON, meas\ gross = \frac{(FG\ Flow chiller\ ON \times LHV\ chiller\ ON)}{CC\ PW\ chiller\ ON, meas} \tag{4.6}$$

โดย CCPW chillerON,meas คือกำลังผลิตที่ได้จากการเดินเครื่องด้วย Chiller

FG Flow chiller ON คือ อัตราการไหลของเชื้อเพลิงก๊าซขณะเดินเครื่องด้วย Chiller

LHV chiller ON คือ ค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิงก๊าซ (Low Heating Value) ขณะเดินเครื่องด้วย Chiller

4. อัตราการใช้เชื้อเพลิง Correction ขณะเดินเครื่องด้วย Chiller หรือ CC HR chillerON,corr สามารถหาได้จากสมการที่ (4.7)

$$CC\ HR\ chiller\ ON, corr = \frac{CC\ HR\ chiller\ ON, meas\ gross}{(G\text{-}1 \times G\text{-}2 \times G\text{-}3)} \tag{4.7}$$

โดย

G-1 คือ Ambient temperature Correction (กราฟที่ 12)

G-2 คือ Barometric Pressure Correction (กราฟที่ 13)

G-3 คือ ST back pressure Correction (กราฟที่ 14)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5. อัตราการใช้เชื้อเพลิงสุทธิ หรือ CC HR chiller ON, corr net สามารถหาได้จากสมการที่ (4.8)

$$CC\,HR\,chiller\,ON, corr\,net = \frac{CC\,HR\,chiller\,ON, corr\,gross \times CC\,PW\,chiller\,ON, corr}{(CC\,PW\,chiller\,ON, corr - AUX\,PW)} \tag{4.8}$$

6. อัตราการใช้เชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นสุทธิ หรือ ΔCC HR,corr net ได้จากสมการที่ (4.9)

$$\Delta CC\,HR, corr\,net = (\frac{CC\,HR\,Chiller\,ON, corr\,net}{CC\,HR\,Chiller\,OFF, net} \times 100) - 100 \tag{4.9}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

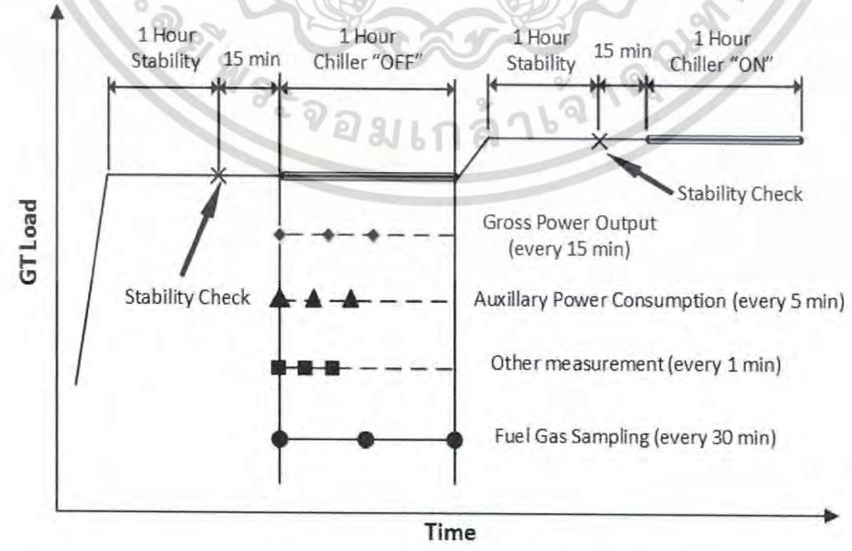
บทที่ 5
ผลการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า

ในบทนี้จะทำการศึกษาผลจากติดตั้งเครื่องทำความเย็นโดยดำเนินการเก็บข้อมูลการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า เปรียบเทียบระหว่างการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็นกับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมกับเครื่องทำความเย็น เพื่อศึกษาผลที่เกิดขึ้นในด้านต่างๆ ดังนี้

- ด้านกำลังผลิต แบ่งออกเป็น
    - กำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 1.
    - กำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 2.
    - กำลังผลิตของกังหันไอน้ำ
    - กำลังผลิตของโรงไฟฟ้า
    - การคำนวณค่ากำลังผลิตปรับแก้
- ด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพ
    - การคำนวณค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงปรับแก้
- ด้านผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม แบ่งออกเป็น
    - ซัลเฟอร์ไดออกไซด์
    - ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์
    - ฝุ่นละออง

โดยโรงไฟฟ้าวังน้อยชุดที่ 3. ได้ดำเนินการทดสอบสมรรถนะในวันที่ 24 กรกฎาคม พ.ศ.2555 ตั้งแต่เวลา 11:40 น. ถึง 15:10 น.

จากรูปที่ 5.1 แสดงขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้าโดยรายละเอียดในการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้าได้แสดงในหัวข้อที่ 4.3.1



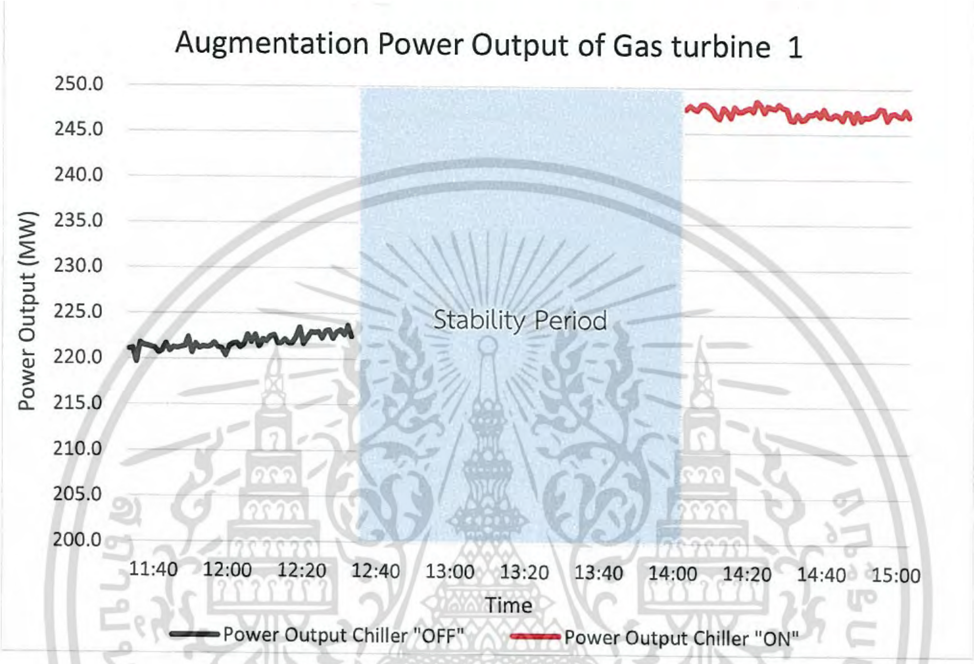
รูปที่ 5.1 ขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

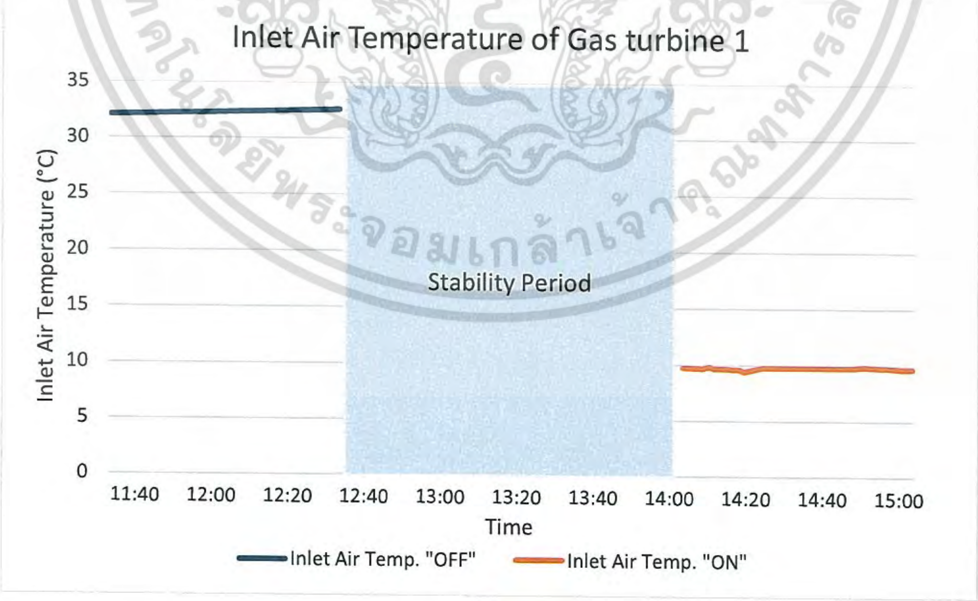
5.1 ด้านกำลังผลิต

5.1.1 กำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 1.

ในการทดสอบสมรรถนะของกังหันก๊าซที่ 1. ได้ดำเนินการตามขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะตามรูปที่ 5.1



(ก)



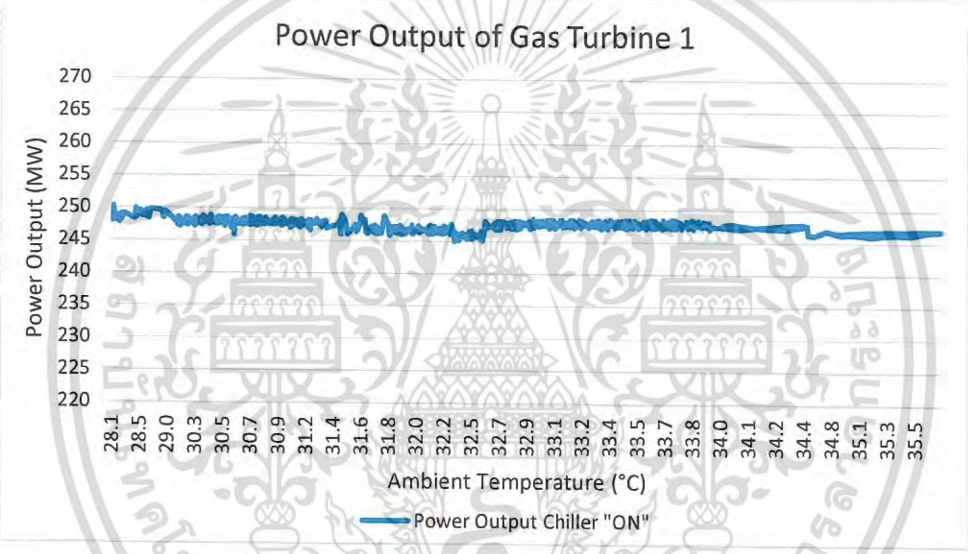
(ข)

รูปที่ 5.2 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 1.

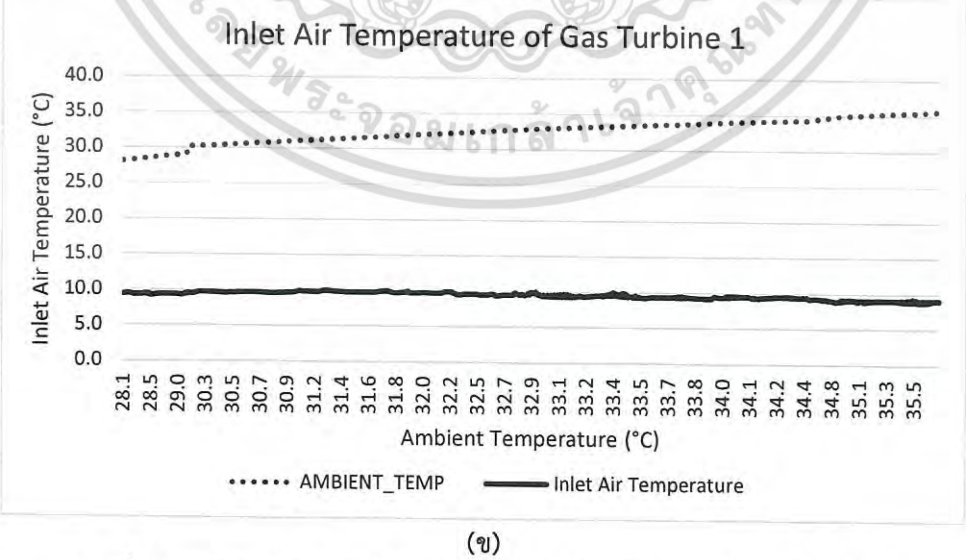
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 5.2(ก) แสดงผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 1. และรูปที่ 5.2(ข) แสดงอุณหภูมิอากาศที่เข้าสู่กังหันก๊าซที่ 1. โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ในเวลา 11:40 – 12:40 น. คือการเดินเครื่องกังหันก๊าซที่ 1. โดยไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็นพบว่า ณ อุณหภูมิสภาพอากาศ 31 °C กังหันก๊าซสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 221.9 MW
- ในเวลา 12:40 น. – 14:00 น. คือระยะเวลาในการสตาร์ทเครื่องทำความเย็นและการทำให้ระบบมีเสถียรภาพ
- ในเวลา 14:00 น. – 15:00 น. คือการเดินเครื่องกังหันก๊าซที่ 1. พร้อมเครื่องทำความเย็น พบว่าเครื่องทำความเย็นสามารถลดอุณหภูมิลงเหลือ 9.5 °C ทำให้กังหันก๊าซสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 247.3 MW



(ก)



(ข)

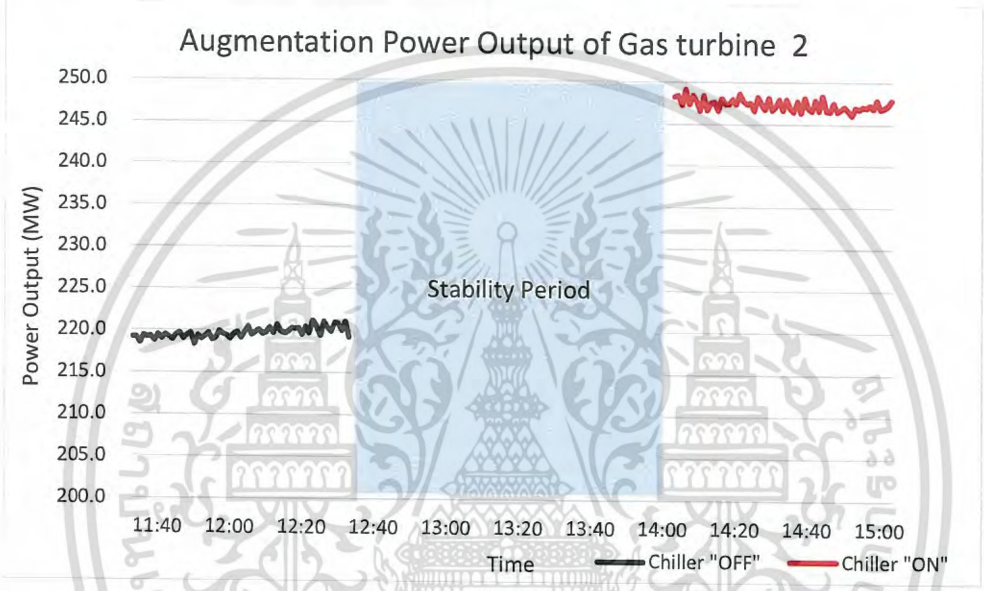
รูปที่ 5.3 เปรียบเทียบอุณหภูมิอากาศ อุณหภูมิเครื่องทำความเย็นและกำลังผลิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

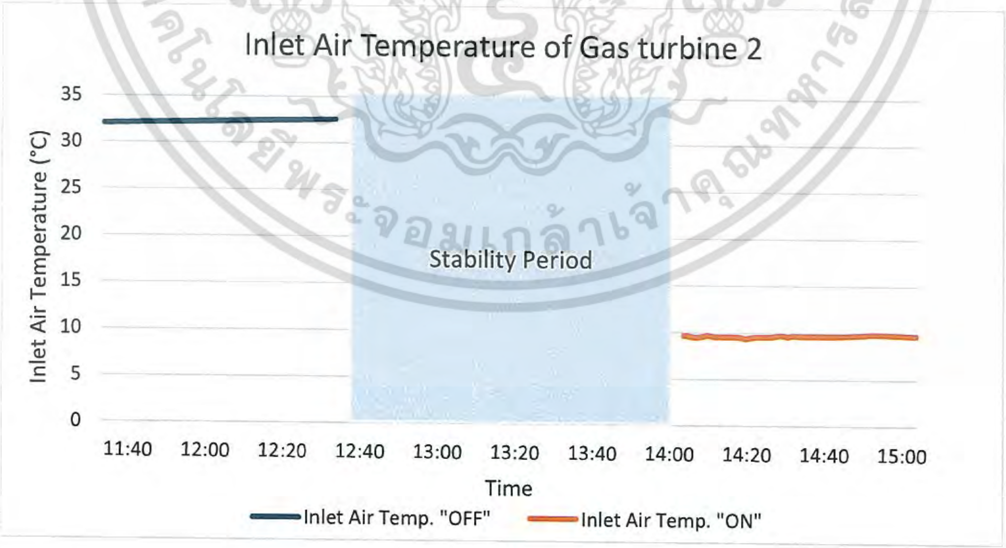
จากรูปที่ 5.3 แสดงการเก็บข้อมูลจากการเดินเครื่องทำความเย็นในสภาวะอากาศที่แตกต่างกันเปรียบเทียบอุณหภูมิแวดล้อม อุณหภูมิอากาศที่ผ่านเครื่องทำความเย็นและกำลังผลิต พบว่าเครื่องทำความเย็นสามารถลดอุณหภูมิอากาศลงเหลือ 10 °C ในทุกๆสภาพแวดล้อม ทำให้สามารถเพิ่มกำลังผลิตให้กังหันก๊าซที่ 1. ได้อย่างคงที่

5.1.2 กำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 2.

ในการทดสอบสมรรถนะของกังหันก๊าซที่ 2. ได้ดำเนินการตามขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะตามรูปที่ 5.1 เช่นเดียวกับกังหันก๊าซที่ 1.



(ก)



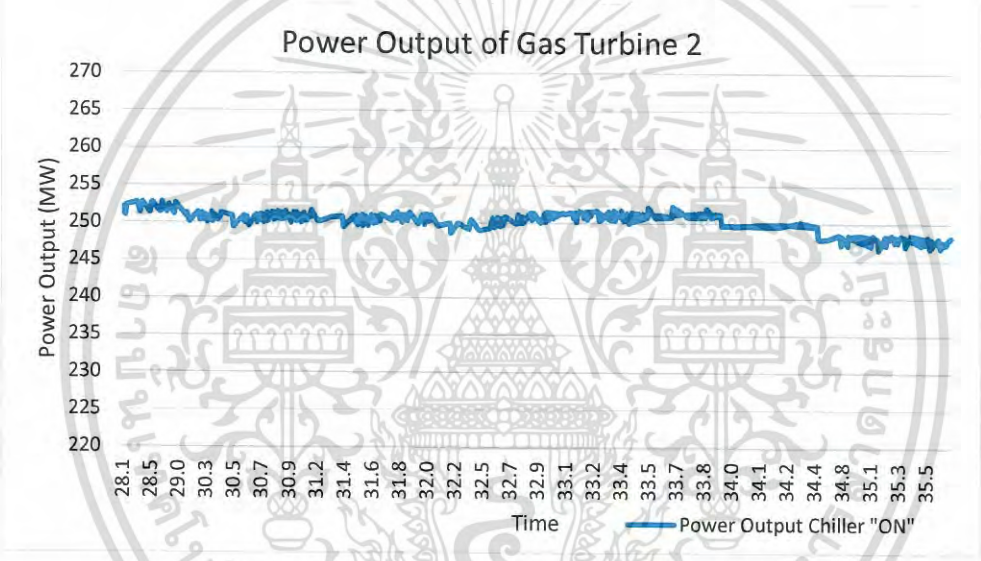
(ข)

รูปที่ 5.4 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 2.

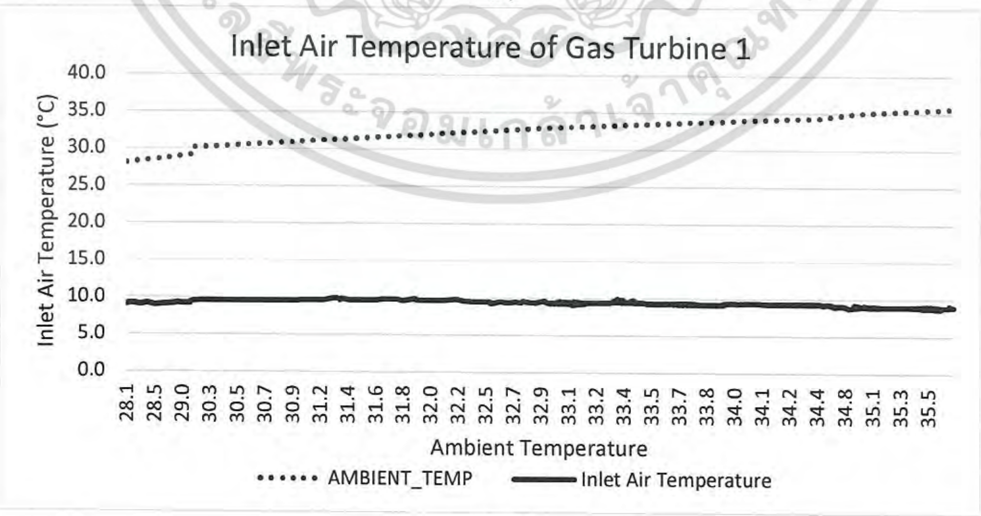
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 5.4 แสดงผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของกังหันก๊าซที่ 2. และรูปที่ 5.2(ข) แสดงอุณหภูมิอากาศที่เข้าสู่กังหันก๊าซที่ 2. โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ในเวลา 11:40 – 12:40 น. คือการเดินเครื่องกังหันก๊าซที่ 2. โดยไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็นพบว่า ณ อุณหภูมิสภาพอากาศ 31 °C กังหันก๊าซสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 219.7 MW
- ในเวลา 12:40 น. – 14:00 น. คือระยะเวลาในการสตาร์ทเครื่องทำความเย็นและการทำให้ระบบมีเสถียรภาพ
- ในเวลา 14:00 น. – 15:00 น. คือการเดินเครื่องกังหันก๊าซที่ 2. พร้อมเครื่องทำความเย็น พบว่าเครื่องทำความเย็นสามารถลดอุณหภูมิลงเหลือ 9.5 °C ทำให้กังหันก๊าซสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 247.3 MW



(ก)



(ข)

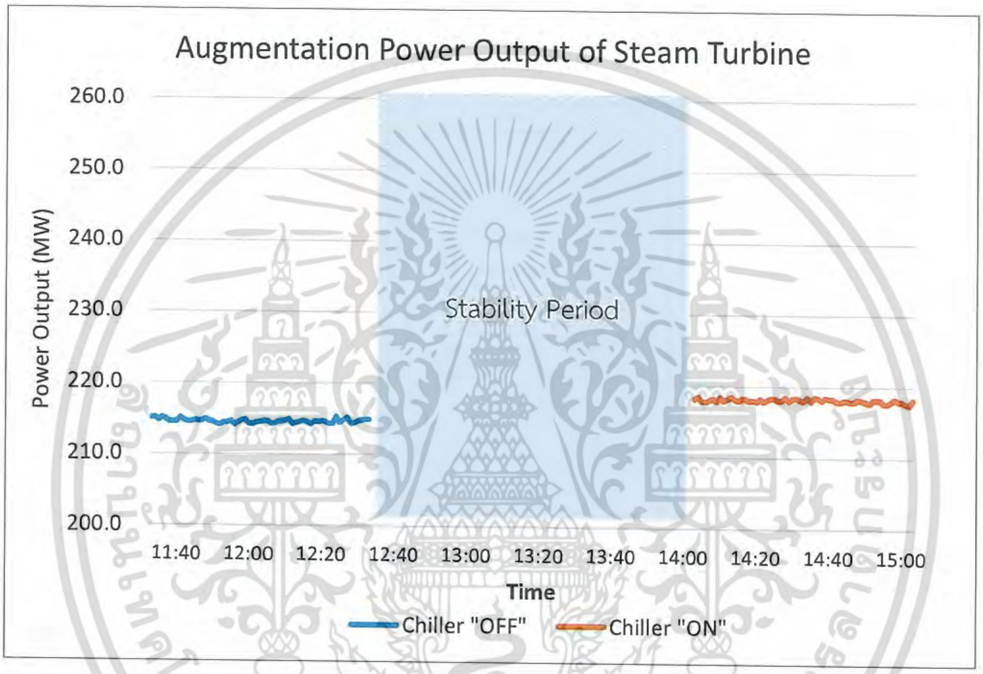
รูปที่ 5.5 เปรียบเทียบอุณหภูมิอากาศ อุณหภูมิเครื่องทำความเย็นและกำลังผลิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 5.5 แสดงการเก็บข้อมูลจากการเดินเครื่องทำความเย็นในสภาวะอากาศที่แตกต่างกันเปรียบเทียบอุณหภูมิแวดล้อม อุณหภูมิอากาศที่ผ่านเครื่องทำความเย็นและกำลังผลิต พบว่าเครื่องทำความเย็นสามารถลดอุณหภูมิอากาศลงเหลือ 10 °C ในทุกๆสภาพแวดล้อม ทำให้สามารถเพิ่มกำลังผลิตให้กังหันก๊าซที่ 2. ได้อย่างคงที่

5.1.3 กำลังผลิตของกังหันไอน้ำ

ในการทดสอบสมรรถนะของกังหันก๊าซที่ 2. ได้ดำเนินการตามขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะตามรูปที่ 5.1 เช่นเดียวกับกังหันก๊าซ



รูปที่ 5.6 เปรียบเทียบกำลังผลิตของกังหันไอน้ำ

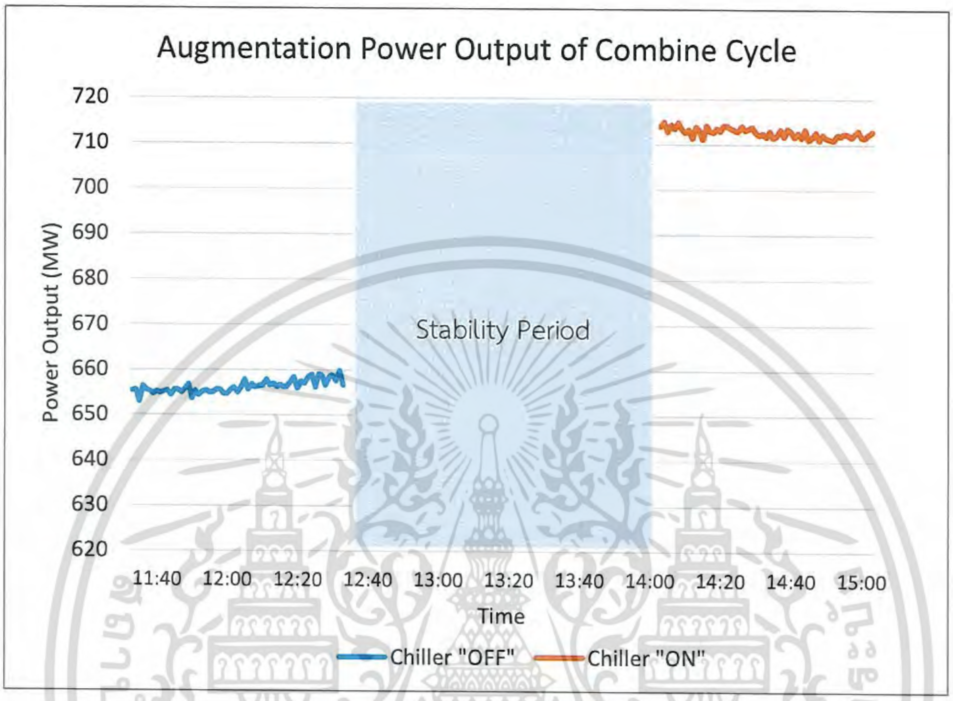
จากรูปที่ 5.6 แสดงผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของกังหันไอน้ำ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ในเวลา 11:40 – 12:40 น. คือการเดินเครื่องกังหันไอน้ำโดยไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็นพบว่าสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 214.6 MW
- ในเวลา 12:40 น. – 14:00 น. คือระยะเวลาในการสตาร์ทเครื่องทำความเย็นและการทำให้ระบบมีเสถียรภาพ
- ในเวลา 14:00 น. – 15:00 น. คือการเดินเครื่องกังหันไอน้ำพร้อมเครื่องทำความเย็นพบว่าการสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 218.0 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.1.4 กำลังผลิตของโรงไฟฟ้า

ในการทดสอบสมรรถนะของโรงไฟฟ้า ได้ดำเนินการตามขั้นตอนการทดสอบสมรรถนะตามรูปที่ 5.1 เช่นเดียวกับกังหันก๊าซ



รูปที่ 5.7 เปรียบเทียบกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.7 แสดงผลการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ในเวลา 11:40 – 12:40 น. คือการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็นพบว่าสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 656.14 MW
- ในเวลา 12:40 น. – 14:00 น. คือระยะเวลาในการสตาร์ทเครื่องทำความเย็นและการทำให้ระบบมีเสถียรภาพ
- ในเวลา 14:00 น. – 15:00 น. คือการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมเครื่องทำความเย็นพบว่าการสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉลี่ย 712.63 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.1.5 การคำนวณค่ากำลังผลิตปรับแก้

จากข้อมูลดังกล่าวข้างต้น ทำการคำนวณปรับแก้เพื่อหากำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นจริงที่สภาวะแวดล้อมอ้างอิง โดยใช้ Correction Curve จากผู้ผลิตและเก็บข้อมูลสภาวะอากาศขณะที่ทำการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า ได้แก่ อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ ความดันบรรยากาศ และความดันภายใน Condenser โดยรายละเอียดในการคำนวณการปรับแก้ได้อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 4.4.2

ตารางที่ 5.1 คำนวณการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิต

Chiller OFF condition			
Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
CC PW chiller off,meas : Measured Gross Power output	MW	656.152	-
A-1 : Ambient temperature	degC	32.5	1.011533
A-2 : Relative humidity	%	53.5	1.002941
A-3 : Barometric Pressure	ata	1.0242	0.991088
A-4 : ST back pressure	mmHg	120.16	0.98184
CC PW chiller off : Corrected Gross Power output	**MW**		**664.657**
Chiller ON condition			
Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
CC PW chiller on,meas : Measured Gross Power output	MW	712.644	-
C-1 : Ambient temperature	degC	31.9	0.970973
Relative humidity	%	61.6	-
C-2 : Barometric Pressure	ata	1.0263	0.993748
C-3 : ST back pressure	mmHg	127.33	0.979783
CC PW chiller on : Corrected Gross Power output	**MW**		**753.806**
AUX PW : Auxiliary power consumption under chiller operation	**MW**	**13.05**	
ΔCC PW,corr net : Corrected combined cycle net power output increment	**MW**		**78.586**

จากตารางที่ 5.1 คำนวณการทดสอบสมรรถนะด้านกำลังผลิตแสดงผลการคำนวณค่ากำลังผลิตปรับแก้จากการทดสอบสมรรถนะ เปรียบเทียบการเดินเครื่องปกติและเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็น พบว่า ขณะเดินเครื่องปกติสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 664.657 MW การเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็นสามารถเพิ่มกำลังผลิตเป็น 753.806 MW พลังงานไฟฟ้าภายในของเครื่องทำความเย็นใช้ 13.05 MW สามารถทำให้กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3. สูงขึ้น 78.586 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.2 ด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพ (η)

5.2.1 ด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิง

การทดสอบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าตามรูปที่ 5.1 ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลอัตราการไหลของเชื้อเพลิงก๊าซ พลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ และเก็บตัวอย่างเชื้อเพลิงก๊าซเพื่อหาค่าความร้อน (Heating Value) โดยพบว่า

- การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขณะไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็น ใช้เชื้อเพลิง 118,029.70 kJ/h โดยคิดเป็นพลังงานความร้อนที่ใช้ทั้งสิ้น 4.51×10^9 kJ/h คิดเป็นอัตราการใช้เชื้อเพลิง 6,866.60 kJ/kWh
- การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมกับเครื่องทำความเย็น ใช้เชื้อเพลิง 127,863.40 kJ/h โดยคิดเป็นพลังงานความร้อนที่ใช้ทั้งสิ้น 4.90×10^9 kJ/h คิดเป็นอัตราการใช้เชื้อเพลิง 6,882.20 kJ/kWh

5.2.2 การคำนวณค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงปรับแก้

จากข้อมูลดังกล่าวข้างต้น ทำการคำนวณกลับเพื่อหาอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นจริงที่สภาวะแวดล้อมอ้างอิง โดยใช้ Correction Curve จากผู้ผลิตและเก็บข้อมูลสภาวะอากาศขณะที่ทำการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้า ได้แก่ อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ ความดันบรรยากาศ และความดันภายใน Condenser โดยรายละเอียดในการคำนวณการปรับแก้ได้อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 4.4.2

ตารางที่ 5.2 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขณะไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็น

Chiller OFF condition:			
Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
Fuel Gas Flow	kg/h	118,029.70	-
LHV	kJ/kg	38,172.90	-
Heat Consumption	kJ/h	4.51×10^9	-
Ambient temperature	deg C	32.5	1.000342
Relative humidity	%	53.5	0.99966
Barometric Pressure	ata.	1.0242	1.000248
ST back pressure	mmHg	120.16	1.018422
CC HR chiller OFF : Corrected combined cycle heat rate	**kJ/kWh**	**6,866.60**	**6,740.71**
Efficiency (η)	**%**	**-**	**53.40**

จากตารางที่ 5.2 แสดงผลการวัดค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขณะไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็น (Heat Rate) จากนั้นทำการคำนวณ เพื่อปรับแก้ค่าอุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ ความดันบรรยากาศ และความดันภายใน Condenser เพื่อเปรียบเทียบค่าไปยังสภาวะอ้างอิงเดียวกัน โดยอัตราการใช้เชื้อเพลิงของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขณะไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็น มีค่า 6,740.71 kJ/kWh และค่าประสิทธิภาพ มีค่า 53.40 %

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.3 ผลการทดสอบสมรรถนะด้านอัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็น

Chiller ON condition:			
Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
Fuel Gas Flow	kg/h	127,863.40	-
LHV	kJ/kg	38,357.80	-
Heat Consumption	kJ/h	4.90×10^9	-
Ambient temperature	degC	31.9	0.999004
Relative humidity	%	61.9	-
Barometric Pressure	ata	1.0263	1.000213
ST back pressure	mmHg	127.33	1.020502
CC HR chiller ON,corr gross	kJ/kWh	6,882.20	6,749.22
CC HR chiller ON,corr net	-	-	6,868.12
Efficiency (n)	**%**	**-**	**52.41**
Combined Cycle Net Heat Rate Increment Evaluation			
ΔCC HR, corr net : Corrected combined cycle net heat rate increment	**%**	**-**	**1.89**

จากตารางที่ 5.3 แสดงผลการวัดค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็น จากนั้นทำการคำนวณปรับแก้ค่า อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ ความดันบรรยากาศ และความดันภายใน Condenser เพื่อเปรียบเทียบค่าไปยังสภาวะอ้างอิงเดียวกัน พบว่าค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงขณะเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็น มีค่า 6,749.22 kJ/kWh แต่เนื่องจากค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ได้ ยังไม่ได้หักค่าพลังงานไฟฟ้าภายในที่เครื่องทำความเย็นใช้ เมื่อทำการหักค่าพลังงานไฟฟ้าภายในที่เครื่องทำความเย็นใช้ ทำให้ค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงสุทธิมีค่า 6,868.12 kJ/kWh

ค่า Correction Heat rate จากการทดสอบสมรรถนะ เปรียบเทียบการเดินเครื่องปกติและเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็น พบว่าเมื่อเดินเครื่องเครื่องทำความเย็น ทำให้ใช้ปริมาณเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น 9,833.7 kg/h และใช้พลังงานไฟฟ้าภายใน (Station Service) เพิ่มขึ้น 13.05 เมกะวัตต์ จึงส่งผลให้ Heat rate สูงขึ้น 127.41 kJ/kWh หรือคิดเป็น 1.89 % และทำให้ประสิทธิภาพ (n) ลดลงจาก 53.40 เปอร์เซ็นต์ ลดลงเหลือ 52.41 เปอร์เซ็นต์

5.3 ด้านผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม

จากผลการตรวจวัดค่ามลสารการเผาไหม้ที่ปล่อยออกจากกังหันก๊าซพบว่า ปริมาณซัลเฟอร์ไดออกไซด์, ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ และฝุ่นละออง อยู่ในเกณฑ์ตามที่ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรมได้กำหนดคือ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ น้อยกว่า 60 ppm, ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ น้อยกว่า 175 ppm และฝุ่นละออง น้อยกว่า 60 mg/Nm^3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 5.4 แสดงค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศขณะเดินเครื่องปกติ และตารางที่ 5.5 แสดงค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศขณะเดินเครื่องปกติด้วยเครื่องทำความเย็น ของกังหันก๊าซที่ 1. และกังหันก๊าซที่ 2. พบว่าค่ามลสารการเผาไหม้ผ่านเกณฑ์ตามที่กระทรวงอุตสาหกรรมกำหนด

ตารางที่ 5.4 ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศขณะเดินเครื่องโดยไม่ใช้เครื่องทำความเย็น

กังหันก๊าซ	ค่ามลสารการเผาไหม้		
	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ppm)	ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (ppm)	ฝุ่นละออง (mg/Nm3)
กังหันก๊าซที่ 1.	<1	54.20	11.0
กังหันก๊าซที่ 2.	<1	53.99	10.9

ตารางที่ 5.5 ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศขณะเดินเครื่องปกติด้วยเครื่องทำความเย็น

	ค่ามลสารการเผาไหม้		
	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ppm)	ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (ppm)	ฝุ่นละออง (mg/Nm^3)
กังหันก๊าซที่ 1.	<1	80.44	4.2
กังหันก๊าซที่ 2.	<1	65.91	3.0

5.4 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุน

5.4.1 สมมุติฐานการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุน

จากการทดสอบสมรรถนะทำให้ทราบถึงผลกระทบหลังจากการติดตั้งเครื่องทำความเย็น ที่มีต่อโรงไฟฟ้า ทั้งในด้านกำลังผลิต อัตราการใช้เชื้อเพลิงและประสิทธิภาพเครื่อง เมื่อนำข้อมูลมาวิเคราะห์เพื่อประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุน โดยนำต้นทุนในการผลิต ได้แก่ 1. ค่าลงทุนในการก่อสร้าง 2. ค่าเชื้อเพลิง 3. ค่าใช้น้ำดิบและน้ำบริสุทธ์ 4. ค่าบำรุงรักษา 5.รายได้จากการขายไฟฟ้า โดยสมมุติฐานการเดินเครื่องแบบปกติในช่วง Off Peak และเดินเครื่องด้วยเครื่องทำความเย็นในช่วง Peak Load อยู่ระหว่างช่วงเวลา 13.00-19.00น. หรือ 6 ชั่วโมงต่อวัน เพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของระบบและได้ค่าขายไฟฟ้าต่อหน่วยผลิตสูงสุด

ในหัวข้อนี้จะเป็นการศึกษาการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการลงทุนภายหลังจากการติดตั้งเครื่องทำความเย็นให้แก่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 3 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 729 MW โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าคงเหลือ 12 ปี โดยในการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ใช้หลักการ 3 หลักการ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value – NPV) อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (Internal Rate of Return – IRR) และ ระยะเวลาการลงทุน (Payback Period)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.6 ช่วงเวลา Peak, Off-Peak และอัตราขายส่งไฟฟ้าของ กฟผ.

ช่วงโหลด	ระยะเวลา		อัตราขายส่ง*
ช่วง PEAK	: 9.00-22.00	: วันจันทร์ – วันศุกร์	3.0227
ช่วง Off-Peak	: 22.00-9.00 : 00.00-24.00	: วันจันทร์ – วันศุกร์ : วันเสาร์ – วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และวันหยุดราชการปกติ	2.0173 *(บาท/หน่วย)

5.4.2 ผลการศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุน

การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าด้วยเครื่องทำความเย็นทำให้ขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 108,401,528 หน่วยต่อปี ทำให้มีรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 327,665,300 บาทต่อปี แต่ส่งผลให้ต้องใช้น้ำดิบและน้ำบริสุทธิ์เพิ่มขึ้น 8,584,800 บาทต่อปี ใช้เชื้อเพลิงมากขึ้น 399,022,789 กิกะจูลต่อชั่วโมง คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 156,506,985 บาทต่อปี และค่าบำรุงรักษา 708,657.75 บาทต่อปี โครงการนี้ใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 774,163,992.95 บาท โดยกำหนดค่าขายไฟฟ้าไว้ที่ 3.02 บาทต่อหน่วย ราคาต้นทุนค่าเชื้อเพลิงก๊าซ 284.35 บาทต่อกิกะจูล

ตารางที่ 5.7 ผลตอบแทนทางการเงิน

Investment	฿	774,163,992.95
Power output increment	MW	78.59
	kWh/year	108,401,528
money increment	฿/year	327,665,300
Heat consumption increment	kJ/Hr	399,022,789
Heat consumption increment	kJ/year	550,412,035,147
Heat consumption increment cost	฿/year	156,506,985
Water Cost increment	฿/year	8,110,872
Maintenance cost	฿/year	1,200,000
Net income	฿/year	161,847,442
Payback period	**year**	**4.78**
Internal Rate of Return – IRR	**%**	**18.05%**
Net Present Value – NPV	**฿**	**228,379,633.10**

จากตารางที่ 5.7 แสดงการผลตอบแทนทางการเงิน โดย ระยะเวลาคืนทุน 4.49 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน 18.05 เปอร์เซ็นต์ และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 228,379,633.10 บาท โดยกำหนดค่าอัตราคิดลด (Discount rate) 12 %

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 6
สรุปผลการทดสอบ

6.1 บทสรุป

จากผลการศึกษาของการติดตั้งเครื่องทำความเย็นเพื่อเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3. ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้กังหันก๊าซเป็นต้นกำลัง มีกำลังผลิตติดตั้ง 729 เมกะวัตต์ มีอายุของโรงไฟฟ้า 13 ปี เปรียบเทียบระหว่างการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยไม่ใช้งานเครื่องทำความเย็นกับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมกับเครื่องทำความเย็น สามารถสรุปผลการทดสอบได้ดังนี้

<u>ข้อเด่น</u>

1. เครื่องทำความเย็นสามารถเพิ่มกำลังผลิตให้กังหันก๊าซที่ 1. และกังหันก๊าซที่ 2. 25.54 เมกะวัตต์ และ 27.57 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และสามารถเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่3. ได้ 78.596 เมกะวัตต์หรือคิดเป็น 10.78 เปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตติดตั้ง

2. ใช้ระยะเวลาการก่อสร้างสั้นเพียง 8.5 เดือน เมื่อเทียบกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแห่งใหม่ ซึ่งใช้เวลาในการเตรียมการ และการก่อสร้างโดยประมาณ 20-30 เดือน

3. ใช้เวลาสตาร์ทเครื่องเพียง 30 นาที ทำให้สามารถเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว

4. การติดตั้งเครื่องทำความเย็นไม่ทำให้ค่ามลสารการเผาไหม้เกินตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรมกำหนด

5. เมื่อพิจารณาถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนพบว่า การลงทุนเครื่องทำความเย็นมีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยระยะเวลาคืนทุน 4.78 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 18.05 เปอร์เซ็นต์ และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 228,379,633.10 บาท ภายใต้อายุของโครงการ 12 ปี

<u>ข้อด้อย</u>

1. อัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat rate) ของโรงไฟฟ้าสูงขึ้น 127.41 kJ/kWh หรือคิดเป็น 1.89 เปอร์เซ็นต์ เนื่องจากใช้เชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น 399,022,789 กิโลจูลต่อชั่วโมง และใช้พลังงานไฟฟ้าในตัวโรงไฟฟ้า (Station Service) เพิ่มขึ้น 13.05 เมกะวัตต์ จากเครื่องทำความเย็น ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

2. ระบบทำความเย็นใช้น้ำบริสุทธิ์ (Demineralized water) ประมาณ 15 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และใช้น้ำดิบประมาณ 120 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง คิดเป็นมูลค่า 8,110,872 บาทต่อปี

6.2 จุดเด่นของงานวิจัย

1. งานวิจัยนี้ดำเนินการศึกษาจากอุปกรณ์เครื่องจักรโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ภายใต้ระบบจริงของโรงฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3. อุปกรณ์เครื่องมือวัดที่ใช้ในการทดสอบประสิทธิภาพได้รับการสอบเทียบตามมาตรฐาน ทำให้ผลการทดสอบถูกต้องแม่นยำ

2. ผลของการศึกษาในงานวิจัยนี้ สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางหนึ่งในการเพิ่มกำลังผลิตให้แก่โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซหรือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในอนาคต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6.3 ข้อเสนอแนะ

1. การศึกษาของงานวิจัยนี้ทำการเก็บข้อมูลและวิเคราะห์ผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องทำความเย็นแก่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ขนาดกำลังผลิต 729 เมกะวัตต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยการทดสอบดำเนินการในสภาวะที่เดินเครื่องจ่ายพลังงานไฟฟ้าสูงสุดเป็นระยะเวลา 1 ชั่วโมง เพื่อให้ทราบถึงสมรรถนะของโรงไฟฟ้าและเครื่องทำความเย็นในระยะยาว ควรมีการเก็บข้อมูลการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า รวมทั้งข้อมูลการบำรุงรักษาเครื่องทำความเย็นต่อไปในอนาคต

2. จากผลการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้าพบว่าเครื่องทำความเย็นใช้พลังงานไฟฟ้าสูงถึง 13 เมกกะวัตต์ หากทำให้เครื่องทำความเย็นใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยลง จะสามารถเพิ่มประสิทธิภาพให้แก่โรงไฟฟ้าได้

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

[1] A. K. Shukla and O. Singh. 2014. "Effect of Compressor Inlet Temperature & Relative Humidity on Gas Turbine Cycle Performance" **International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 5, Issue 5, May-2014**, vol. 5, p. 664.

[2] Al-Ibrahim, Abdulrahman M., and A. Varnham. 2010. "A review of inlet air-cooling technologies for enhancing the performance of combustion turbines in Saudi Arabia" **Applied Thermal Engineering**, vol. 30, pp. p1879-1888, 10//.

[3] A. B. R. Hosseini , M. Soltani. 2007. "Performance improvement of gas turbines of Fars (Iran) combined cycle power plant by intake air cooling using a media evaporative cooler" **Energy Conversion and Management**, pp. 1055-1064.

[4] J. Carmona. 2015. "Gas turbine evaporative cooling evaluation for Lagos - Nigeria" **Applied Thermal Engineering**.

[5] M. M. Vahid Etminan, hsan Ebrahimnia Bajestan, Mehdi Boghrati. 2007. "PERFORMANCE IMPROVEMENT OF SIMPLE CYCLE GAS TURBINE BY USING FOGGING SYSTEM AS INTAKE AIR COOLING SYSTEM" **Middle East Mechanical EXPO 2007 Conference and Exhibition**.

[6] S. Suneetha and A. V. Satyanarayana. 2013. "Enhancement of Specific Power Output of a Gas Turbine Using Filtered Chilled Air" **IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering (IOSR-JMCE)**.

[7] T. Komuro, E. Ito, T. Sonoda, U. Tomita, K. Hidaka, and S. Shibutani. 2010. "Power Output Augmentation of Gas Turbine Combined Cycle by Inlet-Air Cooling System of Chiller Type under High Ambient Air Temperature" **Mitsubishi Heavy Industries Technical Review** vol. 47, pp. 33-39.

[8] Siamtech. [Online] Available: http://www.balanceenergythai.com/ระบบผลิตไฟฟ้า

[9] *Center for Climate and Energy Solutions*. [Online] Available: http://www.c2es.org/publications/leveraging-natural-gas-reduce-greenhouse-gas-emissions June 2013

[10] [Online] Available: http://www.tmd.go.th/info/info.php?FileID=23

[11] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. STATISTICAL REPORT.

[12] ร. สายคณิต. 2546. **เศรษฐศาสตร์เพื่อการจัดการ.**

[13] P. K. Nag. **Power Plant Engineering**, 3rd ed.

[14] K. Rolf, H. Frank, S. Franz, and R. Bert. 2009. **Combined-Cycle Gas&Steam Turbine Power Plants**, 3rd ed.

[15] *Gas turbine schematic* [Online] Available: http://cset.mnsu.edu/engagethermo/components_gasturbine.html

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

[16] สมเกียรติ บุญณสะ พ.ศ. 2547. **วิศวกรรมโรงจักรต้นกำลัง (Powerplant Engineering).**

[17] วัฒนา ถาวร ถาวร. 2555. **โรงต้นกำลังไฟฟ้า**, 19 ed.

[18] *Turbines and Compressors*. [Online] Available: http://ffden-2.phys.uaf.edu/212_fall2003.web.dir/Oliver_Fleshman/turbinesandcompressors.html

[19] *A vaporizer combustion chamber*. [Online] Available: http://aeromodelbasic.blogspot.com/2011/12/vaporizer-combustion-chamber.html

[20] ISO2314, "Gas turbines — Acceptance tests," ed, 2009.

[21] *air density vs temperature chart*. [Online] Available: http://docs.engineeringtoolbox.com/documents/600/air_density_specific_weight_chart.pdf

[22] *Altitude above Sea Level and Air Pressure*. [Online] Available: http://www.engineeringtoolbox.com/air-altitude-pressure-d_462.html

[23] บริษัท ฟูลซิสเต็ม เอ็นจิเนียริ่ง จำกัด พ.ศ.2553. "Performance Improvement of Gas Turbines with Intake Air Cooling Techniques" **Engneering Today วารสารเพื่อนความก้าวหน้าในวงการวิศวกรรมและอุตสาหกรรม.**

[24] M. M. Rahman, Ahmed N. Abdalla, Thamir K. Ibrahim. 2011. "Improvement of gas turbine performance based on inlet air cooling systems: A technical review" **International Journal of Physical Sciences**, vol. 6(4), pp. 620-627.

[25] Chaker M., Mee T., Meher-Homji C. 2002. "INLET FOGGING OF GAS TURBINE ENGINES - PART A: FOG DROPLET THERMODYNAMICS, HEAT TRANSFER AND PRACTICAL CONSIDERATIONS" **Proceedings of ASME Turbo Expo 2002.**

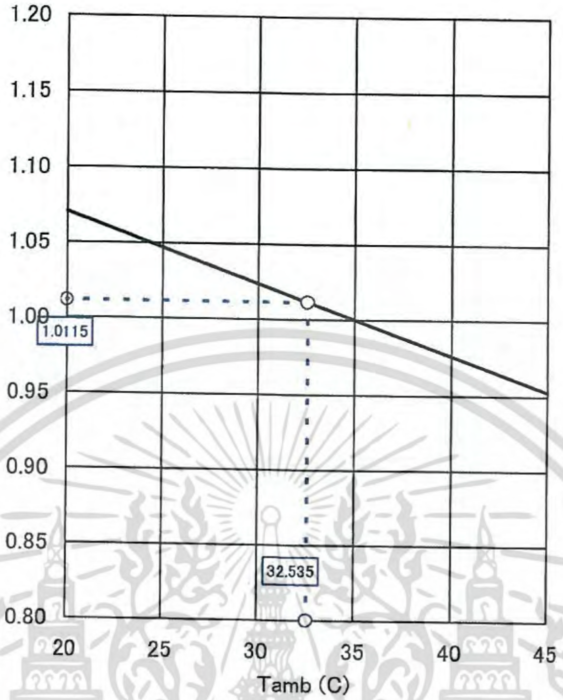
[26] T. KOMURO , E. ITO , T. SONODA , U. TOMITA , K. HIDAKA , and S. SHIBUTANI 2010. "Power Output Augmentation of Gas Turbine Combined Cycle by Inlet-Air Cooling System of Chiller Type under High Ambient Air Temperature" **Mitsubishi Heavy Industries Technical Review** vol. 47, pp. 33-39.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

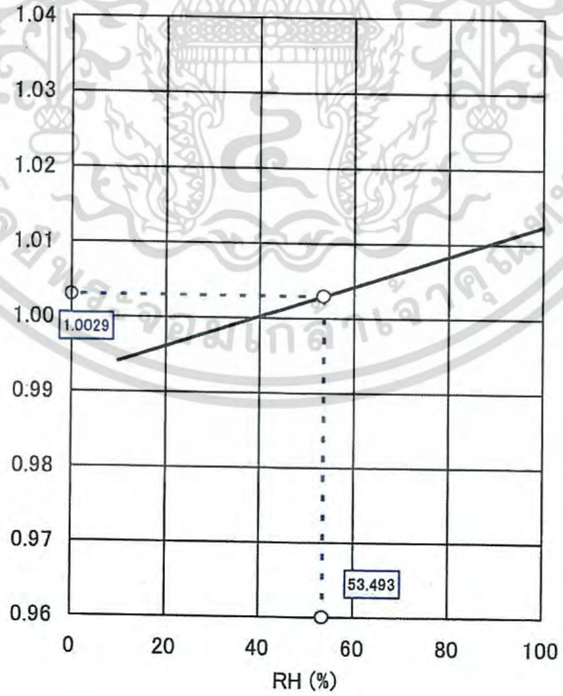
ภาคผนวก ก

กราฟการปรับแก้กำลังผลิตและอัตราการใช้เชื้อเพลิง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

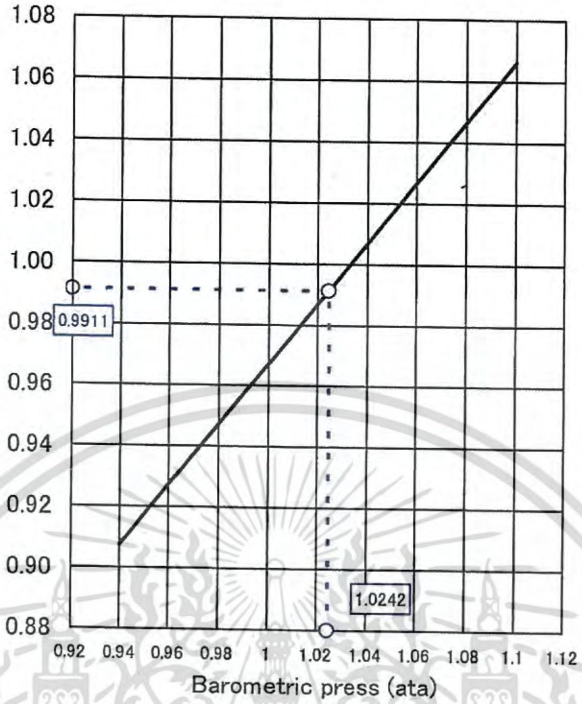


กราฟที่ 1 Ambient temperature Correction (A1)

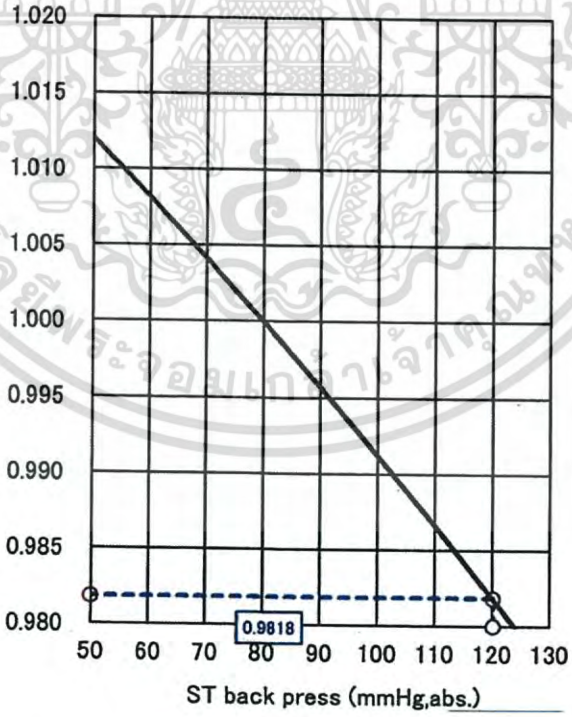


กราฟที่ 2 Relative Humidity Correction (A2)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

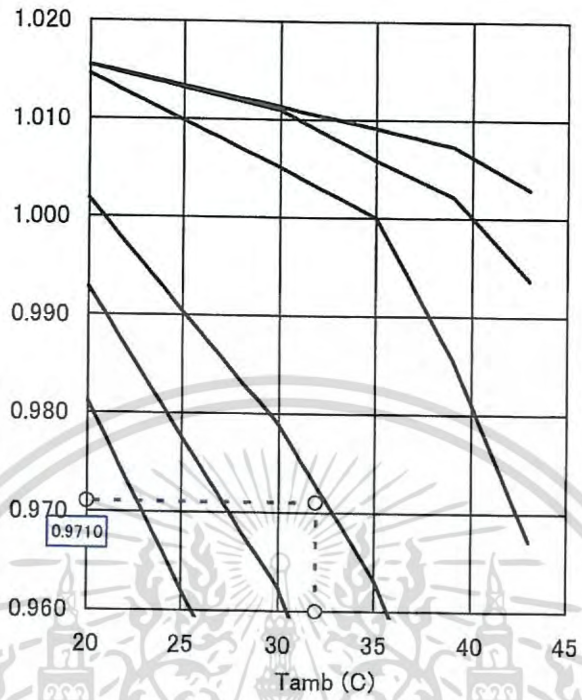


กราฟที่ 3 Barometric Pressure Correction (A3)

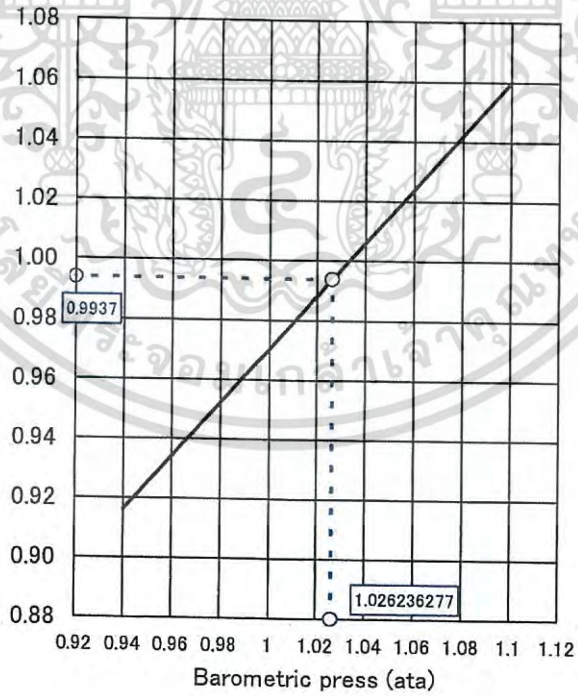


กราฟที่ 4 ST back Pressure Correction (A4)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

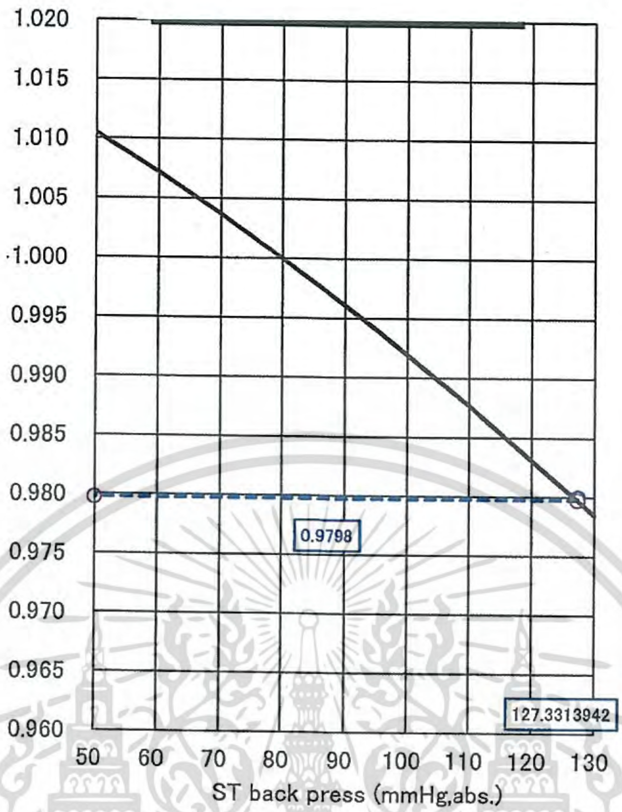


กราฟที่ 5 Ambient temperature และ Relative humidity Correction (C1)

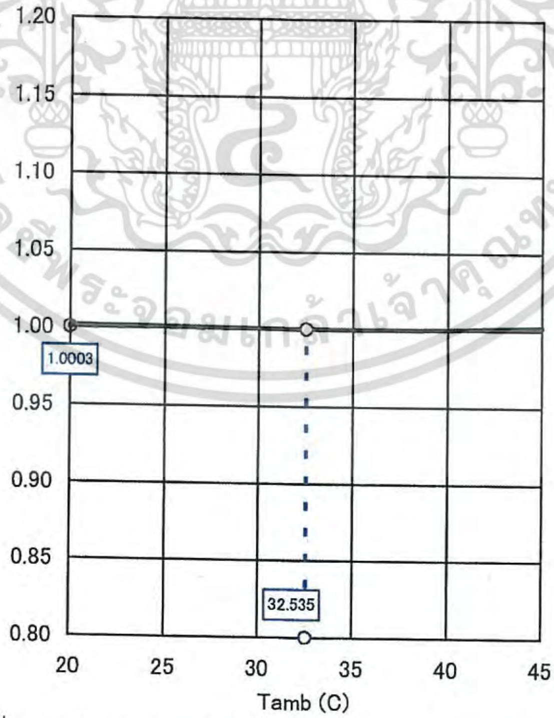


กราฟที่ 6 Barometric Pressure Correction (C2)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

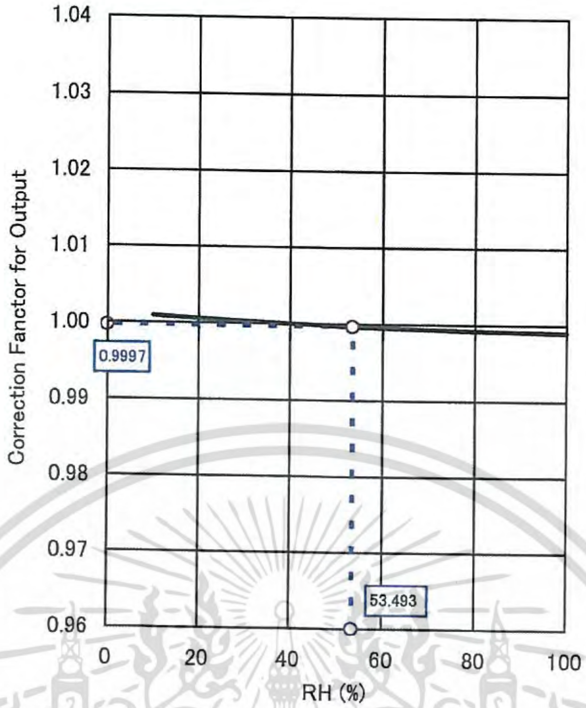


กราฟที่ 7 ST back pressure Correction (C3)

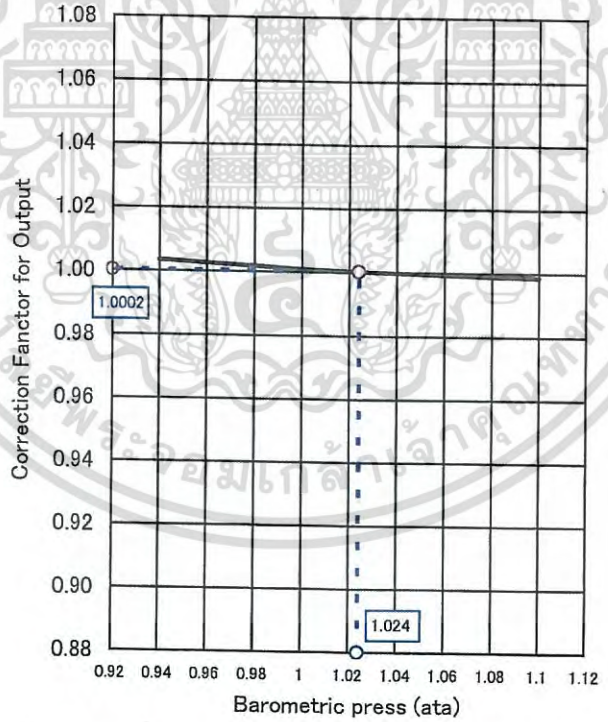


กราฟที่ 8 Ambient temperature Heat Rate Correction (F-1)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

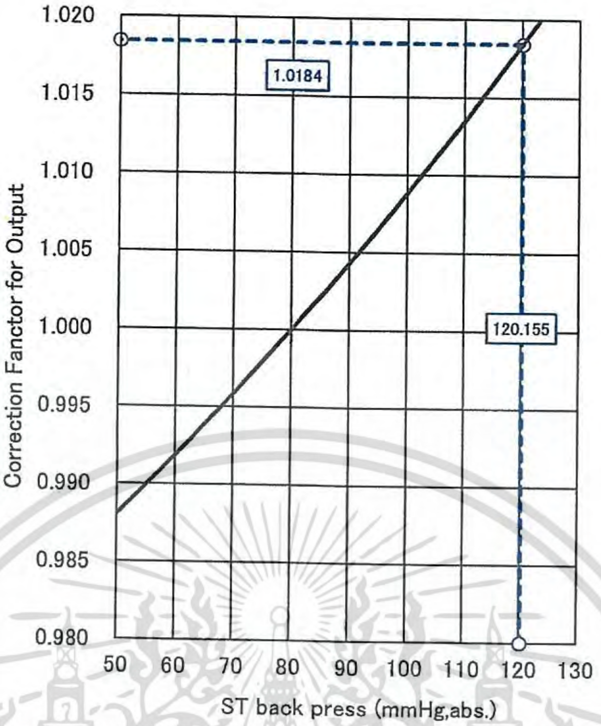


กราฟที่ 9 Relative Humidity Heat Rate Correction (F-1)

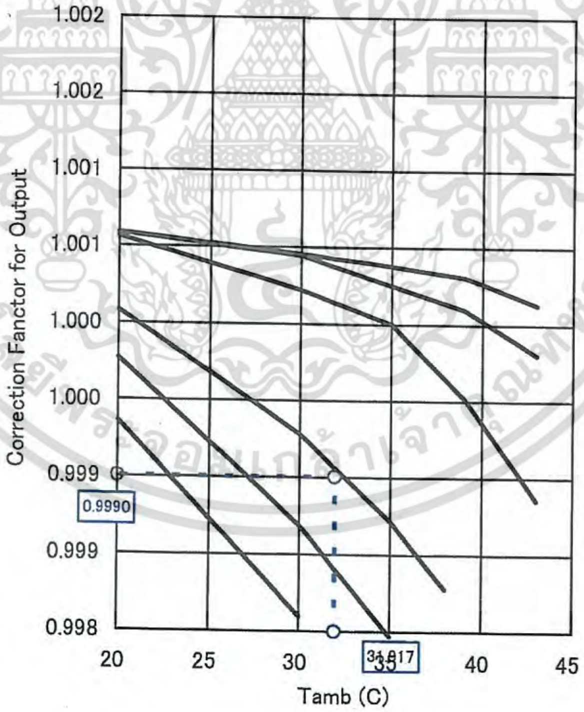


กราฟที่ 10 Barometric Pressure Heat Rate Correction (F-3)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

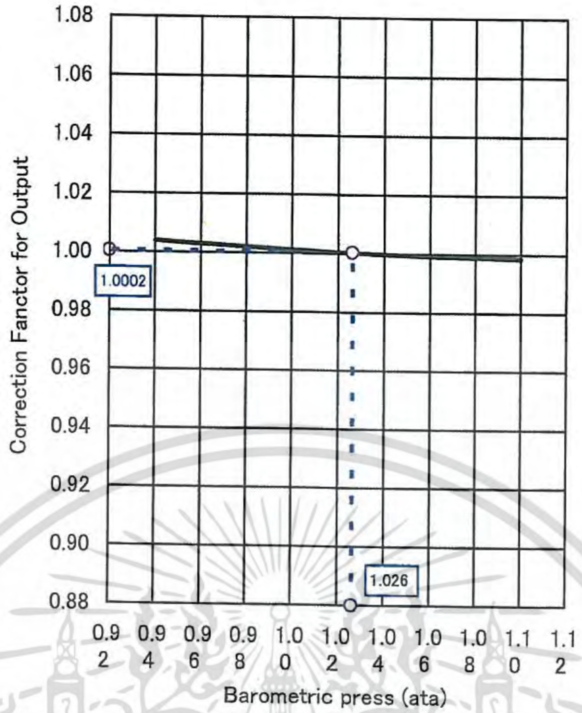


กราฟที่ 11 ST back pressure Heat Rate Correction (F-4)

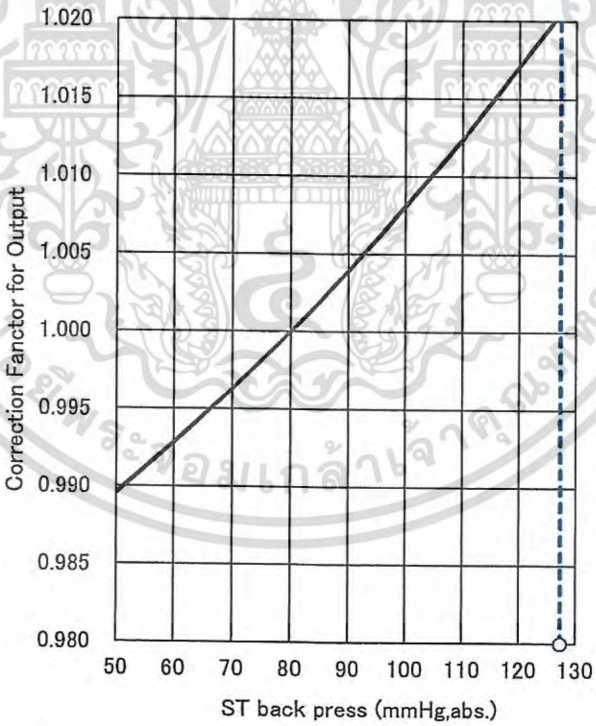


กราฟที่ 12 Ambient temperature และ Relative humidity Heat Rate Correction (G-1)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



กราฟที่ 13 Barometric Pressure Heat Rate Correction (G-2)



กราฟที่ 14 ST back pressure Heat Rate Correction (G-3)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ข
บทความทางวิชาการ

1. SATHIANTAWAT Thanadej LEELAJINDAKRAIRERK Monthon CHOMPOO-INWAI Chow "An Effect Study of the Air Inlet Cooling System (AICS) Installation to Enhance the Power Generation Capacity for EGAT's Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plant, THAILAND", *International Conference on Electrical Engineering (ICEE) 2015*

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

An Effect Study of the Air Inlet Cooling System (AICS) Installation to Enhance the Power Generation Capacity for EGAT's Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plant, THAILAND

SATHIANTAWAT Thanadej LEELAJINDAKRAIRERK Monthon CHOMPOO-INWAI Chow

Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang,
Ladkrabang, Bangkok, THAILAND, 10520
chompooc@gmail.com mr.thanadej@gmail.com

Abstract

Due to being a tropical country of Thailand, consumer's electricity demands tend to be increasing during the summer time. On the opposite site, EGAT's actual power generation capability during that time will be deteriorating. This often leads to EGAT insufficient overall power generation, especially that particular time. Another big issue in Thailand is that many difficulties to build or invest in the new lines of any kind of power plants but renewable energy power plants, mainly because of the environmental-friendly and the local community problems. This research paper presents the novel and alternative options to increase EGAT's power generation without building/investing for the new power plant. The main idea is to enhance the power generation output from the existing Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plant which is counted as the majority of the fossil-fuel type power plants in Thailand. The methodology is to experiment the concept explained in this paper in one demonstration site and it will be extended if the good results were to be achieved. The idea is to chill inlet air before entering the gas turbine generator from average ambient temperature (around 28 degree Celsius) down to 15 degree Celsius by installing the Air Inlet Cooling System (AICS). The demonstrated site is set to be one of the EGAT's combined cycle power plant named Wang Noi power plant which has the installed capacity of 723 megawatt (MW). The experimental results show that after installed AICS, the power generation capacity can be increased up to 78.586 MW (~10.87% of the installed capacity). In contrary, the AICS installation makes the overall power plant Heat Rate higher by 1.89% which of course, that means the more fuel consumed and the higher cost in that part. The financial analysis, also mentioned later in this paper, illustrates that the payback period after installing proposed system in GTCC power plant is around 4.49 years. The internal rate of return (IRR) computation for the project is ~19.72% for the 12 years of installation. In conclusion, this proposed methodology in EGAT's demonstration site yields better than expected results and it could potentially be one of the best solutions to resolve the aforementioned problems in Thailand's power generation system.

Keywords

Gas Turbine Combined Cycle Power Plant, GTCC, Air Inlet Cooling System (AICS), Heat Rate, Payback period, Internal rate of return (IRR)

1. INTRODUCTION

Gas Turbine power plant is popular and widely used in most countries because of its prominent advantages; low capital, high reliability and flexibility in operation. Another outstanding feature is its capability of quick starting and using a wide variety of fuels from natural gas to residual oil [Nag 2008]. Environment in each country is distinguished in terms of time zone and geography such as temperature, atmospheric pressure depending on the height above sea level and relative humidity; these are important factors that influence the gas turbine performance. Especially in the tropical countries, the density of air is quite thin which causing low air compressor performance. Therefore, the capacity is subsided, for example, during the summer with temperature of 50 degree Celsius, Saudi Electric Company encounters the performance problem that Gas Turbine productivity fells to 24% [Al-Ibrahim et al. 2010].

Thailand is located in tropical area, in consequence, the weather is generally hot in most part of the country throughout the year. In the summer, the temperature is around 30-34 degree Celsius which reduces 10-15% of the Gas Turbine Combined Cycle productivity capacity conversely to the high electric power demand during the warmest season. The solution to enhance Gas Turbine Combined Cycle capacity to meet the demand is to install Air Inlet Cooling System to the power plant.

According to [Komuro et al. 2010], it was found that when the temperature is down to 15 degree Celsius before going to air compressor, Gas Turbine can restore capacity of 10%. According to [Boonnasa et al. 2006], it was found that Cooling Air Compressor is able to enhance 10.6% of Gas Turbine capacity and 6.24% of Combine cycle.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

This paper compares the result of the installation of Air Inlet Cooling System Chiller System (AICS) to increase the capacity of the combine cycle power plant in Thailand and the capacity, Heat rate, efficiency and economic before and after installation.

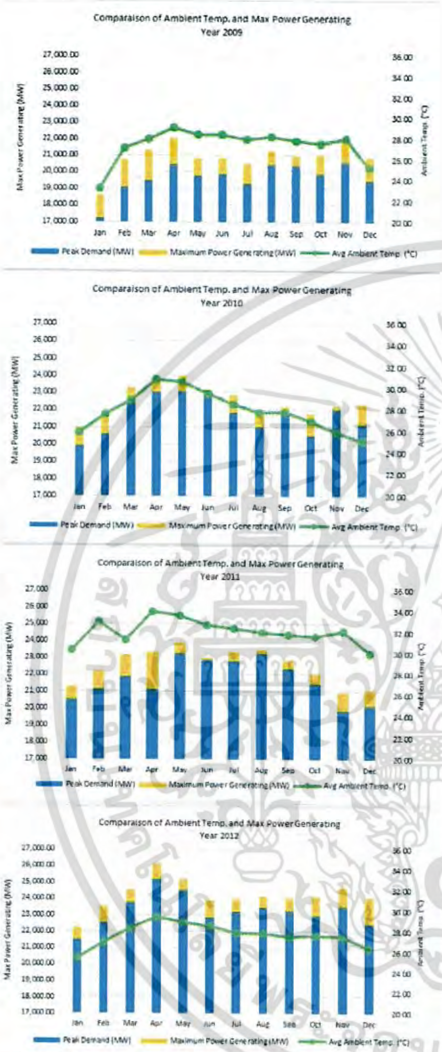


Fig.1 Temperature and Peak Demand during 2009-2012

Figure 1 shows the increasing of electricity demand from 2009 to 2012 is likely in line with the average temperature. The peak power demand is between March and May.

2. Combined Cycle Power Plant

2.1 The Information of Wang Noi Power Plant

The Wang Noi Combined Cycle Power Plant Unit 3 was located within the area of Existing Wang Noi Power Plant in Amphoe Wang Noi, Ayutthaya province, on the east of Highway no. I, approximately 72 kilometres north of Bangkok. Because it is located in an area not far from the capital and the industrial estate, Wang Noi Power Plant is important to the electrical system of the country as a whole. Wang Noi Combined Cycle Power Plant Unit 3 has 722.75 MW installed capacity consists of two Gas Turbine units (232.98×2 MW) as shown in Fig.2 and one Steam Turbine (256.79 MW) as called Combine Cycle Power Plant. It was a commercial operation date (COD) was on May 5, 1999. Figure 3 shows an overview of the Wang Noi Combined Cycle Power Plant Unit 3. The dotted lines in diagram showed the AICs after the installation is completed.

Fig.2 Component of Gas Turbine

2.2 Principles of Combine Cycle

Combustion turbines operate in the open Brayton thermodynamic cycle. As the ambient fresh air enters the CT chamber, it passes through a compressor which causes its pressure to increase rapidly. Fuel is then injected into the high-pressure air and ignited. The combustion products flow into the turbine and produce the work that is used to drive the generator shaft and then generate electricity. Part of the generated work is also used to drive the initial stage compressor. Usually, as the hot mixture (500 °C) leaves the turbine, it passes through a heat-recovery steam generator (HRSG) to recover part of its wasted heat [Al-Ibrahim et al. 2010]. High pressure steam from these boilers can also generate power with steam turbine, which is called a combined cycle. Condenser is a heat exchanger which condense its gaseous to its liquid state at a pressure below atmospheric pressure and recycled to the process again. Cooling tower is a heat rejection device which extracts waste heat from Condenser to the atmosphere through the cooling water. Figure 4 shows overview diagram of Combine Cycle Power Plant.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

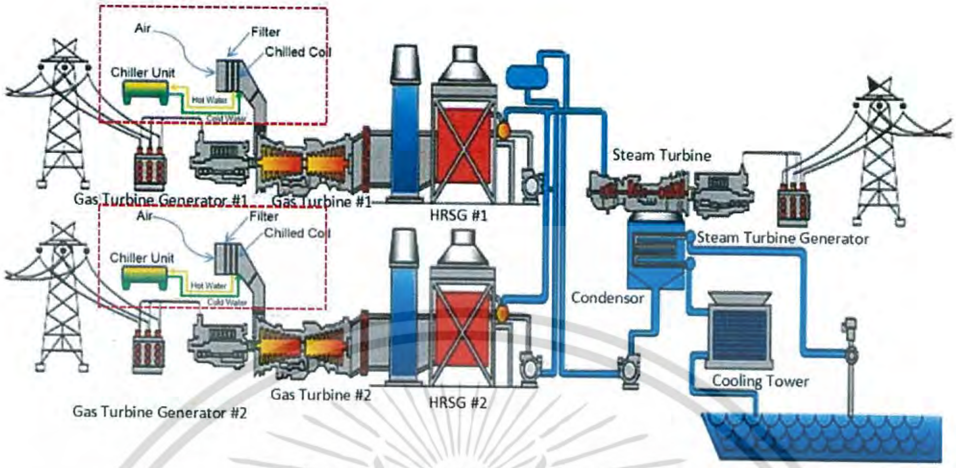
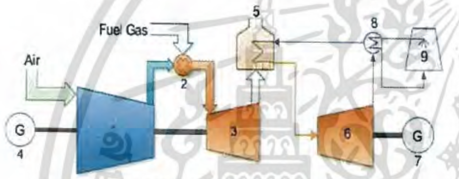


Fig.3 Overview Diagram of Wang Noi Power Plant Unit 3.



1. Compressor
2. Combustion
3. Turbine
4. GT Generator
5. HRSG
6. Steam Turbine (ST)
7. ST Generator
8. Condenser
9. Cooling Tower

Fig 4. Diagram of Combine Cycle Power Plant

2.3 Performance Indicator of Combine Cycle Power Plant

The thermal efficiency η of the engine based on electrical power output and the net heat consumption is computed from [ISO2314 2009]

$$\eta = \frac{P}{Q} \quad (1)$$

where

P is the electrical power output, in kilowatt

Q is the heat consumption of the fuel, based on lower heating value, in kilojoules

$$Q = \dot{m}(Q_{lo} + SH) \quad (2)$$

where

$\dot{m}$ is the fuel consumption, in kilogram per second.

Q_{lo} *is* the lower heating value (LHV) of the fuel at 15 °C and constant pressure, in kilojoules per kilogram.

SH is the sensible heat SH in kJ/kg.

The heat rate HR in kilojoules per kilowatt hour, may be computed from

$$HR = \frac{Q}{P} \cdot 3600 = \frac{1}{\eta} \cdot 3600 \quad (3)$$

2.4 The significant factor affecting gas turbine productivity

2.4.1 Ambient air temperature

Ambient air temperature has a significant influence on the power output and efficient of the gas turbine. Increasing the ambient temperature reduces the density of the air and consequently reduces the air mass flow into the compressor as constant volume engine. This is the main reason for changes in the gas turbine power output [Rolf et al. 2009].

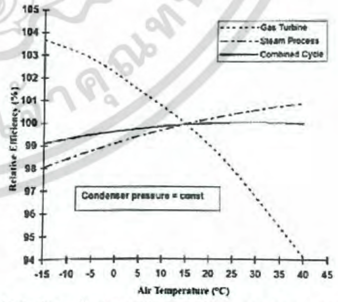


Fig.5 Relative efficient of gas turbine, steam process, and combined cycle as function of the air temperature [Rolf et al. 2009]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

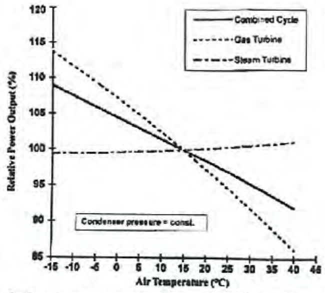


Fig.6 Relative power output of a gas turbine, steam turbine, and combine cycle as function of the air temperature [Rolf et al. 2009]

Figure 5 shows an increase in the air temperature which has a slightly positive effect on the efficiency of the combine-cycle power plant. Because the increased temperature in the exhaust enhances the efficient of the Steam process, it more than compensates for the reduced efficiency of the gas turbine unit.

Figure 6 shows how the power output of the gas turbine, steam turbine, and combined cycle decrease with an increase in the air temperature. The power output of the combined cycle is affected differently from efficiency because change in mass flow of air and exhaust gases are more dominant than the exhaust gas temperature.

2.4.2 *Ambient Air Pressure*

Gas turbine performance is normally quoted at an air pressure of 1.013 bar (14.7 psia) —ISO condition, which corresponds approximately to the average pressure prevailing at sea level. A different site elevation and daily weather variation results in a different air pressure.

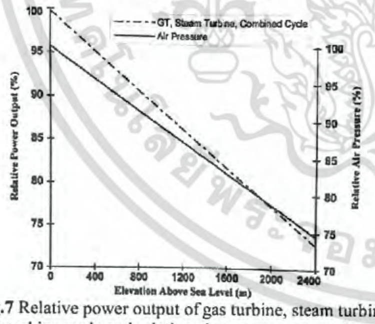


Fig.7 Relative power output of gas turbine, steam turbine, and combine cycle and relative air pressure versus elevation above sea level [Rolf et al. 2009]

Figure 7 shows the relationship between site elevation and ambient air pressure, and its influence on relative power output of gas turbine, steam turbine, and combine cycle.

2.4.3 *Relative humidity*

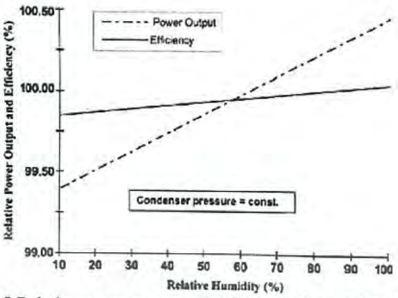


Fig.8 Relative power output and efficiency of gas turbine and combined cycle as function of relative humidity [Rolf et al. 2009]

Figure 8 shows that the gas turbine and combined-cycle output will increase if the relative humidity of the ambient air increases, with other conditions remaining constant. This is because at higher levels of humidity there will be a higher water content in the working medium of the gas cycle, resulting in a better gas turbine enthalpy drop and more exhaust gas energy entering the heat recovery steam generator (HRSG).

3. Air Inlet Cooling System (AICS)

3.1 Principles of AICS

Figure 9 illustrates the cooling mechanism of the centrifugal-chiller.

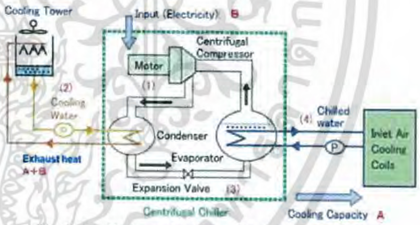


Fig.9 Cooling mechanism of centrifugal-chiller [Komuro et al. 2010]

The cooling mechanisms are as follows:

(1) A refrigerant gas contained in the top section of an evaporator under conditions below 10°C and around 0.3 MPa is compressed by a turbo (centrifugal) compressor and sent to a condenser, with the conditions of the gas over 40°C and around 1 MPa.

(2) In a wet cooling tower (one example here, but many other methods of heat exchange are known), cooling water at around 30°C that has been heat-exchanged with atmospheric air is sent to the above condenser and again heat-exchanged with the refrigerant, liquefying the refrigerant.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(3) The high pressure liquefied refrigerant in the condenser is adiabatically expanded to the evaporator via an expansion valve, resulting in a low pressure liquefied refrigerant at a single-digit temperature level.
(4) In an evaporator, the low pressure liquefied refrigerant is heat-exchanged with the returned cooling water at 10-some °C from the cooling coil, returning the refrigerant to a gaseous condition and where the cooling water is cooled to a single-digit temperature (for instance, 5°C) [Komuro et al. 2010].

3.2 Component of AICS

3.2.1 Chiller Module

Figure 10 shows the chiller module. The chiller module includes two sets of centrifugal-chillers, four sets of water supply pumps (two sets for chilled water, two sets for cooling water), their motor panels, transformer panels (e.g., 6 kV to 400 V, etc.), incoming panels and control panels, where those panels are placed on the first floor and a cooling tower is installed on the second floor, wherein piping and cable wiring between each piece of equipment are connected in the module.

Chillers are installed with AART-200s in series and have a capacity of 4,400 USRt, wherein chilled water is circulated at 1,200 m3/h, under the conditions of incoming cooling water at 16°C and outgoing water at 5°C.

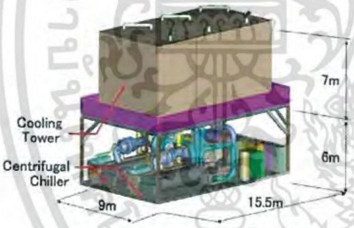


Fig.10 Configuration of Chiller module [Komuro et al. 2010].

3.2.2 Cooling Coil

Figure 11 shows an example of the inlet-air cooling-coil housing. The cooling-coil housing is installed in a space of 3m in width between the filter housing and the inlet air duct. In this example, cooling coils each having a cooling capacity of 2.3 MW are arranged in two rows and stacked in six tiers, amounting to a cooling capacity of 28 MW.

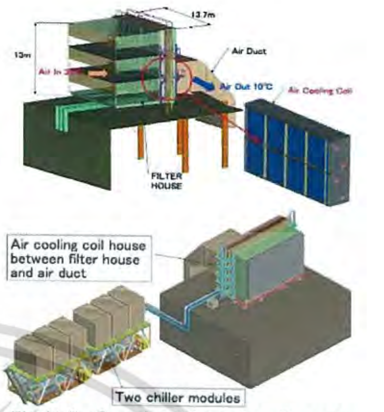


Fig. 11 Configuration of Inlet-air cooling coils [Komuro et al. 2010].

4. Performance Test

After installed the Air Inlet Cooling system, performance test is conducted to determine the capacity and Heat rate of power plant. Corrections were applied to measured test results to account for variations in boundary conditions such as ambient temperature, barometric pressure, relative humidity and steam turbine back pressure. The correction factor which is provided by contractor must be applied to correct to reference condition with a barometric pressure of 1.0332 ata, an ambient temperature of 35°C, and relative humidity of 39%.

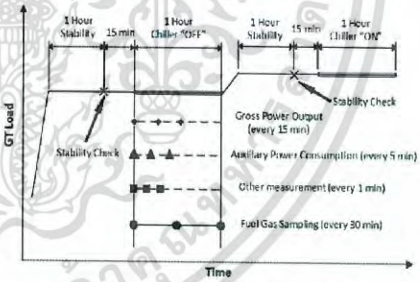


Fig. 12 Time schedule of performance test

The test is divided while running normally for a period of 1 hour and test run with Chiller for 1 hour, as shown in Fig. 12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1 Power Output Correction

4.1.1 $CCPW_{OFF,cor}$ is Correction Gross Power Output of Combined Cycle under chiller OFF condition.

$$CCPW_{OFF,cor} = \frac{CCPW_{OFF,meas}}{(A1 \times A2 \times A3 \times A4)} \tag{4}$$

where

A1 is ambient temperature Correction [Hatada et al. 2012]
A2 is Relative humidity Correction [Hatada et al. 2012]
A3 is Barometric Pressure Correction [Hatada et al. 2012]
A4 is ST back pressure Correction [Hatada et al. 2012]

Gross Power Output "$CCPW_{OFF,meas}$" is sum of two Gas Turbine power outputs and Steam Turbine measured at generator terminal which are measured under chiller OFF condition

4.1.2 $CCPW_{ON,cor}$ is Correction Gross Power Output of Combined Cycle under chiller operation condition.

$$CCPW_{ON,cor} = \frac{CCPW_{ON,meas}}{(C1 \times C2 \times C3)} \tag{5}$$

where

C1 is ambient temperature and Relative humidity Correction
C2 is Barometric Pressure Correction [Hatada et al. 2012]
C3 is ST back pressure Correction [Hatada et al. 2012]

Gross power output "$CCPW_{ON,meas}$" is sum of two Gas Turbine power outputs and Steam Turbine measured at generator terminal which are measured under chiller operation condition

4.1.3 Corrected combined cycle net power output increment "$\Delta CCPW_{cor,net}$"

$$\Delta CCPW_{cor,net} = \left(CCPW_{ON,cor} - CCPW_{OFF,cor}\right) \times \frac{683.2}{CCPW_{OFF,cor}} - AUX\ PW \tag{6}$$

where

AUX PW is auxiliary power consumption of the chiller system

4.2 Heat rate Correction

4.2.1 Measured combined cycle gross heat rate "$CCHR_{OFFmeas,gross}$" and Corrected combined cycle heat rate are calculated by following equation.

$$CCHR_{OFF,meas} = \frac{(FG\ Flow_{OFF} \times LHV_{OFF})}{CCPW_{OFF,meas}} \tag{7}$$

$$CCHR_{OFF,cor} = \frac{CCHR_{OFF,meas}}{(F1 \times F2 \times F3 \times F4)} \tag{8}$$

where

F1 is ambient temperature Correction [Hatada et al. 2012]
F2 is Relative humidity Correction [Hatada et al. 2012]
F3 is Barometric Pressure Correction [Hatada et al. 2012]
F4 is ST back pressure Correction [Hatada et al. 2012]

FG $Flow_{OFF}$ is fuel gas flow measured under test at chiller off condition.
LHV_{OFF} is Fuel Gas Low Heating Value at chiller off condition.

4.2.2 Measured combined cycle gross heat rate "$CC\ HR_{ON,meas\ gross}$" and Corrected combined cycle heat rate

$$CCHR_{ON,meas\ gross} = \frac{(FG\ Flow_{ON} \times LHV_{ON})}{CCPW_{ON,meas}} \tag{9}$$

$$CCHR_{ON,corr\ gross} = \frac{CCHR_{ON,meas\ gross}}{(G1 \times G2 \times G3)} \tag{10}$$

where

G1 is ambient temperature Correction [Hatada et al. 2012]
G2 is Relative humidity Correction [Hatada et al. 2012]
G3 is ST back pressure Correction [Hatada et al. 2012]

FG $Flow_{ON}$ is Fuel gas flow measured under test at chiller operation condition.
LHV_{ON} is Fuel Gas Lower Heating Value at chiller operation condition.

4.2.3 Corrected combined cycle net heat rate "$CC\ HR_{ON,corr\ net}$"

$$CCHR_{ON,cor\ net} = \frac{CCHR_{ON,cor\ gross} \times CCPW_{ON,cor}}{(CCPW_{ON,cor} - AUX\ PW)} \tag{11}$$

4.2.4 Combined Cycle Net Heat Rate Increment Evaluation

$$\Delta CCHR_{cor,net} = \left(\frac{CCHR_{ON,cor\ net}}{CCHR_{OFF,net}} \times 100\right) - 100 \tag{12}$$

5. Result and Discussion

5.1 Power Output

Figure 13 and 14 illustrate Gross Power Output rate before correction. These show the production capacity when operating with Chiller and without Chiller. Chiller increase Gross Power Output approximately 25.54 MW and 27.57 MW to Gas Turbine 1 and Gas Turbine 2 respectively.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

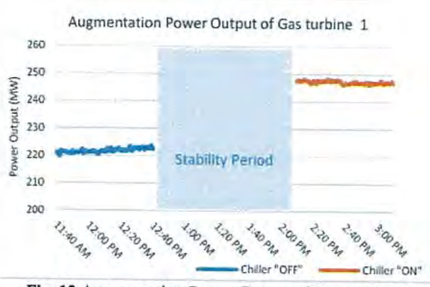


Fig. 13 Augmentation Power Output of Gas turbine 1

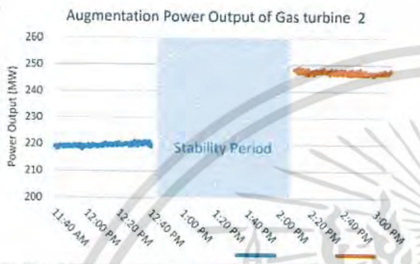


Fig. 14 Augmentation Power Output of Gas turbine 2

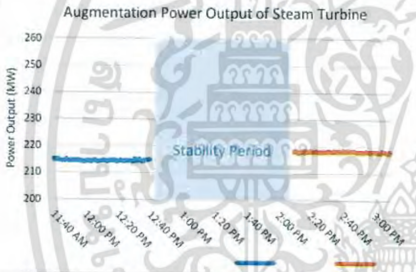


Fig 15. Augmentation Power Output of Steam Turbine

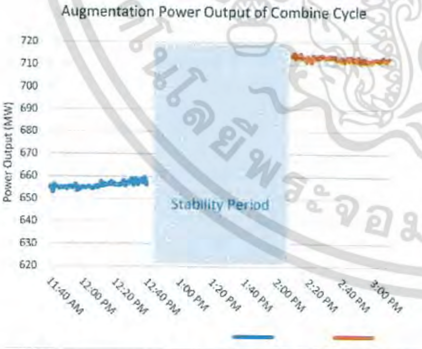


Fig 16. Augmentation Power Output of Combine Cycle

Figure 15 shows Steam Turbine Gross Power Output. Productivity is insignificantly increased after operating with Chiller. Figure 16 shows Gross Power Output Combine Cycle. Normal operating produces 656.12 MW but when operating with Chiller is able to raise productivity to 712.63 MW which significantly increases 56.48 MW from normal operating.

Table 1 shows Correction Power Output performance test result when operating with Chiller and without Chiller. The result reveals that Chiller improves Power Output performance for Wong Noi Power Plant Block 3 at 78.586 MW.

Correction of power output:			
Chiller OFF condition			
Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
CC PW chiller off,meas : Measured Gross Power output	MW	656.152	-
A-1 : Ambient temperature	degC	32.5	1.011533
A-2 : Relative humidity	%	53.5	1.002941
A-3 : Barometric Pressure	ata	1.0242	0.991088
A-4 : ST back pressure	mmHg	120.16	0.98184
CC PW chiller off : Corrected Gross Power output	MW		664.657
Chiller ON condition			
Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
CC PW chiller on,meas : Measured Gross Power output	MW	712.644	-
C-1 : Ambient temperature	degC	31.9	0.970973
Relative humidity	%	61.6	-
C-2 : Barometric Pressure	ata	1.0263	0.993748
C-3 : ST back pressure	mmHg	127.33	0.979783
CC PW chiller on : Corrected Gross Power output	MW		753.806
AUX PW : Auxiliary power consumption under chiller operation	MW	13.05	
ΔCC PW,corr net : Corrected combined cycle net power output increment	MW		78.586

Table 1. Correction of Power Output

5.2 Heat Rate and Efficiency (η)

Table 2 shows correction Heat Rate performance test result that when operating with Chiller, it consumes more 9,833.7 kg/h of fuel and more 13.05 MW of electric power (station service). In effect, Heat Rate rises 127.41 kJ/kWh or 1.89% which decreasing Efficiency (η) from 53.40% to 52.41%.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Correction of heat rate :

Chiller OFF condition

Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
Fuel Gas Flow	kg/h	118,029.7	-
LHV	kJ/kg	38,172.90	-
Heat Consumption	kJ/h	4.51×10^9	-
Ambient temperature	deg C	32.5	1.000342
Relative humidity	%	53.5	0.99966
Barometric Pressure	ata.	1.0242	1.000248
ST back pressure	mmHg	120.16	1.018422
CC HR chiller OFF : Corrected combined cycle heat rate	kJ/kWh	6,866.60	6,740.71
Efficiency (η)	-	-	53.40

Chiller ON condition

Parameters	Unit	Measured value	Correction factor
Fuel Gas Flow	kg/h	127,863.4	-
LHV	kJ/kg	38,357.80	-
Heat Consumption	kJ/h	4.90×10^9	-
Ambient temperature	degC	31.9	0.999004
Relative humidity	%	61.9	-
Barometric Pressure	ata	1.0263	1.000213
ST back pressure	mmHg	127.33	1.020502
CC HR chiller ON,corr gross	kJ/kWh	6,882.20	6,749.22
CC HR chiller ON,corr net	-	-	6,868.12
Efficiency (η)	%	-	52.41
ΔCC HR, corr net : Corrected combined cycle net heat rate increment	%	-	1.89

Table 2. Correction of Heat Rate

5.3 Financial

According to performance test, it shows the consequence of AICs installation to the power plant. When analyzing the data in terms of financial cost benefit, the hypothesis is the AICs operates during Peak Load period in order to support power requirement of the system and during 1.00pm-4.00pm or 4 hours a day to acquire the highest output per unit. Electric cost is 0.1$/kWh and Fuel cost is 8.75 $/GJ. AICs has totally invested $25,805,466. Table 3 shows the financial cost-benefit calculation which is Payback period 4.48 years and IRR 19.19%.

Power output increment	MW	**78.59**
	kWh/year	114,735,560
money increment	$/year	10,671,113
Heat consumption increment	kJ/h	399,022,789
	kJ/year	582,573,271,940
Heat consumption increment cost	$/year	5,096,981
Water Cost increment	$/year	264,148
Investment	$	23,820,431
Net income	$	5,309,985
Payback period	year	4.485969774
IRR	%	19.1911504

Table 3. Pay Back Period and IRR.

6. Conclusion

Wang Noi Power Plant Combined Cycle Block 3 had installed Air Inlet Cooling System for 8.5 months. After the performance test, it was found that Air Inlet Cooling System increased production capacity to Wang Noi Power Plant Combined Cycle Block 3 at 78.59 MW. On the other hand, Air Inlet Cooling System increased Heat Rate at 1.89% and decreased Efficiency (η) from 53.40% down to 52.41% because it consumed more fuel and Auxiliary Power for 13.05 MW. When considering financial cost-benefit, it was found that Payback Period equals to 4.49 years and IRR at 19.72% in 12 years.

Acknowledgements

The authors would like to thank Wang Noi Power Plant EGAT for information.

References

Nag, P. K., 2008, *Power Plant Engineering*.

Al-Ibrahim, A. M. and Varnham, A., 2010, *A review of inlet air-cooling technologies for enhancing the performance of combustion turbines in Saudi Arabia*, Applied Thermal Engineering, 30(14–15): p1879-1888.

Komuro, T., Ito, E., Sonoda, T., Tomita, U., Hidaka, K. and Shibutani, S., 2010, *Power Output Augmentation of Gas Turbine Combined Cycle by Inlet-Air Cooling System of Chiller Type under High Ambient Air Temperature*, Mitsubishi Heavy Industries Technical Review 47: 33-39.

Boonnasa, S., Namprakai, P. and Muangnapoh, T., 2006, *Performance improvement of the combined cycle power plant by intake air cooling using an absorption chiller*, Energy, 31(12): p2036-2046.

ISO2314 2009. Gas turbines — Acceptance tests.

Rolf, K., Frank, H., Franz, S. and Bert, R., 2009, *Combined-Cycle Gas&Steam Turbine Power Plants*.

Hatada, K., Asakuno, J. and Hidaka, K., 2012, *PERFORMANCE TEST REPORT*, M. H. I. LTD.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นายธนเดช เสถียรธวัช
วัน เดือน ปี เกิด	1 มิถุนายน 2531
ที่อยู่	28 ถนนพัฒนาการ ซอย63 เขตประเวศ กทม.
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง ปีการศึกษา 2552
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	แผนกประสิทธิภาพ กองการผลิต ๑ โรงไฟฟ้าวังน้อย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ผลงานทางวิชาการ

1. SATHIANTAWAT Thanadej LEELAJINDAKRAIRERK Monthon CHOMPOO-INWAI Chow, "An Effect Study of the Air Inlet Cooling System (AICS) Installation to Enhance the Power Generation Capacity for EGAT's Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plant, THAILAND", *The International Conference on Electrical Engineering (ICEE 2015)*, 5-9 July 2015.

d

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้