บทที่ 3
การประหยัดพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1

3.1 แนวทางการจัดการพลังงานของอุตสาหกรรมผลิตกระแสไฟฟ้า

ในปัจจุบัน ประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นกำลังผลิตหลักของระบบกำลังผลิต ส่วนโรงไฟฟ้าประเภทอื่น เป็นกำลังผลิตสำรอง โดยกำลังผลิตไฟฟ้า ณ วันที่ 30 กันยายน 2539 กฟผ. มีกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 13,579.298 เมกะวัตต์ โดยมีกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 3,311.611 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 24.39 และยังมีส่วนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมระยอง 1,232 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนอมอีก 674 เมกะวัตต์ จะเห็นได้ว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในปัจจุบัน มีความสำคัญในการผลิตกระแสไฟฟ้ามาก รองมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (โรงไฟฟ้าพลังความร้อนมีกำลังผลิต 6,517.5 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 48) เมื่อศึกษาโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแต่ละแห่งแล้ว จะพบว่า โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีโครงสร้างการใช้พลังงานที่ใกล้เคียงกันมาก ทั้งนี้เนื่องมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแต่ละแห่งมีกรรมวิธีการผลิตกระแสไฟฟ้าและอุปกรณ์การผลิตที่คล้ายคลึงกัน ความแตกต่างของพลังงานที่ใช้อาจเนื่องมาจากสาเหตุต่างๆ ดังนี้

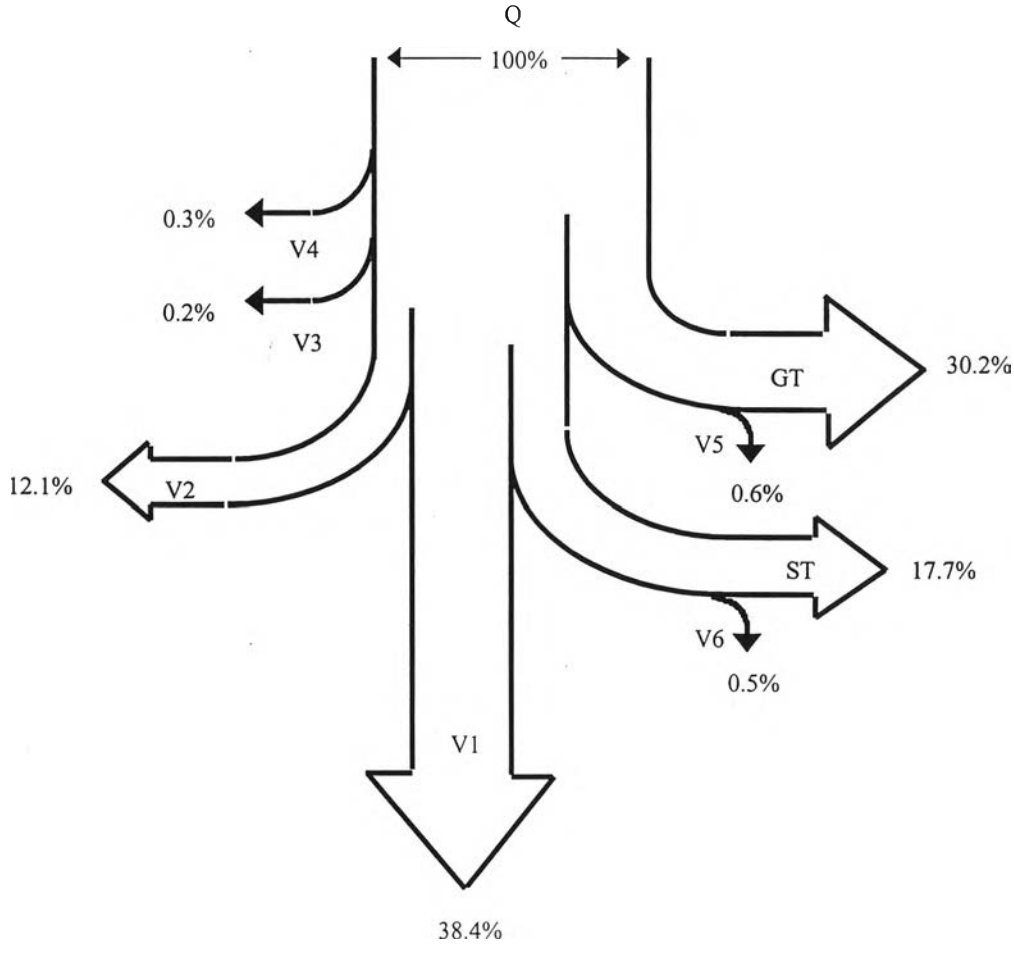
1) ขนาดพื้นที่ของโรงไฟฟ้า
2) กำลังการผลิต
3) ประสิทธิภาพของคนและเครื่องจักร
4) เทคนิคและเทคโนโลยีที่ใช้
5) ความรู้ทางด้านวิชาการ
6) นโยบายของระดับผู้บริหาร เกี่ยวกับการจัดการพลังงาน
7) อื่นๆ

เมื่อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแต่ละแห่งมีโครงสร้างการใช้พลังงานที่ใกล้เคียงกัน ซึ่งจะสามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมนั้นๆ ได้อย่างเหมาะสม โดยจากข้างต้นจะเห็นว่าในการที่จะประหยัดพลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่สำคัญคือ การรักษาประสิทธิภาพของเครื่องจักรกังหันก๊าซให้มีประสิทธิภาพดี และลดการสูญเสียพลังงานความร้อนในระบบ

ดังนั้นการรักษาไว้ซึ่งประสิทธิภาพของเครื่องจักรและลดการสูญเสียพลังงานความร้อนได้จะเป็นการประหยัดพลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลในรูปของ Heat Rate ซึ่งเป็นค่า

ของปริมาณพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลผลิต ถ้าเครื่องจักรมีประสิทธิภาพที่ดีแล้ว Heat Rate (ปริมาณพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิต) จะมีค่าน้อย แต่ถ้าประสิทธิภาพของเครื่องกังหันก๊าซมีประสิทธิภาพที่แย่ลงแล้ว ค่า Heat Rate จะมีค่ามากขึ้น หมายถึงว่า ในการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 หน่วยนั้น จะต้องใช้ปริมาณพลังงานมากกว่าเครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพที่ดี

การใช้พลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบ Dual Pressure มีการใช้พลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าและการสูญเสียในการผลิตต่างๆ ดังนี้



รูปที่ 3.1 แสดงการใช้พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบ Dual Pressure

Q = พลังงานเข้า (Energy Input)

V_1 = การสูญเสียในคอนเดนเซอร์ (Loss in Condenser)

V_2 = การสูญเสียที่ Stack (Loss in Stack)

V_3 = การสูญเสียจากการแผ่รังสีของ HRSG
(Loss Due to Radiation in Waste Heat Boiler)

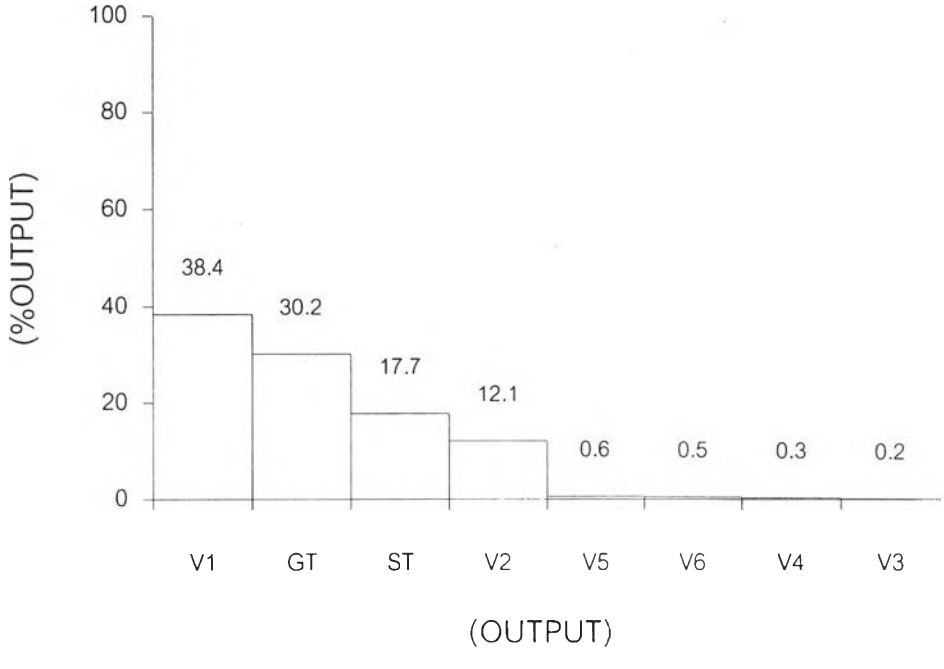
V_4 = การสูญเสียใน Flue Gas bypass (Loss in Flue Gas Bypass)

V_5 = การสูญเสียในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการแผ่รังสีของตัวกังหันก๊าซ
(Loss in Generator and Radiation, Gas Turbine)

V_6 = การสูญเสียในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการแผ่รังสีของกังหันไอน้ำ
(Loss in Generator and Radiation, Steam Turbine)

GT = พลังงานใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันก๊าซ
(Electricity Produced in the Gas Turbine)

ST = พลังงานใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันไอน้ำ
(Electricity Produced in the Steam Turbine)



รูปที่ 3.2 แสดงการใช้พลังงานและการสูญเสียตามปริมาณ

จากรูปที่ 3.1 แสดงการใช้พลังงานและการสูญเสียต่างๆ จะเห็นได้ว่าพลังงานที่ใช้และการสูญเสีย เรียงลำดับ ได้ดังนี้

1) การสูญเสียในคอนเดนเซอร์ 38.4 %
2) ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันก๊าซ 30.2 %
3) ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันไอน้ำ 17.7 %
4) การสูญเสียที่ Stack 12.1 %
5) การสูญเสียในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการแผ่รังสีของกังหันก๊าซ 0.6 %
6) การสูญเสียในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการแผ่รังสีของกังหันไอน้ำ 0.5 %
7) การสูญเสียใน Flue Gas Bypass 0.3 %
8) การสูญเสียจากการแผ่รังสีของ HRSG 0.2 %

จากการใช้พลังงาน 100 % จะเห็นได้ว่าการใช้พลังงานและการสูญเสียที่สำคัญมีอยู่ 4 อย่าง คือ การสูญเสียในคอนเดนเซอร์ , การใช้พลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันก๊าซ , การใช้พลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันไอน้ำ และการสูญเสียที่ Stack โดยมีการใช้พลังงานและการสูญเสีย 38.4 % , 30.2 % , 17.7 % , และ 12.1 % ตามลำดับ โดยขอบเขตของการวิจัยจะพิจารณาใน 2 ส่วน คือ

1) การประหยัดพลังงานการใช้พลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันก๊าซ

   โดยการทำ preventive Maintenance เพื่อรักษาให้เครื่องกังหันก๊าซ มีประสิทธิภาพที่ดี เป็นการประหยัดพลังงานที่ใช้ในการผลิต

2) การตรวจสอบการสูญเสียในคอนเดนเซอร์

   จัดทำมาตรฐานการสูญเสีย เพื่อการตรวจสอบการสูญเสียและหาแนวทางการแก้ไขการสูญเสียนั้น

3.2 พิจารณาคุณลักษณะทางสมรรถนะของเครื่อง MS9001E
(MS9001E PERFORMANCE CHARACTERISTICS)

กราฟสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซ (GAS TURBINE)จะถูกทำขึ้นโดยกำหนดค่าอุณหภูมิของอากาศ (Ambient Temperature.) ที่ค่าๆ หนึ่ง สำหรับเครื่อง GAS TURBINE ของ GE จะตั้งไว้ที่ 59 °F , 14.7 psia (15 °C , 1.013 bar) และที่ระดับความชื้นสัมพัทธ์ 60 %
ตามมาตรฐาน ISO (International Standard Organization) โดยกราฟสมรรถนะของเครื่อง กังหันก๊าซ MS9001E ตามมาตรฐาน ISO จะเป็นไปตามรูปที่ 3.3 (516HA515) และรูปที่ 3.4 (516HA516) โดยกราฟจะบอกค่าเปอร์เซนต์ Output ที่เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และน้ำมัน

3.2.1 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine)

หนึ่งในปัจจัยที่มีผลกระทบอย่างเห็นได้ชัดกับสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซ ก็คือการเปลี่ยนแปลงของสภาพอากาศ ที่เข้า Compressor และ ที่ออกจาก Turbine

สิ่งเหล่านี้จะเรียกว่า Site Condition ซึ่งจะมีผลต่ออัตราการไหล และคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิคส์ต่างๆ เช่น อัตราส่วนการอัด , ประสิทธิภาพของ Compressor และ ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซโดยปัจจัยที่ควรคำนึงถึงคือ ความดันที่ทางเข้า , ความดันที่ไอเสีย , ระดับความสูงของที่ตั้ง (Altitude) และอุณหภูมิของอากาศที่ทางเข้า Compressor

ส่วนปัจจัยอื่นๆอีกก็คือ ความสะอาดของคอมเพรสเซอร์ (Cleanliness of Compressor) และการเสื่อมสภาพของคอมเพรสเซอร์ (Compressor Degradation)

1.ระดับความสูง (Altitude)

เป็นที่ทราบกันอยู่แล้วว่า เมื่อระดับความสูงเพิ่มขึ้น ความกดอากาศจะลดลง และความหนาแน่นของอากาศก็จะลดลงด้วย เครื่องกังหันก๊าซที่ติดตั้งในที่ที่มีระดับความสูง (หรือที่ที่มีความกดอากาศต่ำ) จะทำให้อัตราการไหลของอากาศที่ไหลผ่านกังหันก๊าซลดลง ส่งผลให้ Output ของเครื่องลดลง รูปที่ 3.5 (416HA662) จะแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ระดับความสูง , ความดันบรรยากาศ ที่มีผลกระทบต่อพลังงานที่ผลิตได้ (Power Output) ของเครื่องกังหันก๊าซ

โดยปกติเมื่อเราติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซ แล้ว ผลกระทบด้านความสูงที่จุดนั้นก็จะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก ยกเว้นค่าบางอย่างที่จะแปรเปลี่ยนไปตามค่าความดันบรรยากาศ ซึ่งสามารถดูได้จาก รูปที่ 3.5 แฟคเตอร์แก้ไข (Correction Factor) จะเป็นค่าที่ใช้สำหรับแก้ค่าความดันบรรยากาศที่ระดับความสูงต่างๆ ตามมาตรฐาน ISO

General Electric Model PG9171(E) Gas Turbine
Estimated Performance – Configuration: Natural Gas & Distillate

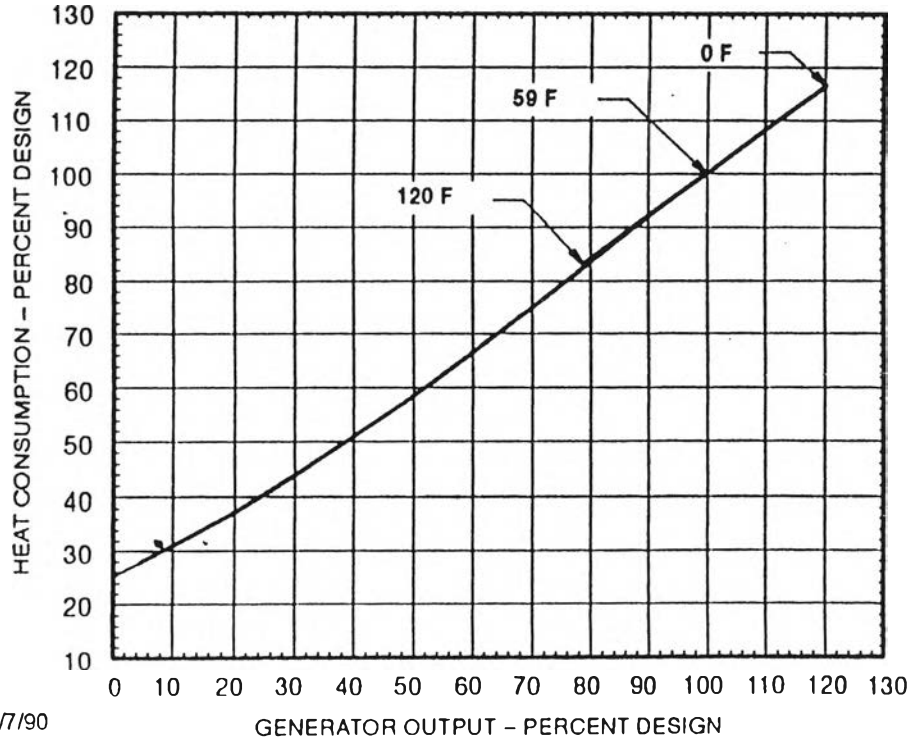
Compressor Inlet Conditions 59 F (15.0 C), 60% Rel. Humidity
Atmospheric Pressure 14.7 psia (1.013 bar)

FUEL		NATURAL GAS		DISTILLATE	
DESIGN OUTPUT	kW	123400		121300	
DESIGN HEAT RATE (LHV)	Btu (kJ)/kWh	10100	(10660)	10170	(10730)
DESIGN HEAT CONS (LHV) x10–6	Btu (kJ)/h	1246.3	(1315.4)	1233.6	(1301.5)
DESIGN EXHAUST FLOW x10–3	lb/h (kg)/h	3256	(1477)	3265	(1481)
MODE: BASE LOAD				PPB 060487	

NOTES:

1. Altitude correction on curve 416HA662 REV A
2. Ambient temperature correction on curve 516HA516.
3. Effect of modulated IGV's on exhaust flow and temp. on curve 516HA517
4. Hydrogen cooled generator – 9H2
5. Humidity correction on curve 498HA697 REV B – all performance calculated with specific humidity of .0064 or less so as not to exceed 100% relative humidity.
6. Plant performance is measured at the generator terminals and includes allowances for excitation power, shaft driven auxiliaries, and 3.5 In. H2O (8.7 mbar) inlet and 5 In. H2O (12.5 mbar) exhaust pressure drops
7. Additional pressure drop effects:

	%Effect on Output	%Effect on Heat Rate	Effect on Exhaust Temp.
4 In. H2O (10.0 mbar) Inlet	–1.42	0.45	1.9 F (1.1 C)
4 In. H2O (10.0 mbar) exhaust	–0.42	0.42	1.9 F (1.1 C)



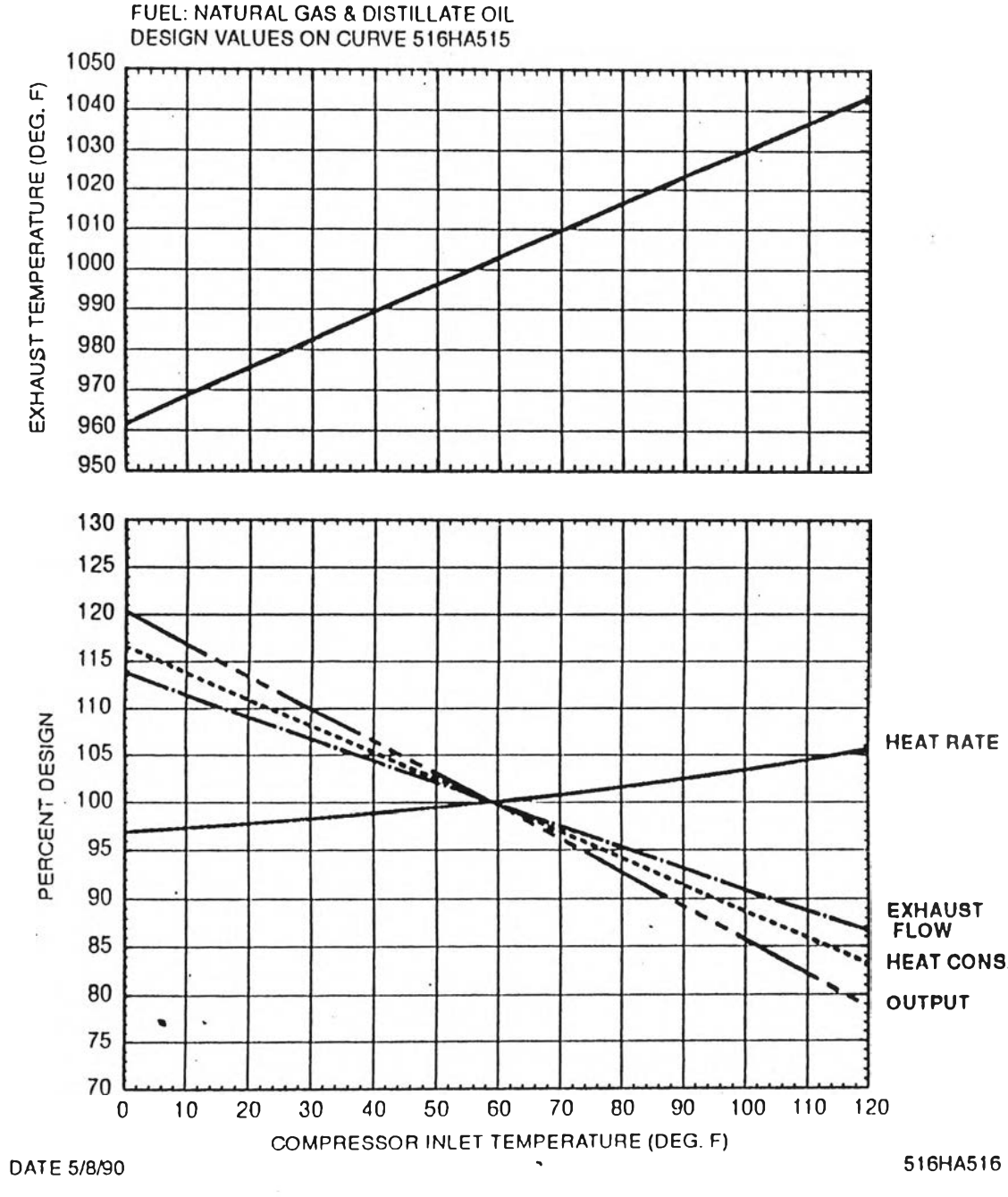
DATE: 5/7/90

516HA515

รูปที่ 3.3 กราฟสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซ MS9001E รุ่น PG9171(E)

General Electric Model PG9171(E) Gas Turbine

Effect of Compressor Inlet Temperature on
Output, Heat Rate, Heat Consumption, Exhaust Flow
And Exhaust Temperature at 100% Speed

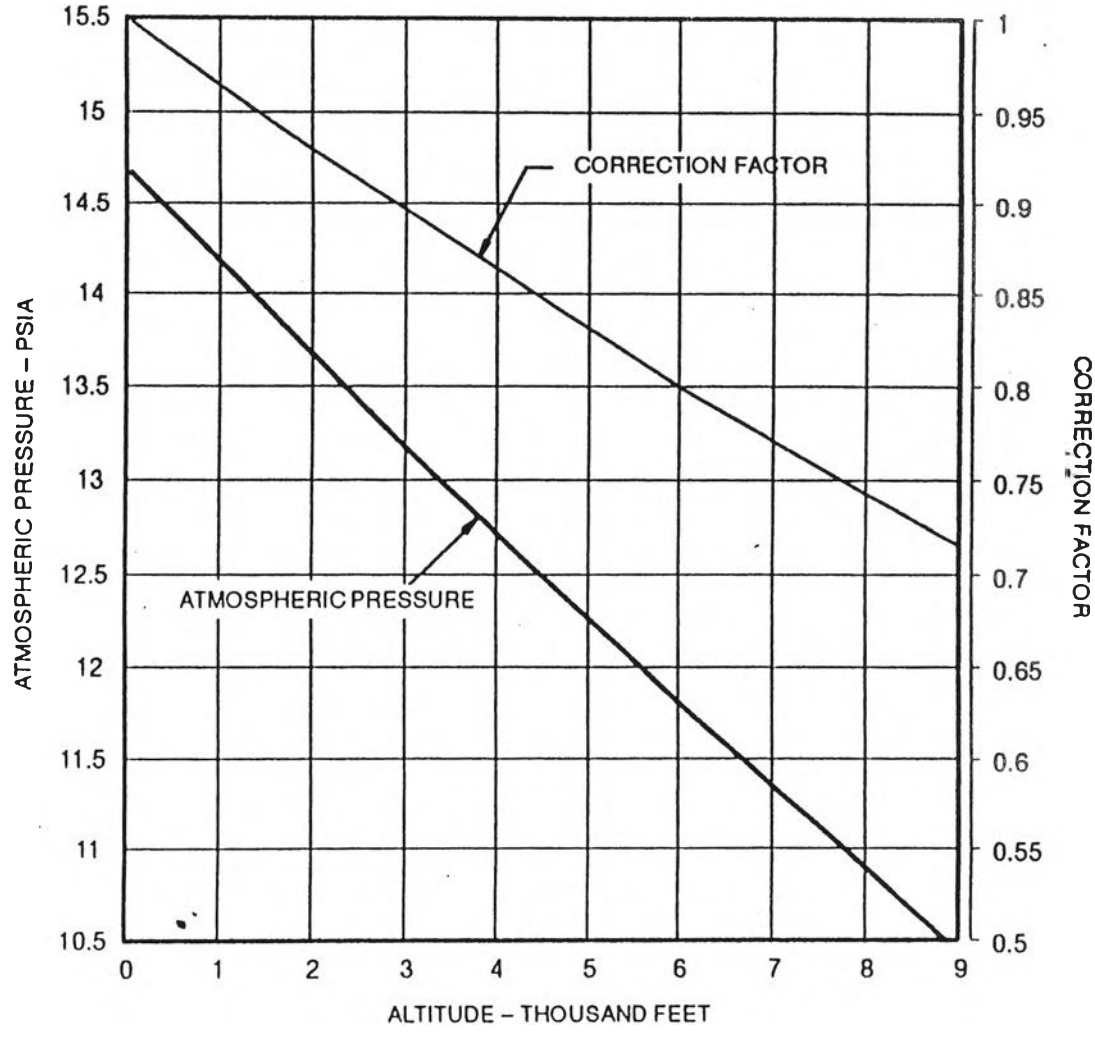


รูปที่ 3.4 กราฟแสดงอุณหภูมิอากาศเข้าคอมเพรสเซอร์ที่มีผลต่อ Output และ Heat rate

General Electric Gas Turbine
Altitude Correction Factor

Altitude Vs Atmospheric Pressure
And
Altitude Vs Correction Factor
For Gas Turbine Output And Fuel Consumption

NOTES:
1. Heat Rate and Thermal Efficiency are not affected by altitude.
2. Correction Factor = P(atm)/14.7



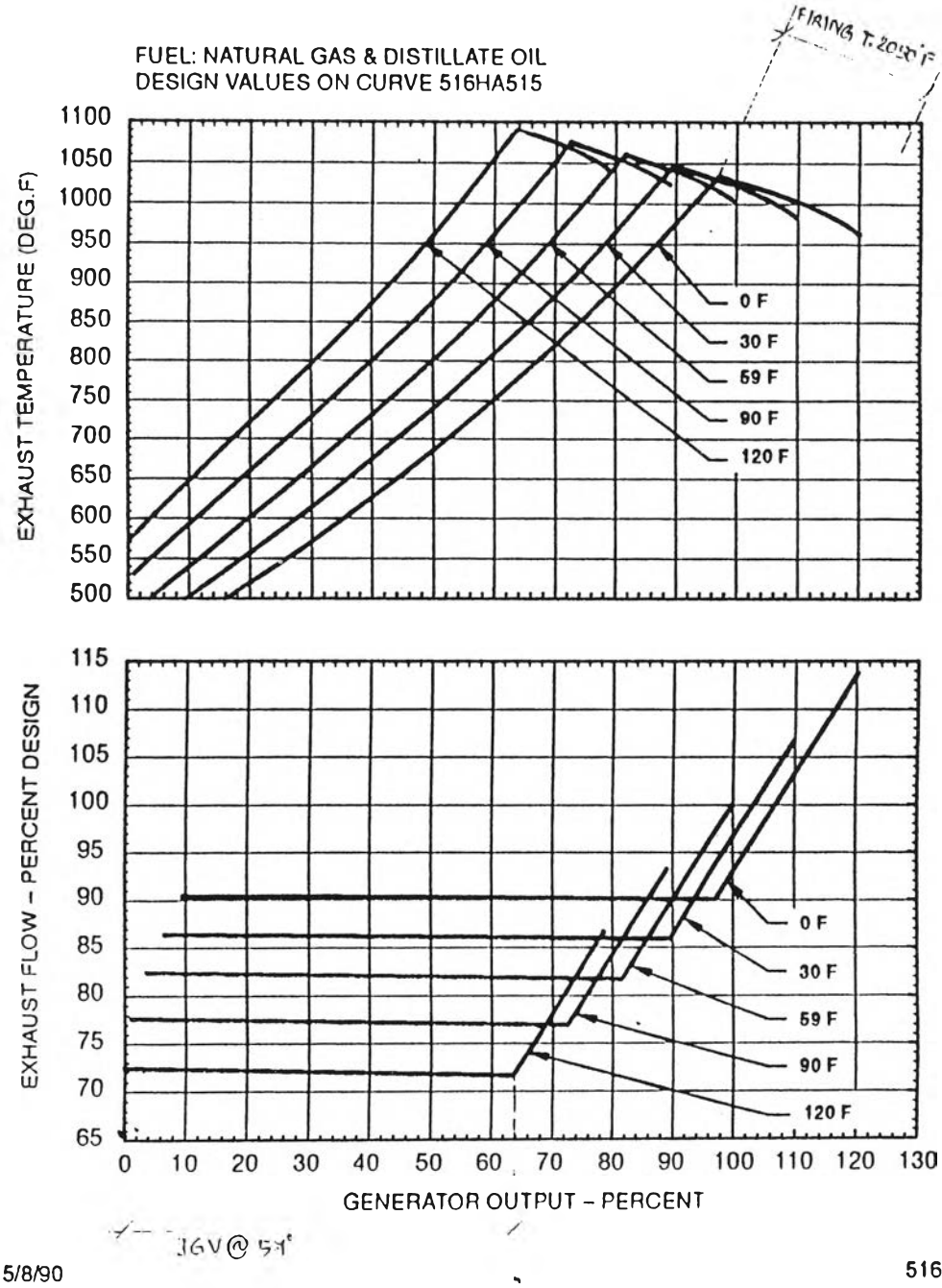
4/24/90

416HA662

รูปที่ 3.5 กราฟแสดงแฟคเตอร์แก้ไขค่าระดับความสูงและความดันบรรยากาศ

General Electric Model PG9171(E) Gas Turbine

Effect of Modulated Inlet Guide Vanes on Exhaust Flow and Temperature
As a Function of Output and Compressor Inlet Temperature.



DATE 5/8/90
F.J. BROOKS

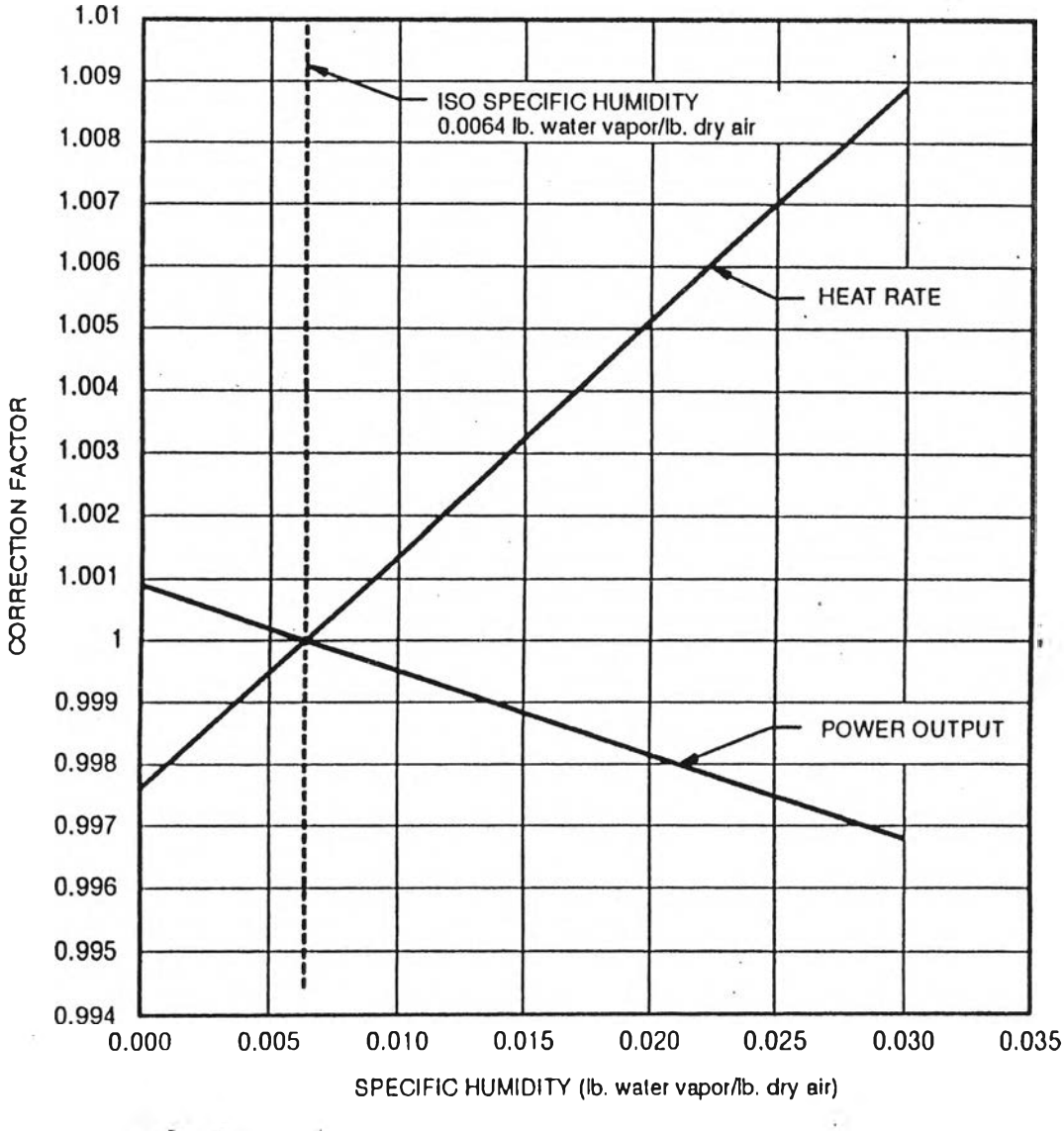
516HA517

รูปที่ 3.6 กราฟแสดงผลของการปรับ IGV มีผลต่อ Exhaust Flow และ Temperature

General Electric MS6001, MS7001 And MS9001 Gas Turbines

Corrections To Output And Heat Rate
For Non-Iso Specific Humidity Conditions

For Operation At Base Load On Exhaust
Temperature Control Curve



10/10/89 498HA697

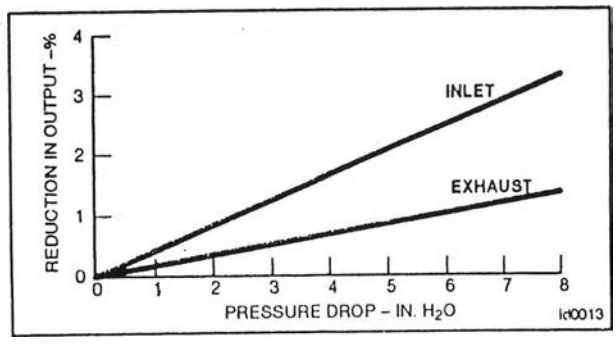
รูปที่ 3.7 กราฟแสดงแฟคเตอร์แก้ไขค่าความชื้นสัมพัทธ์บนค่า Output และ Heat rate

2.ความดันที่ทางเข้า (Inlet Pressure)

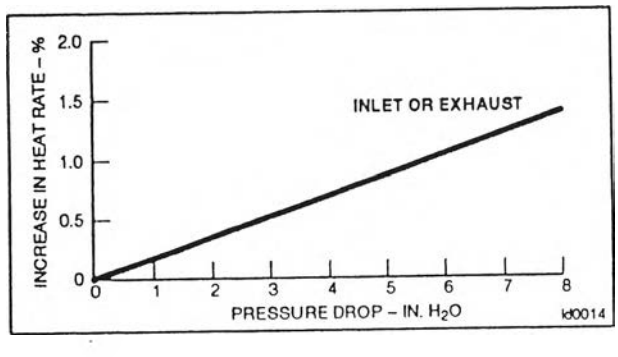
อุปกรณ์ของเครื่องกังหันก๊าซที่อยู่ที่ทางเข้า เช่น ตัวกรองอากาศ (Filter) , อุปกรณ์เก็บเสียง (Silencer) และท่อทางต่างๆ จะเป็นตัวที่ทำให้เกิดความดันตกคร่อมได้ ซึ่งจะส่งผลให้ Power Output ลดลงเพราะ อัตราการไหลของสารทำงาน (อากาศ) ลดลง และ ความดันที่ออกจาก คอมเพรสเซอร์ (Compressor Discharge Pressure) จะลดลง จะทำให้ Pressure Ratio ลดลง Output ของเครื่องก็จะลดลง และผลของการที่ Pressure Ratio ลดลงนี้จะทำให้ ประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบลดลง ส่วน Heat Rate จะเพิ่มขึ้น

3. ความดันไอเสีย (Exhaust pressure)

อุปกรณ์ทางด้านไอเสียของเครื่องกังหันก๊าซ เช่น อุปกรณ์นำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (Heat – Recovery – Equipment) , Silencer และท่อทางต่าง ๆ นั้นจะมีผลให้เกิด Back Pressure ที่ทางออกของกังหันก๊าซ ความดันที่ทางออกจึงตกลง ทำให้ Power Output และประสิทธิภาพของเครื่องลดลง



รูปที่ 3.8 กราฟแสดงผลของ Pressure Drop ต่อ Output



รูปที่ 3.9 กราฟแสดงผลของ Pressure Drop ต่อ Heat rate

รูปที่ 3.8 จะแสดงผลกระทบของการเกิด Pressure Drop ที่มีต่อ Power Output ทั้งทางด้าน inlet และ exhaust รูปที่ 3.9 แสดงผลกระทบที่มีต่อ Heat Rate ค่า Pressure Drop ที่เกิด ในอุปกรณ์เหล่านี้ เป็นข้อจำกัดของอุปกรณ์เราไม่สามารถควบคุมได้

4. อุณหภูมิที่ทางเข้า คอมเพรสเซอร์

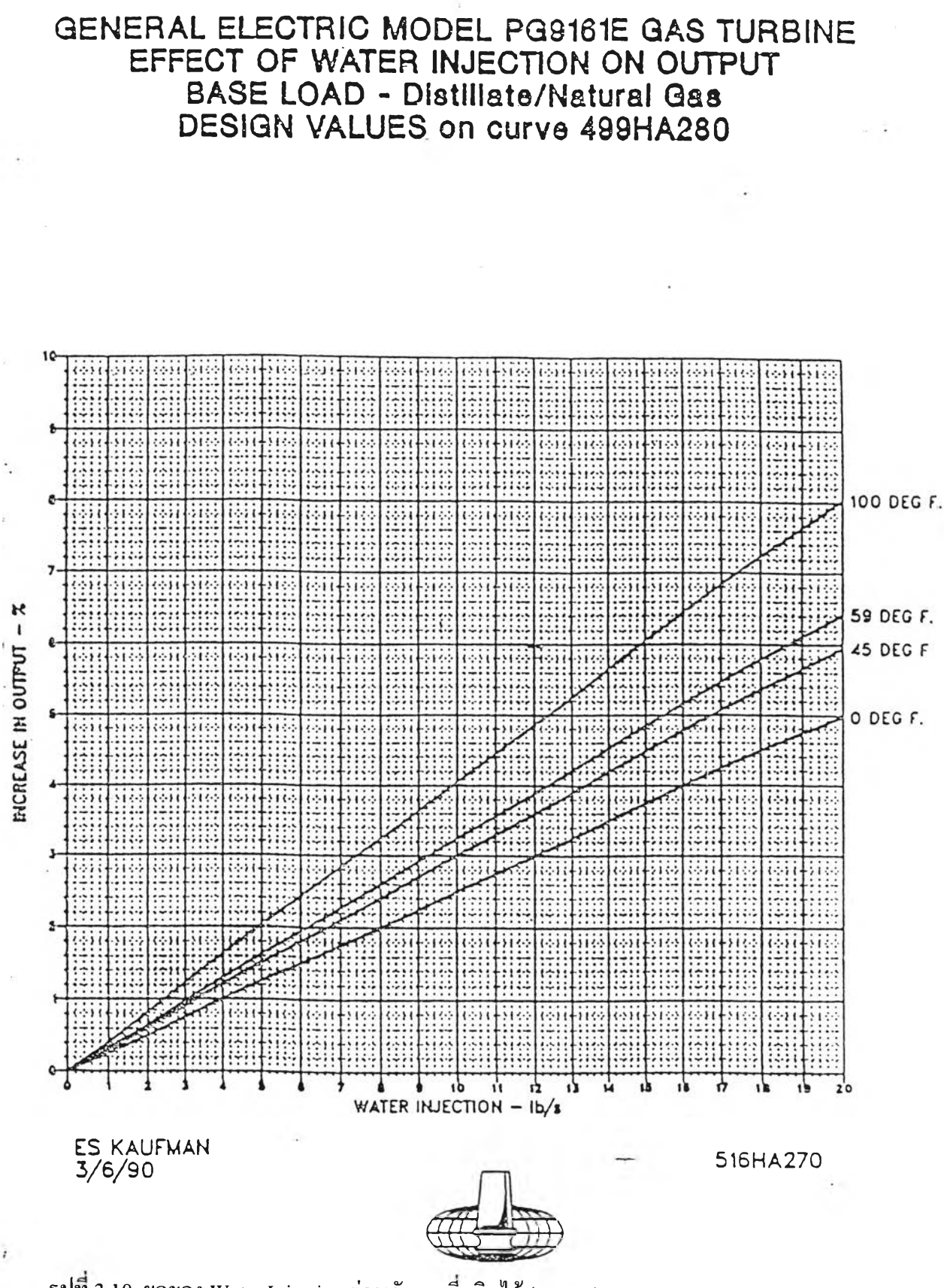
อุณหภูมิของอากาศที่เข้า Compressor นั้น มีผลต่อ Output ของเครื่องคืออุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ค่าความหนาแน่นของอากาศที่เข้าก็จะเปลี่ยนไปด้วย อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น 1° F จะทำให้ Output ของเครื่องลดลงประมาณ 0.5% รูปที่ 3.4 จะแสดงผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของอากาศ ที่มีผลต่อ Output, Heat Rateและ Air Flow ของเครื่องรุ่น MS9001E ซึ่งได้มีการออกแบบไว้ที่ อุณหภูมิ 59 °F ตาม ISO Standard

5. ความสะอาดของคอมเพรสเซอร์ (Cleanliness of compressor)

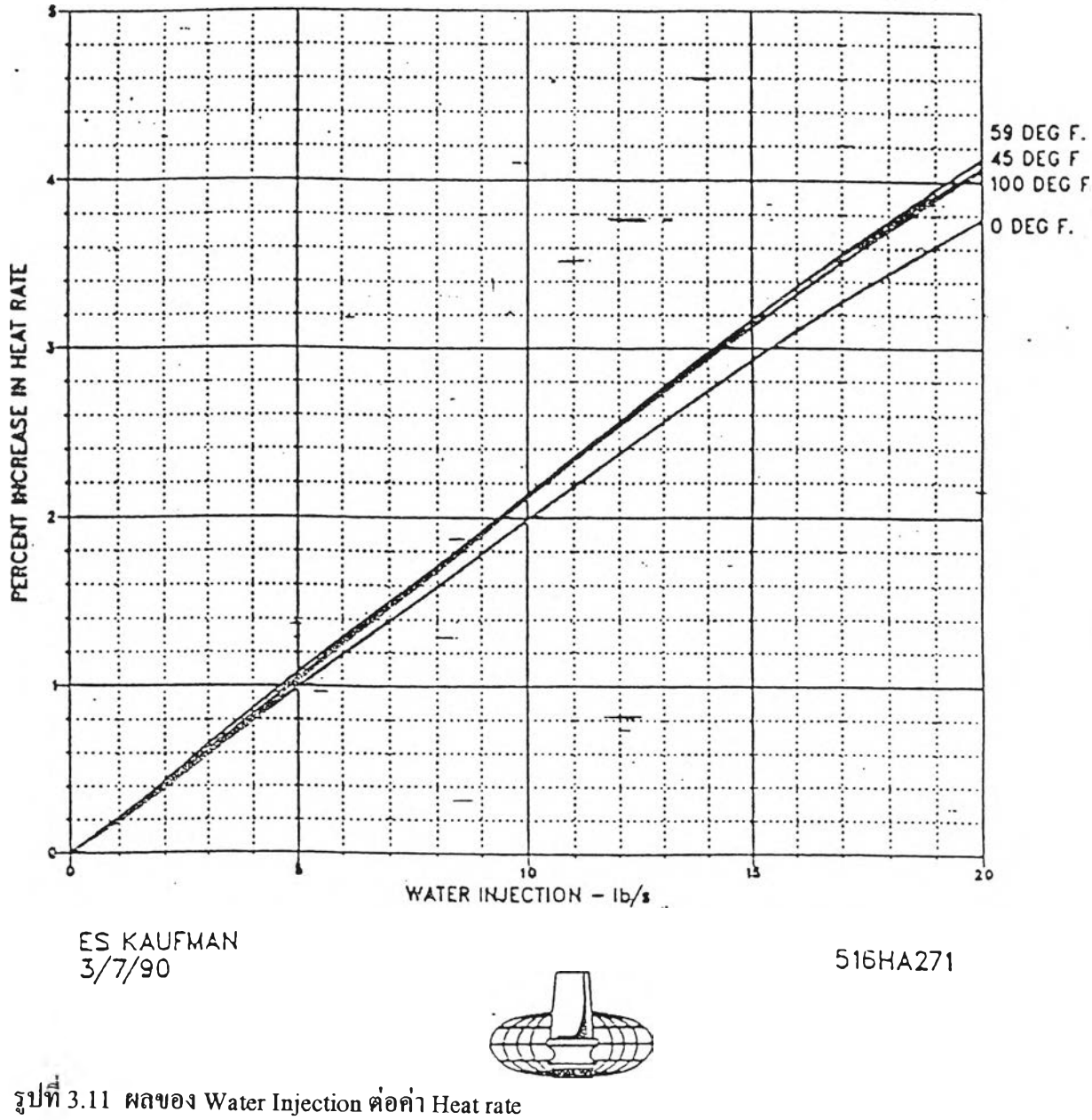
ผลกระทบจากคุณภาพอากาศที่เข้าสู่กังหันนอกจากผลในทางลบ ซึ่งสารปนเปื้อนที่อยู่ในอากาศมีต่อส่วนประกอบทางเดินก๊าซร้อนแล้ว สิ่งปนเปื้อนอื่นๆ เช่น ฝุ่นละออง เกลือ หรือน้ำมัน สามารถทำให้ Blade ของ Compressor กร่อน สึกหรอและเปรอะเปื้อน ฝุ่นผงขนาด 20 ไมครอน เมื่อเข้าไปในคอมเพรสเซอร์ สามารถทำให้ Blade สึกกร่อนได้มากทีเดียว การเปรอะเปื้อนของ Blade อาจมีสาเหตุมาจากฝุ่นผงขนาดเล็กกว่าไมครอนที่เข้าไปในคอมเพรสเซอร์ และจากไอน้ำมันควัน เกลือทะเล และ ไอจากโรงงานอุตสาหกรรม ความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการเปรอะเปื้อนของ Blade ที่สามารถแก้ไขได้นั้นโดยปกติคิดเป็นประมาณ 70-85% ของการสูญเสีย Performance ที่สามารถสังเกตุเห็นได้ จากรูปที่ 3.12 จะแสดงการเปรอะเปื้อนของคอมเพรสเซอร์ ซึ่งทำให้การไหลของอากาศลดลง 5 เปอร์เซ็นต์ Output ลดลง 13 เปอร์เซ็นต์ , Heat rate เพิ่มขึ้น 6 เปอร์เซ็นต์ และ pressure ratio ลดลง 5.5 เปอร์เซ็นต์

6. การเสื่อมสภาพของคอมเพรสเซอร์ (Compressor Degradation)

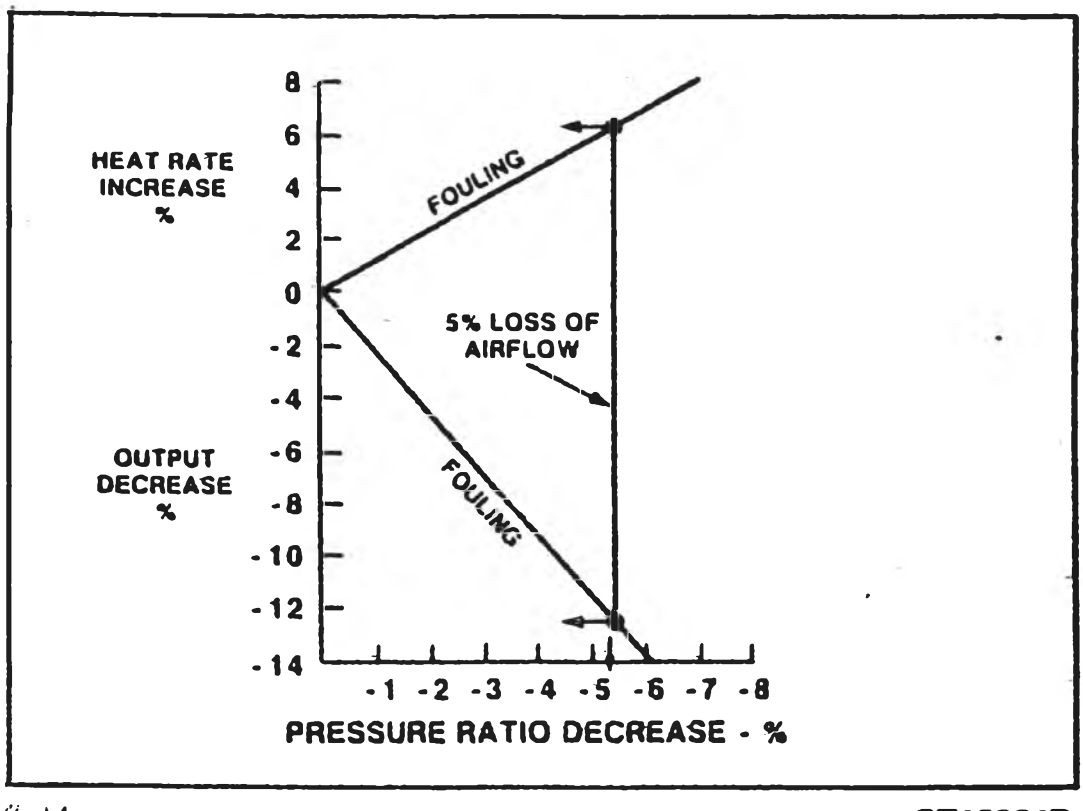
การสึกกร่อนของ Blade คอมเพรสเซอร์ จะทำให้ผิวหน้าของ Blade เป็นรอยขรุขระซึ่งนอกจากจะทำให้ผิวหน้าหยาบแล้ว ยังเป็นที่ที่อาจเป็นจุดเริ่มต้นของ Fatigue crack ความหยาบของผิวหน้า และ การเปลี่ยนแปลงของเส้นขอบของ Blade จะลดการไหลของอากาศภายในคอมเพรสเซอร์ รวมทั้งประสิทธิภาพของคอมเพรสเซอร์ ซึ่งจะลด Output ของกังหันก๊าซ และ ประสิทธิภาพโดยรวมจะลดลง โดยผิวหน้า Blade อาจจะขรุขระไม่เรียบ สึกกร่อน และเกิดการเสียดสีที่ปลายใบ อาการเหล่านี้ บางทีมิได้มีสาเหตุมาจากการสะสมของฝุ่นละออง แต่อาจเกิดจากความกว้างของ Nozzle Throat เปลี่ยนไป ช่วงระยะห่างของ Bucket Tips เพิ่มมากขึ้น และเกิดการรั่ว อย่างไรก็ตาม การเสื่อมของ Performance ในระดับหนึ่ง ไม่อาจแก้ไขได้แม้ว่ากังหันก๊าซจะได้



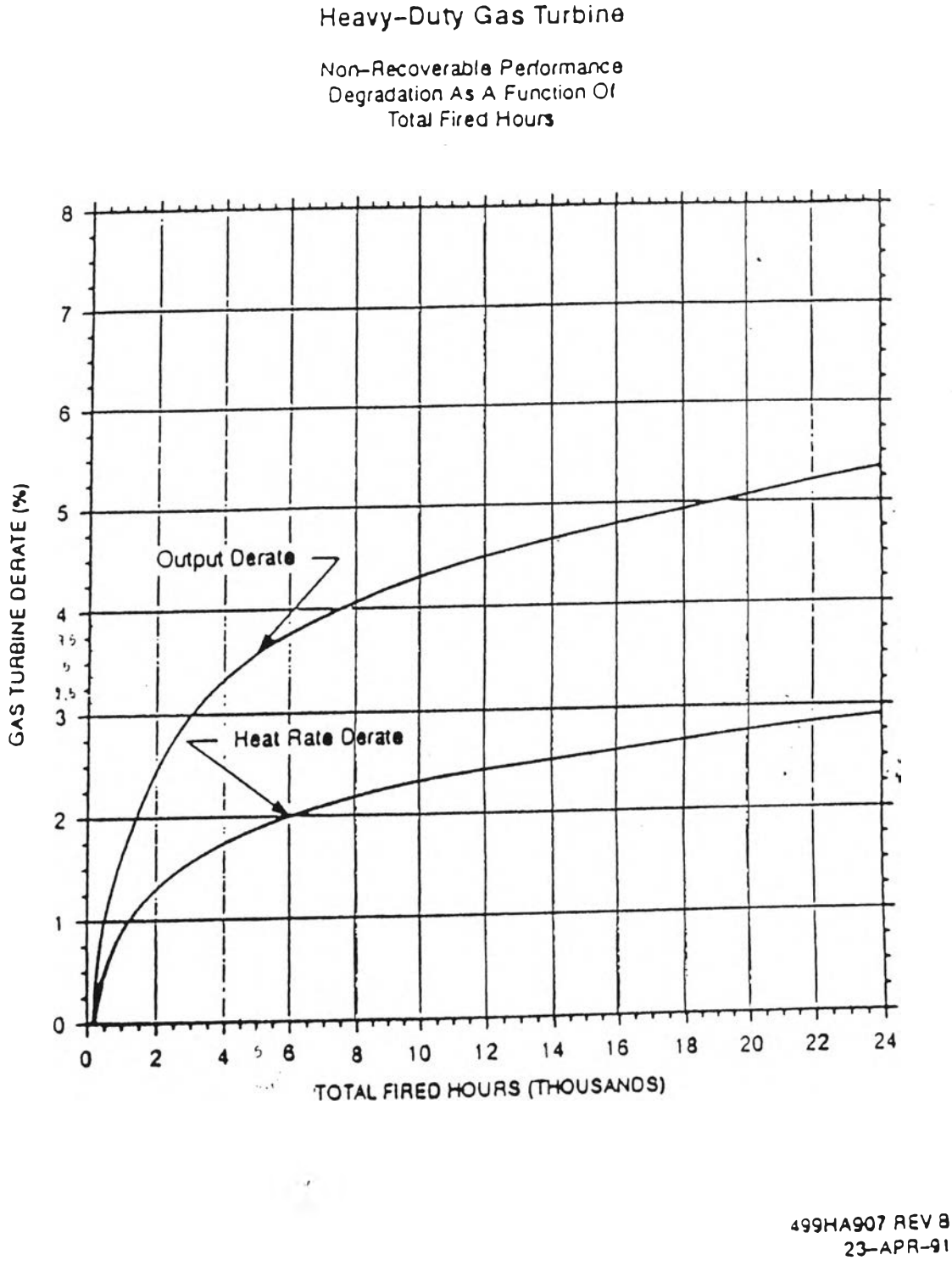
รูปที่ 3.10 ผลของ Water Injection ต่อพลังงานที่ผลิตได้ (Output)



รูปที่ 3.11 ผลของ Water Injection ต่อค่า Heat rate



รูปที่ 3.12 การเสื่อมทางสมรรถนะของกังหันก๊าซเนื่องจากการเปรอะเปื้อนของ คอมเพรสเซอร์ Blade



รูปที่ 3.13 ความเสื่อมสภาพทางสมรรถนะของกังหันก๊าซตามอายุการใช้งาน

รับการบำรุงรักษาอย่างดีแล้วก็ตาม จากรูปที่ 3.13 แสดงการเสื่อมสภาพของคอมเพรสเซอร์ ตามอายุการใช้งาน โดยค่า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าลดลง และค่าอัตราความร้อน (Heat rate) จะมีค่ามากขึ้นตามอายุการใช้งาน

3.3 การประเมินค่าประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ

ข้อมูลที่ต้องการใช้ในการหา ค่าสมรรถนะ(Performance) ของเครื่องคือ

1. Load
2. Reactive Load
3. Turbine Speed
4. Compressor Discharge Pressure
5. Exhaust Temperature
6. Compressor Discharge Temperature
7. Compressor Inlet Temperature
8. ความดันบรรยากาศ ณ. ที่ตั้ง
9. Fuel Flow
10. Fuel Heating Value

อากาศเข้า (Air inlet)

ที่จุดที่อากาศเข้าจะใช้ค่าความดันบรรยากาศ และ อุณหภูมิของอากาศที่เข้า ซึ่งทั้ง 2 ค่านี้จะต้องปรับให้ถูกต้องด้วยแฟคเตอร์แก้ไข (Correction Factor)

ปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันเข้า (Liquid Fuel Input)

ค่าอัตราการไหล โดยปกติค่าที่อ่านได้จากอุปกรณ์วัดอัตราการไหล (Flow Meter) จะเป็น แกลลอน / นาที (gal / min) และต้องหาค่าอุณหภูมิของเชื้อเพลิง, ค่าความถ่วงจำเพาะ(Specific gravity) และ ค่าความร้อนของก๊าซ (Heating Value) สำหรับเปลี่ยนค่าอัตราการไหลให้เป็นหน่วย BTU / min เพื่อใช้สำหรับคำนวณค่า Heat Rate

ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซเข้า (Gas Fuel Input)

ค่าอัตราการไหลของก๊าซนี้สามารถอ่านได้จากอุปกรณ์วัดอัตราการไหล โดยใช้ Sharp – edge orifice, pressure drop หรือ gauge ต่างๆซึ่งจะอ่านค่าออกมาเป็น ลูกบาศก์ฟุต (ft^3) ต่อหน่วยวัด ซึ่งจะต้องใช้ค่า ความดันของก๊าซ, อุณหภูมิ , ความถ่วงจำเพาะ และ ค่าความร้อนของก๊าซ (Heating value) เพื่อมาคำนวณให้ได้ตาม ISO standard สำหรับหาค่า heat consumption

อุณหภูมิของแก๊สเสีย (Exhaust Temperature Output)

อุณหภูมิของแก๊สเสีย (Exhaust Temp) สามารถอ่านได้จากเทอร์โมคับเปิล ค่าที่ใช้จะใช้ค่าเฉลี่ย ในรูปที่ 3.6 จะแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง อุณหภูมิของไอเสีย และ พลังงานที่จ่ายออก (Output) จุดหลักของกราฟนี้คือจะแสดงให้เห็นถึงข้อจำกัดของอุณหภูมิไอเสีย (Exhaust Temperature Limit)

พลังงานที่จ่ายออก (Load Output)

ค่าพลังงานที่จ่ายออกจาก Generator ควรจะวัดค่าด้วย Watthour meter และต้องใช้ค่าความแม่นยำในการวัด ต้องหาค่า จำนวนรอบ (N) ปกติจะใช้ค่า 20 ซึ่งต้องใช้ในการหาค่าเฉลี่ยดังสมการ

$$KWG(S) = \frac{N}{T} \times Pkh \times 3.6$$

KWG(S) = กำลังการผลิตรวมที่ได้จากกังหันก๊าซ (kW)

N = จำนวนรอบจานหมุนของ Watthour meter
(ปกติจะใช้จำนวนเท่ากับ 20 รอบ)

Pkh = ค่าแฟคเตอร์ของ Watthour meter (240,000 Wh/รอบ)

$$3.6 = 3600 \frac{\text{sec.}}{\text{hr}} \times \frac{1}{1{,}000} \frac{\text{kW}}{\text{W}}$$

การประเมินผล

เมื่อเราสามารถหาข้อมูลต่างๆได้แล้ว ก็จะสามารถประเมินสมรรถนะได้ ถ้าผลการคำนวณออกมาแล้ว เปรียบเทียบกับการทดสอบครั้งก่อนเป็นปกติ ก็สามารถรับรองผลและวางแผนการตรวจสอบครั้งต่อไปได้ แต่ถ้าผลการประเมินออกมาว่าค่าสมรรถนะ ต่ำ ก็ทำการตรวจสอบ ตามLogic Tree รูปที่ 3.12 จะทำให้สามารถหาสาเหตุได้ง่ายขึ้น

การคำนวณค่าสมรรถนะ (Performance) สามารถคำนวณได้จากการนำข้อมูลต่างๆ ได้แก่ ค่า ค่าความสูงของที่ตั้ง , อุณหภูมิ , pressure drop ที่ inlet และ exhaust , พลังงานที่ผลิตได้ (Site output) , heat rate และ heat consumption มาคูณด้วยแฟคเตอร์แก้ไข (correction **Factor**) ดังต่อไปนี้

การคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าของกังหันก๊าซที่ผลิตได้

$$KWGC = KWG(S) * \frac{F(1a)}{F(1b)} * \frac{F(2a)}{F(2b)} * \frac{F(3a)}{F(3b)} * \frac{F(4a)}{F(4b)} * F(5a)$$

KWGC = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ค่าแก้ไข (Correction power output , KW)

KWG (S) = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (power Output , KW)

F(1a) = ค่าความกดอากาศที่กำหนด (Rated Barometric Pressure , Psia)

F(1b) = ค่าความกดอากาศที่วัดได้ (Measured Barometric Pressure , Psia)

F(2a) = แฟคเตอร์อุณหภูมิอากาศเข้าที่กำหนด

(Compressor Inlet Temperature factor at rated temperature)

F(2b) = แฟคเตอร์อุณหภูมิอากาศเข้าที่วัดได้

(Compressor Inlet Temperature Correction Factor at measured Temperature)

F(3a) = แฟคเตอร์ค่าความชื้นสัมพัทธ์ที่กำหนด

(Ambient humidity correction factor at rated humidity)

F(3b) = แฟคเตอร์ค่าความชื้นสัมพัทธ์ที่วัดได้

(Ambient humidity correction factor at measured humidity) curve 498HA697

F(4a) = แฟคเตอร์ค่า water injection ที่กำหนด

(Water injection correction factor at rated water injection)

F(4b) = แฟคเตอร์ค่า water injection ที่วัดได้

(Water injection correction factor at measured water injection)

(F4 = 1 + curve / 100)

F(5a) = แฟคเตอร์ค่าความดันตกคร่อมตัวกรองอากาศขาเข้า

(Air inlet filter differential pressure correction factor)

การคำนวณค่า Heat Rate ของกังหันก๊าซ

$$GHRC = GHR * \frac{F(2c)}{F(2d)} * \frac{F(3c)}{F(3d)} * \frac{F(4c)}{F(4d)} * F(5c)$$

GHRC = ค่า Heat Rate รวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซค่าแก้ไข

(Correction gas turbine generator gross heat rate , kj/kwh)

GHR = ค่า Heat Rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ทดสอบ

(gas turbine generator gross heat rate , kj/kwh)

F(2c) = แฟคเตอร์แก้ไขค่าอุณหภูมิอากาศเข้าที่กำหนด

(Compressor Inlet Temperature factor at rated temperature)

F(2d) = แฟคเตอร์แก้ไขค่าอุณหภูมิอากาศเข้าที่วัดได้

(Compressor Inlet Temperature Correction Factor at measured Temperature)

F(3c) = แฟคเตอร์แก้ไขค่าความชื้นสัมพัทธ์บรรยากาศที่กำหนด

(Ambient humidity correction factor at rated humidity)

F(3b) = แฟคเตอร์แก้ไขค่าความชื้นสัมพัทธ์ที่วัดได้

(Ambient humidity correction factor at measured humidity)

curve 498HA697

F(4a) = แฟคเตอร์แก้ไขค่า water injection ที่กำหนด

(Water injection correction factor at rated water injection)

F(4b) = แฟคเตอร์แก้ไขค่า water injection ที่วัดได้

(Water injection correction factor at measured water injection)

(F4 = 1 + curve / 100)

F(5c) = แฟคเตอร์ค่าความดันตกคร่อมตัวกรองอากาศขาเข้า

(Air inlet filter differential pressure correction factor)

ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (Heating value)

ค่าความร้อนคือปริมาณความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง ภายใต้การทำให้สารที่ได้จากการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ของเชื้อเพลิงนั้นเย็นลงถึงอุณหภูมิเริ่มต้นของอากาศ และเชื้อเพลิงนั้นมีหน่วยเป็น kJ/kg

ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง แบ่งออกเป็นค่าความร้อนสูง (HHV) และค่าความร้อนต่ำ (LHV) กรณีวิเคราะห์ โดยมีไอน้ำในสารที่ได้จากการเผาไหมนั้นควบแน่นจะได้ HHV. และถ้าไอน้ำในสารที่ได้จากการเผาไหม้นั้นระเหยตัว จะได้ LHV. ความสัมพันธ์กับ HHV คือ

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

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

โดยที่ m_w คือมวลของไอน้ำในสารที่ได้จากการเผาไหม้ต่อ 1 หน่วยมวลของเชื้อเพลิง เนื่องจากการเผาไหม้ของ H ในเชื้อเพลิง,m_{H_2} คือมวลของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิง 1 kg. ซึ่งวิเคราะห์จาก Ultimate analysis (การวิเคราะห์องค์ประกอบของเชื้อเพลิงในห้องทดลอง เพื่อต้องการทราบ %C , %H , %O , %N , %S และ % เถ้า) และ h_{fg} คือความร้อนแฝงของการระเหยหรือควบแน่นของไอน้ำที่ความดันย่อยในสารที่ได้จากการเผาไหม้

ถ้าทราบองค์ประกอบของเชื้อเพลิง (C , H . O และ S) จะหา HHV. ของเชื้อเพลิงจากสมการของดูลอง (Dulong's Equation) ในหน่วย MJ/kg ได้ดังนี้

$$HHV = 33.7C + 144\left(H - \frac{O}{8}\right) + 9.45$$

C = คาร์บอน

H = ไฮโดรเจน

O = ออกซิเจน

S = กำมะถัน

ในการศึกษาครั้งนี้ พิจารณาคุณค่าทางความร้อนของก๊าซ โดยใช้ค่าความร้อนสูง (HHV) ซึ่งได้จากผลวิเคราะห์ก๊าซ จากการเก็บตัวอย่างเพื่อใช้ผลวิเคราะห์ในการคำนวณการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเป็นมูลค่าความร้อนของก๊าซระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ(กฟผ.)กับทางการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) โดยใช้ค่า HHV. ในการคำนวณ

3.4 การปรับปรุงค่าสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซ

จากปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซตามที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น ปัจจัยที่มีความสำคัญสามารถทำ Preventive Maintenance เพื่อรักษาสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซให้อยู่ในสภาพที่ดี ทำให้ได้พลังงานที่จ่ายออกมาสูงและความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตน้อย มี 2 ส่วนคือ ความดันอากาศขาเข้า และความสะอาดของคอมเพรสเซอร์ ดังนั้นจึงต้องมีการบำรุงรักษาระบบกรองอากาศขาเข้า และ รักษาความสะอาดของคอมเพรสเซอร์สม่ำเสมอ เพื่อให้เครื่องจักรอยู่ในสภาพที่มีสมรรถนะที่ดี

3.4.1 การบำรุงรักษาระบบกรองอากาศขาเข้า (Inlet Filtration System)

การบำรุงรักษาระบบกรองอากาศขาเข้าอยู่สม่ำเสมอจะสามารถลดการสูญเสียเนื่องจากความดันอากาศทางด้านเข้าได้ ทำให้ความดันที่ออกจากคอมเพรสเซอร์เพิ่มมากขึ้น และทำให้ Pressure ratio มากขึ้นมีผลให้ประสิทธิภาพทางความร้อนดี และอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (Heat rate) มีค่าต่ำแต่ถ้าไม่มีการตรวจสอบบำรุงรักษา ตัวกรองอากาศ (Filter) แล้วจะเป็นตัวทำให้เกิดความดันตกคร่อมได้ ทำให้ Pressure ratio ลดลงมีผลทำให้ประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบลดลงซึ่งจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าผลิตได้ลดลง และอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตจะเพิ่มมากขึ้น โดยพิจารณาจากรูปที่ 3.3 ถ้าแรงดันตกคร่อม 4 in H_2O ผลผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จะลดลง 1.42 % และ ค่าของอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตจะเพิ่มขึ้น 0.45% ซึ่งสิ่งที่มีผลทำให้แรงดันตกคร่อมที่ตัวกรองอากาศขาเข้ามากขึ้นคือ ความสกปรกของตัวกรองอากาศ โดยสามารถดูได้จากค่าความดันแตกต่างที่วัดคร่อมตัวกรองอากาศเป็นตัวชี้ถึงความสกปรกของตัวกรองอากาศ ซึ่งจะมีค่ามากขึ้นเรื่อยๆ และเมื่อมากขึ้นถึงจุดที่เหมาะสมก็ควรจะเปลี่ยนตัวกรองอากาศเสียใหม่ เพื่อให้ความดันแตกต่างคร่อมตัวกรองอากาศมีค่าต่ำ เป็นวิธีในการบำรุงรักษาระบบกรองอากาศขาเข้าให้อยู่ในสภาพที่ดี

3.4.2 การรักษาความสะอาดของคอมเพรสเซอร์ (Cleanliness of compressor)

จากการที่คอมเพรสเซอร์ ใช้งานไปเป็นเวลานานๆ จะทำให้ประสิทธิภาพของคอมเพรสเซอร์ ตกลงจากเดิมอันเนื่องจากความสกปรกจากฝุ่นละอองที่มาจากอากาศผ่านตัวกรองอากาศ (Filter) แล้วหลุดลอดเข้ามาหรือเกิดจากละอองน้ำมันที่หลุดลอดมาจาก Compressor Bearing มาจับตามใบ Blade หรือซอกมุมต่างๆ ของคอมเพรสเซอร์ ซึ่งทำให้เกิดการเสียดทาน (Friction) และการกัดกร่อน (Corrosion) ขึ้นกับอุปกรณ์ มีผลทำให้การไหลของอากาศผ่านคอมเพรสเซอร์ลดลง พลังงานที่ผลิตได้ (Power Output) และประสิทธิภาพโดยรวมของกังหันก๊าซมีค่าลดลง ซึ่งการสูญเสียในลักษณะนี้ สามารถลดลงหรือป้องกันได้โดยการทำ Preventive Maintenance เพื่อการบำรุงรักษาไว้ซึ่งประสิทธิภาพของคอมเพรสเซอร์ จึงต้องมีการกำจัดสิ่งสกปรกซึ่งสะสม (Deposit) ออกจาก

คอมเพรสเซอร์ โดยวิธีการล้างด้วยน้ำกับน้ำยาละลายสิ่งสกปรก และตามด้วยการล้างด้วยน้ำอีกครั้งหนึ่ง ส่วนความถี่ในการล้างคอมเพรสเซอร์ นั้นขึ้นอยู่กับความรุนแรงและชนิดของความสกปรกที่จับตามคอมเพรสเซอร์ อันเป็นผลทำให้ประสิทธิภาพตกลงไป และในการที่จะกำหนดลงไปว่าจะล้างเมื่อใดนั้น ก็ได้จากการเฝ้าดูการเดินเครื่องโดยการเปรียบเทียบเป็นระยะๆ ว่ามีแนวโน้มไปในทิศทางใด ประสิทธิภาพลดลงหรือไม่

การเดินเครื่องที่ตกต่ำลงไปจากเดิมเป็นตัวชี้ให้เห็นว่าเป็นตัวการทำให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเครื่องลดลงและทำให้อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตมีค่าเพิ่มขึ้น และเหตุหนึ่งของการเดินเครื่องที่ตกต่ำลงเรื่อยๆ ได้รับผลกระทบโดยตรงจากสิ่งสกปรก ซึ่งทำให้ปริมาณอากาศที่ไหลผ่านคอมเพรสเซอร์ลดลง มีผลทำให้ประสิทธิภาพลดลง โดยการล้างคอมเพรสเซอร์ จะช่วยกำจัดสิ่งสกปรกให้ออกไป และดึงประสิทธิภาพของเครื่องให้กลับมาดีเหมือนเดิม อีกทั้งเป็นการลดการกัดกร่อนและยืดอายุ Blade ของคอมเพรสเซอร์ให้มากขึ้นด้วย โดยชนิดของความสกปรกขึ้นอยู่กับสภาวะแวดล้อมของที่ตั้ง ซึ่งที่จริงแล้วได้ผ่านการกรองจากตัวกรองอากาศในช่วงอากาศก่อนขาเข้าคอมเพรสเซอร์มาแล้ว แต่ฝุ่นผงขนาดเล็กกว่า 20 ไมครอน และตะกอนซึ่งสะสมจากความชื้น, น้ำมันหล่อลื่น, เขม่าสิ่งสกปรกซึ่งละลายไม่ได้ และจากการกัดกร่อนของคอมเพรสเซอร์ Blade ดังนั้นจึงต้องให้ความสำคัญในการลดการรั่วซึมของน้ำมันหล่อลื่น และองค์ประกอบของไอน้ำมันหล่อลื่นซึ่งเป็นตัวการก่อให้เกิดตะกอนสะสมด้วย

3.4.3 วิธีการล้างคอมเพรสเซอร์ (Compressor Cleaning Methods)

การล้างคอมเพรสเซอร์แบ่งออกได้เป็น 2 ชนิด คือ

ก. การล้างชนิดที่ใช้น้ำและใช้น้ำยาละลาย (Detergent)

ใช้ได้กับคอมเพรสเซอร์ในการล้างแบบหยุดเดินเครื่อง (Off Line Washing) และการล้างแบบเดินเครื่องต่อเนื่อง (On-line Washing) ในแบบการล้างแบบต่อเนื่องจะได้ผลมากเมื่อได้ทำเป็นประจำ และข้อกำหนดของน้ำที่ใช้แบบการล้างแบบต่อเนื่อง จะมีข้อกำหนดมากกว่า การล้างแบบหยุดเดินเครื่อง แต่ที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ชุดที่ 1 มีการติดตั้งระบบการล้างแบบหยุดเดินเครื่อง (Off Line Washing) เพียงอย่างเดียว โดยไม่มีระบบการล้างแบบต่อเนื่อง

ข. การล้างแบบ Solid Compound cleaning

Solid Compound ใช้ตัวกลางอยู่ 2 ชนิด คือ

- Organic ได้แก่ Nutshells และ ข้าว (Rice)
- Inert ได้แก่ Catalyst Supports, Spent Catalyst และ Polishing Powder

Conbustion Compound มักเลือกใช้ Inert compound ผสมด้วย Organics จะถูกเผาในกระบวนการเผาไหม้ ส่วน Inert จะไม่ถูกเผา จะเป็นต้นเหตุให้เกิดการกัดเซาะและไปอุดรู Cooling ภายในได้

ในการใช้ Solid Compound cleaning เพียงอย่างเดียว ขณะเดินเครื่องที่ Full Speed (3000 รอบต่อนาที) กับการใช้น้ำล้างที่ Full speed การใช้ Solid Compound ล้างจะไม่เกิดประโยชน์แต่อย่างใด

ถ้าตะกอนสะสม (Deposits) เป็นแบบแห้งและแข็งก็ให้ใช้วิธี Solid Compound cleaning กำจัด อย่างไรก็ตามกว่าการที่ตะกอนสะสมจะไหม้หมด ก็จะมีความชื้นและคราบโลหะหลงเหลืออยู่ก็จะสามารถกำจัดออกไปได้ด้วยการใช้ Liquid compound

ภายใต้ข้อกำหนดเหล่านี้ วิธีที่น่าจะใช้ก็คือ การล้างโดยใช้ Liquid compound ส่วนการล้างด้วย Solid Compound ก็จำเป็นต้องใช้ด้วยเช่นกัน ซึ่งจากการล้างคอมเพรสเซอร์อย่างสม่ำเสมอจะช่วยรักษาประสิทธิภาพของเครื่องกังหันก๊าซไว้ได้ ส่วนข้อกำหนดในช่วงเวลาว่าจะทำการล้างเมื่อใดขึ้นอยู่กับทางโรงไฟฟ้าเป็นผู้ตัดสินใจ เนื่องจากสภาวะแวดล้อม เช่น ใกล้ทะเลหรือแหล่งน้ำเพียงใด อีกทั้งสภาวะอากาศที่ร้อนและเย็นของแต่ละโรงไฟฟ้าไม่เหมือนกันด้วย ขึ้นอยู่กับทำเลที่ตั้งและสภาพแวดล้อมดังกล่าว

3.4.4 การตรวจสอบความสกปรกของเครื่องกังหันก๊าซ

การตรวจสอบโดยทั่วไปมีอยู่ 2 วิธี คือ

ก. ตรวจสอบด้วยตาเปล่า (Visual Inspection)

เป็นวิธีที่ดีที่สุดในการตรวจสอบหาสิ่งสกปรกที่จับอยู่ตามคอมเพรสเซอร์โดยการหยุดเครื่องและถอดฝาครอบช่อง Inlet Plenum ออกเพื่อตรวจสอบทางด้านขาเข้าคอมเพรสเซอร์ (Compressor Inlet) , Belllmouth, Inlet Guide Vane และใบ Blade ในชุดแรกๆ

ถ้าตะกอนสะสม (Deposit) เป็นพวกฝุ่นก็เช็ดถูและขัดออกได้ หากเป็นพวกคราบของน้ำมันก็ใช้วิธีล้างด้วยน้ำยา เพื่อป้องกันสิ่งสกปรกที่เกิดขึ้นอีก แต่ถ้าหากพบว่าเป็นตะกอนแห้ง (Dry Deposit) เพียงอย่างเดียวก็สามารถใช้น้ำเพียงอย่างเดียวล้างก็เพียงพอแล้ว

ข. การตรวจสอบสมรรถนะ (Performance Mornitoring)

เป็นวิธีการตรวจสอบจากการเฝ้าดูในระหว่างการเดินเครื่อง โดยการเปรียบเทียบข้อมูลจากการเดินเครื่องเป็นระยะๆ กับค่าจาก Baseline เพื่อดูแนวโน้มทิศทางการเดินเครื่องว่าตกลงจากเดิมแค่ไหนและให้บันทึกค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้, อุณหภูมิด้านออกจากคอมเพรสเซอร์, อุณหภูมิอากาศขาเข้าคอมเพรสเซอร์, ความดันบรรยากาศ, ความดันอากาศขาออกจากคอมเพรสเซอร์, อุณหภูมิด้านออกจากคอมเพรสเซอร์และการสิ้นเปลืองของเชื้อเพลิงที่ใช้

ค่าพลังงานที่ผลิตได้และค่าอัตราส่วนความร้อน (Heat rate) ก็สามารถนำมาเป็นค่ากำหนดในการทำ Curve และวิเคราะห์หาค่าอัตราส่วนการอัด (Compressor ratio) และประสิทธิภาพของเครื่องได้ โดยการตรวจสอบสมรรถนะของเครื่องจักรนี้ทำตามขั้นตอนแสดงในรูปที่ 3.12 มีการเก็บข้อมูลมาประเมินผล ถ้าค่าสมรรถนะมีค่าปกติก็กำหนดการตรวจสอบในครั้งต่อไป แต่ถ้าค่า

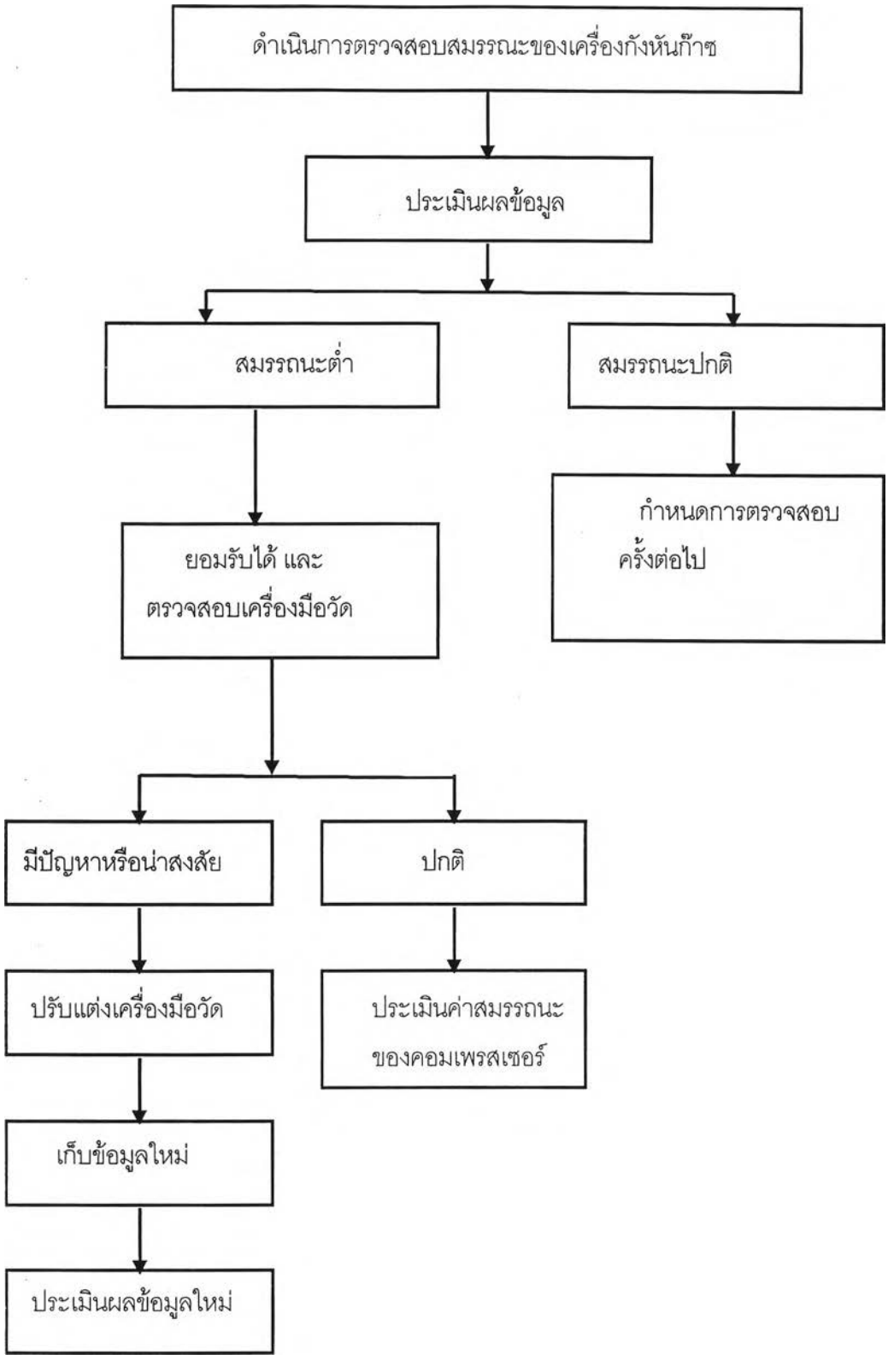
สมรรถนะมีค่าต่ำก็ควรจะต้องตรวจสอบอุปกรณ์เครื่องมือวัด (Instrument) โดยในการตรวจสอบเครื่องมือวัดแล้วถ้ามีปัญหาก็ให้ Calibrate เครื่องมือวัดใหม่และทำการเก็บข้อมูลและประเมินผลใหม่ แต่ถ้าเครื่องมือวัดปกติค่าของสมรรถนะกังหันก๊าซที่ประเมินก็นำมาวิเคราะห์ได้ต่อไป ตามรูปที่ 3.13 ถ้ามีค่าสมรรถนะต่ำเกินไปให้ทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์โดยการล้างคอมเพรสเซอร์แบบหยุดเครื่องและตรวจสอบอีกครั้งถ้าปกติก็ทำการเก็บข้อมูลและประเมินผลใหม่อีกครั้ง แต่ถ้าค่าสมรรถนะยังคงต่ำอยู่ให้ทำการตรวจสอบการรั่ว (leaks), การสึกกร่อน (wear) หรือความเสียหาย และดำเนินการแก้ไขให้อยู่ในสภาพที่ดี

3.4.5 น้ำยาที่ใช้ในการล้างคอมเพรสเซอร์

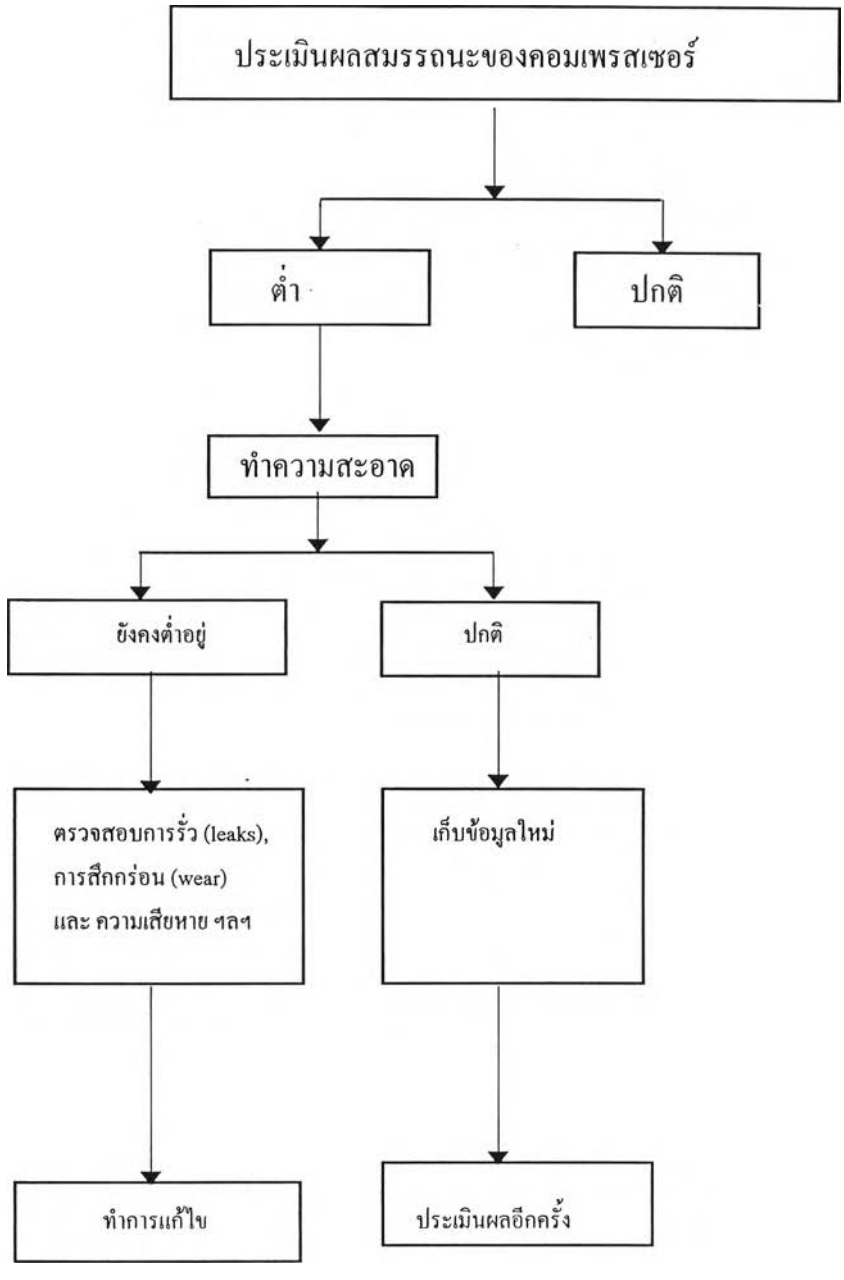
เนื่องจากผลิตภัณฑ์ทางเคมีบางชนิด สามารถทำให้เกิดความเสียหายกับคอมเพรสเซอร์ และอุปกรณ์กังหันก๊าซได้ ดังนั้นเพื่อความปลอดภัยของอุปกรณ์ จึงควรใช้น้ำยาล้างคอมเพรสเซอร์ชนิด DETERGENTS ที่ทางบริษัท GE. ให้การรับรอง โดยมีดังรายละเอียดชนิดของสาร DETERGENT ทั้งการทำความสะอาดแบบ ON-LINE และแบบ OFF-LINE CLEANING พร้อมทั้งบริษัทผู้ผลิตน้ำยาด้วย โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 3.1 หรือสอบถามรายละเอียดเพิ่มเติมจากแผนกบริการลูกค้าของทางบริษัทผู้ผลิตคอมเพรสเซอร์นั้นๆ

ตารางที่ 3.1 น้ำยาล้างคอมเพรสเซอร์ที่ได้รับรองจากทางบริษัท GE แล้ว

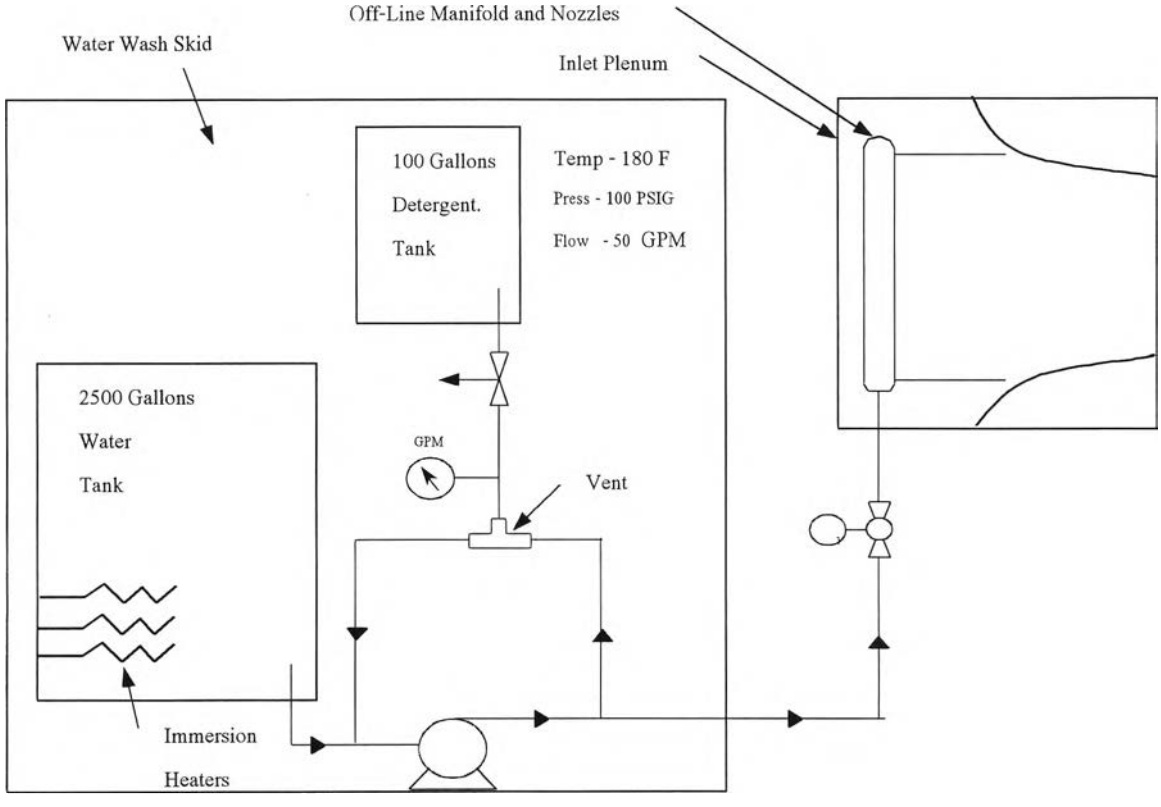
การล้างแบบ Off-Line Cleaning (Detergents)	**การล้างแบบ On-Line Cleaning (Detergents)**	**บริษัทผู้ผลิต (Suppliers)**
TURBOTECT 927 TURBOTECT 950	TURBOTECT 950	TURBOTECT Ltd.
TECHNICLEAN GT	TECHNICLEAN GT	CASTROL
ZOK 27	ZOK 27	AIRWORTHY Ltd.
RMC - G 21 C6	RMC - G 21 C6	IVAR RIVENAES Ltd.
PENTONE 19 (4410)	. PENTONE 19 (4410)	APPLIES CHEMICALS Ltd.
TURCO 5884-10-A	-	TURCO
FYREWASH SB FYREWASH WB	FYREWASH WB	ROCHEM



รูปที่ 3.14 การตรวจสอบข้อมูลการประเมินผลสมรรถนะของกังหันก๊าซ



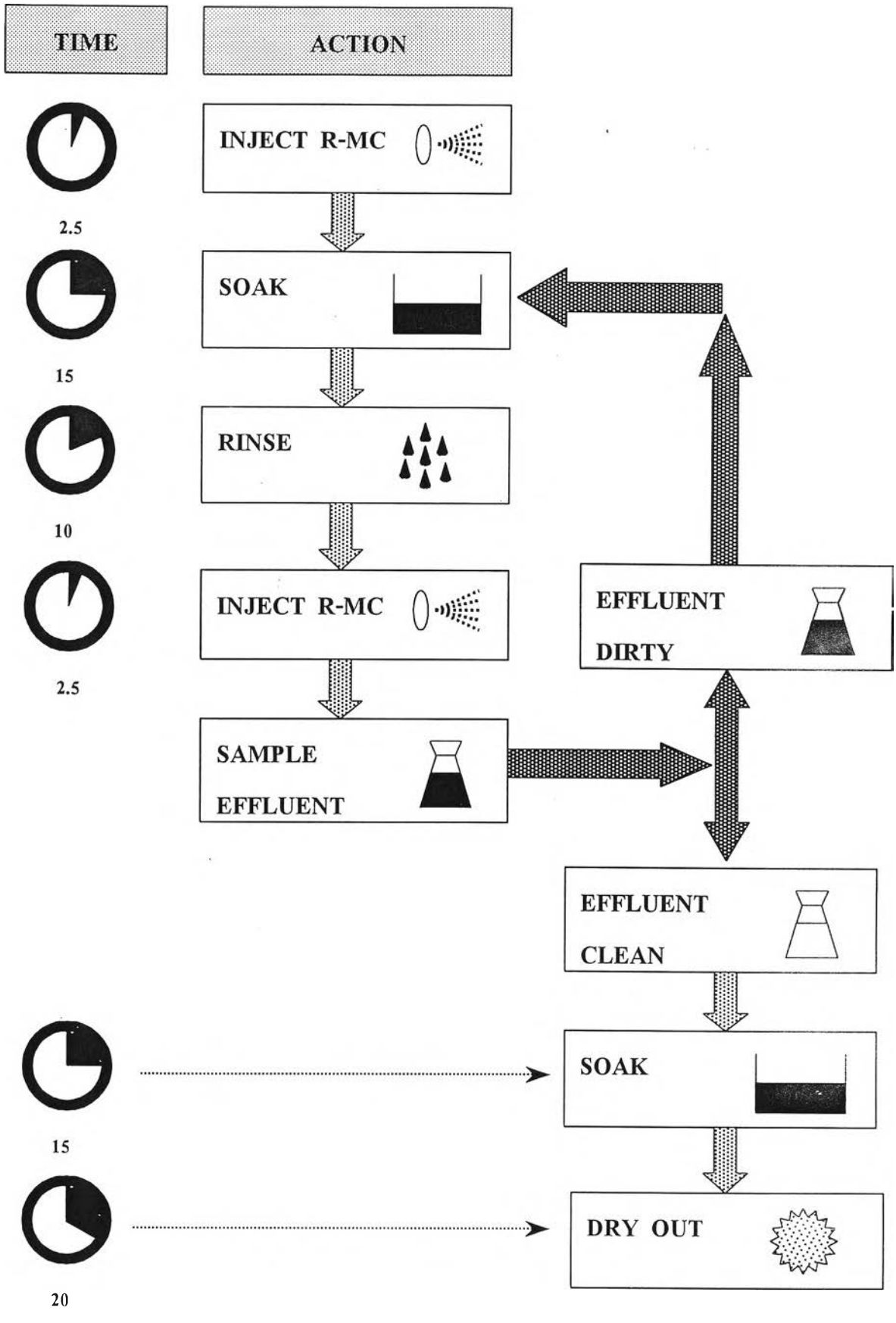
รูปที่ 3.15 การพิจารณาประเมินสมรรถนะของคอมเพรสเซอร์



รูปที่ 3.16 ระบบการล้างคอมเพรสเซอร์แบบ Off-Line Cleaning

3.4.6 ขั้นตอนในการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์แบบ Off-Line cleanine

1. ทำการ Shut down เครื่องกังหันก๊าซ และ Cool down ให้เย็นลงจนกระทั่งอุณหภูมิ ของ Wheelspace ลดลงต่ำกว่า 150°C โดยจากการเก็บข้อมูลใช้เวลาประมาณ 13 ชั่วโมง
2. เดินเครื่องกังหันก๊าซที่ Crank speed และเริ่มขบวนการล้างโดยฉีดน้ำยา (Injec R-MC) เข้าไปในคอมเพรสเซอร์ 2.5 นาที โดยก่อนหน้านี้ต้องมีการเตรียมน้ำยาและอุ่นน้ำไว้พร้อมแล้ว
3. หยุดเครื่องกังหันก๊าซเป็นขั้นตอนการ Soak เป็นเวลาประมาณ 15 นาที
4. เดินเครื่องกังหันก๊าซที่ Crank speed ในขั้นตอนการล้างน้ำยาออก (RINSE) ประมาณ 10 นาที
5. เดินเครื่องที่ Crank speed และฉีดน้ำยา (Inject R-MC) เข้าไปในคอมเพรสเซอร์ 2.5 นาที
6. เก็บตัวอย่างน้ำและน้ำยาที่ไหลออกมา ถ้ายังสกปรก ให้เริ่มทำขั้นตอนที่ 3 อีกครั้ง
7. ถ้าตัวอย่ายน้ำที่เก็บได้สะอาดแล้ว ให้หยุดเครื่องกังหันก๊าซเป็นเวลา 15 นาที เพื่อเป็นการแช่น้ำยา (Soak)
8. ทำการ Dry out โดยหมุนกังหันก๊าซที่ความเร็ว Crank speed ประมาณ 20 นาที
9. เริ่มเดินเครื่องกังหันก๊าซใหม่ภายใน 24 ช.ม. หลังจาก Dry out แล้วเสร็จ



รูปที่ 3.17 ขั้นตอนการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์แบบ Off – Line Cleaning

การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive maintenance)

การดำเนินการตาม PM. (Preventive maintenance)นั้น จะต้องมีการศึกษาเกี่ยวกับ PM. ให้เข้าใจ ซึ่งการนำวิธีการ PM. เข้ามาใช้งานนั้นเป็นการนำเอาระบบการซ่อมบำรุง ซึ่งเดิมอยู่ในความรับผิดชอบของผู้จัดการแผนกซ่อมบำรุง ซึ่งเป็นผู้ดูแลงานซ่อมบำรุงทั่วไปทั้งระบบ กระจายไปสู่หน่วยงานต่างๆ ทั่วทั้งโรงงาน ให้เข้ามามีส่วนรับผิดชอบในงานซ่อมบำรุงร่วมกัน การแบ่งแยกหน้าที่ของงานซ่อมบำรุงในหน่วยงานการผลิตต่างๆ นั้น ให้พิจารณาหัวข้อดังต่อไปนี้

1. ตรวจเช็คเครื่องก่อนและหลังการใช้เครื่องตามกำหนด
2. ปรับแต่งที่จำเป็นในระหว่างการทำงาน
3. เติมและเปลี่ยนน้ำมันตามกำหนด
4. แจ้งต่อหน่วยงานซ่อมบำรุงเมื่อเครื่องจักรผิดปกติ
5. ให้ความร่วมมือกับหน่วยงานซ่อมบำรุงในการซ่อมบำรุง

ขั้นตอนการปฏิบัติของระบบ PM.

1. ทำใบตรวจสอบโดยบรรจุรายการการตรวจเช็คที่จะต้องทำประจำวัน ซึ่งเลือกมาจากมาตรฐานการตรวจสอบของเครื่องจักรแต่ละชนิด จากนั้นใช้ใบตรวจสอบ (Check list) นี้ในการตรวจสอบประจำวันของเครื่องจักรอย่างจริงจัง ซึ่งเป็นขั้นตอนที่จะทำให้ทราบถึงความเสื่อมและการชำรุดเสียหายของเครื่องจักรก่อนที่จะเกิดขึ้น
2. ในกรณีที่พบความผิดปกติของเครื่องจักรจากการตรวจเช็คประจำวัน และไม่สามารถแก้ไขได้ด้วยการปรับแต่งแบบง่ายๆ ได้ ให้ออกใบสั่งซ่อมเพื่อการซ่อมแซมต่อไป
3. ที่ประชุมของการซ่อมบำรุงเครื่องจักรประจำวัน ประกอบด้วยหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบในงานตรวจสอบ ซ่อม และควบคุมเครื่องจักร โดยจะต้องมีหน้าที่ร่วมกันในการวางแผนซ่อมแซมเครื่องจักร
4. เมื่อการซ่อมเสร็จสิ้นแล้ว ทำการรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นบันทึกลงในแผ่นการ์ดประจำเครื่องจักรแต่ละเครื่อง
5. จากผลของการซ่อมแซม ถ้าเห็นว่ามาตรฐานในการตรวจสอบไม่เหมาะสม ให้ทำการแก้ไขมาตรฐานนั้นเสียใหม่
6. ทำรายงานสำรวจสถานการณ์การชำรุดเสียหายของเครื่อง การใช้งบประมาณการซ่อม และผลจากการปรับปรุงเป็นประจำทุกปลายเดือน ส่งเป็นรายงานไปให้ผู้รับผิดชอบที่เกี่ยวข้องทราบ และจากข้อมูลดังกล่าวนี้ ยังสามารถนำมาใช้ในการวางแผนระยะยาวของฝ่ายบำรุงรักษาได้เป็นอย่างดี

มาตรฐานการบำรุงรักษา

ในการทำให้แผนการบำรุงรักษา ซึ่งเป็นรากฐานที่สำคัญของกิจกรรมการบำรุงรักษาให้ได้ผลดีตามวัตถุประสงค์ จะต้องมีการบำรุงรักษาอย่างถูกต้อง มีการติดตามและมีการปฏิบัติตามมาตรฐานที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการปฏิบัติ ซึ่งคำว่ามาตรฐานนั้นจะหมายถึงสิ่งที่กำหนดเป็นพื้นฐานสำคัญ ในการอ้างอิงพื้นปัจจุบัน ซึ่งจะเป็นสิ่งที่สามารถพัฒนาได้ต่อไปในอนาคต โดยมีพื้นฐานจากมาตรฐานเดิม สำหรับมาตรฐานการที่นำมาใช้เป็นการนำเอาหลักเกณฑ์พื้นฐานของการบำรุงรักษาเครื่องมือและอุปกรณ์ มากำหนดเป็นมาตรฐาน

ระบบการบำรุงรักษาป้องกัน (Preventive Maintenance System)

การบำรุงรักษาเพื่อป้องกัน (Preventive Maintenance : PM) การบำรุงรักษาเพื่อป้องกันนั้นหมายถึงการบำรุงรักษาที่ทำกันเป็นประจำ (ประจำวันหรือประจำสัปดาห์ หรือประจำเดือนหรือประจำปี) และการซ่อมบำรุงเครื่องมือเมื่อครบตามวาระที่ได้กำหนดไว้เพื่อป้องกัน และลดอัตราการเสื่อมสภาพของเครื่องมือ และอุปกรณ์ หลีกเลี่ยงการเกิดขัดข้องอย่างกระทันหันที่จะทำให้การทำงานต้องหยุดชะงักลง อันจะเป็นการสูญเสียและสิ้นเปลืองที่ไม่พึงปรารถนา และจะทำให้การทำงานไม่สามารถเสร็จตามเป้าหมายที่ได้กำหนดไว้ สำหรับกิจกรรมของการบำรุงรักษาเพื่อป้องกันที่สำคัญมีดังนี้

1. การตรวจเช็ค (Check) เป็นการตรวจสอบสภาพเครื่องมือและอุปกรณ์ทำงานถูกต้อง ตามที่กำหนดไว้หรือไม่ ซึ่งเป็นปัจจัยที่จะขาดเสียมิได้ในการตรวจเช็ค
2. การตรวจสอบ (Inspection) เป็นการตรวจสอบทั่วๆ ไป ซึ่งมีลักษณะค่อนข้างกว้ากว่าการตรวจเช็ค (Checking)
3. การแก้ไขเล็กๆ น้อยๆ
4. การหล่อลื่นเพื่อป้องกันการลดความฝืด โดยมีชั้นบางๆ ของน้ำมันคั่นอยู่ระหว่างผิวสัมผัส
5. การปรับแต่ง

กิจกรรมการบำรุงรักษาป้องกัน จะประกอบด้วย แผนบำรุงรักษา รายวัน, รายสัปดาห์ และรายเดือน โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อการระวังรักษาเครื่องจักรต่างๆ ให้อยู่ในสภาพใช้งานได้ดีมีกิจกรรมดังนี้

D = Daily Inspection (การบำรุงรักษาและ ตรวจสอบประจำวัน)

W = Weekly Inspection (การบำรุงรักษาและ ตรวจสอบประจำสัปดาห์)

M = Monthly Inspection (การบำรุงรักษาและ ตรวจสอบประจำเดือน)

O = Turbine Operation (ช่วงระหว่างเดินเครื่องกังหัน)

S = Turbine Shutdown (ช่วงระหว่างหยุดเครื่องกังหัน)

ตารางที่ 3.2 มาตรฐานการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์ของกังหันก๊าซ

โรงไฟฟ้าพระนครใต้	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 คู่มือ มาตรฐานการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์ของกังหันก๊าซ โดย แผนกประสิทธิภาพ	อุปกรณ์ กังหันก๊าซ วันที่ ..... / ..... / ..... หน้าที่ .....

ขั้นตอนการล้างคอมเพรสเซอร์แบบ Off-line cleaning

1 สถานะของอุปกรณ์

1.1 อุณหภูมิของ Wheelspace ต่ำกว่า 300°F (150°C) เนื่องจากตามคู่มืออุปกรณ์ได้กำหนดให้อุณหภูมิ Wheelspace มีค่าแตกต่างจากน้ำที่จะทำการล้างได้ไม่เกิน 120°F (≈49°C) ซึ่งอุณหภูมิน้ำที่ใช้ มีค่า 180°F (≈82°C)

1.2 น้ำยา Detergent มีเต็มถัง

1.3 น้ำ Demeralize มีเต็มถัง

1.4 ตำแหน่งต่างๆ ของ Valve อยู่ในตำแหน่งที่ถูกต้องของการทำ Water wash

1.5 Breaker ของระบบ Water wash (20 TE-1) อยู่ในตำแหน่ง ON

2 การเตรียมการก่อนดำเนินการ

2.1 ทำการ Heat น้ำในถังของระบบ Water wash โดยบิด Switch ไปที่ Hot เพื่อให้อุณหภูมิของน้ำในถังมีค่า ≈180°F ใช้เวลาประมาณ 15 ชั่วโมง

2.2 หยุดเครื่องกังหันก๊าซและ Cool down ให้เย็นลง จนอยู่ในสภาวะหยุดนิ่ง (Stand still) โดยทำการ Force สัญญาณ L4CR , L20TU1X , L20TU2X เป็น Logic 0

2.3 เปิด Inlet guide vane (IGV.) manual ให้เปิดสุด โดย Hand select 8HG และ Force สัญญาณ L20TV1X เป็น LOGIC 1 เปิดหน้าจอมอนิเตอร์ของ MK V ที่หน้า IGV. REF. TEST ให้SET IGV. ที่ GSADJ ให้เปิดสุด (86°) แล้ว Click "JADJ ON "

2.4 ตรวจสอบสภาพความสกปรกใน Blade ของคอมเพรสเซอร์ด้วยตาเปล่าก่อนการทำการล้างทาง Man hole ของเครื่อง

2.5 เมื่อพร้อมทำการล้างคอมเพรสเซอร์ ให้เปลี่ยนสถานะ Logic คืนสู่สภาพปกติ Off manual IGV. โดย Click JADJ OFF (หน้า IGV. REF Test บน MK V Control) และทำการ Unforce 20 TV1X , 88 HQ AUTO, L4CR , L20TU1X , L20TU2X , BKR88CR เข้าใช้งาน

2.6 เปิด MAN HOLD บริเวณ INLET PLENUM ไว้

ตารางที่ 3.2 (ต่อ) มาตรฐานการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์ของกังหันก๊าซ

โรงไฟฟ้าพระนครใต้	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 คู่มือ มาตรฐานการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์ของกังหันก๊าซ โดย แผนกประสิทธิภาพ	อุปกรณ์ กังหันก๊าซ วันที่ ..... / ..... / ..... หน้าที่ .....

3. **ขั้นตอนในการทำการล้างคอมเพรสเซอร์ (Off-Line cleaning)**

3.1 Manual Start 88 TK-1 , 88 TK-2

3.2 เลือกตำแหน่งของระบบ Off-line wash ไปที่ " WATER ON "

3.3 Start Crank กังหันก๊าซจะ Start และรอบของกังหันก๊าซจะหมุนอยู่ที่ประมาณ 450 rpm.

3.4 เปิดวาล์ว 20 TW-1 ด้วย Manual โดยกด Push bottom ข้าง 20 TW-1

3.5 เริ่มเดิน Water wash pump (Discharge pressure ≈106 psi.)

3.6 Feed น้ำยา Detergent ผสมกับน้ำ Demeralize และปรับค่า Flow rate ที่ 6.5 แกลลอนต่อนาที ประมาณ 2.5 นาที

3.7 Stop crank (วาล์ว 20 TW-1 จะปิดโดยอัตโนมัติ)

3.8 ปล่อยน้ำยาทิ้งไว้ (Soak) ประมาณ 15 นาที

3.9 Start crank เปิดวาล์ว 20 TW-1 (ต้อง Start Crank เป็น Permit.)

3.10 เดิน Water wash pump เพื่อชำระล้างน้ำยาเป็นเวลา 10 นาที

3.11 Feed น้ำยา Detergent ผสมกับน้ำ Demeralize และปรับค่า Flow rate ที่ 6.5 แกลลอน ต่อนาที ประมาณ 2.5 นาที

3.12 เก็บตัวอย่างน้ำที่ไหลออกมาตรวจสอบ ถ้ายังสกปรกให้เริ่มทำขั้นตอนที่ 3.8 ใหม่

3.13 ถ้าตัวอย่างน้ำที่เก็บได้สะอาดแล้ว หยุดเครื่องและปล่อยทิ้งไว้ 15 นาที

3.14 Start Crank ที่ Crank Speed ทำการ Dry Out ประมาณ 20 นาที

3.15 หลังจาก Dry Out แล้ว ควรจะ Start up เครื่องกังหันก๊าซภายใน 24 ชั่วโมง หลังจาก Dry Out เสร็จ

ตารางที่ 3.3 แผนการตรวจสอบอุปกรณ์ของ GT-11 และ GT-12

UNIT _____
DATE _____
SHIFT _____

ระบบ	สิ่งที่ตรวจสอบ	การตรวจสอบ	ความถี่ในการตรวจสอบ & สถานะของถังหันก๊าซ			เอกสารอ้างอิง หรือ หน้าของเอกสารอ้างอิง ในคู่มือ Maintenance	ผลของการตรวจสอบ ○ DAILY ○WEEKLY ○MONTHLY		
			ประจำวัน	ประจำสัปดาห์	ประจำเดือน		ปกติ	ไม่ปกติ	REMARK
1. STANDARD MAINTENANCE ITEM									
INSTRUMENTATION	- PRESSURE SWITCHES AND GAUGES (63)	- DAMAGE	D - O	-	-	3-24			
		- READING IN ERROR	D - O	-	-	3-24			
	- THERMOMETERS (DIAL TYPE)	- DAMAGE	D - O	-	-	3-24			
		- READING IN ERROR	D - O	-	-	3-24			
	- FLOW METERS	- LEAKING SEAMS & JOINTS	D - O	-	-	3-24			
	- VIBRATION DETECTORS (39 TV)	- STABLE READING	D - O	-	-	3-24			
	- LIQUID LEVEL INDICATORS (77)	- READING IN ERROR	D - O	-	-	3-24			
CONTROL DEVICES	- PRESSURE REGULATING VALVES (VPR'S)	- PACKING LEAKING	-	-	M - O	3-25			
		- INCORRECT SETTING	D - O	-	-	3-25			
	- TEMPERATURE REGULATIN VALVES (VPR'S)	- PACKING LEAKING	-	-	M - O	3-26			
		- INCORRECT SETTING	D - O	-	-	3-26			
HYDRAVLIC / MECHANICAL EQUIPMENT	- RELIEF VALVES (VR)	- CHATTERING & LEAKAGE SETTING	-	-	M - O	3-26			
	- SOLENOID VALVES (20)	- LEAKAGE	-	-	M - O	3-26			
	FILTER , LUBE & FUEL	- 15 psi MAXIMUM DP	D - O	-	-	3-27			
		- LEAKING SEAMS & JOINTS	-	-	M - O	3-27			
		- 60 psi MAXIMUM P	D - O	-	-	3-27			
		- LEAKING SEAMS & JOINT	-	-	M - O	3-27			
	- AIR FILTERS (AIR EXTRACTION VALVE)	- MOISTURE ACCUMULATION	-	-	M - O	3-27			
HEATING COOLING & VENTILATION	- AIR CONDITION	- DIRTY FILTER	-	W - O/S	-	3-28			
		- IMPROPER THERMOSTAT SETTING	-	W - O/S	-	3-28			

ตารางที่ 3.3 (ต่อ) แผนการตรวจสอบอุปกรณ์ของ GT-11 และ GT-12

UNIT _____
DATE _____
SHIFT _____

ระบบ	สิ่งที่ตรวจสอบ	การตรวจสอบ	ความถี่ในการตรวจสอบ & สถานะของถังหันก๊าซ			เอกสารอ้างอิง หรือ หน้าของเอกสารอ้างอิง	ผลของการตรวจสอบ ○ DAILY ○WEEKLY ○MONTHLY		
			ประจำวัน	ประจำสัปดาห์	ประจำเดือน	ในคู่มือ Maintenance	ปกติ	ไม่ปกติ	REMARK
UNIT PIPING SYSTEMS (FUEL, OIL, AIR,, WATER)	- PIPING & VALVE	- LEAKAGE	D - O	-	-	3-29			
		- LOOSE HARDWARE , HANGERS & CLAMPS	-	-	M - O	3-29			
		- BROKEN SUPPORS	-	-	M - O				
		- VIBRATION	-	-	M - O				
		- IMPROPER VALVE OPERATIO	-	-	M - O				
		- LOOSE VALVE PACKING	-	-	M - O				
2. SYSTEM MAINTNANCE ITEM									
LUBE SYSTEM	- LUBE OIL PUMP	- EXCESSIVE NOISE	-	-	M - O	3-29			
	- HEAT EXCHANGERS	- IMPROPER OPERATION	-	-	M - O	3-29			
		- LEAKAGE	-	-	M - O				
		- CONTAMINATAL WATER	-	-	M - O				
	- RADIATOR & HEADER ASSEMBLIES	- LEAKING SEAMS AND JOINTS	-	-	M - O	3-29			
		- CORROSION AND CROSION OF FINS AND TUBES	-	-	M - O				
		- DAMAGED PARTS	-	-	M - O				
	- LUBE OIL IMMERSION HEATERS	- IMPROPER OPERATION	-	-	M - O	3-30			
	- DRESSER COUPLINGS	- OIL LEAKAGE/HARDWARE SECURITY	D - O	-	-	3-30			
WATER SYSTEM	- WATER TANK	- POOR CONDITION OF CAP GASKET&GASKET SURFACE	-	-	M - O	3-30 3-31			
	- GEAR DRIVE COOLING WATER PUMP	- LEAKAGE SHAFT LEAL	-	-	M - O				
LIQUID FUEL FOR WARDIN SYSTEM (IF APPLICABLE)	- GENTRIFUGAL PUMP	- IMPROPER DISCHARGE PRESSURE	-	-	M - O	3-32			
		- UNUSUAL OR EXCESSIVE NOISE	-	-	M - O				

ตารางที่ 3.3 (ต่อ) แผนการตรวจสอบอุปกรณ์ของ GT-11 และ GT-12

UNIT _____
DATE _____
SHIFT _____

ระบบ	สิ่งที่ตรวจสอบ	การตรวจสอบ	ความถี่ในการตรวจสอบ & สถานะของกังหันก๊าซ			เอกสารอ้างอิง หรือ หน้าของเอกสารอ้างอิง ในคู่มือ Maintenance	ผลของการตรวจสอบ ○ DAILY ○WEEKLY ○MONTHLY		
			ประจำวัน	ประจำสัปดาห์	ประจำเดือน		ปกติ	ไม่ปกติ	REMARK
LIQUID FUEL FOR WARDIN(SYSTEM (IF APPLICABLE)	- GENTRIFUGAL PUMP	- BOUND OR RUBBING SHAFT	-	-	M - O	3-32			
		- EXCESSIVE VIBRATION, LOOSE SHAFT FIT	-	-	M - O				
		- OIL LEAKAGE AT CASING JOINT	-	-	M - O				
	- RUFL FOR WARDING PIPING	- EXCESSIVE VIBRATION	-	-	M - O	3-32			
		- LEAKING PIPES & JOINTS	-	-	M - O				
		- BROKEN SUPPORTS	-	-	M - O				
- FUEL OIL SYSTEM	- STOP VALVE	- EXTERNAL LEAKE	D - O	-	-	3-33			
	- MAIN FUEL PUMP	- LEAKING SHAFT SEAL	-	-	M - O	3-33			
	- FLOW DIVIDER	- LEAKING,ABNORMAL NOISE	-	-	M - O	3-33			
		- DISCHARGE PRESSURE DIFFERENTIAL	D - O	-	-	3-33			
	- FUEL NOZZLE SELECTOR VALVE	- IMPROPER STEM OPERATION	-	-	M - O	3-33			
		- LEAKING AT CONNECTION	-	-	M - O	3-33			
	- FALSE START DRAIN VALVI SPEEDTRONIC	- AIR & OIL LEAKS	D - O	-	-	3-33			
	CONTROL LOOP	- FLOW UNSTABLE,HOT START OPERTEMPERATURE	D - O	-	-	CONTROL SPECIFICATION			
FUEL GAS SYSTEM	- GAS CONTROL VALVE	- GAS LEAKAGE AT STEAM, PACKING LEAK OFF OR VENT	-	-	M - O	3-33			
		- HYDRAULIC CYLINDER ROD SEAL LEAKAGE	-	-	M - O	3-33			
	- SPEEDTRONIC CONTROL LOOP	- VALVE UNSTABLE , SLOW MOVEMENT STROKE OUT OF SPECIFICATION, P2 IN ERROR	D - O	-	-	CONTROL SPECIFICATION			

ตารางที่ 3.3 (ต่อ) แผนการตรวจสอบอุปกรณ์ของ GT-11 และ GT-12

UNIT _____
DATE _____
SHIFT _____

ระบบ	สิ่งที่ตรวจสอบ	การตรวจสอบ	ความถี่ในการตรวจสอบ & สถานะของกังหันก๊าซ			เอกสารอ้างอิง หรือ หน้าของเอกสารอ้างอิง ในคู่มือ Maintenance	ผลของการตรวจสอบ ○ DAILY ○WEEKLY ○MONTHLY		
			ประจำวัน	ประจำสัปดาห์	ประจำเดือน		ปกติ	ไม่ปกติ	REMARK
HIGH PRESSURE CONTROL OIL SYSTEM , HYDRAULIC SUPPLY	- MAIN HYDRAULIC SUPPLY PUMP	- EXCESSIVE VIBRATION OR UNUSUAL NOISE	-	-	M - O	3-34			
		- IMPROPER DISCHARGE PRESSURE	D - O	-	-	3-34			
		- LEAKAGE AT SHAFT & MOUNTING FLANGES	-	-	M - O	3-34			
	- AUX. HYDRAULIC SUPPLY PUMP	- LEAKAGE AROUND SHAFT & MOUNTING FLANGES	-	-	M - O	3-34			
		- EXCESSIVE VIBRATION OR UNUSUAL NOISE	-	-	M - O	3-34			
IGV. CONTROL SYSTEM	- OPERATION&CALIBRATION	- IGV. PROPER OPERATION	D - O	-	-	CONTROL SPECIFIATION			
		- LEAKAGE IN THE SYSTEM	-	-	M - O				
COOLING AND SEALING AIR SYSTEM	- PIPING	- LEAKAGE	D - O	-	-	3-35			
		- LOOSE HARDWARE,HANGERS AND CLAMPS	-	-	M - O				
		- VIBRATION	-	-	M - O				
ATOMIZING AIR SYSTEM	- ATOMIZING AIR COMPRESSOR (SHAFT DRIVE-ON BASE)	- IMPROPER ABSOLUTE PRESSURE RATIO	D - O	-	-	3-35			
		- LEAKING OIL SEAL	-	-	M - O	3-36			
		- PRESENCE OF OIL OR VAPOR AT VENT	D - O	-	-	3-36			
		- EXCESSIVE NOISE CYLINDER DISCOLORATION, HOT SPOTS OR SCORCHAED PAINT	D - O	-	-	3-36			
	- COMPRESSOR AIR FILTER	- DIRTY FILTER	-	-	M-O	3-36			
		- SIGNS OF MOISTURE	D - O	-	-	3-36			

ตารางที่ 3.3 (ต่อ) แผนการตรวจสอบอุปกรณ์ของ GT-11 และ GT-12

UNIT _____
DATE _____
SHIFT _____

ระบบ	สิ่งที่ตรวจสอบ	การตรวจสอบ	ความถี่ในการตรวจสอบ & สถานะของกังหันก๊าซ			เอกสารอ้างอิง หรือ หน้าของเอกสารอ้างอิง	ผลของการตรวจสอบ ○ DAILY ○WEEKLY ○MONTHLY		
			ประจำวัน	ประจำสัปดาห์	ประจำเดือน	ในคู่มือ Maintenance	ปกติ	ไม่ปกติ	REMARK
ATOMIZING AIR SYSTEM	- ATOMIZING AIR PRECOOLEI	- PERFORMANCE REDUCTION	-	-	M - O	3-36			
STARTING SYSTEM	- STARTING MOTOR	PRESENCE OF DIRT. OIL GREASE AND/OR DEBRIS	-	-	M - O	3-36			
	- TORQUE CONVERTER	EXTERNAL OIL LEAKS AT SHAFT SEALS, BOLTED FLANGES , COVER PLATES	D - O	-	-	3-36			
OVERSPEED PROTECTION (MECHANICAL)	- HYDRAULIC TRIP SYSTEM	- IMPROPERTIRIP OIL PRESSURE	-	-	M - O	3-37			
SOEEDTRONIC CONTROL	- POWER SUPPLY	- GROUND	D - O	-	-	CONTROL SPEC.			
	- SPEED SENSORS & RELAYS	- SPEED RELAYS PICK UP DROP OUT PROERLY	-	-	M - O	CONTROL SPEC.			
	- TEMPERATURE CONTROL	- EXCESSIVE SPREAD BETWEEI THERMOCOUPLES	D - O	-	-	3-41			
	- INTEGRATED TEMPERATUR SYSTEM	- PROPER OPERATION	D - O	-	-	CONTROL SPEC.			
WATER INJECTION SYSTEM	- SYSTEM MAINTENANCE	- CHECK FOR WARDING PUMP OIL LEVEL	-	-	M - O	CONTROL SPEC.			
		- CHECK THAT WATER FLOW IS PER CONTROL SPECIFICATION	D - O	-	-	CONTROL SPEC.			
SPEEDTRONIC PANELS	- ANNUNCIATOR	- IMPROPER OPERATION OF ANNUNCIATOR LAMPS & DRIVERS	D - O	-	-	3-45			
	- INDICATING LIGHT	- BURNED OUT LAMPS	-	-	M - O/S	3-46			
		- IMPROPER OPERATING LIGHTING SEQUENCE	-	-	M - O/S	3-46			

ตารางที่ 3.3 (ต่อ) แผนการตรวจสอบอุปกรณ์ของ GT-11 และ GT-12

DATE _____

SHIFT _____

ระบบ	สิ่งที่ตรวจสอบ	การตรวจสอบ	ความถี่ในการตรวจสอบ & สถานะของกังหันก๊าซ			เอกสารอ้างอิง หรือ หน้าของเอกสารอ้างอิง ในคู่มือ Maintenance	ผลของการตรวจสอบ ◯ DAILY ◯WEEKLY ◯MONTHLY		
			ประจำวัน	ประจำสัปดาห์	ประจำเดือน		ปกติ	ไม่ปกติ	REMARK
MOTOR CONTROL CENTER	- INDICATING LIGHT	- BURNED OUT LAMPS	-	-	M - O/S	3-48			
		- IMPROPER OPERATING LIGHTING SEQUENCE	-	-	M - O/S	3-48			
LOAD AND COLLECTOR COMPARTMENTS	- GEN. ENDS&COMPARTMENT INTERFACES	- LOOSE JOINTS	-	-	M - O/S	3-49			
		- CLOGGED COOLING AIR DISCHARGE VENT	-	-	M - O/S	3-49			
		- SEALS DAMAED, OR NOT WATERTIGHT	-	-	M - O/S	3-49			
INLET SYSTEM (TURBINE)	- INLET SCREEN	- OBSTRUCTIONS	-	-	M - O	3-49			
	- INTERTIAL SEPERATORS	- FANS OPERATING	-	-	M - O	3-49			
	- MEDIA PRE-FILTERS	- PRESSURE DROP	-	W - O	-	3-49			
	- HIGH EFFICIENCY MEDIA FILTERS	- PRESSURE DROP	-	W - O	-	3-49			
	- BYPASS DOOR	- PROPER SEAL	-	-	M - O	3-50			
	- MOSITURE SEPARATORS	- CLEANLINESS OF MEDIA SECTION	-	-	M - O	3-50			
	- EVAPORATIVE COOLER	- NOZZLES PLUGGING	-	-	M - O	3-51			
	- WATER FLOW ADJUSTMENT	- PROPER WATER FLOW MEDIA WETNESS	-	-	D - O	3-51			
	- PUMP OPERATION	- SECURE PRIOR TO UNIT SHUT DOWN	D - O	-	-	3-51			
3. กังหันก๊าซ	- ทดสอบสมรรถนะ	- PERFORMANCE TEST	-	-	M - O	PERFORMANCE TEST PROCEDURE			

3.5. การสูญเสียพลังงานในคอนเดนเซอร์(Loss in condenser)

ในเครื่องกำเนิดไอน้ำ ระบบน้ำควบแน่นและน้ำป้อน เป็นระบบหลักในการจัดการเกี่ยวกับระบบน้ำหมุนเวียนให้สามารถป้อนกลับเข้าสู่เครื่องกำเนิดไอน้ำอย่างต่อเนื่อง ระบบนี้ประกอบด้วยอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนโดยมีอุปกรณ์ที่จำเป็นบางอย่างช่วยเสริมให้การทำงานของวัฏจักรเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ เช่น อุปกรณ์ชดเชยน้ำให้เครื่องกำเนิดไอน้ำ, อุปกรณ์บำบัดน้ำ เป็นต้น

จุดมุ่งหมายหลักของเครื่องควบแน่นคือ ควบแน่นไอน้ำที่ถูกใช้งานจากกังหันและเครื่องทำการฟื้นสภาพ เพื่อนำกลับมาใช้ในวักจักรใหม่ ในการทำเช่นนี้นับเป็นการทำงานที่มีประโยชน์มาก ถ้าอุณหภูมิของน้ำหล่อเย็นที่หมุนเวียนในระบบที่มีค่าต่ำเพียงพอเช่นปกติ จะทำให้เกิดความดันโต้กลับ (Condenser back pressure) ของไอน้ำออกกังหันที่ต่ำ ซึ่งความดันนี้มีค่าเท่ากับความดันอิ่มตัวที่สมนัยกับอุณหภูมิไอน้ำอิ่มตัว ซึ่งเป็นฟังก์ชันของอุณหภูมิน้ำหล่อเย็น และในปัจจุบันทราบว่าเอนทัลปีตกหรืองานของกังหันต่อหน่วยความดันตกที่สภาวะความดันต่ำมีค่ามากกว่าที่สภาวะความดันสูงมากที่ปลายทางของกังหัน เครื่องควบแน่นที่มีความดันโต้กลับต่ำประมาณไม่เกิน 10-20 kPa จะช่วยเพิ่มงานของกังหันไอน้ำ เพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า และลดการไหลของไอน้ำ สำหรับกำลังของโรงไฟฟ้าที่กำหนดให้ค่าหนึ่งๆ และยิ่งความดันต่ำมากเท่าไร ยิ่งทำให้ประสิทธิภาพสูงขึ้นเท่านั้น ดังนั้นในทางเทอร์โมไดนามิกส์ จึงมีความสำคัญที่ใช้อุณหภูมิน้ำหล่อเย็นให้มีค่าต่ำที่สุดเท่าที่จะทำได้ จึงนับว่าเครื่องควบแน่นเป็นอุปกรณ์หลักและสำคัญมากในโรงไฟฟ้า

กล่าวได้ว่า Condenser เป็นส่วนประกอบที่สำคัญที่สุดใน Turbine Cycle มีผลกระทบต่อ Turbine Cycle Heat Rate หน้าที่ของ Condenser จะใช้ในการช่วยให้เกิดการกลั่นตัวของไอน้ำที่ออกมาจาก LP.Turbine โดยดึงความร้อนแผงของการเป็นไอออกมา ความร้อนที่ถูกดึงออกมาจะถูกถ่ายเทไปยัง น้ำหล่อเย็น(Circulating Water) ซึ่งไหลผ่านกายในท่อของ Condenser ในการที่จะเพิ่มการกลั่นตัวของไอน้ำที่ออกจา Turbine Condenser จะต้องมีความสามารถที่จะดึงเอาอากาศหรือก๊าซต่างๆ ที่ไม่กลั่นตัวออกจาก Condenser ด้วย และ Condenser ต้องไม่ระบายความร้อนออก จนน้ำที่กลั่นตัวมีอุณหภูมิต่ำกว่าอุณหภูมิของน้ำอิ่มตัว เพื่อรักษาให้ Turbine Cycle Heat Rate มีค่าที่เหมาะสมที่สุด ความสมบูรณ์ของส่วนประกอบที่ใช้ในการถ่ายเทความร้อน ต้องมีการบำรุงรักษา ตัวอย่างเช่น การรั่วของท่อ จะมีผลทำให้สิ่งสกปรกปนเข้าไปในน้ำ Condensate ซึ่งไม่สามารถยอมรับได้ในการนำไปใช้กับ Boiler ความดันสูง อากาศที่รั่วเข้าไปใน Condenser จะไปเพิ่ม Back Pressure และลดประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อน ทำให้ Output ของ Turbine ลดลง และเพิ่ม Turbine Cycle Heat Rate

3.5.1 การออกแบบ Condenser และผลกระทบกับ Trubine Cycle

หน้าที่แรกของ Condenser คือ จะนำไอน้ำออกจากกังหันไอน้ำ ไปผ่านท่อ Condenser ด้วย Pressure Drop ที่ต่ำสุด พื้นที่ผิวสัมผัสของท่อ (รวมถึงปริมาณของท่อ) ต้องเพียงพอที่จะนำเอาปริมาณความร้อนแฝงออกจาก Exhaust Steam และ Turbine รับภาระเต็มที่ และมีความสามารถในการรักษา Back Pressure ให้ได้ตามที่ออกแบบไว้ทุกช่วงของ Load และอุณหภูมิน้ำ Circulating ต้องเหมาะสมกับค่าที่ออกแบบไว้

- สิ่งกีดขวางการไหลของ Exhaust Steam ควรมีให้น้อยที่สุด เพื่อให้ Turbine มีประสิทธิภาพสูงสุด
- บริเวณศูนย์กลางและ Enclosed Zone กับพื้นที่ผิวในการถ่ายเทความร้อน ควรจัดให้มีประสิทธิภาพในการถ่ายเทความร้อน และดึงเอาไอ ก๊าซ ออกจากการห่อหุ้มของ Condenser

Turbine Back Pressure เป็นตัวแปรหนึ่งที่มีความสำคัญมากใน Turbine Cycle ซึ่งไม่เพียงแต่มีผลกับ Output ของ Unit อย่างเดียว แต่มีผลกับ Turbine Cycle Heat Rate ด้วย องค์ประกอบที่มีผลโดยตรงกับการเพิ่ม Back Pressure คืออากาศรั่วเข้าไปใน Condenser , Tube Fouling , อุณหภูมิน้ำหล่อเย็นด้านเข้าเพิ่มสูงขึ้น และการลดลงของอัตราการไหลของน้ำหล่อเย็น ดังนั้น Condenser จะทำงานที่ High Vacuum อากาศรั่วจะเป็นข้อสำคัญที่ควรตระหนัก Condenser ได้จัดให้มีระบบดึงอากาศออก ซึ่งไม่เพียงแต่อากาศที่รั่วเข้า Condenser ออกไปเท่านั้น ยังดึงเอา Non-Condensible Gas ที่มากับ Exhaust Steam ด้วย

ในการทำงานของ Condenser มันเป็นสิ่งจำเป็นที่น้ำ Condensate ไม่ควรมีอุณหภูมิต่ำกว่าอุณหภูมิอิ่มตัว ซึ่งเรียกว่า “Sub-Cooling” Sub-cooling แสดงว่ามีการดึงเอาความร้อนออกจากน้ำ Condensate มากเกินไป ซึ่งมีผลทำให้ต้องเพิ่มความร้อนเข้าไปใน Feed Water เพื่อชดเชย Sub-Cooling

องค์ประกอบที่มีผลกระทบกับ Heat Rate และ Reliability

Back Pressure ที่สูงขึ้นใน Condenser จะเกิดจากหลายสาเหตุประกอบกัน เช่น

* Heat Load สูงขึ้นใน Condenser (Turbine รับภาระสูงขึ้น)
* อากาศรั่วเข้าไปใน Condenser
* ปริมาณอากาศที่ถูกนำออกจาก Condenser น้อยเกินไป
* ท่อของ Condenser เกิด Fouling
* อัตราการไหลของ Circulating Water ลดลง
* อุณหภูมิ Circulating Water ที่เข้า Condenser สูงขึ้น
* เศษสกปรกอุดตันใน Water Boxes

จากที่กล่าวมาแล้ว จะมีหัวข้อที่สำคัญอยู่ 2 หัวข้อ ที่โรงไฟฟ้าควรตระหนักถึงคือ อากาศรั่วเข้าใน Condenser และท่อ Condenser รั่ว และอากาศส่วนเกินที่เข้าไปจะทำให้ความดันใน Condenser เพิ่มขึ้น การที่ Pressure เพิ่มขึ้น จะทำให้ไปเพิ่มภาระในการดึงอากาศออกจาก Condenser ของ Exhauster ผลกระทบถัดไปก็คือจะไปเพิ่มปริมาณ Dissolved Oxyegen ใน Condenser ซึ่ง Dissolved Oxygen จะเป็นตัวการสำคัญที่ไปกัดกร่อนอุปกรณ์บางส่วนของ Boiler ทำให้เกิดปัญหากับอุปกรณ์ในระยะยาว(เช่น การเกิดตระกันใน Turbine Blade) ท่อ Condenser รั่ว จะทำให้เกิดการกัดกร่อน , กัดเซาะ , การสั่นสะเทือน หรือเสียหายกับข้อต่อต่างๆ ของท่อ ผลของท่อรั่วจะทำให้ Circulating Water ซึ่งเป็นน้ำคุณภาพต่ำรั่วมาภายใน Condense ปนกับน้ำ Condensate และสะสมอยู่ภายใน ซึ่งจะทำให้เกิดการกัดกร่อนอย่างรุนแรงใน Boiler และ Turbine ถ้าไม่ถูกกำจัดออกไปด้วยระบบ Condensate Polisher การรั่วของ Condenser จะทำให้ Unit ต้อง Shut-Down เพื่อทำการอุดท่อที่รั่ว หรือถ้าเป็นการรั่วที่น้อย จะทำให้ Boiler blowdown เพิ่มสูงขึ้น เพื่อรักษาคุณภาพของน้ำ Boiler ให้อยู่ในเกณฑ์ ซึ่งหมายความว่าน้ำ Make Up ต้องเพิ่มสูงขึ้น มีผลกระทบกับ Unit Heat Rate ที่สูงขึ้น

3.5.3 การควบคุมการสูญเสียในคอนเดนเซอร์

ในขณะที่เดินเครื่องโรงไฟฟ้า สิ่งที่เราต้องการก็คือ ต้องการให้กังหันไอน้ำ (Turbine) มีประสิทธิภาพสูงสุดนั้นก็คือ ต้องควบคุมให้อยู่ขอบเขตที่ออกแบบเอาไว้ ดังนั้นจะต้องดำเนินการให้อยู่ในจุดที่เหมาะสมที่สุดในการเดินเครื่อง กังหันไอน้ำ เนื่องจากว่าสมรรถภาพในการทำงาน ของคอนเดนเซอร์นั้น จะมีผลต่อ Unit Heat Rate โดยตรงดังนั้นควรมีการดูแลตรวจสอบอยู่เสมอ ทั้งนี้เพื่อให้ คอนเดนเซอร์ อยู่ในสภาพดีที่สุด สาเหตุที่สำคัญที่ทำให้ Condenser Back Pressure มีค่าสูงนั้น อาจมีสาเหตุดังต่อไปนี้

1. การถ่ายเทความร้อนมีค่าต่ำ (Poor Heat Transfer)
2. สภาวะของน้ำ Cooling ผิดปกติ (Abnormal Cooling Water Conditions)
3. มีอากาศรั่วเข้าไปภายใน Condenser (Air in-Leakage)
4. Condenser รับ Heat มากกว่าปกติ, Condenser เกิด Overload (Excessive heat Loading)

โดยส่วนใหญ่แล้วสำหรับค่า Back Pressure ที่สูงขึ้น สาเหตุหลักจะมาจากสภาวะของน้ำ Cooling Water คือดูดความร้อนจาก Exhaust Steam นั้นที่มีสภาวะที่ผิดปกติจากเดิมไป เมื่อเราต้องการตรวจสอบสภาพ การถ่ายเทความร้อนภายใน Condenser แล้ว จุดแรกที่เราต้องคอยตรวจสอบอยู่เสมอก็คือ

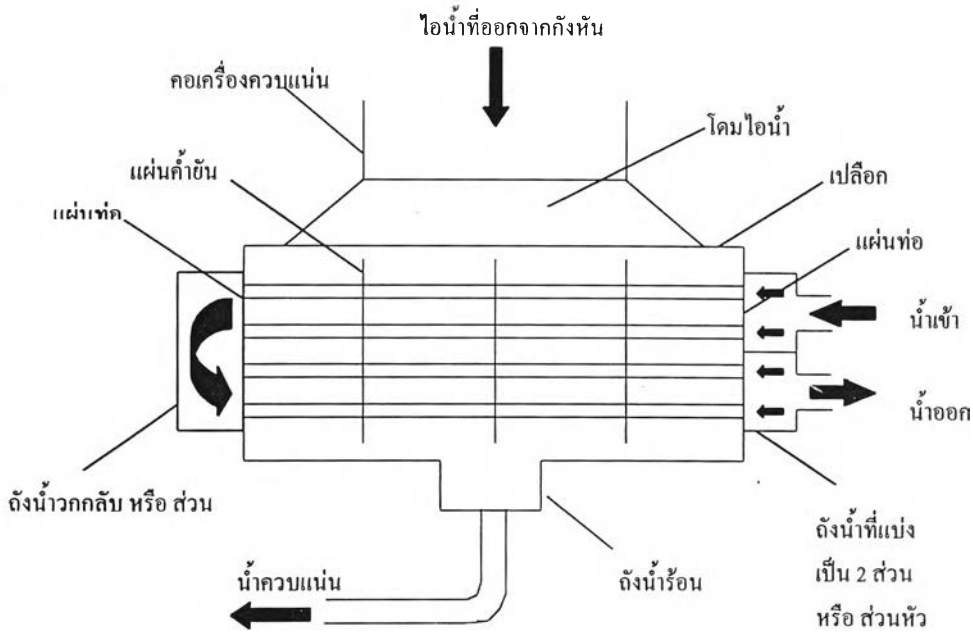
1. อุณหภูมิของ Exhaust Steam
2. อุณหภูมิ Inlet ของ Cooling Water ตลอดจน outlet ของ Cooling Water ด้วย

สำหรับค่าแตกต่างระหว่างอุณหภูมิของ Exhaust Steam กับอุณหภูมิขาออกของน้ำนั้นเราเรียกว่า Terminal Temperature Difference ปกติอุณหภูมิขาออกของน้ำจะต่ำกว่าอุณหภูมิของ Exhaust Steam อยู่ประมาณ 8°F ดังนั้นถ้า Operator ต้องการตรวจสอบว่า heat Transfer นั้นปกติหรือผิดปกติหรือไม่ ต้องดูที่ค่าของ Terminal Temperature Difference ถ้าค่านี้มีค่าสูงกว่าปกติ นั้นแสดงว่าการถ่ายเทความร้อนระหว่างน้ำหล่อเลี้ยงภายในท่อกับ Exhaust Steam นั้นมีปัญหาเกิดขึ้นแล้ว การถ่ายเทความร้อนที่ต่ำกว่าปกติอันนี้ อาจเกิดจากสาเหตุต่างๆ ดังนี้

1. ภายในท่อหล่อเลี้ยงสกปรกหรือมีตะกรันเกาะ (Tube Deposits)
2. การไหลเวียนของน้ำหล่อเลี้ยงนั้นต่ำกว่าปกติ (Insufficient Circulation Water Flow)
3. มีอากาศค้างอยู่ใน Water Box (Air in the Water Boxes)

ความสะอาดของท่อใน Condenser นั้น จะเป็นตัวชี้ความสามารถของ Condenser ในการถ่ายเทความร้อน Exhaust Steam ให้กับ Cooling Water ถ้าท่อนั้นมีความสกปรก ความสกปรกนี้จะเป็นฉนวนกั้นการถ่ายเทความร้อนระหว่าง Steam กับน้ำ Cooling Water ทำให้ Exhaust Steam Temperature นั้นมีค่าสูงขึ้น เมื่อระดับอุณหภูมิ Exhaust Steam สูงขึ้น นั้นหมายความว่า Back Pressure นั้นสูงขึ้นด้วย ทั้งนี้เป็นเพราะว่าอุณหภูมิและความดันนั้นขึ้นตรงต่อกัน

ถ้าเราคำนึงถึงอุณหภูมิแตกต่างระหว่างน้ำที่เข้า Condenser และน้ำที่ออกจาก Condenser แล้ว ความแตกต่างของอุณหภูมินี้จะเป็นตัวชี้ปริมาณความร้อนที่ Circulating Water รับได้จาก Steam นั่นเอง ถ้าอุณหภูมิแตกต่างของน้ำสูงขึ้นนั้นหมายความว่าอัตราการไหลของน้ำ ที่ดึงความร้อนที่เท่ากันนั้นมีอัตราการไหลน้อยลงกว่าเดิมสำหรับสาเหตุของปัญหาดังกล่าวข้างต้น โดยส่วนใหญ่เกิดจากตะกรันที่เกาะอยู่ผิวภายใน Condenser Tube เราสามารถจะแก้ปัญหาอันนี้ได้โดยวิธี Manual Cleaning หรืออาจจะใช้ระบบ Ball ทำความสะอาด ซึ่งระบบลูกบอลนี้ เราจะป้อนลูกบอลเข้าไปในระบบ Circulating Water ลูกบอลจะไหลวนเวียนอยู่ใน Condenser Tube ซึ่งจะทำความสะอาดขณะที่ไหลผ่าน Tube นั้นๆ ปัญหาอินทรีย์สารหรือตะไคร่ที่เกาะอยู่ภายใน Condenser Tube แก้ไขได้โดยทำ Stock Treatment โดยทำการผสม Chlorine เข้าไปภายในระบบน้ำหล่อเย็นนี้ คลอรีนจะไปลดการเจริญเติบโตของตะไคร่ โดยจะต้องแน่ใจว่าระบบการป้อนคลอรีนนี้ทำงานได้ถูกต้อง ถ้าขบวนการที่พูดดังกล่าวข้างต้นใช้ไม่ได้ผลแล้ว เราก็จำเป็นจะต้องใช้วิธี Mechanical Cleaning มาทำการแก้ไขในส่วนนั้นๆ สำหรับวิธีนี้เราจำเป็นจะต้องหยุดการผลิตบางส่วนลง หรืออาจหยุดการผลิต ถ้าเราจะทำความสะอาด Condenser ขณะที่ Plant ยังจ่าย Load อยู่นั้น ข้อควรระวังที่ต้องคำนึงเป็นพิเศษ คือ เราจะต้องหยุดระบบป้อนคลอรีนเสียก่อน ก่อนที่เราจะเข้าไปทำความสะอาด Condenser



รูปที่ 3.18 แผนภาพของเครื่องคอนเดนเซอร์แบบผิวสัมผัสชนิดท่อ 2 กลับ

ตารางที่ 3.4 คู่มือทดสอบการสูญเสียในเครื่องควบแน่น

โรงไฟฟ้าพระนครใต้	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 คู่มือ มาตรฐานการสูญเสียในเครื่องควบแน่น ผู้ทดสอบ ..... วันที่ทดสอบ .....

1. ข้อมูลการทดสอบการสูญเสียในเครื่องควบแน่น

Reading Number		1	2	3	ค่าเฉลี่ย
Time					
1.1 Steam Turbine Generator Output (MW.)		____	____	____	
1.2 Condenser Exhauster pump vacuum	(mm. Hga)	____	____	____	____
1.3 Circulating water inlet temperaturer	(^{o}C)	____	____	____	____
1.4 Condenser vacuum	(mm. Hga)	____	____	____	____
1.5 Baromatic pressure	(mm. Hga)	____	____	____	____
1.6 Steam Turbine Exhauster temperature	(^{o}C)	____	____	____	____
1.7 Turbine Exhauster pressure	(mm. Hga)	____	____	____	____
1.8 Condenser Exhauster ที่นำเข้าใช้งาน	(1A,1B,1C)	____	____	____	

2. ผลการทดสอบ

2.1 ค่าเฉลี่ย Turbine Exhauster pressure (mm. Hga) _____

2.2 เป้าหมาย Turbine Exhauster pressure (mm. Hga) _____

2.3 การสูญเสียของ Turbine Exhauster pressure เทียบกับค่าเป้าหมาย (mm. Hga) _____

หมายเหตุ 1. การสูญเสียของ Turbine Exhauster pressure เทียบกับเป้าหมาย

(-) แสดงว่าการสูญเสียน้อยกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้

(+) แสดงว่าการสูญเสียมากกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้

2. ถ้าการสูญเสียของ Turbine Exhauster pressure เทียบกับเป้าหมาย และมีค่าการสูญเสียมากกว่าเป้าหมาย ต้องพิจารณาวิเคราะห์และตรวจสอบระบบ เพื่อแก้ไขปัญหาลดการสูญเสียให้ใกล้ค่าเป้าหมายมากที่สุด โดยเป้าหมายการสูญเสีย ได้จากข้อมูลในการทดสอบข้างต้น นำไปหาค่า Target Turbine Exhauster pressure จากรูปที่ 4.15