บทที่ 2
ผลการดำเนินงาน

2.1 Overview Steam Generation System

Steam Generators หรือเรารู้จักกันในนามของ Boiler ซึ่งมีหน้าที่เปลี่ยนสถานะของน้ำ (Water) ให้เป็นไอน้ำ (Steam) โดยการให้ความร้อน (Heat) เพื่อนำไปใช้งานในการผลิตกระแสไฟฟ้า (Electric Power Generation) และโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิต (Industrial Process Heating) สำหรับ กฟผ. ได้เลือก Steam Generator มาใช้สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งปริมาณการผลิตของ Steam Generator จะบ่งบอกเป็น Steam Flow Rate มีหน่วยเป็นตันต่อชั่วโมง (Ton/h) หรือ ปอนด์ต่อชั่วโมง (lb/h)

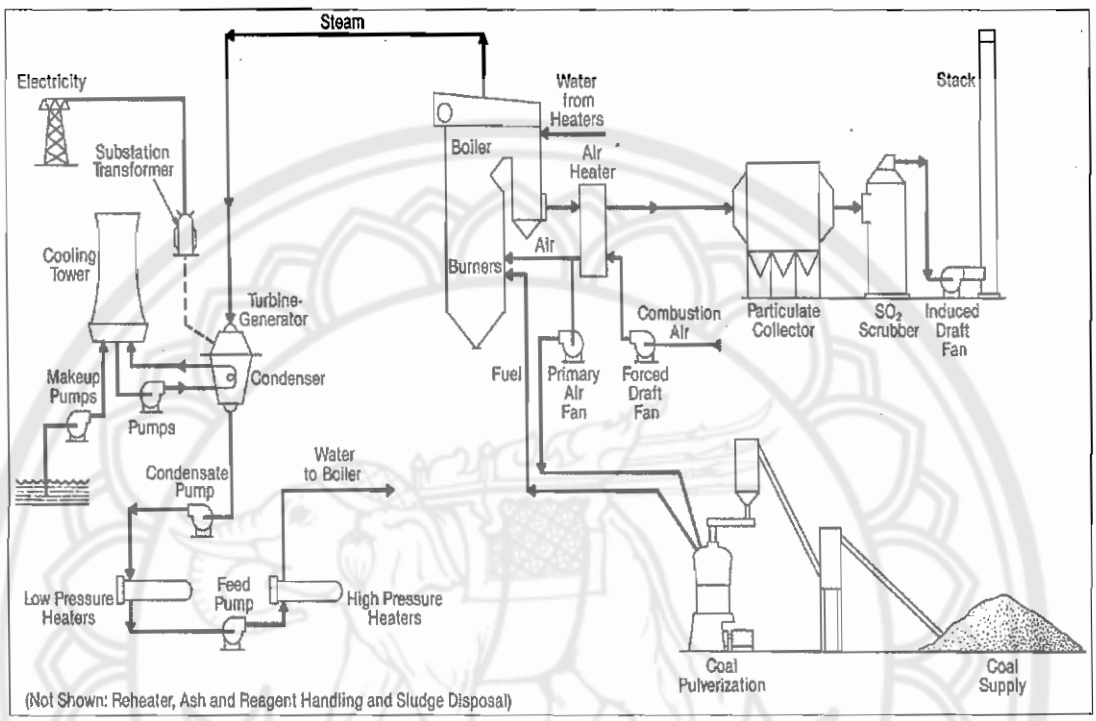
สำหรับความร้อนที่ต้องให้กับ Steam Generator จะได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิง (Fuel) ได้แก่ถ่านหิน (Coal) ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) และ น้ำมัน (Oil) นอกจากนี้ยังมีความร้อนที่ได้จากพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Energy) ที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งในส่วนของ กฟผ. ยังไม่มีใช้งาน และพลังงานความร้อนจาก Biomass Materials เช่น แกลบ , ชานอ้อย และขยะเป็นต้น ซึ่งจะมีใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมที่ผลิตไอน้ำมาใช้ในกระบวนการผลิต

การทำความเข้าใจเกี่ยวกับหน้าที่และหลักการทำงานของ Steam Generator ที่จะได้มาซึ่ง Steam Flow ตามต้องการ เพื่อเป็นประโยชน์ในการดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่เกี่ยวกับ Steam Generator ให้สามารถทำหน้าที่ได้อย่างมีประสิทธิภาพและสมบูรณ์ตามที่ผู้ออกแบบได้กำหนดไว้ ซึ่งหาก Steam Generator มีความสามารถในการทำหน้าที่ตามความต้องการดังกล่าวแล้ว ก็จะนำไปสู่การ Supply Steam เพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างสมบูรณ์เช่นกัน ดังนั้นเพื่อให้เกิดความเข้าใจถึงอุปกรณ์ Steam Generation ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตกระแสไฟฟ้า จึงได้ยกตัวอย่างรูปแสดงระบบต่าง ๆ Coal Fired Power Generating Facility ดังรูปที่ 1

ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า Steam Generation มีฟังก์ชันการทำงานคือทำการเปลี่ยนแปลงพลังงานเคมี (Chemical Energy) หรือพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Energy) ในเชื้อเพลิง (Fuel) ให้เกิดเป็นพลังงานความร้อน (Heat Energy) เพื่อผลิตไอน้ำที่มีคุณสมบัติเป็น High Temperature Steam และ High Pressure Steam โดยได้ปริมาณไอน้ำ (Steam Flow) ตามต้องการจึงได้แบ่งระบบการทำงานของอุปกรณ์ย่อยของ ระบบ Steam Generation ออกเป็น 4 ระบบ คือ

1. ระบบอากาศ (Air System) : เป็นระบบที่นำอากาศ (Air) เข้ามาใน Steam Generator เพื่อใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิงโดยมีอุปกรณ์หลักที่อยู่ในระบบคือ

1.1 Forced Draft Fan : ทำหน้าที่ดูดอากาศและเพิ่มแรงดันของอากาศจากบรรยากาศเข้ามาใน Furnace ของ Steam Generation เพื่อใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิง



รูปที่ 1 Coal Fired Utility Power Plant

(ที่มา : S.C. SPULTZ & J.B. KITTO , 1992)

1.2 Steam Air Heater หรือ Air Preheater : ทำหน้าที่เพิ่มอุณหภูมิของอากาศที่มาจาก Forced Draft Fan ให้มีอุณหภูมิสูงขึ้นก่อนที่จะเข้าสู่ Air Heater เพื่อเป็นการเพิ่ม Average Cold End Temperature ภายใน Air Heater ให้มีอุณหภูมิสูงกว่า Acid Dew Point เป็นการป้องกันการกัดกร่อน (Corrosion) ของ Heating Element ของ Air Heater

1.3 Air Heater : ทำหน้าที่เพิ่มอุณหภูมิของอากาศที่ผ่าน Air Preheater เพื่อเพิ่มความร้อนให้กับอากาศ ทำให้การเผาไหม้ได้พลังงานความร้อนและอุณหภูมิของการเผาไหม้สูงขึ้น

2. ระบบเชื้อเพลิง (Fuel System) : เป็นระบบที่จัดเตรียมเชื้อเพลิงเพื่อส่งเข้าไปยัง Burner ของ Steam Generator เพื่อทำปฏิกิริยาทางเคมีกับอากาศหรือเรียกว่าทำการเผา

ไหม้เพื่อให้เกิดพลังงานความร้อนที่จะให้กับ Steam Generator ในการผลิตไอน้ำข้างต้น โดยจะมีการบรรยายแยกเป็น 3 ระบบ อุปกรณ์ตามชนิดของเชื้อเพลิงคือ

2.1 Fuel Gas Equipment

2.2 Fuel Oil Equipment

2.3 Solid Equipment

3. ระบบน้ำและไอน้ำ (Water – Steam System) : เป็นระบบที่ทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะจากน้ำเป็นไอน้ำให้ได้ปริมาณ Steam Flow ที่มีสภาวะของไอน้ำคือ Pressure Steam และ Temperature Steam ตามข้อกำหนดที่ต้องการ (Specification) โดยมีอุปกรณ์หลักดังนี้

3.1 Boiler Feed Pump : ทำหน้าที่เพิ่มแรงดัน (Pressure) ของน้ำด้วยกระบวนการ Isentropic เพื่อส่งเข้าไปใน Boiler

3.2 Steam Generator : ทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะของน้ำเป็นไอน้ำและเพิ่มอุณหภูมิของไอน้ำให้ได้ตามข้อกำหนดที่ต้องการ โดยจะมีอุปกรณ์และระบบที่เกี่ยวข้องคือ

3.2.1 Economizer System

3.2.2 Water Wall หรือ Evaporator System

3.2.3 Steam Drum และ Supply Drum

3.2.4 Superheater System

3.2.5 Reheater System

3.2.6 Preheater System

3.2.7 Boiler Enclosure , Casing และ Insulation

3.2.8 Safety Valve และ Relief Valve

3.2.9 Soot Blower

3.2.10 Boiler Control

4. ระบบก๊าซเสีย (Flue Gas System) : ทำหน้าที่ส่งและปล่อยก๊าซที่ผ่านกระบวนการเผาไหม้และถ่ายเทความร้อนภายใน Steam Generator ออกสู่บรรยากาศซึ่งมีอุปกรณ์หลักที่เกี่ยวข้องดังนี้

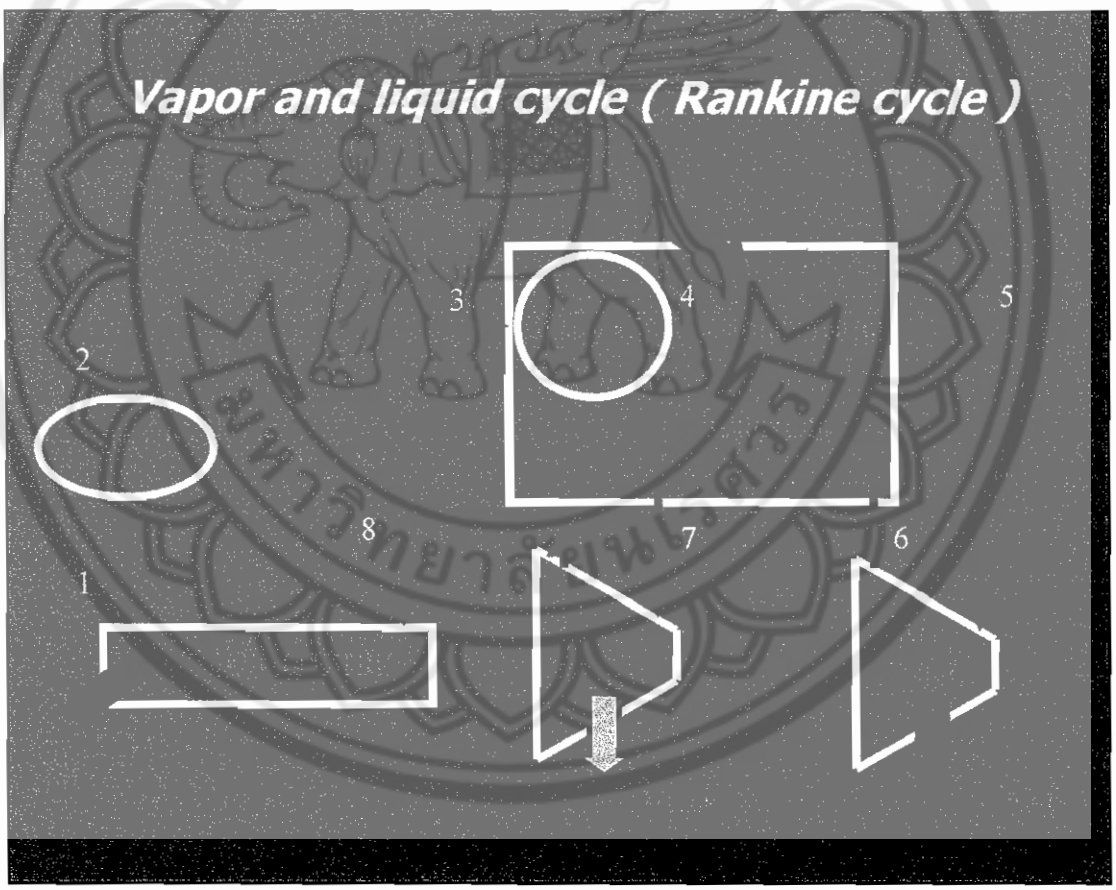
4.1 Induced Draft Fan : ทำหน้าที่ดูดก๊าซร้อนที่ผ่าน Air Heater ออกมาและเพิ่มความดันให้สูงกว่าความดันเพื่อให้สามารถปล่อยก๊าซร้อนออกมา Stack ได้

4.2 Gas Duct และ Expansion Joint : ทำหน้าที่เป็นทางลำเลียงหรือทางผ่านของก๊าซเสียจาก Steam Generator ไปถึง Stack

4.3 Stack : ทำหน้าที่ช่วย Induced Draft Fan ในการเอาชนะ Pressure Loss และช่วยกระจายก๊าซร้อนให้แพร่กระจายสู่บรรยากาศได้ดี

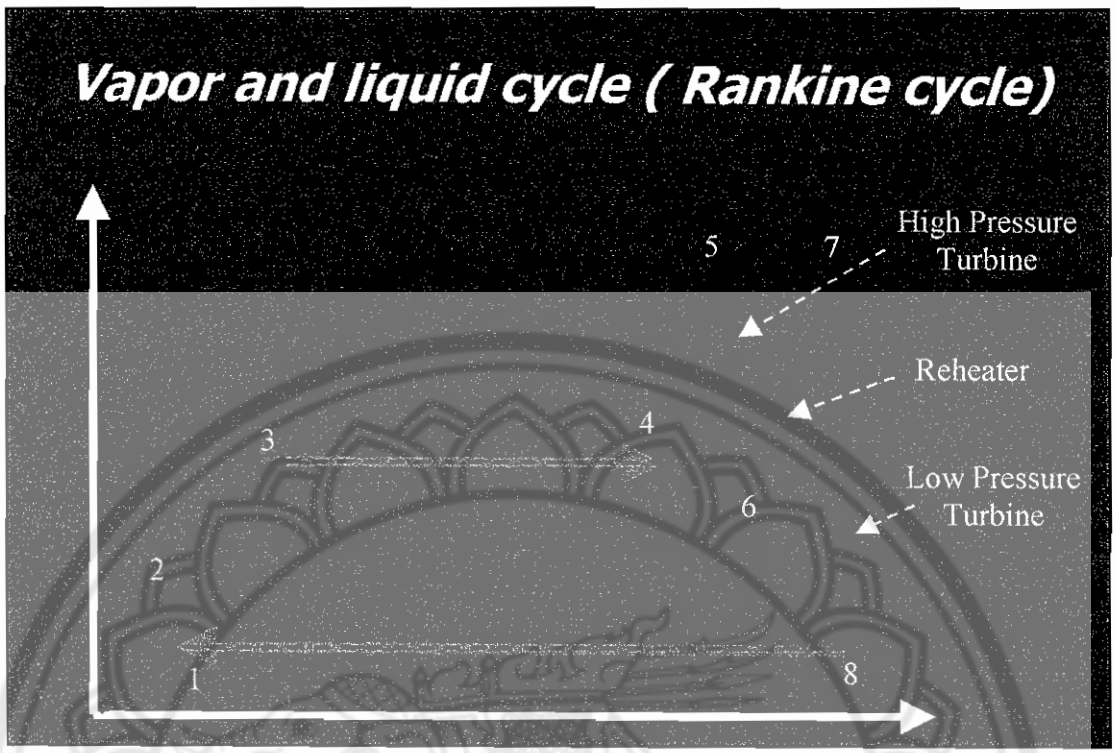
4.4 Gas Recirculation Fan : ทำหน้าที่ดูดก๊าซร้อนจาก Gas Duct ระหว่าง Economizer กับ Air Heater นำเข้าไปใต้ Furnace เพื่อใช้ในระบบควบคุมอุณหภูมิของไอน้ำ (Steam – Temperature Control System)

สำหรับพื้นฐานในการเรียนรู้ระบบ Steam Generation System มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องทำความเข้าใจกับวัฏจักร Rankine Cycle (Vapor – Liquid Cycle) ซึ่งเป็นมาตรฐานสำหรับ Steam Power Plant โดยจะแสดงอยู่ในรูปของ T-S (Temperature และ Entropy) Diagram ซึ่งได้เปรียบเทียบกันระหว่างอุปกรณ์ในระบบ Steam – Generation System กับ T-S Diagram ดังรูปที่ 2, 3 และ4



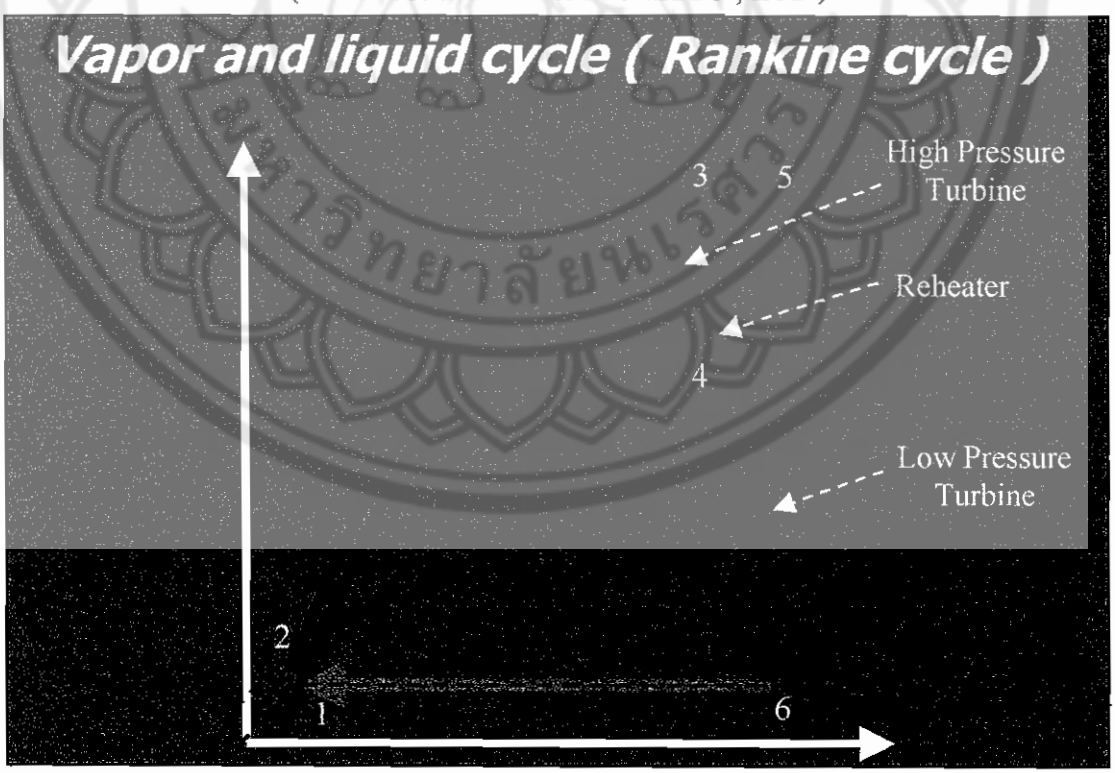
รูปที่ 2 แสดงภาพ Rankine Cycle กับอุปกรณ์ใน Steam Generator System

(ที่มา : S.C. SPULTZ & J.B. KITTO , 1992)



รูปที่ 3 The Ideal Rankine Cycle

(ที่มา : S.C. SPULTZ & J.B. KITTO , 1992)



รูปที่ 4 The Supercritical -Pressure Rankine Cycle

(ที่มา : S.C. SPULTZ & J.B. KITTO , 1992)

จาก First Law of Thermodynamic พิจารณาแต่ละกระบวนการด้วย Steady Flow Equipment จะได้ (รูปที่ 4)

Steam Generator : $q_{2\text{-}3} + q_{4\text{-}5} = (h_3 - h_2)+(h_5 - h_4)$; $P_2 = P_3$, $P_4 = P_5$

Turbine : $W_{T34} + W_{T56} = (h_3 - h_4)+(h_5 - h_6)$; $(S_3 = S_4),(S_5 = S_6)$

Condenser : $q_{out,\,6\text{-}1} = h_1 - h_6$; $(P_1 = P_6 ; h_1 = h_6)$

Pump : $W_{in\,,\,P12} = h_2 - h_1$; $(S_2 = S_1)$

จากพื้นฐานของ Rankine Cycle สามารถหาค่า Cycle Thermal Efficiency (η_{th}) ได้ดังนี้

$$\eta_{th} = \frac{w_{net}}{q_{2-3} + q_{4-5}} = \frac{w_T - w_{in,P}}{q_{2-3} + q_{4-5}}$$
$$= \frac{[(h_3 - h_4)+(h_5 - h_6)] - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2)+(h_5 - h_4)}$$

2.2 Overview Flue Gas Desulfurized (FGD) System

FGD System เป็นระบบที่ใช้ในการกำจัดก๊าซ Sulfur Dioxide ซึ่งเป็นสารมลพิษที่ปะปนมากับกระบวนการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในเตา (Boiler Furnace) ที่ถูกปล่อยออกสู่บรรยากาศ

สำหรับก๊าซ Sulfur Dioxide (SO_2) ในบรรยากาศถูกปล่อยจาก 2 แหล่งใหญ่ คือ

1. เกิดจากการเน่าเปื่อยของสารอินทรีย์ เกิดเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (หรือก๊าซไข่เน่า H_2S) แล้วค่อยๆทำปฏิกิริยากับออกซิเจนในอากาศจนถูก ออกซิไดส์เป็นก๊าซ SO_2

2. เกิดจากการเผาไหม้ Fossil Fuel เช่นถ่านหิน น้ำมันเตา ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะได้ผลิตภัณฑ์จากการสันดาปที่มีก๊าซ SO_2 ออกสู่บรรยากาศเมื่อก๊าซ SO_2 ทำปฏิกิริยารวมกับน้ำ (H_2O) ก็จะเปลี่ยนรูปเป็น Sulfurous Acid (H_2SO_3) ดังสมการ

Gaseous (g) SO_2 + Liquid (l) Water (H_2O) $\longrightarrow$ Dilute Aqueous (aq) Solution of Sulfurous Acid (H_2SO_3)

ซึ่ง Sulfurous Acid สามารถทำปฏิกิริยา Oxidize ได้ง่ายโดยออกซิเจนในอากาศเกิดเป็น Sulfuric Acid หรือกรดกำมะถัน (H_2SO_4) (สมการ2) ซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักของฝนกรด (Acid Rain) ดังสมการ (1) และ (2)

$$SO_2(g) + H_2O(l) \rightarrow H_2SO_3(aq) \quad (1)$$

$$O_2(g) + 2H_2SO_3(aq) \rightarrow 2H_2SO_4(aq) \quad (2)$$

นอกจากกลไกการเกิด Sulfuric acid ข้างต้นแล้ว ยังมีกลไกอื่นคือ ก๊าซ SO_2 ทำปฏิกิริยากับออกซิเจนในอากาศได้ก๊าซ Sulfur Trioxide (SO_3) ดังสมการ 3 เมื่อรวมตัวกับไอน้ำหรือความชื้นในอากาศจะเกิดเป็นกรด Sulfuric (H_2SO_4) ดังสมการ 4 ได้เช่นกัน ตามสมการ

$$2SO_2(g) + O_2(g) \rightarrow 2SO_3(g) \quad (3)$$

$$SO_3(g) + H_2O(g) \rightarrow H_2SO_4(l) \quad (4)$$

ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการควบคุมปริมาณก๊าซ SO_2 ซึ่งเป็นมลภาวะที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะคนและสัตว์ สำหรับประเทศไทยได้มีกฎหมายทางด้านการควบคุมสภาวะแวดล้อมโดยข้อกำหนดปริมาณ SO_2 , Nitrogen Oxide (NO_x) และปริมาณฝุ่น (Dust) ที่ปล่อยสู่บรรยากาศไว้ดังนี้

ตารางที่ 1 กำหนดปริมาณ SO_2 , NO_x , Dust

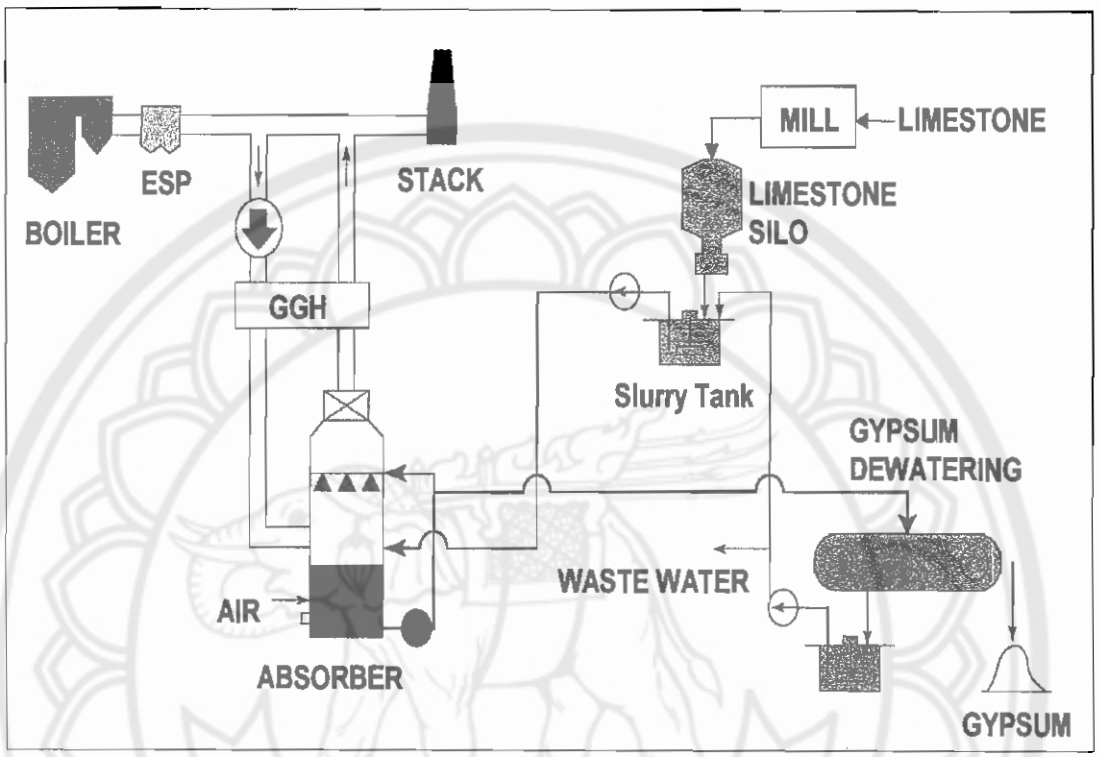
กำลังผลิต (MW)	SO_2(ppm)	NO_x (ppm)	Dust (mg/m^3)
ไม่เกิน 300	≤ 640	≤180	≤120
ตั้งแต่ 300 ขึ้นไป	≤ 450	≤180	≤120

(ที่มา : HITACHI-BABCOCK KURE WORKS NO.1)

สำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ได้มีการติดตั้งระบบบำบัดที่เรียกว่า Wet Flue Gas Desulfurization (FGD) System เพื่อใช้กำจัดก๊าซ SO_2 ที่เกิดจากการสันดาปในเตาออกจาก Flue Gas ซึ่งปัจจุบันมีการใช้ FGD ที่ รฟ. แม่เมาะ , รฟ. ราชบุรี และ รฟ. กระบี่ สำหรับหลักสูตรนี้จะใช้ FGD System ของ รฟ. กระบี่เป็นตัวอย่างอ้างอิงในการบรรยาย โดยจะแบ่งออกเป็น 4 ระบบย่อย คือ

1. Flue Gas System
2. Limestone Preparation System

3. Absorption and Oxidation System
4. Gypsum Recovery System



รูปที่ 5 Flue Gas Desulfurized System

(ที่มา : HITACHI-BABCOCK KURE WORKS NO.1)

1. Flue Gas System

ก่อนจะกล่าวถึงระบบย่อยทั้ง 4 ระบบ ต้องทราบถึงข้อกำหนด (Specification)ของ Wet FGD System โดยพิจารณาพารามิเตอร์ที่ทางเข้า (Input) และทางออก (Output) ของระบบ ดังนี้

1) ปริมาณ Sulfur ในเชื้อเพลิง (%)
2) FGD Treated Gas Flow (m^3 N/h)
3) FGD Inlet Gas
   - SO_2 Concentration (ppm)
   - H_2O (wt %)
   - Dust Concentration (mg/m^3)

4) FGD Outlet Gas

- SO_2 Concentration (ppm)
- Dust Concentration (mg/m^3)

สำหรับในระบบ Flue Gas มีอุปกรณ์หลัก คือ

1.1 Flue Gas Reheater หรือ Gas-Gas Heater (GGH) : ทำหน้าที่เพิ่มอุณหภูมิ (Reheating) ของ Absorber Outlet Gas โดยการถ่ายเทความร้อนจาก Flue Gas ก่อนเข้า FGD คือด้าน Dirty Side (Hot) ไปยัง Flue Gas ที่ออกจาก FGD คือด้าน Clean Side (Cold) ซึ่งจะถูกออกแบบโดยให้อุณหภูมิ Flue Gas ก่อนถึงปล่อง(Treated Side Outlet Temperature) มีอุณหภูมิสูงกว่า 80 °C ทุกๆ Load ของ Boiler

1.2 FGD Purge Air Fan : ทำหน้าที่ไล่ (Purge) Flue Gas ใน Duct , Absorber และ GGH ออกจากระบบด้วย Air เป็นเวลา 2 ชม. ซึ่งจะใช้งานเมื่อมีการ Shut Down FGD System

1.3 FGD Seal Air Fan : ทำหน้าที่ Supply Air ให้แต่ละ Damper ของ Inlet Shutter , Outlet Shutter และ Bypass Damper เพื่อป้องกัน Flue Gas Leak เข้าอุปกรณ์ซึ่งจะมีผลทำให้อุปกรณ์ได้รับความเสียหาย

2. Limestone Preparation System หรือ FGD Additive Preparation System

เป็นระบบที่เตรียม Limestone ให้มีความบริสุทธิ์สูงขึ้น และมี Limestone Excess Ratio ตามข้อกำหนดเพื่อให้ได้ค่า Additive ตาม Spec. ในการทำปฏิกิริยากับก๊าซ SO_2 จาก Flue Gas ประกอบด้วยอุปกรณ์หลักดังนี้

2.1 Limestone Day Bin : ทำหน้าที่เก็บ Limestone ให้ปริมาณเพียงพอสำหรับการใช้งาน 1วัน ที่ Load MCR

2.2 Ball Mill : ทำหน้าที่บด Limestone ให้มีขนาดเล็กลงตาม Spec. (Product Size) กำหนด

2.3 Belt Weighter ; ทำหน้าที่ในการลำเลียง Limestone จาก Limestone Day Bin ไปยัง Ball Mill

2.4 Ball Mill Slurry Pump : ทำหน้าที่ Transfer Slurry จาก Ball Mill Tank ไปยัง Hydro cyclone

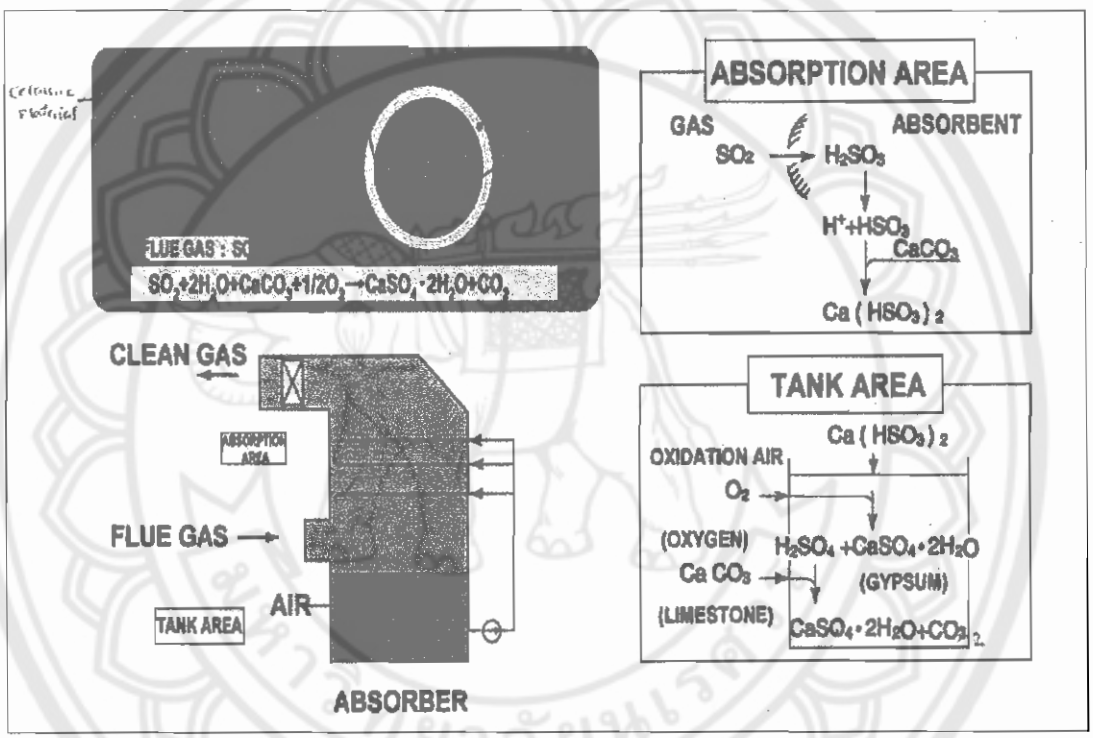
2.5 Ball Mill Slurry Tank : ทำหน้าที่เก็บ (Storing) Limestone Slurry ที่ส่งมาจาก Ball Mill Slurry Pump

2.6 Limestone Slurry Feed Pump : ทำหน้าที่ Feed Limestone Slurry ไปยัง Absorber

2.7 Limestone Slurry Storage Tank : ทำหน้าที่เก็บ Limestone Slurry ที่ได้มาจาก FGD Additive Preparation System

3. Absorption and Oxidation System

เป็นระบบที่มีกระบวนการกำจัดก๊าซ SO_2 ออกจาก Boiler Flue Gas โดยใช้ Limestone (Calcium Carbonate) ซึ่งจะมีการทำปฏิกิริยาบริเวณ Absorption Area และ Tank Area ดังรูป



รูปที่ 6 Absorption and Oxidation System

(ที่มา : HITACHI-BABCOCK KURE WORKS NO.1)

การทำปฏิกิริยาใน Absorption Area มีสมการดังนี้

$$H_2O + SO_2 \leftrightarrow H_2SO_3 \leftrightarrow H^+ + HSO_3^-$$

$$CaCO_3 + 2HSO_3^- + 2H^+ \leftrightarrow Ca(HSO_3)_2 + CO_2 + H_2O$$

นั่นคือ SO_2 ละลายกับน้ำใน Slurry แล้วอยู่ในรูปของ Sulfurous Acid (H_2SO_3) จากนั้นจึงทำปฏิกิริยากับ $CaCO_3$ ใน Limestone Slurry ระหว่างที่อยู่ใน Absorption Zone ได้เป็น Calcium Bisulfite ($Ca(HSO_3)_2$)

การทำปฏิกิริยาใน Tank Area มีสมการดังนี้

$$Ca(HSO_3)_2 + O_2 + 2H_2O \rightarrow CaSO_4 . 2H_2O \rightarrow H_2SO_4$$

$$CaCO_3 + H_2SO_4 + H_2O \rightarrow CaSO_4 . 2H_2O + CO_2$$

Calcium Bisulfite ที่มาจาก Absorption Area ทำปฏิกิริยา Oxidation กับ O_2 ใน Flue Gas จะได้ Calcium Sulfate (Gypsum) ซึ่งกระบวนการ Oxidation จะทำปฏิกิริยาได้อย่างสมบูรณ์เมื่อสัมผัสกับ Oxidation Air ใน Recycle tank ซึ่ง $Ca(HSO_3)_2$ สามารถทำปฏิกิริยาอย่างรวดเร็วและเปลี่ยนรูปเป็น $CaSO_4 . 2H_2O$ (Gypsum) และมี H_2SO_4 (Sulfuric Acid) จากนั้น H_2SO_4 จึงทำปฏิกิริยาสะเทิน (Neutralization) กับ $CaCO_3$ ต่อไปซึ่งอัตราการทำปฏิกิริยา (Reaction Rate) ของ H_2SO_4 กับ $CaCO_3$ จะสูงกว่าอัตราการทำปฏิกิริยาของ $Ca(HSO_3)_2$ กับ $CaCO_3$ ซึ่งกระบวนการทำปฏิกิริยาจะต้องคำนึงถึง Recycle Tank Residence Time ด้วย ทำให้สามารถกำจัดก๊าซ SO_2 ใน Boiler Flue gas ได้ตามต้องการ

สำหรับระบบ Absorption และระบบ Oxidation มีอุปกรณ์หลักดังนี้

3.1 Absorber Spray Pump : ทำหน้าที่ Circulate หรือมีหน้าที่ทำให้สาร Absorbent Slurry หมุนเวียนภายใน Absorber ซึ่ง Absorber Spray Pump แต่ละตัวจะติดตั้งสำหรับ แต่ละ Spray Stage

3.2 Absorber Blowdown Pump : ทำหน้าที่ถ่าย (Bleed) สาร Absorbent Slurry จาก Absorber ไปยัง Hydro cyclone Feed Tank

3.3 Absorbent Slurry Sampling Pump : ทำหน้าที่ ส่งตัวอย่าง Absorbent Slurry ที่สุ่มได้ไปยัง Density Meter และ pH Meter เพื่อวิเคราะห์ Sampling

3.4 Oxidation Air Blower : ทำหน้าที่ Feed Air ไปยัง Absorber เพื่อทำปฏิกิริยา Oxidation กับ SO_2

3.5 Oxidation Agitator : ทำหน้าที่ Feed ฟองอากาศ (Fine Bubble) เข้าไปใน Absorber Recirculation Tank

3.6 Absorber Agitator : ทำหน้าที่กวน (Mixing) Absorbent Slurry ให้ผสมกันภายใน Absorber

3.7 Mist Eliminator : ทำหน้าที่ แยก (Remove) หยดละอองน้ำ (Entrained mist) ออกจาก Absorber Outlet Gas

3.8 Emergency Head Tank : ทำหน้าที่เก็บ Make Up Water ไว้สำหรับ Emergency Quenching

4. Gypsum Recovery System

Gypsum หรือ Calcium Sulfate เป็น Product ที่เกิดจากกระบวนการกำจัด SO_2 ซึ่งจะมีกระบวนการแยก Gypsum ออกจาก Slurry โดยมีอุปกรณ์สำคัญดังนี้

4.1 Hydrocyclone Feed Tank : ทำหน้าที่กักเก็บ Absorber BlowDown Slurry ก่อนจะถูก Feed ไปยัง Hydrocyclone โดย Hydrocyclone Feed Pump

4.2 Hydrocyclone Feed Pump : ทำหน้าที่ Feed Slurry จาก Hydrocyclone Feed Tank ไปยัง Hydrocyclone

4.3 Belt Filter : ทำหน้าที่ ดึงน้ำออกจาก (Dewatering) Absorber Blowdown Slurry หลังจากที่ได้มีการทำ Pre-Dewatering ด้วย Hydrocyclone เพื่อรักษา By-Product Gypsum Surface Moisture ให้ต่ำกว่า 20 wt%

4.4 Filtrate Return Pump : ทำหน้าที่ส่งถ่าย (Transferring) น้ำที่แยกออกจาก Slurry (Filtrate Water) กลับไปยัง FGD Additive Preparation System และ Absorber

4.5 Filtrate Tank : ทำหน้าที่กักเก็บ Filtrate Water และ Hydrocyclone Overflow เพื่อเตรียม Feed ไปยัง Milling System และ Absorber

4.6 Gypsum Conveyor : ทำหน้าที่ขนถ่าย By-Product Gypsum จาก Belt Filter ไปยัง Radial Stacker

4.7 Radial Stacker : ทำหน้าที่เก็บและถ่าย By-Product Gypsum จาก Dewatering Equipment ไปยัง Temporary Stack Pile

4.8 Gypsum Stack Pile : ทำหน้าที่จัดเก็บ By-Product Gypsum

2.3 การวิเคราะห์ต้นเหตุความเสียหาย (Root Cause Analysis) เรื่องปัญหาท่อแตกของ Reheater Tube

2.3.1 ข้อมูลทางเทคนิค

Plant	
MW/Unit	300
Equipment	Reheater Tube
Material	SA-213-T22
Tube Dimension	OD 63.5 x t5 mm

Design Condition of Equipment

Outlet Temperature	540	^{o}C
Inlet Pressure	42.1	kg/cm^2
Outlet Pressure	40.0	kg/cm^2
Inlet Flow	951.4	Ton/h

ประวัติการใช้งาน

First Synchronize	17 June 1974
Commercial Operation	17 October 1974

2.3.2 เหตุการณ์

จากข้อมูลการตรวจวัดปริมาณน้ำเติมของ Boiler (Boiler Make up Water) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2546 พบว่ามีปริมาณสูงกว่าปกติ จึงได้มีการติดตามผลการตรวจวัดปริมาณน้ำอย่างต่อเนื่อง จากการตรวจสอบพบว่ามีปริมาณน้ำเติมมีค่าสูงขึ้นอย่างมาก (รายละเอียดตามตารางด้านล่าง) และมีเสียงดังผิดปกติที่บริเวณชั้น 6 ½ จึงได้มีการ Shut down Boiler เพื่อตรวจสอบ ในวันที่ 8 พฤศจิกายน 2546 เวลา 00:23 น. และเข้าทำการตรวจสอบเมื่อเวลาประมาณ 10:00 น. ซึ่งพบ Reheater Outlet Terminal Tube No.14-4 (นับจากมุม C ไป D) บริเวณชั้น 6 ½ แตก ยาวประมาณ 9 cm. ทาง รฟ. จึงทำการตัดเปลี่ยนท่อที่เสียหาย และทำการ Start Up ในวันที่ 12 พฤศจิกายน 2546

ตารางที่ 2 แสดงผลการตรวจวัดปริมาณน้ำเติมของ Boiler

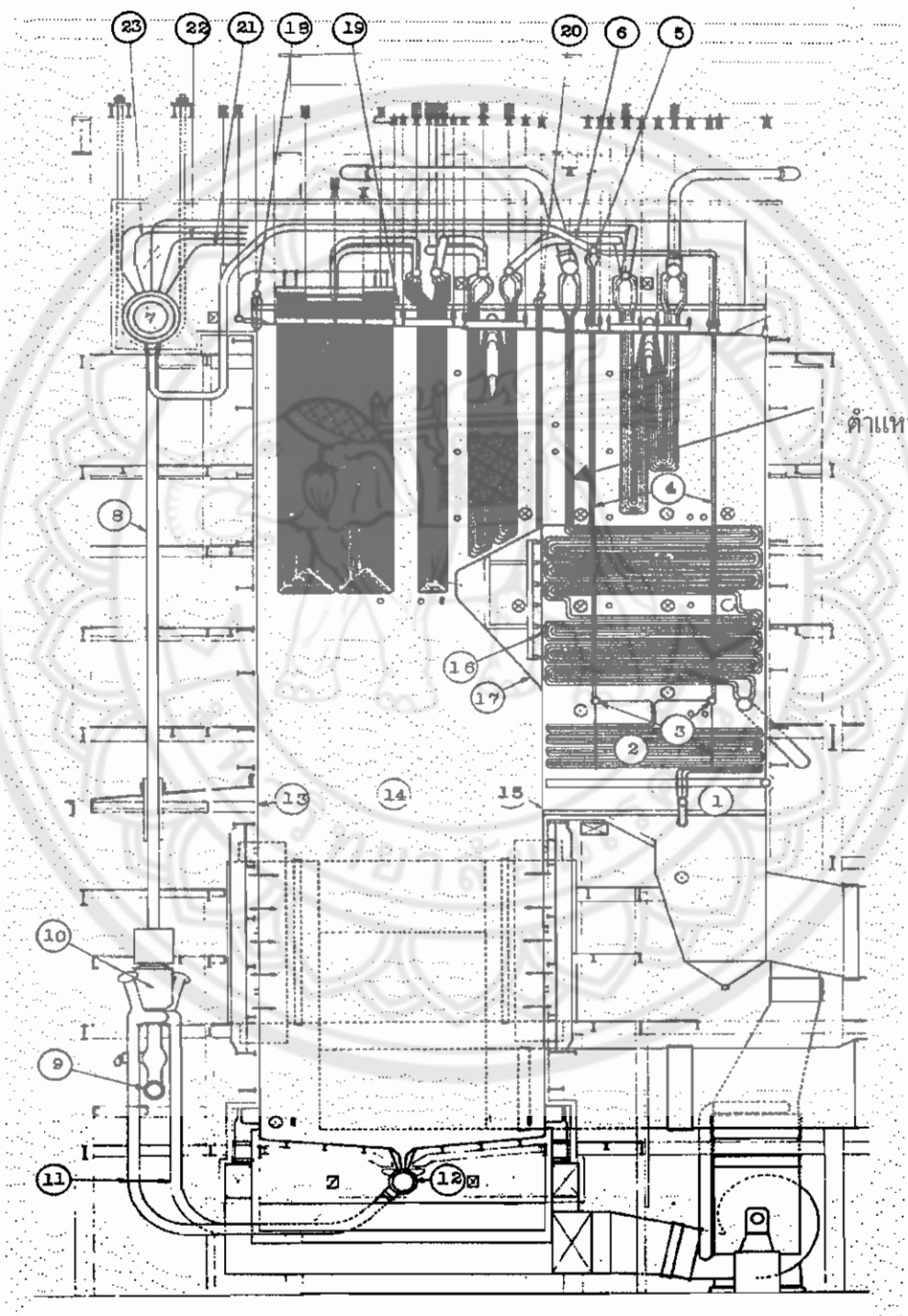
วันที่	ปริมาณน้ำเติม (Ton/h)	Load (MW)
30 ต.ค 46	11.75	180
3 พ.ย. 46	14.7	150
6 พ.ย. 46	**22.0**	**180**

(ที่มา : โรงไฟฟ้าพลังความร้อน , 2003)

หมายเหตุ ค่าปริมาณน้ำเติมปกติที่ Load 180 MW ประมาณ 6-7 Ton/h

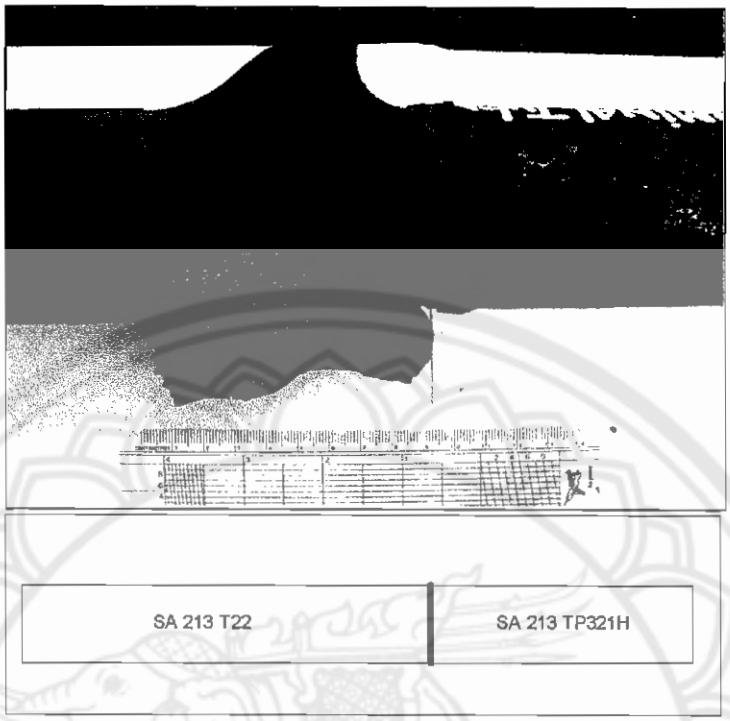
2.3.3 สภาพความเสียหาย

พบรอยแตกบริเวณ Reheater Outlet Terminal Tube No.14-4 (นับจากมุม C ไป D) บริเวณชั้น 6 ½ แตกยาวประมาณ 9 cm. และพบ Scale ภายในท่อ รายละเอียดแสดงในรูปที่ 7 และ 8



รูปที่ 7 แสดงภาพโดยรวมของตำแหน่งที่เกิดความเสียหาย

(ที่มา : โรงไฟฟ้าพลังความร้อน , 1974)



รูปที่ 8 สภาพความเสียหาย

(ที่มา : กองทดสอบโรงไฟฟ้าพลังความร้อน , 2004)

2.3.4 วิธีการตรวจสอบ

2.3.4.1 Visual Inspection

2.3.4.2 ทำ Replica เพื่อตรวจสอบ Microstructure ของท่อทั้งสองส่วน (SA213-T22 และ SA213 TP321H)

2.3.4.3 ตรวจสอบ Dimension OD. ,Thickness ของท่อทั้งสองส่วน

2.3.4.4 วัดค่า Scale Thickness ของท่อทั้งสองส่วน

2.3.5 ผลการตรวจสอบ

2.3.5.1 จากการทำ Visual Inspection พบรอยแตกมีลักษณะ Thin Lip ยาวประมาณ 9 เซนติเมตร และพบ Scale ภายในท่อ มีลักษณะเป็น Scale สีดำ หนา

2.3.5.2 ผลการทำ Replica

2.3.5.2.1 จากการตรวจสอบโครงสร้างของท่อบริเวณรอยรอยแตก (Mat'l SA 213 T22) พบโครงสร้างเป็น Complete Spheroidization และ Elongate Grain ซึ่งแสดงว่าท่อแตกที่อุณหภูมิ 650-730 °C บริเวณ

ตรงข้ามรอยแตกและระยะห่างจากรอยแตกประมาณ 6.35 เซนติเมตร พบ Complete Spheroidization Class F และ Carbide Network ที่ขอบเกรนเล็กน้อย

2.3.5.2.2 จากการตรวจสอบโครงสร้างบริเวณท่อ Mat'l SA213-TP321H พบว่ามีโครงสร้างเป็น Austenite และมี Carbide รวมตัวตามขอบเกรน

2.3.5.3 ผลการตรวจสอบ Dimension ของท่อทั้งสองส่วน

2.3.5.3.1 จากการตรวจสอบ Dimension ของท่อ Mat'l SA213-T22 มีรายละเอียดดังนี้

2.3.5.3.1.1 OD ที่ตำแหน่ง A-C และ B-D มีขนาด 58.80 ,59.93 mm ตามลำดับ (Spec.=63.5 mm)

2.3.5.3.1.2 Thickness ที่ตำแหน่ง A,B,C และ D มีค่า 1.72 ,3.26 ,2.88 และ 2.64 mm.ตามลำดับ (Spec.= 5 mm)

2.3.5.3.2 จากการตรวจสอบ Dimension ของท่อ Mat'l SA213-TP321H มีรายละเอียดดังนี้

2.3.5.3.2.1 OD ที่ตำแหน่ง A-C และ B-D มีขนาด 59.32 ,58.35 mm ตามลำดับ (Spec.=63.5 mm)

2.3.5.3.2.2 Thickness ที่ตำแหน่ง A,B,C และ D มีค่า 6.69 ,6.66 ,6.82 และ 6.09 mm.ตามลำดับ (Spec.= 8.3 mm)

2.3.5.4 ผลการตรวจสอบค่า Scale Thickness ของท่อทั้งสองส่วน

2.3.5.4.1 ท่อ Mat 'l SA 213-T22

2.3.5.4.1.1 Maximum Scale Thickness เท่ากับ 1077.47 μm

2.3.5.4.1.2 Average Scale Thickness เท่ากับ 1068.546 μm

2.3.5.4.2 ท่อ Mat 'l SA 213-TP321H

2.3.5.4.2.1 Maximum Scale Thickness เท่ากับ 126.93 μm

2.3.5.4.2.2 Average Scale Thickness เท่ากับ 107.84 μm

2.3.6 การวิเคราะห์ความเสียหาย

จากผลการวิเคราะห์ Microstructure โดยการทำ Replica พบโครงสร้าง Complete Spheroidization ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของ Ferritic Material และพบว่าท่อแตกที่อุณหภูมิ (Metal Temperature) 650-730 °C ซึ่งสูงกว่าค่า Maximum Metal Temperature ของ Mat'l

SA213-T22 (649 °C) ตามข้อกำหนดของ ASME ซึ่งการใช้งานสูงกว่าช่วงอุณหภูมิดังกล่าวเป็นเวลานานจะทำให้เกิด Steam Oxide Scale อย่างรวดเร็ว และทำให้ท่อมีความหนาลดลง ซึ่งจากการตรวจสอบและวัด Scale Thickness พบว่ามีลักษณะเป็นสีดำ แข็ง และมีความหนามากผิดปกติ และจากการวัดความหนาท่อพบว่ามีความหนาลดลงประมาณ 65 % (Max = 5 mm , Min = 1.72 mm)

จากข้อมูลผลการวิเคราะห์ข้างต้น สามารถสรุปได้ว่าความเสียหายที่เกิดขึ้นที่ Reheater Outlet Terminal Tube เป็นความเสียหายแบบ Long - term Overheating เกิดจากท่อได้รับความร้อนสูงกว่าอุณหภูมิของท่อที่ออกแบบติดต่อกันเป็นเวลานาน ซึ่งเป็นอุณหภูมิที่สูงกว่า Maximum Metal Temperature ของ Mat'l SA213-T22 ที่แนะนำไว้โดย ASME และมีการสะสมความร้อนสูง ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างดังกล่าว ทำให้ความแข็งแรงของท่อลดลงจนไม่สามารถรับภาระได้จนทำให้เกิดความเสียหายขึ้น

หมายเหตุ * ตามมาตรฐาน ASME กำหนดค่า Maximum Metal Temperature ดังนี้

วัสดุเหล็กกล้า (Mat'l SA213 T22)	มีค่า	649 °C
วัสดุสแตนเลส (Mat'l SA213 TP321H)	มีค่า	816 °C

2.3.7 สรุปสาเหตุ

ความเสียหายที่ Reheater Outlet Terminal Tube เป็นความเสียหายในแบบ Long -- term Overheating ซึ่งอาจเกิดจากสาเหตุคือ ท่อบริเวณตำแหน่งที่เกิดความเสียหายมีอุณหภูมิสูงเกินกว่าค่าที่วัสดุสามารถรับได้ โดยตำแหน่งที่เกิดความเสียหายเป็นตำแหน่งรอยต่อ จึงควรเปลี่ยนวัสดุจาก Mat'l SA213-T22 ไปเป็น Mat'l SA213-TP321H ซึ่งเป็นวัสดุที่สามารถรับอุณหภูมิได้สูงกว่า

2.3.8 แนวทางการแก้ไข

ทำการตัดเปลี่ยนท่อที่เกิดความเสียหาย

2.3.9 ข้อเสนอแนะ

ตรวจสอบท่อบริเวณข้างเคียง โดยทำการสุ่มวัดความหนาและทำ Replica เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างทางจุลภาคของวัสดุ