

ANALISIS KENAIKAN PLANT HEAT RATE PLTU SEBELUM PERBAIKAN BERKALA TERHADAP KONDISI TESTING KOMISIONING (Studi Kasus : PLTU XX)

Komarudin¹, Andrian Saputro², Erfiana Wahuningsih³
Program Studi Teknik Mesin, Universitas Dian Nusantara, Jakarta^{1 2}
Program Studi Teknik Elektro, Universitas Dian Nusantara Jakarta³
email³ : erfiana.wahuningsih@undira.ac.id

Abstract

Steam power plant is a power plant which use coal as fuel to heating the water into superheated steam. The standard of efficient or not for a power plant can be seen from the value of plant heat rate. Plant heat rate is amount of energy required to generate one kWh electricity. The smallest of that is the best power plant. In general, the value of plant heat rate has increased than commisioning test after the power plant operated continuously. The method used in the calculation of the steam power plant is energy balance method. Energy balance calculation method used by the standard of the American Society of Engineers Mechanical Performance Test Code (ASME PTC). The value of plant heat rate is influenced by the value of turbine heat rate and boiler efficiency from steam power plant. Turbine heat rate is the required energy turbines obtained from heat transfer process to generate one kWh electricity, while boiler efficiency is an indicator from boiler performance of steam power plant by comparing the outputs and inputs. After calculation of plant heat rate at actual condition, the value of plant heat rate has increased than commisioning. The increraze of plant heat rate value is due to more losses which result degradation performance on the main components of the unis, such as : turbine, boiler, air heater and condenser. Therefore necessary corrective maintenance when first year inspection, so that the steam power plant can be re-optimal performance as at commisioning test.

Keywords: heat rate, efficiency, steam, power plant

PENDAHULUAN

Efisiensi dan kehandalan pembangkit tenaga listrik sangat diperlukan selama pengoperasian berlangsung, hal ini berdampak terhadap pemakaian bahan bakar dan ketersediaan cadangan energi primer yang semakin menipis, serta menjaga kehandalan peralatan beroperasi dengan baik. sehingga unit pembangkitan bisa terus beroperasi menjaga sistem kelistrikan yang seefisien mungkin dan melakukan perawatan peralatan yang sangat tepat dan cepat.

PLTU XX merupakan pembangkit listrik yang menggunakan batubara sebagai bahan bakarnya, dan merupakan salah satu pembangkit listrik di pulau Lombok yang kapasitasnya besar 1x25 MW, sehingga sangat di butuhkan dalam menjaga pasokan listrik pulau Lombok, Salah satu tolak ukur efisien tidaknya suatu pembangkit terlihat dari nilai *plant heat rate*. *Plant heat rate* adalah besarnya energi (kJ/kkal) yang dibuthkan untuk membangkitkan satu kWh *electricity*. Nilai

plant heat rate dipengaruhi oleh nilai *turbine heat rate* dan efisiensi *boiler*. Semakin kecil nilai *plant heat rate* semakin efisien unit pembangkit tersebut.

Perhitungan *Plant heat rate* juga bertujuan untuk menganalisa suatu sistem pembangkit terhadap penurunan performance pembangkit tersebut, sehingga dapat memberikan rekomendasi dan membuat langkah-langkah penurunan pada saat perbaikan berkala. dan diharapkan *performance* pembangkit dapat kembali optimal seperti kondisi saat testing komisioning.

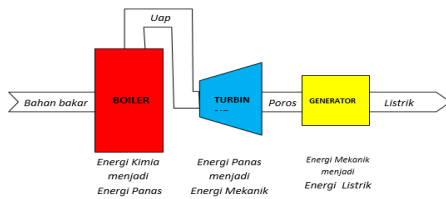
TINJAUAN PUSTAKA

Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Uap

PLTU adalah pembangkit listrik yang mengubah energi kinetik uap menjadi energi listrik. pada PLTU berlangsung melalui 3 tahapan, yaitu :

1. Energi kimia dalam bahan bakar diubah menjadi energi panas dalam bentuk uap bertekanan dan temperatur tinggi.

- Energi panas (uap) diubah menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran.
- Energi mekanik diubah menjadi energi listrik.

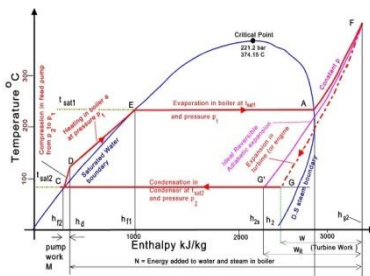


Gambar 1 konversi energi PLTU

Prinsip Kerja Pembangkit Listrik Tenaga Uap

Siklus *rankine* banyak digunakan untuk pembangkit termal yang menggunakan uap sebagai media penggerak turbin. Ada 4 peralatan utama pada pembangkit dengan sistem siklus *rankine* yaitu :

- Boiler
- Turbin
- Kondensor
- Pompa



Gambar 2. diagram T-S Siklus Rankine

Sumber : <http://artikel-teknologi.com/siklus-rankine/>

Pada siklus *rankine*, air mengalami empat proses sesuai gambar 3 di atas, yaitu:

- Proses C-D:** Proses ini dinamakan proses kompresi-isentropik karena saat dipompa secara ideal tidak ada perubahan entropi yang terjadi.
- Proses D-F:** Air bertekanan tinggi tersebut masuk ke *boiler* untuk mengalami proses dipanaskan secara isobarik (tekanan konstan).
- Proses F-G:** Proses ini terjadi pada turbin uap. Uap kering dari *boiler* masuk ke turbin dan mengalami proses ekspansi secara isentropik.
- Proses G-C:** Uap air yang keluar dari turbin uap masuk ke kondensor dan mengalami kondensasi secara isobarik.

Peralatan Utama Pada Pltu

Peralatan-peralatan utama pada PLTU meliputi :

1. Boiler

Boiler merupakan peralatan yang digunakan untuk merubah energi yang berada pada bahan bakar

untuk memproduksi uap panas lanjut yang bertekanan tinggi dan bertemperatur tinggi.

2. Air Heater

Air heater digunakan untuk memanaskan udara pembakaran dengan memanfaatkan aliran gas buang hasil pembakaran pada *boiler*.

3. Turbin

Turbin uap merupakan suatu komponen pada PLTU yang berfungsi untuk merubah energi termal yang diperoleh dari *boiler* menjadi energi listrik.

4. Kondensor

Kondensor merupakan perangkat penukar panas untuk mengkondensikan uap keluar turbin hingga berubah fasanya menjadi air kembali. air pendingin kondensor memanfaatkan air laut untuk sirkulasinya.

Plant Heat Rate

Plant heat rate adalah jumlah energi yang dibutuhkan suatu pembangkit untuk memproduksi 1 kWh energi listrik. Nilai *plant heat rate* menjadi tolak ukur seberapa efisien unit pembangkit. Ketika nilai *plant heat rate* lebih rendah maka semakin efisien unit tersebut. Selain itu nilai *plant heat rate* dapat merefleksikan kondisi suatu unit pembangkit.

Perhitungan Plant Heat Rate Berdasarkan Ptc - 4 & 6

Metode Energy Balance

Perhitungan dengan metode ini membutuhkan lebih banyak data sehingga jumlah pengukuran yang dilakukan lebih banyak. Metode *energy balance* yang digunakan sesuai pada *American Society of Mechanical Engineers Performace Test Code (ASME PTC) 4* mengenai *fired steam generator* dan *ASME PTC 6* mengenai *steam turbine*. Perhitungan *plant heat rate* metode *energy balance* dihitung menggunakan rumusan berikut :

$$\text{Gross Plant Heat Rate} = \frac{THR}{\text{Efisiensi Boiler} - 100} \text{ (kJ/kWh)}$$

$$\text{Net Plant Heat Rate} = \frac{\text{Gross Plant Heat Rate} \times \text{Generator Power Output}}{\text{Power Terkirim}} \text{ , (kJ/kWh)}$$

Dimana :

- THR : Turbine heat rate (kJ/kWh)
- Efisiensi boiler dalam satuan persen (%)

a. Turbine Heat Rate (THR)

Turbine heat rate merupakan energi yang dibutuhkan turbin yang diperoleh dari proses transfer panas untuk menghasilkan 1 kWh

electricity. Persamaan yang digunakan untuk menghitung *turbine heat rate* sebagai berikut :

$$\text{Turbine Heat Rate} = \frac{\text{Heat in} - \text{Heat out}}{\text{Generator Power Output}}$$

, (kJ/kWh)

Dimana :

Heat in : Energi panas yang masuk ke turbin (kJ/hr)

Heat out : Energi panas yang keluar dari turbin (kJ/hr)

1. Heat In

Heat in merupakan seluruh energi yang masuk pada sistem *boundary* turbin. *Heat in* pada turbin merupakan energi pada *main steam*.

$$\text{Heat in} = Q_{ms} \text{ (kJ/hr)}$$

$$Q_{ms} = M_s \times H_s \text{ (kJ/hr)}$$

Dimana :

Q_{ms} : Energi pada *main steam* (kJ/hr)

M_s : Jumlah aliran *main steam* (kg/hr)

H_s : *Enthalphy* pada *main steam* (kJ/kg)

$$M_s = M_{fw} + M_{is} \text{ (kg/hr)}$$

Dimana :

M_s : Jumlah aliran pada *main steam* (kg/hr)

M_{fw} : Jumlah aliran pada *final feed water* (kg/hr)

M_{is} : Jumlah aliran *superheater spraywater* (kg/hr)

2. Heat Out

Heat out merupakan seluruh energi yang keluar pada sistem *boundary* turbin. *Heat out* pada turbin meliputi energi pada *final feed water* dan *superheater spraywater*.

$$\text{Heat out} = Q_{fw} \text{ (kJ/hr)}$$

$$\text{Heat out} = (M_{fw} H_f) \text{ (kJ/hr)}$$

Dimana :

M_{fw} : *Feed wáter Flow* (kg/hr)

H_f : Nilai *entalphy* (kJ/kg)

b. Efisiensi Boiler

Efisiensi didefinisikan sebagai perbandingan antara *output* terhadap *input* dalam suatu proses.

a. *Heat Loss* Akibat *Dry Gas Losses* dari persamaan :

$$Q_{pLDfg} = \frac{HDFgLvCr \times MFrDFg}{H_f} 100 \%, (\%)$$

Dimana :

HDFgLvCr : *Enthalphy* temperature outlet flue gas excluded leakage (kJ/kg)

MFrDFg : *Dry gas* (kg/kg-fue)

H_f : *High heating value* batubara (kJ/kg)

b. *Heat Loss* Akibat Kandungan *H₂O* Pada Bahan Bakar

Besarnya *losses* ini dapat dihitung dari :

$$Q_{pLWF} = \frac{MFrWF \times (HstLvCr - H_w)}{H_f} 100 \%, (\%)$$

Dimana :

MFrWF : *Moisture* dari pada batubara (kg/kg-fuel)

HstLvCr : *Entalphy steam* pada *AH outlet temperature excluding leakage* (kJ/kg)

H_w : *Enthalphy of water vapour* pada temperatur *reference* (kJ/kg)

H_f : *High heating value* batubara (kJ/kg)

c. *Heat Loss* Akibat *Moisture* Dari Pembakaran *H₂*

$$Q_{pLH2F} = \frac{MFrWH2F \times (HstLvCr - H_w)}{H_f} 100 \%, (\%)$$

Dimana :

MFrWH2F : Kandungan *moisture* dari pembakaran hidrogen (kg/kg-fuel)

HstLvCr : *Entalphy steam* pada *AH outlet temperature excluding leakage* (kJ/kg)

H_w : *Enthalphy of water vapour* pada temperatur *reference* (kJ/kg)

H_f : *High heating value* batubara (kJ/kg)

d. *Heat Losses* Akibat *Moisture* Di Udara dari :

$$Q_{pLWA} = \frac{MFrWA \times HWvLvCr}{H_f} 100 \%, (\%)$$

Dimana :

MFrWA : *Moisture at AH inlet wet air* (kJ/kg)

HWvLvCr : *Enthalphy water vapor at AH outlet gas exclude leakage* (kJ/kg)

H_f : *High heating value* batubara (kJ/kg)

e. *Heat Loss* Akibat *Unburned Carbon*

$$Q_{pLUBC} = \frac{MpUbC \times 33700}{100 \times H_f} 100 \%, (\%)$$

Dimana :

33700 : Nilai kalor karbon yang terjadi di residu (kJ/kg)

MpUbC : Karbon yang tidak terbakar saat pembakaran (kg/kg-refuse)

H_f : *High heating value* batubara (kJ/kg)

f. Heat Loss Akibat Surface Radiation Dan Convection

$$Q_{rLsrc} = \frac{C1 \times (H_{caz} + H_{raz}) \times Afz \times Tdi}{3600 \times 1000 \times Hf} 100\%, (\%)$$

$$H_{caz} = 0,35 Va^{0,8}, (\text{Btu}/\text{ft}^2\text{h} \cdot ^\circ\text{F})$$

$$H_{raz} = 0,847 + 2,376E-3Tdi + 2,94E-6Tdi^2 + 1,37E-9Tdi^3, (\text{Btu}/\text{ft}^2\text{h} \cdot ^\circ\text{F})$$

Dimana :

- C1 : 0,293 (J/s)
- Hcaz : Koefisien heat transfer konveksi untuk area z (Btu/ft²h.°F)
- Hraz : Koefisien heat transfer radiasi untuk area z (Btu/ft²h.°F)
- Afz : Luas permukaan dari casing untuk lokasi z (ft²)
- Tdi : Perbedaan temperatur antara temperatur permukaan casing dengan temperatur udara ambien di sekitar casing (°F)
- Hf : High heating value batubara (kJ/kg)

g. Heat Loss Yang Tidak Terukur

QpLUn : Mengacu sesuai design

h. Heat Losses Akibat Sensible Heat Of Residue

$$Q_{pLRs} = \frac{(xUcb \times MFrR \times Hcba) + (xUcf \times MFrR \times Hcfa)}{Hf} 100\%, (\%)$$

Dimana :

- MFrR : Masa dari residue (kg/kg-fuel)
- xUcb : Bottom ash split pada desain (%)
- Hcba : Enthalpy bottom ash pada temperatur bottom ash (kJ/kg)
- xUcf : Fly ash split pada desain (%)

Hcfa : Enthalpy fly ash pada temperatur fly ash (kJ/kg)

Hf : High heating value batubara (kJ/kg)

i. Heat Loss Akibat Kandungan Co pada Gas Buang

$$Q_{pLCO} = \frac{DVpCO \times MoDFg \times MwCO \times HHVCO}{Hf} 100\%,$$

Dimana :

- DVpCO : Kandungan CO pada gas buang (%)
- MwCO : Berat molekul CO, 28,01 (kg/mol)
- HHVCO : High heating value CO, 10111 (kJ/kg)
- MoDFg : mol dari dry gas dengan pengukuran excess air pada lokasi yang sama (moles/kg fuel)
- Hf : High heating value batubara (kJ/kg)

j. Heat Loss Akibat Kandungan Nox Pada Gas Buang

$$Q_{pLNOx} = \frac{DvpNOx \times MoDFg \times HrNOx}{Hf} 100\%, (\%)$$

$$MoDFg = MoDpC \times MoThACr \left(0,7905 + \frac{xPA}{100} \right), (\text{mol}/\text{fuel})$$

Dimana :

DvpNOx : Jumlah NOx pada volume gas buang (%)

MoDFg : mol dari dry gas dengan pengukuran excess air pada lokasi yang sama (moles/kg fuel)

HrNOx : Formasi panas dari NO = 89950 (kJ/gm mol)

Hf : High heating value batubara (kJ/kg)

6. Heat Credit

a. Credit Pada Udara Masuk

$$Q_{pBDA} = \frac{MFrDA \times HDA}{Hf} 100\%, (\%)$$

Dimana :

MFrDA : Jumlah udara yang masuk ke boiler (kg/kg-fuel)

HDA : Enthalpy of dry air at AH inlet air (kJ/kg)

Hf : High heating value batubara (kJ/kg)

b. Credit Pada Moisture Di Udara Masuk

$$Q_{pBWA} = \frac{MFrWA \times HWv}{Hf} 100\%, (\%)$$

Dimana :

MFrWA : Moisture at AH inlet wet air (kJ/kg)

HWv : Enthalpy of dry vapor at AH inlet air (kJ/kg)

Hf : High heating value batubara (kJ/kg)

c. Credit Sensible Heat Pada Bahan Bakar

$$Q_{pBF} = \frac{Hdb}{Hf} 100\%, (\%)$$

Dimana :

Hdb : Enthalpy dari dry air fuel temperatur masuk boiler (kJ/kg)

Hf : High heating value batubara (kJ/kg)

Dalam perhitungan efisiensi boiler dengan metode heat losses, energi input dapat dituliskan sebagai :

$$EF = 100 - SmQpL + SmQpB, (\%)$$

$$SmQpL = Q_{pLDFg} + Q_{pLWF} + Q_{pLH2F} + Q_{pLWA} + Q_{pLUbc} + Q_{rLsrc} + Q_{pLUn} + Q_{pLRs}$$

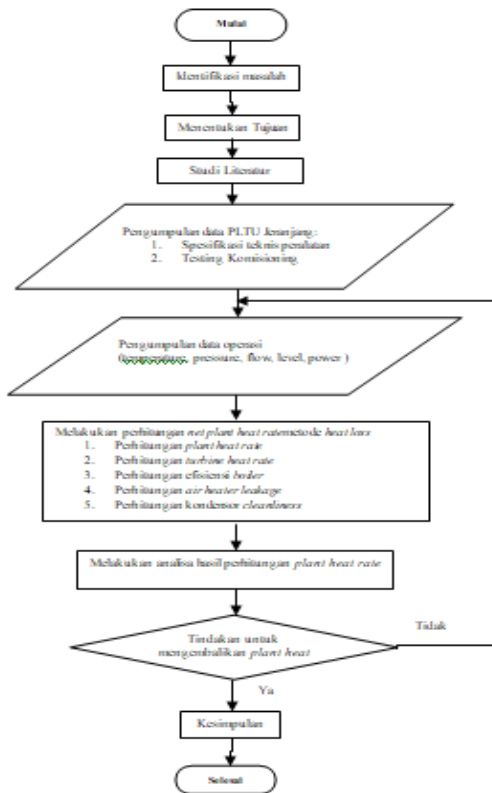
$$SmQpB = Q_{pBDA} + Q_{pBWA} + Q_{pBF}, (\%)$$

Dimana :

SmQpL : Jumlah losses yang dihitung berdasarkan input bahan bakar (%)

SmQpB : Jumlah credit yang dihitung berdasarkan input bahan bakar (%)

Metode Dan Pengolahan Data
Metode penelitian



Gambar 3 Flow Chart Metode Penelitian

Prosedur Pengambilan Data

Dalam penelitian ini parameter-parameter yang di gunakan ialah dari data-data hasil komisioning awal pada PLTU XX. Setelah mendapatkan data dari hasil komisioning awal PLTU, kemudian diolah dengan persamaan-persamaan di atas sebelumnya, selanjutnya pengambilan data aktual pada PLTU tahun 2019, data di ambil dari rekapan harian operasi terhadap parameter-parameter PLTU pada kondisi beban penuh, hal ini dilakukan agar pengambilan data sama dengan pengambilan data pada saat komisioning awal.

Spesifikasi Data Dan Perhitungan

Data yang di jelaskan pada Bab ini ialah data hasil dari komisioning PLTU XX dan data aktual.

Turbine Heat Rate

Tabel 1 Data Turbin Heat Rate

Simbol	Item	Satuan	Komisioning	Aktual
Mfw	Jumlah Flow Feed Water	kg/h	119,538.37	118,138.42
Mis	Jumlah Aliran Spray Superheat	kg/h	1000.0	0.0
Ms	Jumlah Flow Main Steam	Kg/h	120,538.37	118,138.42
Hs	Entalphy Main Steam	Kj/Kg	3,468.51	3,461.65
Hf	Entalphy Feed Water	Kj/Kg	991.72	918.22
MW	Generator Power Output	MW	29.06	28.33
Qin	Heat Input	Kj/h	418,088,492.95	408,953,683.08
Qout	Heat Output	Kj/h	111,376,813.95	108,476,863.85
Q	Total Heat Consumption	Kj/h	306,711,679.00	300,476,819.23
HRT	Turbin Heat Rate	Kcal/Kwh	2,520.66	2,533.07

a. Heat In

$$\begin{aligned}
 M_s &= M_{fw} + M_{is} \text{ (kg/hr)} \\
 &= 118,138.42 \text{ kg/hr} + 0 \text{ kg/hr} \\
 &= 118,138.42 \text{ kg/hr} \\
 \text{Heat in (Qms)} &= M_s \times H_s \text{ , (kJ/hr)} \\
 &= 118,138.42 \text{ kg/hr} \times 3,461.65 \text{ kJ/kg} \\
 &= 408.953.683,08 \text{ kJ/hr}
 \end{aligned}$$

b. Heat Out

$$\begin{aligned}
 \text{Heat out (Qfw)} &= (M_{fw} \times H_f) \text{ , (kJ/hr)} \\
 \text{Heat out} &= 118,138.42 \text{ kg/hr} \times 918.22 \text{ kJ/kg} \\
 \text{Heat out} &= 108,476,863.85 \text{ kJ/hr} \\
 \text{Total Heat Consump.} &= \text{Heat in} - \text{Heat Out} \\
 &= 408.953 \text{ MJ/hr} - 108,476,863.85 \text{ /hr} \\
 &= 300.476 \text{ MJ/hr}
 \end{aligned}$$

Jadi :

$$\begin{aligned}
 \text{THR} &= \text{Total Heat Consumption} / \text{Generator Gross Output} \\
 &= 300.476 \text{ MJ/hr} / 28,33 \text{ MWh} \\
 &= 10.605,45 \text{ kJ/kWh} = 2,533.07 \text{ kKcal/kWh}
 \end{aligned}$$

1. Efisiensi Boiler

Tabel 2 Data Losess Boiler

LOSS BOILER				
Simbol	Item	Satuan	omisionin	Aktual
QpLDFg	Heat Loss Akibat Dry Gas Losses	%	4.79	6.00
QpLWF	Heat Loss Akibat Kandungan H ₂ O Pada Bahan Bakar	%	6.25	5.30
QpLH2F	Heat Loss Akibat Moisture Dari Pembakaran H ₂	%	4.29	4.30
QpLWA	Heat Losses Akibat Moisture Di Udara	%	0.19	0.20
QpLUBC	Heat Loss Akibat Unburned Carbon	%	0.05	0.03
QpLsrc	Heat Loss Akibat Surface Radiation Dan Convection	%	0.32	0.32
QpLun	Heat Loss Yang Tidak Terukur	%	1.00	1.00
QpLRS	Heat Losses Akibat Sensible Heat Of Residue	%	0.09	0.05

3. Heat Credit

Tabel 3 Data Heat Credit

Simbol	Item	Satuan	Komisioning	Aktual
QpBDA	Entering air heat credit	kJ/kg-f	44.45	5.82
	Heat Credit	%	0.29	0.03
QpBWA	Moisture Entering with Inlet Air heat credit	kJ/kg-f	1.83	0.20
	Heat Credit	%	0.01	0.0012
Hfen	Sensible heat in fuel heat credit	kJ/kg-f	6.52	0.64
	Heat Credit	%	0.04	0.0037
Total heat credit		kJ/kg-f	52.80	6.66

4. Perhitungan Efisiensi Boiler

$$EF = 100 - SmQpL + SmQpB,$$

$$\begin{aligned}
 SmQpL &= QpLDFg + QpLWF + QpLH2F + \\
 &QpLWA + QpLUBC + QpLun + QpLRS \\
 SmQpL &= 6.00 \% + 5.30 \% + 4.30 \% + 0.20 \% + \\
 &0.03 \% + 0.32 \% + 1.00 \% + 0.045\% = 17.195 \% \\
 SmQpB &= QpBDA + QpBWA + QpBF \\
 SmQpB &= 0.03\% + 0.001\% + 0.004\% \\
 &= 0.035\%
 \end{aligned}$$

$$EF = 100 - 17.195 \% + 0.035\%$$

$$\text{Efisiensi Boiler} = 82.8 \%$$

Perhitungan Metode Energy Balance

Tabel 4 Hasil Perhitungan Heat Rate Energi Balance

No.	BEBAN	Nilai Kalor (HHV)		KWh Produksi (Counter)			Efisiensi		Heat Loss		
		Arj	Bruto	Netto	UAT	Boiler	GPHR HHV	NPHR HHV	Turbine HR		
										kcal/kg	MWh
2	Commissioning	3,675	29,06	25,82	3,25	83,37	3,027,25	3,408,08	2,520,66		
3	Aktual	4,091	28,33	25,32	3,01	82,80	3,061,77	3,426,10	2,533,07		

Perhitungan NPHR sebagai berikut :

$$\frac{\text{THR}}{\text{Efisiensi Boiler} / 100} \text{ (kcal/kWh)}$$

$$\text{Gross Plant Heat Rate} = \frac{2.533,07 \text{ kkal/kwh}}{82,8 \% / 100}$$

$$\text{Gross Plant Heat Rate} = 3.061,77 \text{ kKcal/kWh}$$

Net Plant Heat Rate

$$= \frac{\text{Gross Plant Heat Rate} \times \text{Generator Power Output}}{\text{Power Terkirim}}$$

$$= \frac{3.061,77 \text{ kKcal/kWh} \times 28330 \text{ kWh}}{25320 \text{ kWh}}$$

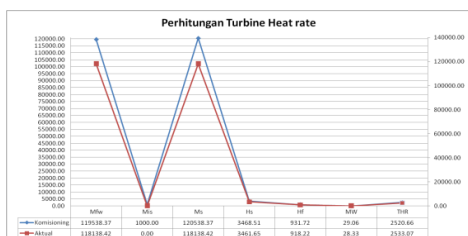
$$\text{Net Plant Heat Rate} = 3.426,10 \text{ kkal/kWh}$$

- Kerugian Kenaikan Plant Heat Rate terhadap Daya adalah :

NPHR Selisih = NPHR Aktual – NPHR Comisioning
 3.426,10 kKcal/kWh – 3.408,08 kKcal/kwh = 18.02 kKcal/KWh
 Lose Daya = NPHR Selisih / NPHR Aktual
 18.02 kKcal/Kwh x 25.320 kwh = 456.266,4 kKcal/KWh
 456.266,4 kKcal/Kwh / 3.426,10 kkal/kWh = 133.18 KWh

Analisis Dan Pembahasan Hasil Turbine Heat Rate

Dari perhitungan yang telah dilakukan diperoleh nilai turbine heat rate naik sebesar 2533.07 kkal/kWh nilai tersebut lebih tinggi dibandingkan saat komisioning yaitu sebesar 2520.66 kkal/kWh .

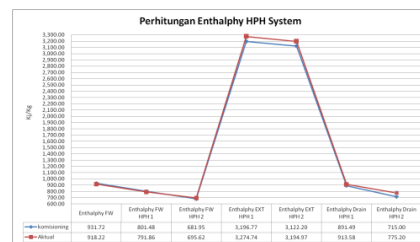


Gambar 4 Hasil Perhitungan Turbine Heat Rate

Dari hasil perhitungan Turbine Heat Rate di atas adanya penurunan dari Feed water Flow sebesar 118138.42 kg/h. hal ini mempengaruhi penurunan jumlah flow main steam yang masuk kedalam turbin sebesar 118138.42 kg/h, akibat dari penurunan ini

mempengaruhi penurunan entalpi steam yang masuk kedalam turbin sebesar 3461.65kJ/Kg. Akibatnya daya output yang dihasilkan generator mengalami penurunan sebesar 28.33 MW di banding saat komisioning yaitu 29.06 MW. sehingga berdampak pada naiknya nilai turbin heat rate sebesar 2533.07 kkal/kWh.

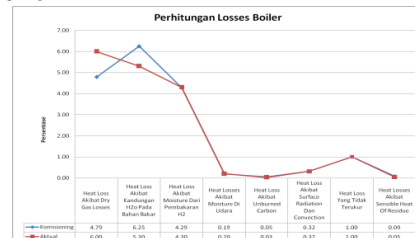
Selain itu, naiknya nilai Turbin heat rate di pengaruhi oleh menurunnya nilai entalpi pada feed water sebesar 918.22 kj/kg. Hal ini disebabkan oleh tidak optimalnya pemanasan awal air pada sistem High Pressure Heater sehingga menurunkan nilai heat consumption turbin sebesar 300/476.819.23 kJ/h.



Gb. 5 Entalpi Pada Heater Feed Water System

Penurunan tertinggi di alami oleh HPH 1 yaitu sebesar 791.86Kj/kg, hal ini di sebabkan oleh meningkatnya nilai entalpi pada drain HPH 1 sebesar 913.58kJ/kg, terbuangnya panas dari drain-drain HPH sistem menunjukkan bahwa penyerapan panas pada HP hetaer kurang maksimal,hal ini di sebabkan oleh beberapa kerusakan pada valve-valve drain HPH yang passing.

Efisiensi Boiler



Gambar 6. Grafik Peningkatan Boiler Losses

Dari perhitungan yang telah dilakukan diperoleh efisiensi boiler mengalami penurunan sebesar 82.80 %, dibandingkan pada saat komisioning yaitu sebesar 83.37 %. Penurunan efisiensi boiler yang terjadi disebabkan bertambahnya kerugian panas yang terjadi pada flue gas boiler dan bertambahnya nilai kerugian panas yang disebabkan oleh terbentuknya uap air akibat kandungan hydrogen pada bahan bakar.



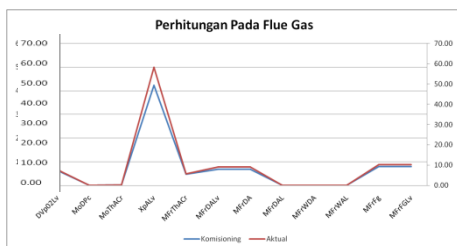
Gambar 7. Grafik Perhitungan Udara Pembakaran

Meningkatnya temperatur pada gas buang disebabkan oleh meningkatnya nilai excess air pada boiler yaitu sebesar 55.84% dibandingkan pada saat komisioning yaitu sebesar 42.21%. Meningkatnya excess air dan O_2 yang berlebih tersebut meningkatkan kenaikan pada temperature gas buang pada boiler, hasil perhitungan dry flue gas pada outlet air heater nilainya lebih tinggi yaitu sebesar $133.50^{\circ}C$ dibanding komisioning yaitu sebesar $128.42^{\circ}C$. tingginya temperature gas buang mengakibatkan kerugian transfer heating pada boiler yang tidak optimal, sehingga panas tersebut akan terbawa ke stack.



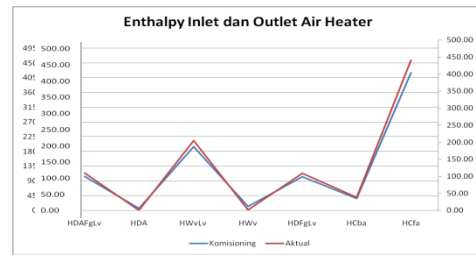
Gambar 7. Grafik Perhitungan Udara Pembakaran

Meningkatnya temperatur pada gas buang disebabkan oleh meningkatnya nilai excess air pada boiler yaitu sebesar 55.84% dibandingkan pada saat komisioning yaitu sebesar 42.21%. Meningkatnya excess air dan O_2 yang berlebih tersebut meningkatkan kenaikan pada temperature gas buang pada boiler, hasil perhitungan dry flue gas pada outlet air heater nilainya lebih tinggi yaitu sebesar $133.50^{\circ}C$ dibanding komisioning yaitu sebesar $128.42^{\circ}C$. tingginya temperature gas buang mengakibatkan kerugian transfer heating pada boiler yang tidak optimal, sehingga panas tersebut akan terbawa ke stack.



Gambar 8 Perhitungan Pada Flue Gas

Dari hasil perhitungan pada Tabel 10 dimana terjadi kenaikan excess air pada sisi outlet Air heater yang mana kenaikan ini akibat terjadi kebocoran pada sisi udara Air heater sebesar 0.14 % Semakin tinggi, *excess air* dan temperatur gas buang akan berdampak pada bertambahnya *dry gas losses* pada boiler.



Gambar 11. Perhitungan Enthalpy Flue Gas

Dari perhitungan Tabel 11 Kenaikan nilai entalpi pada *outlet air heater* meningkat sebesar 108.35 kJ/kg di bandingkan komisioning yaitu sebesar 103.21 kJ/kg.

Kandungan hidrogen pada batubara meningkat 3.15 wt% dibandingkan pada saat komisioning yaitu sebesar 2.83 wt% akibat kualitas Batubara.

Langkah Langkah Menurunkan *Plant Heat Rate* dan Rekomendasi

a. Menurunkan *Turbine Heat Rate*

Langkah-langkah yang dapat dilakukan untuk menurunkan *turbine heat rate* antara lain :

1. Menaikan nilai entalpi pada Main Steam

Menaikan nilai entalpi *Main steam turbine* yang masuk ke turbin berdasarkan parameter acuan desain yaitu :

- Menaikan nilai tekanan dan temperature pada *main steam* pada kisaran 8.83 MPa dan $535^{\circ}C$ sesuai dengan design atau heat balance sehingga menghasilkan entalpi sebesar 3476 kJ/kg .

- Rutin membersihkan jelaga yang menempel pada pipa superheat dengan shoot blowing agar penyerapan panas bisa optimal, sehingga menghasilkan temperature main steam sesuai dengan design/heat balance.

- Merutinkan pemeriksaan terhadap valve-valve water spray main steam superheat agar tidak terjadi kebocoran yang menyebabkan terjadinya penurunan temperature main steam yang masuk ke turbin.

2. Menaikkan nilai entalpi pada *Feed Water*

Langkah-langkah yang dapat dilakukan untuk meaikan entalpi pada *Feed Water* antara lain :

- Mengoptimalkan pemanasan awal pada System Heater untuk menaikkan temperature feed water sebelum masuk ke boiler drum.
- Melakukan pemeriksaan rutin pada sistem High Pressure Heater System untuk menghindarkan kebocoran yang mengakibatkan menurunnya temperature Feed Water.
- Memeriksa valve-valve sistem drain pada HP untuk menghindarkan water passing akibat kerusakan valve.

b. Meningkatkan Efisiensi Boiler

Langkah-langkah yang dapat dilakukan untuk menurunkan losses pada boiler antara lain :

1. Mengatur jumlah rasio antara bahan bakar dan udara dengan mempertahankan *excess air* yang digunakan antara 15-20 % atau dengan menjaga kandungan O₂ pada *air heater inlet* antara ± 3 % sehingga dapat menurunkan temperatur gas buang.
 2. Melakukan *coal combustion database* untuk mengatur rasio jumlah udara dan bahan bakar pada masing-masing spesifikasi batubara mengingat jumlah variasi spesifikasi batubara yang digunakan cukup banyak.
 3. Meminimalisasikan penggunaan *superheater spraywater* yang berlebih agar tidak terjadi penerunan temperature pada main steam
 4. Mengoptimalkan pengoperasian *sootblower* untuk meminimalisasikan terjadinya *fouling* dan *slagging* yang mengurangi *heat transfer* pada permukaan pipa, serta melakukan pemeriksaan terhadap kondisi tekanan pada masing-masing *sootblower*.
 5. Melakukan *total inspection* untuk mengetahui kondisi pada masing-masing peralatan pada boiler.
2. Penurunan entalpi Main Steam akibat dari *penurunan Temperature dan Pessure Main Steam*.
 3. Kebocoran *High Pressure Hetaer System* terbesar di alami oleh kenaikan Drain HPH 1 yaitu sebesar 913.58 kj/kg
 4. *Heat Loss akibat dry gas losess* adalah losses akibat panas yang terbuang oleh laluan gas buang dan terbuang ke atmosfer merupakan penyebab dominan menurunnya efesiensi pada boiler yaitu sebesar 6%.
 5. Meningkatkan nilai *Excess Air* pada *outlet Air Heater*, akibat kebocoran udara Air heater sebesar 0.14% yang berdampak pada pembakaran yang tidak sempurna di dalam boiler.
 6. Mempertahankan *excess air* yang digunakan antara 15-20 % atau dengan menjaga kandungan O₂ pada *air heater inlet* antara ± 3 % yaitu dengan cara mengurangi pembukaan damper SA (Secondary Air) Fan hingga mencapai ± 3 % kandungan O₂ atau setara dengan 17% Excess Air, sehingga dapat memperoleh pembakaran yang sempurna dan menurunkan temperatur pada gas buang.
 7. Jumlah kandungan moisture akibat hydrogen pada batubara yang terbakar meningkat sebesar 0.28 kg/kg-f dibanding komisioning sebesar 0.25 kg/kg-f sehingga mempengaruhi losses boiler sebesar akibat hydrogen sebesar 4.30%.
 8. Karena tidak ada data dari design untuk Netto dan UAT, sehingga baru dapat diketahui pada saat peralatan dioperasikan oleh Tim Komisioning Test. Hal ini tidak berpengaruh besar terhadap Plant Heat Rate, karena Plant Heat Rate terbesar dari Turbine Heat Rate dan Efisiensi Boiler.
 9. Akibat kenaikan nilai plant heat rate dapat merugikan daya sekitar 133.17kwh.

DAFTAR PUSTAKA

- American Society of Mechanical Engineering. 2008. Performance Test Code 4. New York : HIS*
- American Society of Mechanical Engineering. 2008. Performance Test Codes 6. New York : HIS*
- Performance Test Sistem Turbine PLTU Jeranjang Unit 3 1x25 MW, PT Bumi Mitra Adi Persada 2013*
- Performance Test Sistem Boiler PLTU Jeranjang Unit 3 1x25 MW, PT Bumi Mitra Adi Persada 2013*
- Pembidangan Pra Jabatan Edisi 1, Suralaya, tahun 2014*
- Power Plant Engineering Black And Veatch, 2008*

SIMPULAN

Dari analisis dan perhitungan *Plant Heat Rate* yang telah dilakukan pada PLTU unit 3, maka kesimpulannya adalah sebagai berikut:

1. Kenaikan turbine heat rate di akibatkan oleh *menurunnya entalpi Main Steam* sebesar 0.20 % dan *Entalpi Feed Water* sebesar 1.45%. *Penurunan entalpi* terbesar pada *Entalpi Feed Water* di akibatkan oleh drain *High Pressure Hetaer System*.

*Shandong Energy & Architecture Design
Institute, Runh Power Plant Engineering
Technology co.,LTD, PLTU Nusa Tenggara
Barat (Lombok) 1x25, Tahun 2008*

*China Changjiang Energy Corp (Group),PLTU
Nusa Tenggara Barat (Lombok) 1x25, 2010*