

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Penelitian Terdahulu

Ada beberapa penelitian terdahulu yang berkaitan dengan Heat Rate PLTU diantaranya sebagai berikut :

1. Analisa Heat Rate Pada Turbin Uap Berdasarkan Performance Test PLTU Tanjung Jati B Unit 3 (Sunarwo dan Supriyo, 2015).

Penelitian ini bertujuan untuk hanya meneliti Heat Rate Turbin uap dan efisiensi Turbin. Akan tetapi Unit Heat Rate, Efisiensi Boiler, Generator Transformer Efisiensi tidak dihitung. Penelitian ini juga hanya menghitung data-data yang dikumpulkan tidak menganalisa permasalahan yang ada di Unit PLTU tersebut.

2. Analisa Perubahan Efisiensi Boiler Pembangkit Listrik Tenaga Uap Tanjung Jati B Unit 1 dan 2, 2x660 MW (M. Deny Surindra, 2013).

Penelitian ini bertujuan untuk menghitung Boiler Efisiensi PLTU Tanjung Jati B, tidak menghitung Turbin Heat rate, Unit Heat Rate, dan lain sebagainya. Jadi hanya berfokus pada Boiler Efisiensi dengan menggunakan metode perhitungan secara tidak langsung (Heat Loss) dengan data-data yang ada.

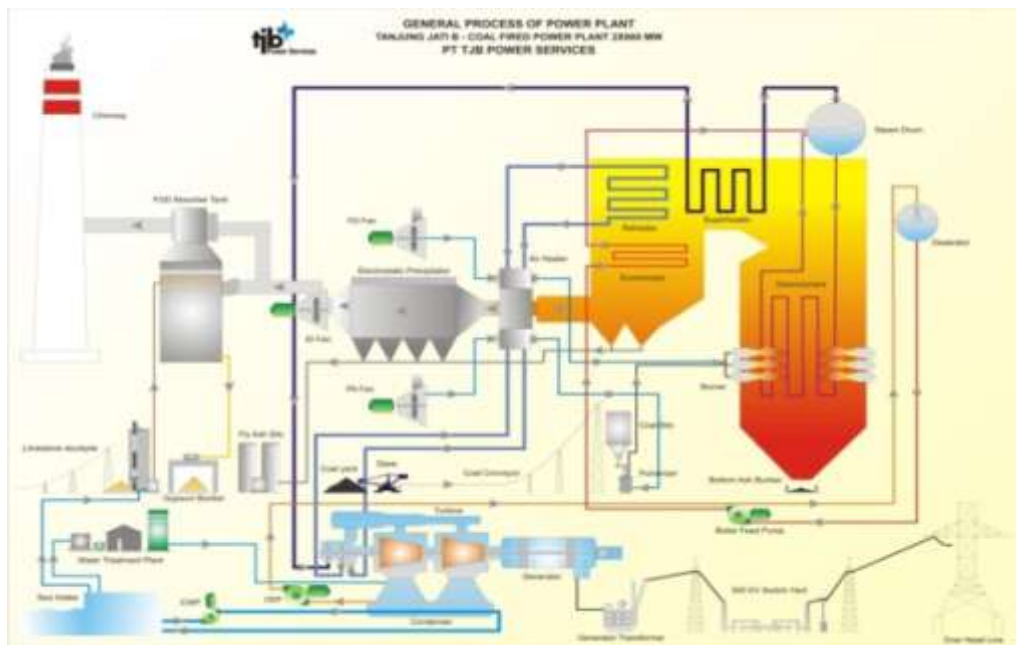
3. Heat Rate Pembangkit Listrik Tenaga Uap Paiton (Unit 9) Berdasarkan Performance Test Tiap Bulan Dengan Beban 100%” (Sahid dan Budi Prasetio, 2016).

Penelitian ini dibatasi hanya menghitung Boiler Efisiensi PLTU Paiton Unit 9 dengan metode perhitungan secara Heat Losses, tidak menghitung heat rate unit secara keseluruhan, dan tidak menganalisa pengaruh dari boiler efisiensi terhadap performance unit PLTU tersebut.

Dari beberapa penelitian di atas maka dapat dijadikan dasar bagi penulis untuk melakukan penelitian di PLTU Tanjung Jati B jepara. Skripsi

ini menghitung Net Plant Heat rate atau heat rate bersih dari unit PLTU tersebut khususnya Unit 1 karena Net Plant Heat Rate unit 1 mengalami kenaikan per tahun, jadi perlu dianalisa untuk mencari faktor penyebabnya. NPHR meliputi perhitungan efisiensi unit secara keseluruhan diantaranya Turbin Heat Rate, Boiler Efisiensi, Generator Transformer Efisiensi, Heat Rate Losses.

2.2. Proses PLTU Tanjung Jati B



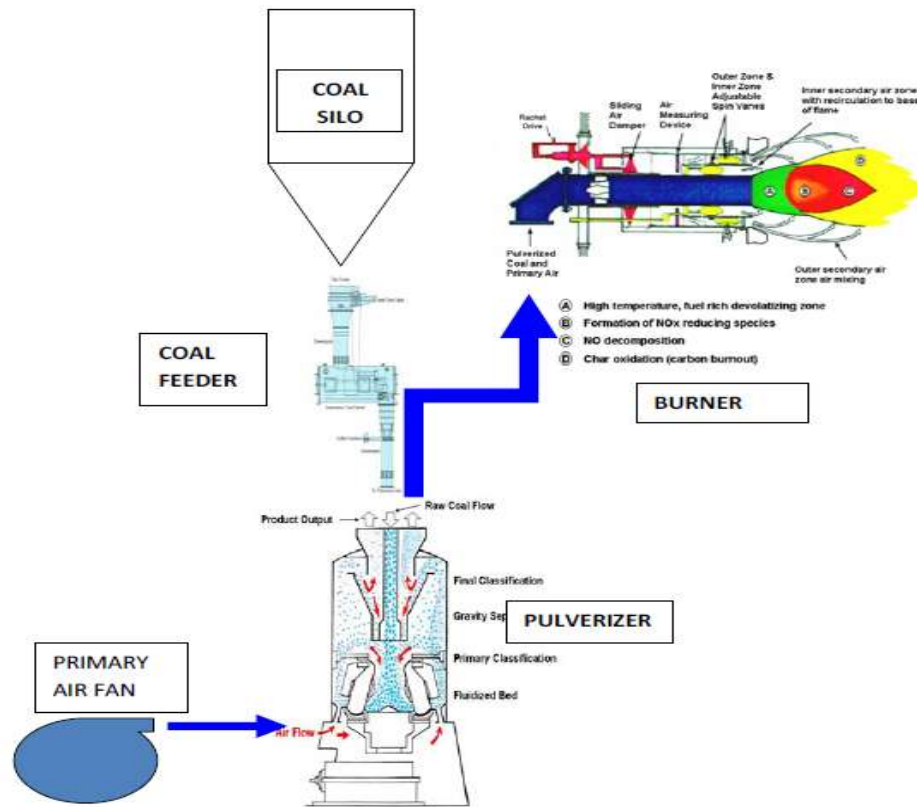
Gambar 2.1 General Proses PLTU Tanjung Jati B

Gambar di atas merupakan proses PLTU batubara Tanjung Jati B secara keseluruhan. Secara garis besar sistem dalam proses pembangkit PLTU tersebut dibagi menjadi 4, yaitu Sistem Bahan bakar, Sistem Udara dan Gas, Sistem Air dan Uap, Electrical system.

2.2.1. Sistem Bahan bakar (Fuel)

Bahan bakar yang di gunakan dalam boiler ini ada 2 yaitu solar dan batu bara. Solar di gunakan hanya pada waktu start up dan start Pulverizer. Pada waktu start up di gunakan untuk pemanasan awal boiler sampai temperature di furnace $> 380^{\circ}\text{C}$ tercapai baru bisa menggunakan batu bara agar

tidak terjadi thermal stress pada tube boiler karena pemanasan yang terlalu cepat.



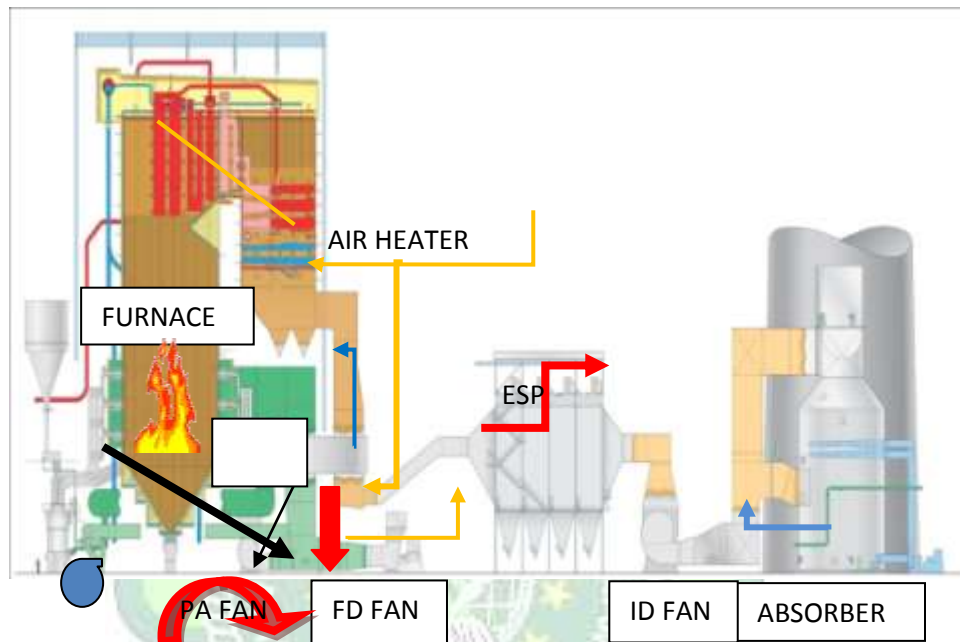
Gambar 2.2 Proses Bahan bakar batu bara

Untuk Solar system dari Fuel oil Tank kemudian dipompa menuju ignitor yang sudah di lengkapi atomizing dan pemantik api kemudian terjadi pembakaran ke furnace melalui ignitor. Ignitor ini digunakan untuk pembakaran awal atau sebagai pemantik api batubara pada boiler. Jika temperatur sudah tinggi dan batu bara sudah terbakar sempurna maka ignitor akan kembali dimatikan.

Untuk sistem batu bara dari coal yard (tempat penyimpanan batubara) kemudian di transfer ke Silo melalui conveyor, kemudian dari Silo masuk ke Feeder untuk mengatur flow batu bara yang masuk ke Pulverizer. Batu bara yang masuk Pulverizer akan di grinding, dikeringkan dan dilembutkan melalui Classifier. Batu bara di dalam pulverizer kemudian akan di transfer dengan menggunakan Primary Air (udara primer) menuju burner dan akan di tambahkan udara pembakaran (secondary Air). Dan kemudian di

bakar di dalam furnace di mana sebagai pemantik awal menggunakan solar/ ignitor, dan solar akan kembali dimatikan jika batubara sudah bisa terbakar secara sempurna.

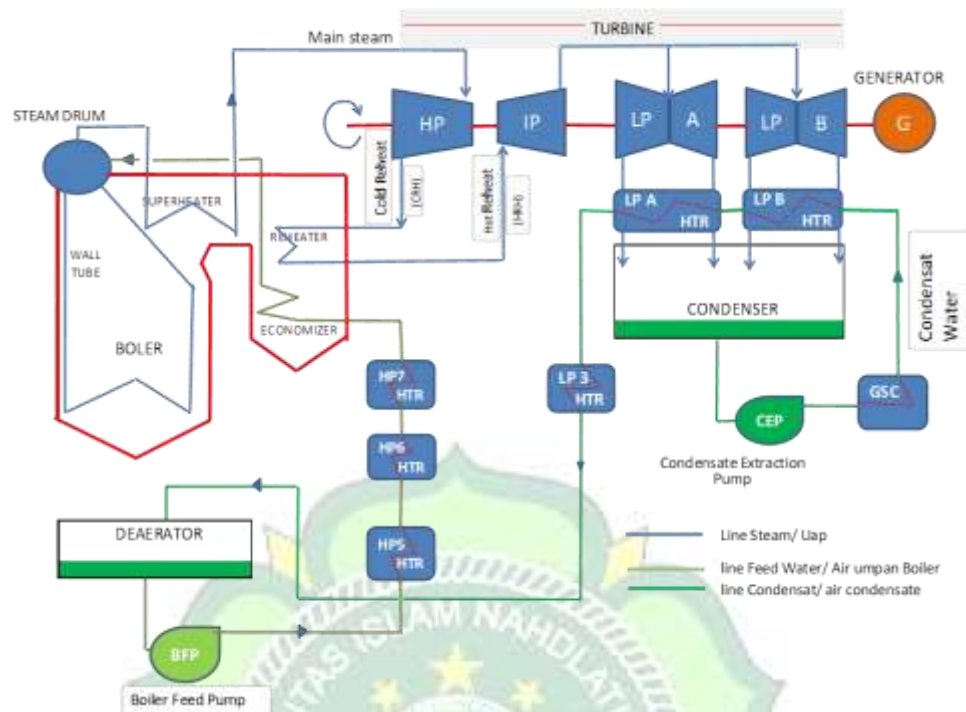
2.2.2. Sistem Udara dan Gas



Gambar 2.3. Proses udara dan dan flue gas system

1. FD (Force Draft) Fan berfungsi untuk mensupply udara pembakaran ke burner
2. Air Heater sebagai tempat heat transfer antara Flue gas dan udara dari FD fan maupun dari PA fan. Di satu sisi untuk memanaskan udara di sisi lain untuk mendinginkan Flue Gas (gas buang dari furnace).
3. Electro Static Precipitator (ESP) berfungsi untuk menarik debu fly ash atau debu dari sisa pembakaran batubara supaya debu tidak ikut terbang keluar.
4. ID (Induct Draft) Fan sebagai exhaust gas dari boiler/Furnace.
5. Absorber untuk menyerap Sulfur yang terkandung dalam flue gas sehingga kandungan sulfur dalam gas buang lebih kecil dari batas yang di tentukan dan tidak menyebabkan pencemaran lingkungan.

2.2.3. Sistem Air dan Uap



Gambar 2.4 Proses Air dan uap di PLTU Tanjung jati B

Bagian- bagian dari Proses Air dan Uap pada gambar di atas adalah sebagai berikut :

1. CEP (Condensat Extraction Pump) yaitu untuk memompa air kondensasi dari kondenser menuju Deaerator.
2. GSC (Gland Steam Condenser) adalah untuk mengkondensasikan uap gland steam turbin juga untuk memanaskan air yang dipompa CEP. Gland steam adalah uap untuk seal bearing turbin agar uap tidak keluar turbin juga agar udara luar tidak masuk LP Turbin karena tekanan vacuum.
3. LP (Low Pressure) Heater A dan Heater B untuk memanaskan air kondensat yang dipompa oleh CEP sebelum masuk ke Deaerator.
4. Deaerator merupakan salah satu feedwater heater untuk menaikkan efisiensi dan juga sebagai penampungan air umpan Boiler dan untuk membuang kandungan oksigen atau gas lain di dalam air umpan boiler

dengan cara di deaerasi di dalam tanki tersebut kemudian gas atau oksigen dalam uap dikeluarkan.

5. BFP (Boiler Feed Pump) untuk memompa air umpan (feed water) ke Boiler
6. HP (High Pressure) Heater 5,6, dan 7 yaitu heater untuk memanaskan air umpan (Feed Water) sebelum masuk Boiler, media pemanasnya adalah uap dari HP Turbin yang di alirkan ke Heater.
7. Economizer adalah bagian boiler untuk memanfaatkan panas gas buang keluaran boiler untuk memanaskan air umpan Boiler. Dengan begitu panas gas buang akan terserap dan turun.
8. Steam Drum untuk menampung airdan memasok air ke evaporasi boiler dan memisahkan uap yang dihasilkan oleh boiler.
9. Superheater adalah bagian boiler untuk memanaskan uap basah dari steam drum menjadi uap kering (Superheated steam). Superheater disini dibagi beberapa tahap Primari superheater (PSH) 1, PSH 2, dan Secondary Superheater.
10. HP (High Pressure) Turbin yaitu Turbin tekanan tinggi sebagai penghasil putaran dari awal masuknya uap ke turbin
11. Reheater adalah bagian dari Boiler sebagai pemanas ulang steam yang keluar dari HP Turbin.
12. IP (Intermediate Pressure) Turbin adalah bagian dari turbin yang memanfaatkan sisa tekanan uap menengah dari HP turbin digunakan untuk memutarakan turbin kembali.
13. LP (Low Pressure) Turbin adalah Turbin yang memanfaatkan tekanan uap yang sudah rendah yang keluar dari IP Turbin
14. Kondenser berfungsi untuk merubah uap dari LP Turbin menjadi air kondensasi dengan cara uap didinginkan dengan aliran air laut yang terpisah didalam pipa-pipa kondenser.

Sistem air dan uap dalam proses di PLTU ini adalah Close Cycle (tertutup) yang berarti sistemnya akan terus berputar. Air yang digunakan untuk menghasilkan steam adalah air demineral dimana air sudah di serap

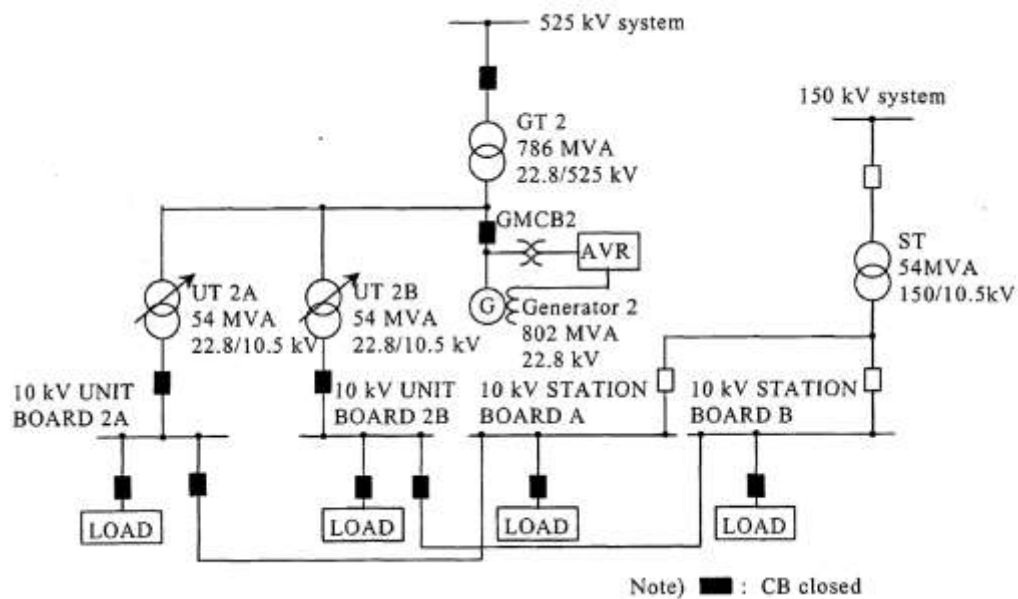
kandungan mineralnya. Pada awal start up air tersebut dipompakan ke kondenser sebagai penampung, kemudian di pompa oleh pompa CEP melewati Gland Steam Condenser (GSC) dan LP (low Pressure) Heater menuju Deaerator, dari Deaerator kemudian di pompa oleh pompa BFP melewati HP (High Pressure) Heater 5,6,7 dan economizer untuk sebagai pemanas awal kemudian air menuju Steam Drum. Air dari steam drum menuju kebawah dan di panaskan di dalam boiler melalui pipa-pipa dinding boiler kemudian air berubah fase menjadi steam. Steam yang keluar dari steam drum masih berupa steam basah (saturated steam), oleh karena itu steam tersebut dipanaskan lagi menjadi steam kering (superheated steam), dimana superheater tahap 1 di PSH 1 kemudian tahap 2 di PSH 2 kemudian dipanaskan lagi pada tahap 3 di SSH (Secondary Super Heater). Di superheater juga tersedia spray water tahap 1 dan 2 untuk menghindari temperatur berlebih pada uap. Steam yang akan dimasukkan ke turbin harus berupa steam kering. Dari SSH ini uap digunakan untuk memutar Turbin pada tahap 1 di HP (High Pressure) Turbine, steam keluaran dari HP Turbine (Cold Reheat) akan di panaskan lagi di boiler di dalam Reheater agar steam berubah lagi menjadi steam kering (Hot Reheat), kemudian steam akan masuk Turbin lagi tahap 2 di IP (Intermediate Pressure) Turbin kemudian steam keluarannya langsung menuju LP Turbine 1 dan LP 2 Turbin, kemudian steam dari LP Turbin akan di kondensasikan dalam kondensator dan steam akan berubah menjadi air kondensat. Dari kondenser tersebut kembali lagi ke proses awal menuju CEP dan seterusnya dan akan terus berlanjut berulang-ulang.

2.2.4. Electrical system

Listrik yang dihasilkan oleh generator yaitu 22 kV kemudian di step up oleh generator Transformer menjadi 500 kV kemudian menuju Gardu induk untuk dikirim ke jaringan Jawa Bali. Dari generator sebelum masuk ke generator transformer sebagian masuk ke unit transformer 10 kV yang digunakan untuk auxiliary power atau kebutuhan listrik untuk pembangkit itu

sendiri. Dan sebagian masuk Excitasi Transformer untuk mengontrol excitasi generator.

Dari unit transformer 10 kV digunakan untuk power ID Fan, FD fan, PA Fan, BFP, CEP, dan juga di step down ke transformer 3 kv, 380 kV dan sebagainya.



Gambar 2.5. Single distribusi power PLTU Tanjung Jati B unit 1&2

Gambar di atas adalah single line dari sistem kelistrikan PLTU Tanjung Jati dimana bagian-bagiannya :

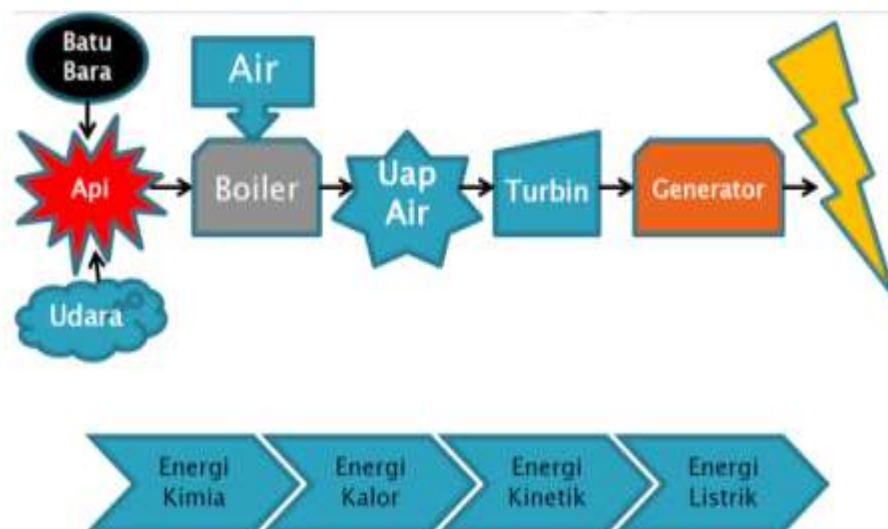
1. Generator merupakan penghasil listrik dengan cara putaran rotor di beri gaya magnet melalui eksitasi sehingga menghasilkan gaya gerak listrik.
2. GCMCB sebagai penghubung listrik generator dengan jaringan, dalam GCMCB terdapat sincronizer, yang berfungsi untuk menyamakan tegangan, frekuensi dan sudut phase generator dan jaringan sebelum CB terhubung.
3. UT A dan UT B adalah Unit Transformer step down 22 kV/10 kV dimana dibagi menjadi 2 yaitu Board A dan B.
4. Station Board untuk kebutuhan konsumsi listrik di Common, seperti Water Treatment Plant, FGD, Coal Handling, dan lain-lain.

5. GT (Generator Transformer) step up dari 22 kV dinaikkan menjadi 500 kV.
6. AVR (Automatic Voltage Regulator) untuk menstabilkan pembacaan tegangan dan ampere untuk kebutuhan eksitasi.

2.3. Siklus Rankine

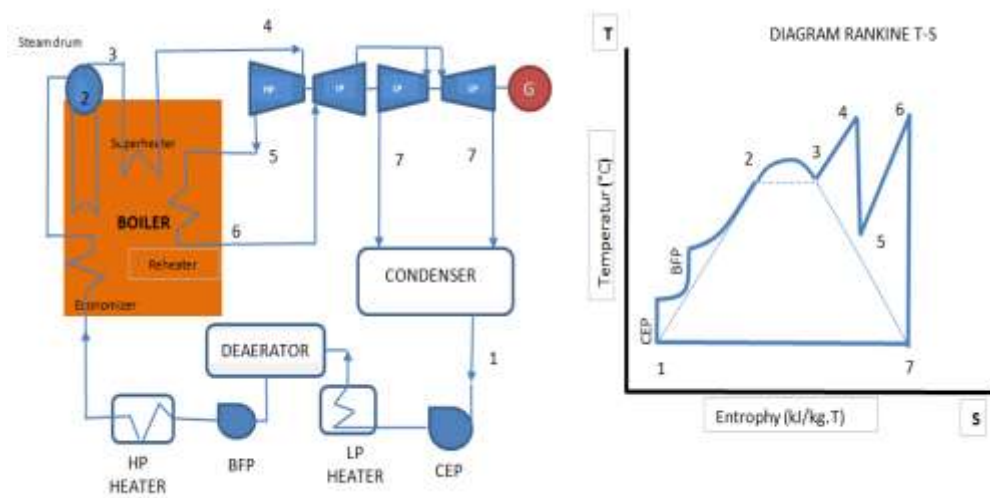
Siklus Rankine adalah sebuah siklus yang mengkonversi energi panas menjadi kerja / energi gerak. Dikembangkan oleh William John Macquorn Rankine pada abad ke-19 dan sejak saat itu banyak diaplikasikan pada mesin-mesin uap. Saat ini, siklus Rankine digunakan pada pembangkit-pembangkit listrik dan memproduksi 90% listrik dunia.

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Tanjung Jati B merupakan pembangkit listrik berbahan bakar batubara yang system kerjanya dengan menggunakan fluida kerja uap (steam) untuk memutar turbin yang tersambung dengan rotor generator untuk menghasilkan listrik. Dalam proses produksi listrik, terjadi banyak proses konversi energi. Proses konversi energi sendiri merupakan proses perubahan energi berdasarkan perubahan bentuk dan sifatnya (Sunarwo dan Supriyo, 2015)



Gambar 2.6 Proses konversi energy dalam PLTU batubara

Berawal dari proses di dalam boiler dimana energi kimia yang terkandung dalam batubara yang dikonversi menjadi energi kalor dalam proses pembakaran untuk memanaskan air dalam boiler untuk diubah menjadi uap. Kemudian dikonversi lagi menjadi energi kinetik berupa aliran uap (steam), selanjutnya dikonversi menjadi energi mekanik melalui putaran turbin dan pada proses akhirnya energi mekanik tersebut dikonversikan menjadi energi listrik melalui generator (Sunarwo dan Supriyo, 2015)



Gambar 2.7 Proses diagram rankine PLTU Batubara Tanjung Jati B

Bagian-bagian dari siklus rankine sesuai dengan penomoran pada gambar di atas adalah sebagai berikut :

- 1-2 , yaitu proses pemompaan dan pemanasan air umpan Boiler, dari air kondenser, CEP, LP Heater, Deaerator, HP Heater, Economiser, Steam drum.
- 2-3, yaitu proses pemanasan air dalam boiler, terjadi perubahan fase dari air umpan menjadi uap basah proses perubahan fase ini terjadi di dalam steam drum.
- 3-4, yaitu proses pemanasan uap basah (saturated steam) menjadi uap kering (superheated steam), proses ini terjadi dalam superheater.

- d. 4-5, yaitu proses terjadinya ekspansi uap dalam turbin, steam memutarakan turbin, disini terjadi penurunan tekanan dan temperatur setelah uap keluar dari HP (High Pressure) turbin.
- e. 5-6, yaitu proses pemanasan ulang uap dari HP turbin dipanaskan lagi di Reheater boiler, dimana temperatur uap dinaikkan menjadi uap kering.
- f. 6-7, yaitu proses ekspansi turbin lagi, uap digunakan lagi untuk memutarakan turbin di IP dan LP Turbin.
- g. 7-1, yaitu proses uap keluaran dari LP Turbin dikondensasikan dalam kondenser.

2.4. Komponen Utama PLTU

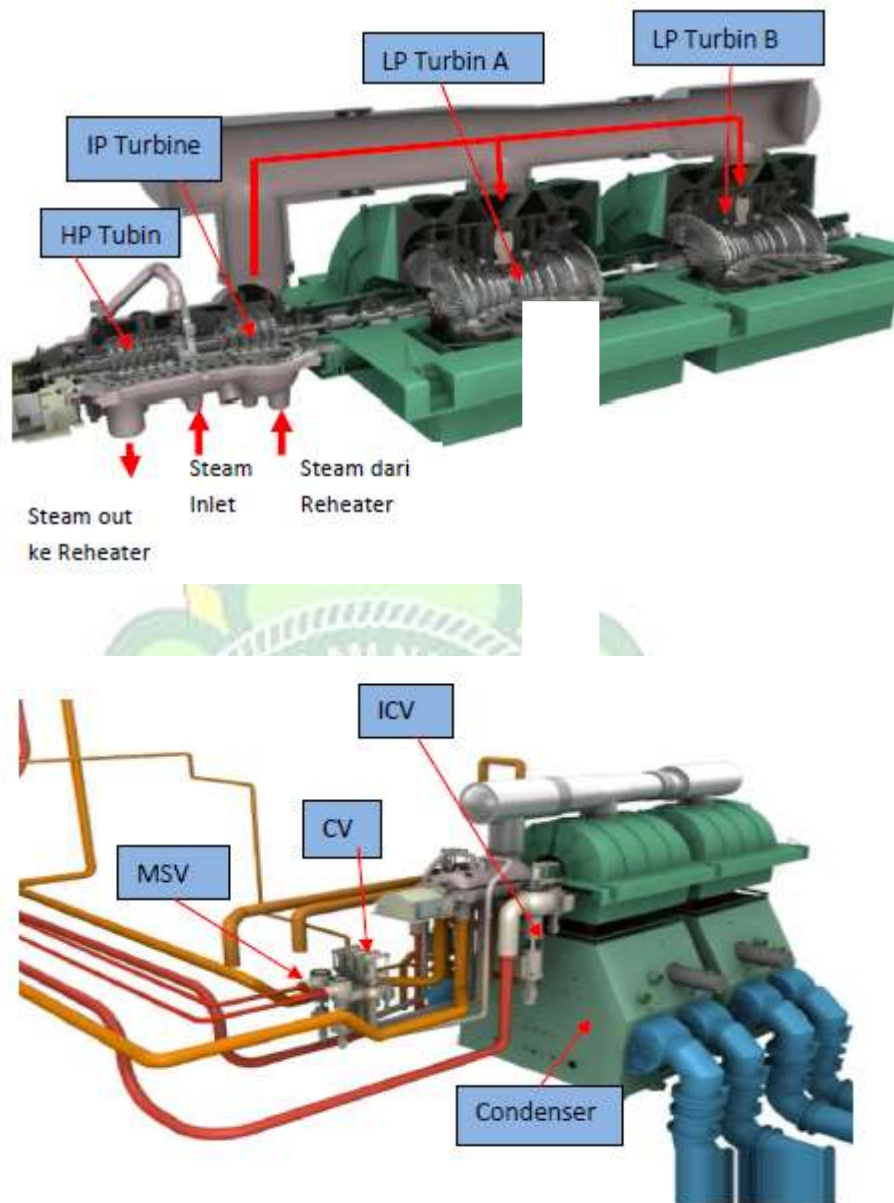
Beberapa komponen utama dalam PLTU diantaranya Turbin, Generator, dan Boiler.

2.4.1. Turbin

Turbin berfungsi untuk merubah energi fluida kerja menjadi energi mekanik yang berupa putaran pada rotor turbin yang terhubung pada rotor generator.

Dalam satu shaft turbin, terdapat 4 flow uap yang masuk ke dalam turbin, oleh karena itu turbin ini disebut Tandem Compound, di antaranya terdiri dari HP Turbin, IP Turbin, LP A dan LP B turbin. IP dan LP Turbin memanfaatkan sisa tekanan dari HP Turbin, karena tekanannya masih besar dimanfaatkan lagi untuk memutarakan turbin agar kinerja turbin lebih ringan dan efisien.

Tipe Turbin adalah Tandem Compound, 4 Flow Exhausts (HP, IP, 2 x LP Turbin) Single Reheat, Kondensasi steam Turbine, Turbin Impulse. HP (High Pressure) Turbin terdapat 7 Stage, IP (Intermediate Pressure) Turbine terdapat 5 Stage, LP (Low Pressure) Turbin terdapat 4 x 6 Stage.



Gambar 2.8. Komponen dari proses steam turbine

Adapun komponen-komponen yang ada dalam steam turbine di PLTU Tanjung Jati B ini diantaranya :

1. MSV (Main Stop Valve) Turbin

MSV adalah katup/valve untuk membuka atau menghentikan laju aliran steam yang masuk turbin, dimana terdapat 2 katup yaitu MSV A dan MSV B

2. CV (Control Valve) Turbin

Control Valve Turbin atau dapat kita sebut governor valve berfungsi sebagai katup untuk mengontrol laju aliran steam yang masuk ke HP (High Pressure) turbin sesuai dengan beban yang diinginkan, dimana besarnya bukaan dari katup tersebut sesuai dengan load generator, laju aliran steam akan semakin besar jika load generator semakin tinggi. CV turbin disini terdapat 4 valve (katup), yaitu CV1, CV2, CV3, CV4.

3. ICV (Intermediate Control Valve)

ICV yaitu katup untuk mengontrol laju aliran uap ke IP Turbin, dimana terdapat 2 katup yaitu ICV A dan ICV B

4. HP (High Pressure) Turbin

HP Turbin adalah awal masuknya uap dari Boiler ke turbin di mana tekanan uapnya masih tinggi, makanya di sebut sebagai High Pressure Turbin

5. IP (Intermediate Pressure) Turbin

IP Turbin memanfaatkan sisa tekanan uap dari keluaran HP Turbin yang sudah dipanaskan lagi di Reheater Boiler dimana tekanannya masih menengah dan dimanfaatkan lagi untuk memutar turbin dimana uap masuk ke IP Turbin.

6. LP (Low Pressure) Turbin

Uap yang masuk ke LP Turbin memanfaatkan sisa tekanan uap dari keluaran IP Turbin dimana tekanannya sudah rendah (low pressure), tapi masih bisa digunakan untuk memutar turbin.

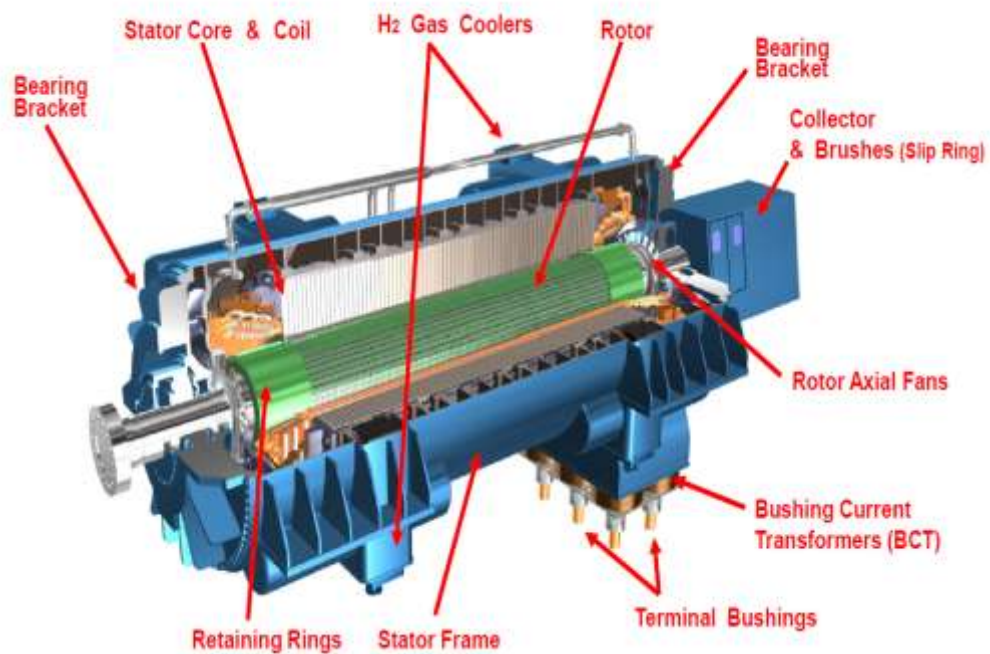
7. Kondenser

Kondenser berfungsi untuk mengkondensasikan uap yang keluar dari LP Turbin dengan cara uap didinginkan dengan air laut. Air laut mengalir di dalam pipa-pipa pendingin yang jumlahnya sangat banyak dalam kondensator dan steam yang bersentuhan dengan pipa tersebut akan berubah menjadi air kondensat karena adanya

perpindahan panas maka terjadi penurunan temperatur pada uap dan berubah menjadi kondensat.

2.4.2. Generator

Generator berfungsi untuk merubah energi mekanik yang berupa putaran pada rotor magnet menjadi energi listrik. Generator terdiri dari Rotor dan Stator. Daya magnet pada rotor bisa di atur dengan excitasi atau diinjek arus DC pada rotor. Semakin besar daya magnet pada rotor maka load yang dihasilkan pada stator akan semakin besar. Berikut adalah bagian-bagian dari generator :



Gambar 2.9. Bagian –bagian dari generator PLTU Tanjung jati B

Type	: Rotating Field, Cylindrical Rotor, Totallyenclosed, synchronous Generator
Kapasitas	: 802000 kVA Continous
Jumlah phase	: Tiga (3) Phase
Frequecsi	: 50Hz
Jumlah phole	: 2
Speed	: 3000 rpm/min

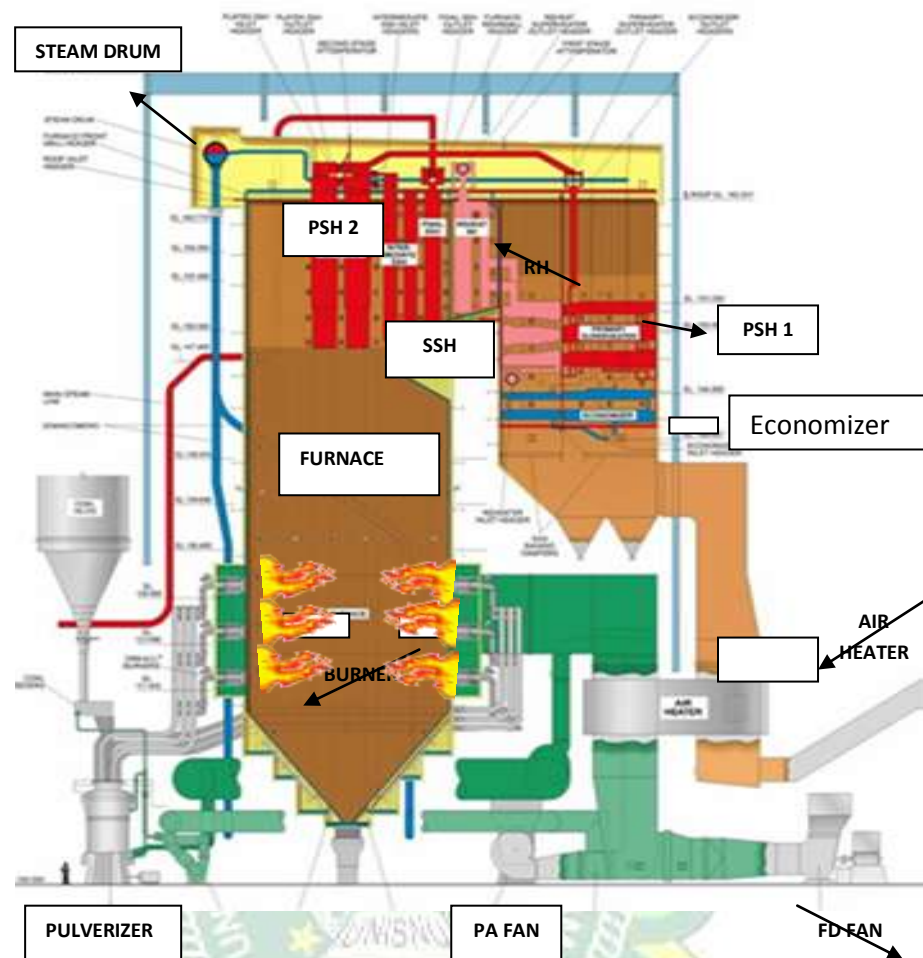
Rate Voltage	: 22.8 Kv
Power Factor	: 0.9 Lagging
Cooling	: Stator winding : Direct water cooled
Stator core	: Direct H2 cooled
Rotor	: Direct H2 cooled
Insulation Class	: Class F
Temperature Rise	: Not exceed class B
Short Circuit Ratio	: > 0.5
Applied Standar	: IEC 34-1 (1994)

2.4.3. Boiler

Boiler adalah mesin untuk memanaskan air menjadi uap, bahan bakar yang digunakan di PLTU ini adalah batu bara yang sudah dilembutkan dengan menggunakan Pulverizer, kemudian di transfer ke ruang bakar (Furnace) dengan menggunakan udara dari PA Fan, dan ditambahkan udara pembakaran dari FD Fan di dalam Burner untuk memenuhi kebutuhan oksigen agar batubara dapat terbakar secara sempurna. Dalam Boiler ini terdapat 6 pulverizer dimana masing-masing Pulverizer terdapat 6 Burner.

Kapasitas Boiler :

1. Main Steam Flow : 2313 Ton/Jam, Main Steam Temperatur : 541^o C, Main Steam Pressure : 174 barg.
2. Reheater Flow : 1895 Ton/ Jam, Reheater Temperatur : 539 °C, Reheater Pressure : 37.9 barg
3. Batubara flow : normal operation jalan 5 Pulverizer, dengan flow masing-masing 60 ton/jam saat full load, jadi total pemakaian batubara 300 ton/jam saat unit full load atau tergantung dari energi yang terkandung dalam batubara (kcal/kg).



Gambar 2.10. Bagian-bagian Boiler PLTU TanjungJati B

Adapun peralatan maupun bagian-bagian dalam Boiler ini adalah sebagai berikut :

1. FD (Force Draft) Fan berfungsi untuk mensupply udara pembakaran ke burner
2. PA Fan berfungsi untuk mentransfer batubara dari pulverizer menuju Burner
3. Air Heater sebagai tempat heat transfer antara Flue gas dan udara dari FD fan maupun dari PA fan. Di satu sisi untuk memanaskan udara di sisi lain untuk mendinginkan Flue Gas (gas buang dari furnace).
4. ID (Induct Draft) Fan sebagai exhaust gas dari boiler/Furnace.

5. Pulverizer berfungsi untuk melembutkan batu bara dengan cara di giling, dipanaskan dengan udara panas dan di clasifier.
6. Steam Drum berfungsi untuk menampung air Boiler untuk di panaskan menjadi uap (steam)
7. Super Heater berfungsi untuk memanaskan uap basah dari steamdrum sehingga menjadi uap kering (superheat) dimana superheater ada 3 tahap yaitu Primary Super Heater 1 (PSH 1), PSH 2, dan Secondary Superheater (SSH).
8. Economizer berfungsi untuk pemanas awal air sebelum masuk Boiler dengan memanfaatkan panas dari gas buang
9. Reheater berfungsi untuk memanaskan kembali uap yang keluar dari HP Turbin untuk dialirkan kembali memutarakan turbin.

2.5.Heat Rate PLTU batu bara

2.5.1. Net Plant Heat Rate (NPHR)

NPHR atau juga disebut dengan Unit Net Heat rate adalah ukuran kinerja termal dari peralatan boiler-turbin-generator yang beroperasi dalam kombinasi sebagai sebuah unit dan didefinisikan sebagai jumlah energi dari bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan satu unit energi listrik. Heat rate ditentukan dalam kcal / kWh (Hanif Guntoro, 2016).

$$HR_n = \frac{HR_T}{\frac{E_B}{100} * \frac{E_{tr}}{100} * \left[1 - \frac{P_{AUX}}{P_G - P_{EXC}} \right]} + HR_{losses} \dots\dots\dots(2.1)$$

Dimana:

- HR_n = Unit heat rate (kcal/kWh)
- HRT = Turbine heat rate (kcal/kWh)
- HR_{Losses} = Heat Rate karena rugi-rugi lain(kcal/kWh)
- E_B = Boiler efficiency (%)
- E_{tr} = Generator transformer efficiency (%)

- P_{AUX} = Auxiliary power/ pemakaian listrik untuk konsumsi unit (kW)
- P_G = Generator output (kW)
- P_{EXC} = Excitation power (kW)

2.5.2. Turbin Heat rate

Turbine heat rate adalah jumlah kalor yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik sebesar 1 kWh, dan dinyatakan dalam kcal/kWh. Turbine heat rate menunjukkan perbandingan dari energi total yang digunakan untuk memutar turbin, dengan energi listrik nett yang dihasilkan oleh generator (Sunarwo dan Supriyo, 2015). Turbine Heat rate dapat dikalkulasi dengan formula sebagai berikut :

$$HR_T = \frac{(M_1 * H_1) - (M_1 * H_f) + (Mis_1 + Mis_2) * (H_f - His) + M_2(H_3 - H_2) + Mir * (H_3 - Hir)}{4.1868 * (P_G - P_{EXC})} \dots\dots\dots(2.2)$$

Dimana :

- HR_T = Turbine heat rate (kcal/kWh).
- H_1 = Main Steam (Uap utama yang ke Turbin) enthalpy (kJ/kg).
- H_2 = Cold reheat steam (uap inlet Reheater) enthalpy (kJ/kg).
- H_3 = Hot reheat steam (uap setelah keluar Reheater) enthalpy (kJ/kg).
- H_f = Final Feed water (air umpan boiler) enthalpy (kJ/kg).
- His = Total Super-heater spray water enthalpy (kJ/kg).
- Hir = Re-heater spray water enthalpy (kJ/kg).
- M_1 = Main steam flow (laju aliran uap) ke turbin (kg/h).
- M_2 = Steam flow inlet Reheater (Cold Reheat) (kg/h).
- Mis_1 = Super-heater spray 1st water flow (kg/h).
- Mis_2 = Super-heater spray 2nd water flow (kg/h).
- (Spray water digunakan untuk mendinginkan uap supaya tidak terlalu panas)
- Mir = Re-heater spray water flow (kg/h)
- M_f = Final feed water flow (kg/h)

P_G = Generator output power(kW)

P_{exc} = Excitation power (kW)

2.5.3. Efisiensi Turbin (E_T)

Efisiensi turbin merupakan parameter yang menyatakan derajat keberhasilan komponen atau sistem turbin mendekati desain atau proses ideal dengan satuan % (Sunarwo, 2015).Dapat dirumuskan sebagai berikut

$$E_T = \frac{\text{Energi Kalor dalam 1 kwh}}{\text{Heat rate turbin } (\frac{kJ}{kwh})} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana :

E_T : Efisiensi turbin

Energi kalor/kwh : 3600 kJ

2.5.4. Heat Rate rugi-rugi lain (HR_{Losses})

Heat rate rugi-rugi disiniyaituheat rateLosses yang disebabkan karena adanya kebocoran, pembuangan air maupun uap, misalnya seperti pembuangan air Boiler (Blowdown), Uap Sootblow (uap yang di blow di dalam Boiler untuk membersihkan kerak-kerak dari bahan bakar), venting deaerator (uap yang di buang untuk mengurangi kandungan oksigen dalam uap), dan lain sebagainya (Hanif Guntoro,2016). Dapatdihitung dengan rumus:

$$HR_{Losses} = \frac{HL_{bdw} + HL_{sb} + HL_{wl} + HL_{sl} + HL_{dv} + HL_{aux}}{4.10868 * (P_G - P_{EXC})} \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana:

HR_{losses} = Heat rate karena rugi-rugi lain (kcal/kWh)

HL_{bdw} = Rugi-rugi total air blowdown boiler , (kJ/h)

HL_{sb} = Rugi-rugi steam untuk Sootblow, (kJ/h)

HL_{wl} = Rugi –rugi kebocoran air (water losses), (kJ/h)

HL_{sl} = Rugi-rugi kebocoran uap (Steam losses), (kJ/h)

HL_{dv} = Rugi-rugi Deaerator vent , (kJ/h)

HL_{aux} = Rugi-rugi kebocoran Auxiliary steam , (kJ/h)

P_G = Generator output (kW), measured.

P_{EXC} = Excitation power (kW), measured.

2.5.5. Efisiensi Boiler (MesinUap)

Efisiensi panas boiler adalah persentase dari energy panas masuk yang efektif digunakan untuk membangkitkan uap/steam.(Denny Surindra, 2013). Efisiensi boiler digunakan untuk mengetahui tingkat kinerja boiler.

Metoda perhitungan bisa digunakan dengan 2 metode, yaitu :

1.) Metode Perhitungan secara langsung

Metode secara langsung dengan perbandingan antara panas masuk(HeatInput) dan panas yang dihasilkan (Heat output). Panas Masuk adalah energi panas yang di hasilkan oleh bahan bakar (Kcal/jam). Panas Keluar adalah energi yang dihasilkan dari uap yang dikeluarkan dari Boiler(Kcal/jam).Perhitungan lebih sederhanaakan tetapi hasilnya masih kurang sempurna. Formula dari efisiensi Boiler (E_b) secara langsung sebagai berikut :

$$E_b = \frac{\text{Heat output}}{\text{Heat input}} \times 100\%$$

$$E_b = \frac{\text{Energi total fluida}}{\text{Energi masukan bahan bakar total}} \times 100\%$$

$$= \frac{M_1(H_1 - H_f) + M_2(H_3 - H_2)}{M_{fuel} \times HHV} \times 100 \dots \dots \dots (2.5)$$

Dimana :

H1 = Entalpi uap kering (Superheated) yang masuk HP Turbin per kilogram steam,(kJ/kg)

H_f = Entalphi air umpan per kilo gramair (kJ/kg)

M1 = Jumlah steam yang dibangkitkan perjam (kg/jam)

M_{fuel}= Jumlah konsumsibahan bakar yang digunakan perjam (kg/jam)

HHV = (Higher Heating Value) nilai kalori tertinggi dalam bahan bakar per kilo gram (kJ/kg)

2.) Metode perhitungan secara tidak langsung

Metode perhitungan boiler efisiensi secara tidak langsung didefinisikan panas keluar dibagi dengan panas masuk keseluruhan termasuk kehilangan panas total dan kredit panas, dilambangkan dalam persentase. Metode ini menggunakan perhitungan Heat Loss, membutuhkan data yang sangat banyak dan memperhitungkan setiap sistem boiler dan membutuhkan fasilitas lab yang lengkap untuk analisis, tapi hasilnya lebih aktual. Efisiensi Boiler dihitung dengan formula :

$$E_B = \left(\frac{\text{HeatOutput}}{\text{HeatInput}} \right) * 100$$
$$= \left[1 - \left(\frac{L}{H_f + B} \right) \right] * 100 \dots\dots\dots(2.6)$$

Keterangan :

E_B = Boiler HHV gross efficiency (% Total input)

L = Total Losses (kJ/kg fuel)

H_f = Heat from fuel (kJ/kg fuel): Higher Heating Value basis at constant pressure

B = Total Heat Credit (kJ/kg fuel)

$$L = LUC + LG' + Lmf + LH + LmA + LB + Lun \dots\dots\dots(2.7)$$

LUC = Heat loss karena (Unburn carbon) carbon yang tidak terbakar

LG' = Heat Loss karena (Heat in dry flue gas) panas gas buang

Lmf = Heat Loss karena (Moisture in fuel) kelembaban bahan bakar

- LH = Heat Loss karena kelembapan dari pembakaran Hydrogen
- LmA = Heat Loss karena kelembapan udara
- LB = Heat Loss karena Surface / permukaan radiasi dan konveksi
- Lun = Heat Loss yang tidak terukur (Unmeasured Loss)

2.5.6. Actual Generator Transformer Efficiency

Merujuk dari manual book thosiba PCD-GMH-XITJ-1033 Appendix A, Main Transformer Efficiency kurva untuk Tanjung Jati B Unit 1 & 2, 2x660 MW (net), dapat kita lihat pada gambar grafik di bawah ini (Hanif Guntoro, 2016) :



Gambar 2.11. Grafik generator efficiency berdasarkan Load

Untuk mencari MVA pada Generator maka Daya yang output Generator dalam MVA dikurangi daya auxiliary (pemakaian daya untuk kebutuhan unit sendiri)

$$S_{GT} = \text{Generator transformer load dalam MVA,} \\ S_{GT} = S_{gen} - (S_{UTA} + S_{UTB} + S_{EXC}) \dots\dots\dots(2.8)$$

S_{gen} = Daya semu generator gross (MVA)

S_{UTA} = Daya semu Unit Transformer A (MVA)

S_{UTB} = Daya semu Unit Transformer B (MVA)

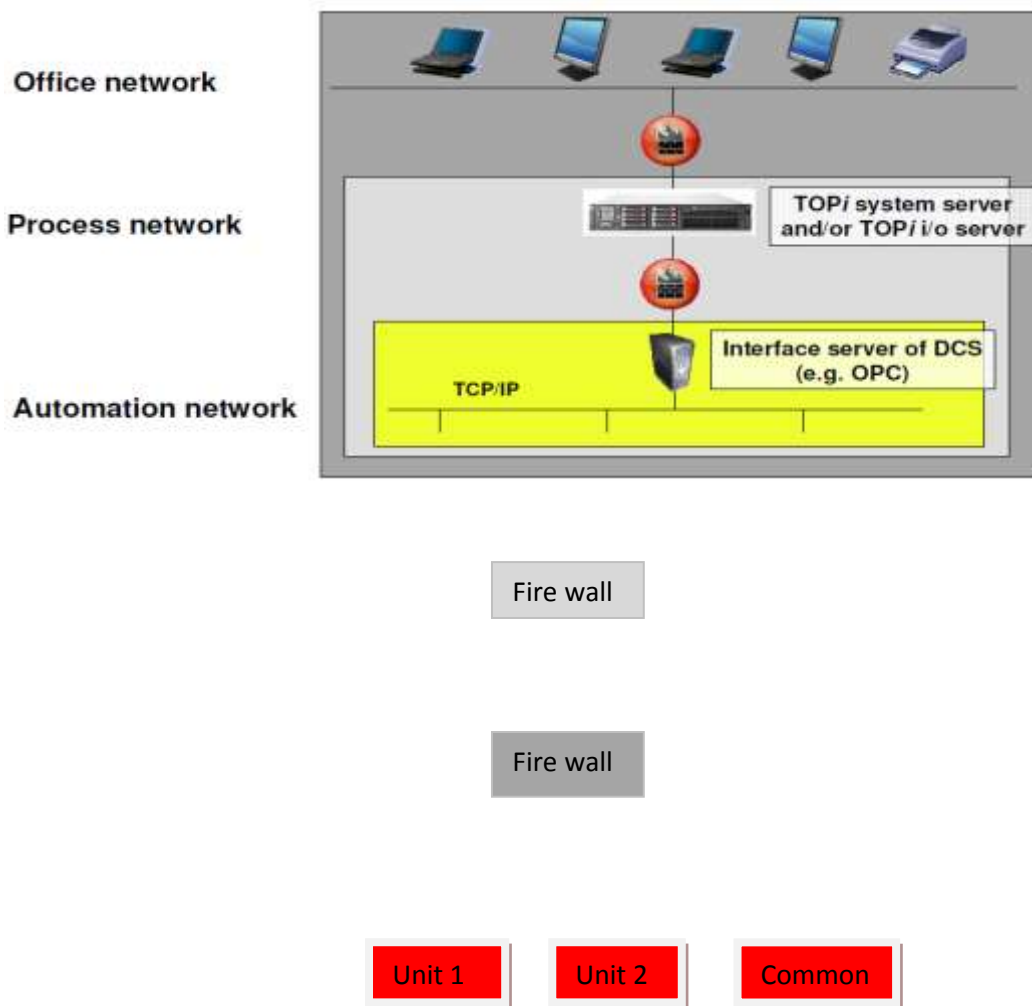
S_{EXC} = Daya semu Excitasi Transformer (MVA)

Untuk 3 phasa maka Daya semu (S) dapat dirumuskan di bawah ini :

$$S = V \cdot I \cdot \sqrt{3} \dots\dots\dots(2.9)$$

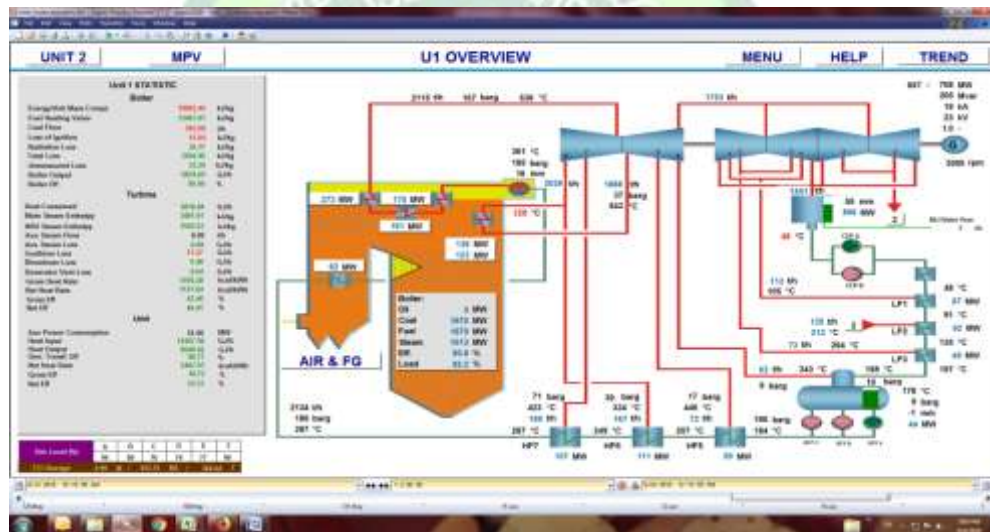
2.6. Simulation TOP i Solvo

TOP i adalah sarana untuk mengumpulkan dan memproses data operation secara online dan untuk melihat kondisi performance unit yang sudah terkoneksi dan dapat di monitor di kantor oleh pihak-pihak yang berwenang di perusahaan pembangkit tersebut seperti manager, performance team, direktur, maupun operator. TOP i juga dapat dilihat oleh ekspatriat dari luar negeri sebagai konsultant perusahaan secara online yang diberi wewenang secara khusus.



Gambar 2.12. Jaringan koneksi operasional dan Top I

1. Automation network yaitu Jaringan computer control room operation pembangkit PLTU Tanjung Jati terdiri dari Unit 1, Unit 2, Common (FGD, WTP, dan lain-lain).
2. Process network yaitu Proses penyimpanan data operation di TOP I server, dimana data akan tersimpan dan akan disimulasi perhitungan performanya dari pembangkit PLTU tersebut.
3. Office network yaitu jaringan computer yang ada di office untuk memonitor performa unit PLTU yang ada di kantor manajer, direktur, performance team, operator office dan pihak-pihak yang diberi wewenang oleh perusahaan.



Gambar 2.13. Tampilan data proses PLTU Unit 1 dengan Top I

Hasil simulasi dari data-data operational akan terupdate terus dalam TOP-i dan server dapat menyimpan data ke dalam database baik dat dari alat ukur, maupun hasil simulasi perhitungan, seperti Boiler efisiensi, Turbin heat rate, Turbin efisiensi, Unit heat rate dan lain sebagainya.