

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1. Audit Energi pada Sektor Industri

Audit energi adalah teknik yang dikembangkan untuk mengurangi penggunaan energi, kontrol, dan juga proses yang tidak perlu untuk meningkatkan efisiensi energi. Konservasi energi selama bertahun-tahun telah menjadi kunci dalam hal menghemat biaya operasi yang tidak perlu pada industri. Setiap industri belum sepenuhnya hemat energi, hal ini harus dipastikan bahwa proses untuk memastikan penggunaan energi yang optimal dan efisien. (Das et al., 2015).

Energi, tenaga kerja, dan material adalah tiga biaya operasional teratas yang ada di industri. Penurunan konsumsi energi adalah upaya yang dapat menurunkan biaya operasional paling signifikan. Audit energi adalah pilihan terbaik untuk keluaran dan kualitas yang sama tetapi konsumsi energi yang dikurangi. Ruang lingkup perbaikan dapat dengan mudah diidentifikasi dan dipahami melalui audit energi. Program pemeliharaan preventif dan pengendalian kualitas yang penting untuk kegiatan produksi dan pemanfaatan dilakukan dengan orientasi positif dari audit energi. Biaya energi, ketersediaan dan keandalan pasokan energi, bauran energi yang tepat, identifikasi teknologi konservasi energi dilakukan melalui program audit tersebut. Penyusunan rekomendasi peningkatan kinerja energi melalui studi kelayakan teknis dengan pertimbangan ekonomi dan organisasi lainnya dalam waktu tertentu dilakukan dengan audit energi. Konsumsi energi per unit keluaran produk pada biaya operasi yang lebih rendah dilakukan dengan audit energi. Audit energi memberikan tolak ukur dalam pengelolaan energi dalam organisasi dan juga memberikan dasar untuk perencanaan penggunaan energi yang lebih efektif di seluruh bagian organisasi (Kumar, 2018).

Berdasarkan tingkat analisa dari audit energi dibagi menjadi tiga yaitu:

1. *Walk-Through* Audit (level 1)

Walk-Through Audit bertujuan untuk mengetahui pengelolaan energi sebuah industri secara umum. Pengumpulan data dilakukan melalui observasi singkat, wawancara, dan tanpa ada pengukuran langsung. Hasil dari *Walk-Through* Audit adalah evaluasi pemanfaatan energi dan intensitas energi.

2. Preliminary Audit (level 2)

Preliminary Audit bertujuan untuk mengetahui profil pemanfaatan energi sebuah industri, serta mengidentifikasi potensi penghematan energi. Preliminary Audit sudah mengambil beberapa pengukuran sesaat. Audit ini dapat memberikan rekomendasi penghematan energi untuk jangka pendek yang mudah dilaksanakan.

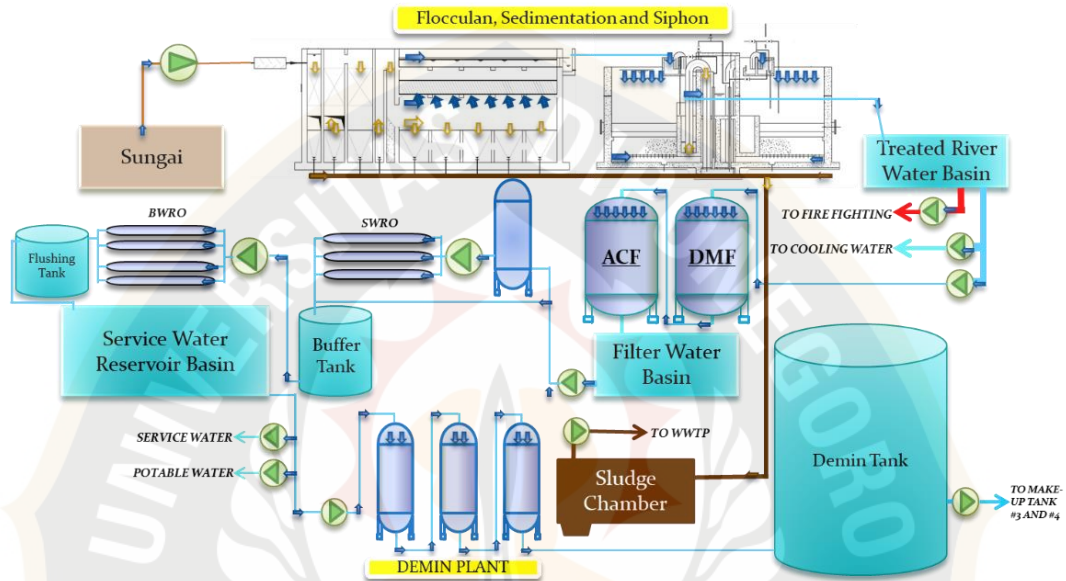
3. Audit Energi Detail (level

Audit energi detail dilakukan dengan kajian teknis yang lebih detail melalui pengukuran data yang lebih lengkap. Rekomendasi perbaikan yang dihasilkan audit detail lebih lengkap untuk target implementasi jangka pendek, menengah, dan panjang. Selain itu rekomendasi yang diberikan juga sudah menghitung potensi penghematan energi, biaya investasi, dan estimasi pengembalian modal investasi perbaikan energi (Setyanto & Putra, 2019).

II.2. Proses Produksi PLTU Batubara

PLTU adalah sebuah sistem yang berfungsi untuk mengkonversi energi kimia dari bahan bakar menjadi energi listrik. Peralatan utama dari pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) berbahan bakar batubara adalah boiler, turbin, generator dan sistem pendingin. Boiler berfungsi untuk merubah energi kimia menjadi energi panas, panas yang dihasilkan boiler dimanfaatkan untuk memanaskan air dalam pipa boiler menjadi uap kering dengan temperatur dan tekanan tinggi. Uap tersebut kemudian dipakai untuk memutar turbin yang dikopel langsung dengan generator untuk menghasilkan energi listrik. Setelah melewati turbin uap, uap yang bertekanan dan bertemperatur tinggi yang berasal dari boiler tadi menjadi uap basah

dari 10 ppb dan *conductivity* kurang dari 1 $\mu\text{s}/\text{cm}$. Air produk *demin plant* ditampung di *demin tank*. Proses pengolahan air sungai terlihat pada gambar 2.2.



Gambar 2.2. Diagram skematik proses pengolahan air sungai pada WTP

II.3. Listrik Pemakaian Sendiri

Sebagian listrik yang dihasilkan generator akan digunakan untuk menggerakkan motor-motor yang ada pada pembangkit melalui *Auxiliary Transformer*, kebutuhan listrik tersebut dikenal juga sebagai listrik pemakaian sendiri. Listrik pemakaian sendiri dikategorikan ke dalam listrik pemakaian untuk unit dan untuk *common*. Listrik pemakaian untuk unit adalah daya yang digunakan untuk menggerakkan peralatan pada masing-masing unit sedangkan pemakaian listrik *common* adalah daya yang digunakan untuk menjalankan alat bantu umum dan peralatan lainnya (Mandi & Officer, 2010).

Listrik yang dihasilkan oleh generator disebut sebagai daya gross. Sedangkan daya neto yang dihasilkan oleh pembangkit adalah daya gross dikurangi listrik pemakaian sendiri, kerugian *Unit Auxiliary Transformer* (UAT), dan *Generator*

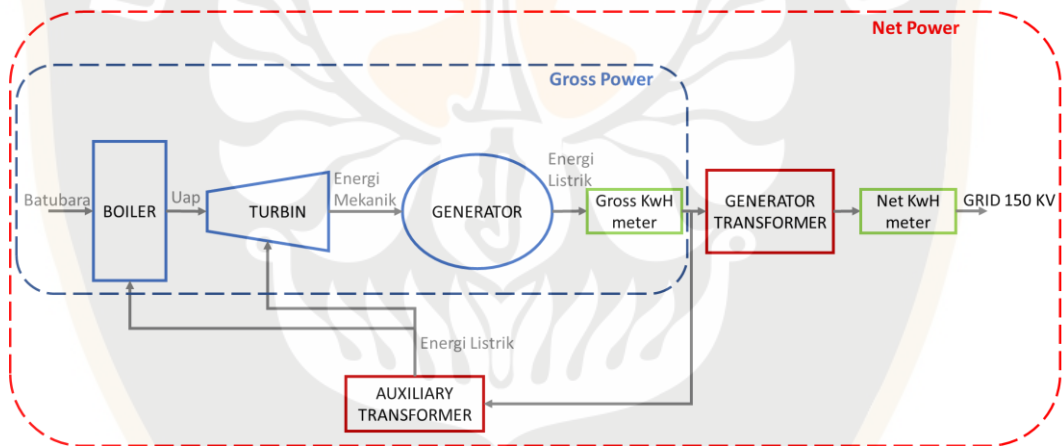
Transformer (GT). Daya gross pada pembangkit diukur dan direkam oleh kWh meter pada keluaran generator, sedangkan daya neto diukur dan direkam oleh kWh meter pada keluaran *generator transformer*, daya keluaran *generator transformer* sudah dikurangi oleh kerugian pada GT dan UAT. Perhitungan daya neto pembangkit menggunakan persamaan 1.

$$P_{\text{neto}} = P_{\text{gen}} - P_{\text{aux}} - GT_{\text{Loss}} - UAT_{\text{Loss}} \dots \dots \dots (1)$$

Dengan

- P_{neto} : daya neto pembangkit (kW)
- P_{gen} : daya generator (kW)
- P_{aux} : daya pemakaian sendiri (kW)
- GT_{Loss} : kerugian GT (kW)
- UAT_{Loss} : kerugian UAT (kW)

Ruang lingkup daya gross dan daya neto pada PLTU terlihat pada gambar 2.3.



Gambar 2.3. Ruang lingkup daya gross dan daya neto pada PLTU

II.4. Analisa Efisiensi Boiler

Efisiensi boiler adalah perbandingan antara energi uap yang dihasilkan boiler dengan energi bahan bakar yang masuk ke boiler. Ada dua cara untuk menganalisa kinerja boiler yaitu dengan metode langsung dan kerugian panas.

II.4.1. Efisiensi boiler metode langsung

Metode langsung adalah metode yang paling cepat dan mudah untuk menghitung efisiensi boiler. Pada metode ini, persentase keluaran panas total dibandingkan dengan masukan panas dihitung untuk mengetahui efisiensi boiler. Dimana perolehan energi fluida kerja (air dan uap) dibandingkan dengan kandungan energi bahan bakar boiler. Metode ini juga dikenal sebagai metode input-output, karena metode ini hanya membutuhkan keluaran energi uap dan masukan panas bahan bakar untuk menghitung efisiensi boiler. Pengukuran masukan panas membutuhkan data nilai kalori bahan bakar dan laju aliran bahan bakar dalam satuan massa atau volume, sesuai dengan sifat bahan bakar. Perhitungan boiler efisiensi dengan metode langsung menggunakan persamaan 2.

$$\eta (\%) = \frac{(m_{MS} \cdot h_{MS}) + (m_{MU} \cdot h_{MU}) - (m_{FW} \cdot h_{FW}) - (m_{SHS} \cdot h_{SHS})}{mf \cdot HHV} \dots\dots (2)$$

Dengan

- mMS : laju aliran massa *main steam* (t/h)
- hMS : entalpi *main steam* (kCal/kg)
- mMU : laju aliran massa *make-up water* (t/h)
- hMU : entalpi *make-upwater* (kCal/kg)
- mFW : laju aliran massa *feedwater* (t/h)
- hFW : entalpi *feedwater* (kCal/kg)
- mSHS : laju aliran massa *spray superheater* (t/h)
- hSHS : entalpi *spray superheater* (kCal/kg)
- mf : laju aliran massa bahan bakar (t/h)
- HHV : *High Heating Value* bahan bakar (kCal/kg)

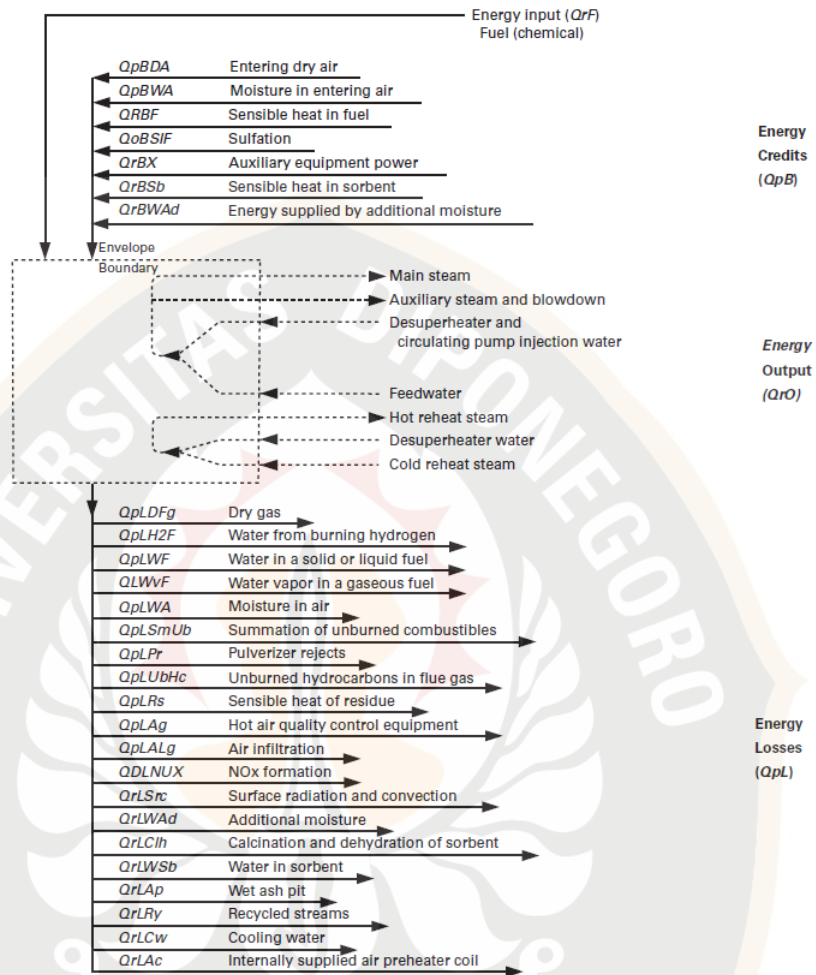
Kelebihan dari metode ini adalah parameter yang diperlukan untuk perhitungan jumlahnya sedikit dan mudah diperoleh. Sedangkan kekurangan dari metode ini adalah tidak dapat mengetahui besarnya setiap kerugian yang ada pada boiler. Selain itu, akurasi pada alat ukur laju aliran

massa dan nilai kalori bahan bakar akan berdampak signifikan pada akurasi perhitungan efisiensi boiler. Jika efisiensi boiler 90% dengan kesalahan 1% dalam metode langsung akan mengakibatkan perubahan efisiensi yang signifikan, yaitu $90\% \pm 0,9\%$ atau diperoleh efisiensi boilernya 89,1% hingga 90,9% (P.Papireddy et al., 2018).

II.4.2. Efisiensi boiler metode kerugian panas

Kelemahan dari metode langsung dapat diatasi dengan metode ini, yang menghitung berbagai kerugian panas pada boiler. Efisiensi dapat diperoleh, dengan mengurangi total kerugian panas dari 100%. Keuntungan penting dari metode ini adalah kesalahan dalam pengukuran tidak membuat perubahan efisiensi yang signifikan, karena kerugian panas yang dihitung adalah bagian kecil dari sistem boiler. Jadi, jika kerugian boiler 10% dengan kesalahan 1% dengan metode tidak langsung akan mengakibatkan perubahan kerugian panas boiler yaitu $10\% \pm 0,1\% = 9,9\%$ hingga 10,1% atau sama dengan efisiensi boiler 89,9% hingga 90,1% (Narwal, 2017). Metode kerugian panas juga dikenal sebagai metode tidak langsung. ASME PTC-4 telah mengeluarkan standar perhitungan efisiensi boiler menggunakan metode kerugian panas, dengan revisi terakhir tahun 2013. Kesenjangan energi pada boiler seperti terlihat pada gambar 2.4.

Sekolah Pascasarjana



Gambar 2.4 Keseimbangan energi pada boiler (ASME PTC 4, 2013)

Dalam penelitian ini hanya menganalisa 10 jenis kerugian yang ada pada boiler. Perhitungan boiler efisiensi dengan kerugian panas menggunakan persamaan 3.

$$\eta (\%) = 100 - (L1 + L2 + L3 + L4 + L5 + L6 + L7 + L8 + L9 + L10) + QpB \dots (3)$$

Dengan

L1: Kerugian karena gas kering (%)

L2: Kerugian karena kadar air dalam batubara (%)

L3: Kerugian karena kadar hidrogen dalam batubara (%)

L4: Kerugian karena kadar air dalam udara pembakaran (%)

L5: Kerugian karena karbon tidak terbakar (%)

L6: Kerugian karena radiasi dan konveksi permukaan dinding boiler, nilainya sudah ditetapkan oleh pabrikan boiler (%)

L7: Kerugian yang tidak terukur, nilainya sudah ditetapkan oleh pabrikan boiler (%)

L8: Kerugian karena panas sensibel pada *bottom ash* (%)

L9: Kerugian karena panas sensibel pada *fly ash* (%)

L10: Kerugian karena terbentuknya karbon monoksida karena pembakaran tidak sempurna (%)

QpB: *Energy credit* total

Perhitungan kerugian karena gas kering menggunakan persamaan 4.

$$L1 (\%) = \frac{HDFgLvCr * MFrDFg}{HHV} * 100 \dots\dots\dots (4)$$

Dengan

HDFgLvCr : entalpi gas kering keluar dari air pre heater (tidak termasuk kebocoran udara pada air pre heater) (kJ/kg)

MFrDFg : massa gas kering keluar dari boiler (kg/kg-fuel)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Perhitungan kerugian karena kadar air dalam batubara menggunakan persamaan 5.

$$L2 (\%) = \frac{MFrWF * (HstLvCr - Hw)}{HHV} * 100 \dots\dots\dots (5)$$

Dengan

MFrWF : kandungan air pada batubara (kg/kg-fuel)

HStLvCr : entalpi uap (penguapan air) keluar dari *air pre heater* (tidak termasuk kebocoran udara pada *air pre heater*) pada 1 psia (kJ/kg)

HW : entalpi air pada temperature udara refrensi 33°C (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Perhitungan kerugian karena kadar hidrogen pada batubara menggunakan persamaan 6.

$$L3 (\%) = \frac{M_{frWH2F} * (H_{stLvCr} - H_w)}{HHV} * 100 \dots\dots\dots (6)$$

Dengan

M_{frWH2F} : kandungan air dari pembakaran hidrogen pada batubara (kg/kg-fuel)

H_{stLvCr} : entalpi uap (penguapan air) keluar dari air pre heater (tidak termasuk kebocoran udara pada air pre heater) pada 1 psia (kJ/kg)

H_w : entalpi air pada temperature udara refrensi 33°C (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Perhitungan kerugian kadar air dalam udara pembakaran menggunakan persamaan 7.

$$L4 (\%) = \frac{M_{FrWA} * H_{WvLvCr}}{HHV} * 100 \dots\dots\dots (7)$$

Dengan

M_{FrWA} : kandungan air pada udara (kg/kg-fuel)

H_{WvLvCr} : entalpi dari uap air saat keluar dari *air pre heater* tanpa kebocoran udara (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Perhitungan kerugian karena karbon yang tidak terbakar dalam batubara menggunakan persamaan 8.

$$L5 (\%) = M_{pUbC} * \frac{HHV_{CRs}}{HHV} * 100 \dots\dots\dots (8)$$

Dengan

M_{pUbC} : karbon tidak terbakar pada batubara, % mass

HHV_{CRs} : *heating value* dari karbon yang dihasilkan sebagai residu sebesar 33.700 kJ/kg

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Perhitungan kerugian karena panas sensibel pada *bottom ash* menggunakan persamaan 9.

$$L8 (\%) = \frac{xUcb * MFrR * Hcba}{HHV} * 100 \dots\dots\dots(9)$$

Dengan

xUcb : rasio bottom ash terhadap total ash

MFrR : massa residu abu hasil pembakaran (kg/kg-fuel)

Hcba : entalpi *bottom ash* (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Perhitungan kerugian karena panas sensibel pada *fly ash* menggunakan persamaan 10.

$$L9 (\%) = \frac{xUcf * MFrR * Hcfa}{HHV} * 100 \dots\dots\dots(10)$$

Dengan

xUcf : rasio *fly ash* terhadap total ash

MFrR : massa residu abu hasil pembakaran (kg/kg-fuel)

Hcfa : entalpi *fly ash* (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Perhitungan kerugian karena terbentuknya karbon monoksida akibat pembakaran tidak sempurna menggunakan persamaan 11.

$$L10 (\%) = \frac{23630 \text{ kJ} * DVpCO * MpCb / (DVpCO + DVpCO2)}{HHV} * 100 \dots\dots(11)$$

Dengan

MpCb : kadar karbon yang terbakar (%/kg-fuel)

DVpCO : kadar CO pada flue gas outlet *air preheater* (%)

DVpCO2 : kadar CO₂ pada flue gas outlet *air preheater* (%)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Energy credit adalah energi yang ditransfer ke dalam sistem boiler dari aliran massa yang masuk ke dalam sistem boiler, kecuali energi pembakaran dari bahan bakar serta energi dari reaksi eksotermis dalam lingkup boiler. Dalam perhitungan *energy credit* dibagi menjadi dua

kategori. Kategori pertama adalah *energy credit* yang dinyatakan dalam persentase terhadap input bahan bakar dan kategori kedua adalah *energy credit* yang dihitung dan dinyatakan dalam energi per satuan waktu. Pada penelitian ini memperhitungkan *energy credit* karena aliran udara kering masuk, *energy credit* karena kadar air pada aliran udara masuk, *energy credit* karena panas sensibel pada batubara (ASME PTC 4, 2013).

Energy credit karena aliran udara kering masuk adalah *energy credit* dari udara kering masuk ke dalam sistem boiler. Udara kering yang dimaksud berasal dari *primary air* dan *secondary air* yang digunakan untuk pembakaran ataupun apabila ada udara tambahan yang masuk ke boiler. Udara kering ini membawa energi. Entalpi udara kering dihitung pada temperatur rata rata udara memasuki sistem boiler. Perhitungan *energy credit* karena aliran udara kering masuk menggunakan persamaan 12.

$$Q1 (\%) = \frac{MFrDA * HDA}{HHV} * 100 \dots\dots\dots (12)$$

Dengan

MFrDA : massa udara kering (kg/kg-fuel)

HDA : entalpi udara kering sebelum masuk *air preheater* (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Energy credit karena kadar air pada aliran udara masuk adalah energi yang dibawa oleh uap air yang terkandung dari udara yang masuk ke dalam sistem boiler. Udara terdiri dari udara kering dan moisture. Pemisahan antara *credit* udara kering dan moisture untuk mempermudah perhitungan. Entalpi kadar air yang memasuki boiler dihitung pada temperatur rata-rata udara memasuki sistem boiler. Perhitungan *energy credit* karena kadar air pada aliran udara masuk menggunakan persamaan 13.

$$Q2 (\%) = \frac{MFrWA * HWv}{HHV} * 100 \dots\dots\dots (13)$$

Dengan

MFrWA : massa uap air dalam udara (kg/kg-fuel)

HWv : entalpi uap air dalam udara sebelum masuk *air preheater* (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

Energy credit karena panas sensibel pada batubara adalah energi yang dibawa dari aliran batubara saat memasuki sistem boiler. Energi yang dimaksud berbeda dengan energi input yang dihitung dari HHV batubara. Entalpi untuk bahan bakar yang berupa batubara dihitung dari entalpi *fixed carbon*, entalpi *ash*, entalpi *moisture* dan enthalpy *volatile matter* yang ada pada batubara. Kandungan *fixed carbon*, *moisture*, *volatile matter* dan *ash* pada batubara dianalisis dengan metode *proximate analysis*. Perhitungan *energy credit* karena panas sensibel pada batubara menggunakan persamaan 14.

$$Q3 (\%) = \frac{\frac{[MFrFc]}{100} * [HFcRe] + [MFrVm1] * [HVm1Re] + [MFrVm2] * [HVm2Re] + \frac{[MFrWF]}{100} * [HWRe] + \frac{[MFrAsF]}{100} * [HRsrRe]}{HHV}} * 100 \dots (14)$$

Dengan

MFrFc : Fixed Carbon Content (%)

HFcRe : entalpi fixed carbon (kJ/kg)

MFrVm1 : Volatile matter1 content (kg/kg-fuel)

HVm1Re : entalpi Volatile matter 1 (kJ/kg)

MFrVm2 : Volatile matter2 content (kg/kg-fuel)

HVm2Re : entalpi Volatile matter 2 (kJ/kg)

MFrWF : Total Moisture Content (%)

HWRe : entalpi total moisture (kJ/kg)

MFrAsF : Ash Content (%)

HRsrRe : entalpi Ash (kJ/kg)

HHV : *High Heating Value* batubara (kJ/kg-fuel)

II.5. Analisa Turbine Heat Rate

Perhitungan *Turbine Heat Rate* ada 2 basis, yaitu menggunakan basis daya gros dan daya neto pembangkit. *Gross Turbine Heat Rate* (GTHR) adalah banyaknya energi yang diperlukan turbin dan generator untuk menghasilkan satu kWh listrik gros. Sebagian dari daya listrik yang dihasilkan generator digunakan untuk menggerakkan motor-motor yang ada di pembangkit. Listrik yang diperlukan untuk menggerakkan motor-motor tersebut dikenal sebagai pemakaian sendiri. Daya neto dari suatu pembangkit adalah selisih antara daya generator dikurangi oleh daya pemakaian sendiri. *Net Turbine Heat Rate* (NTHR) adalah banyaknya energi yang diperlukan turbin dan generator untuk menghasilkan satu kWh listrik neto. GTHR dan NTHR merupakan indikator penting yang mencerminkan proses konversi energi pada siklus air dan uap pembangkit (Zhang et al., 2013). Perhitungan GTHR menggunakan persamaan 15, sedangkan perhitungan NTHR menggunakan persamaan 16.

$$GTHR = \frac{(m_{MS} \cdot h_{MS}) + (m_{MU} \cdot h_{MU}) - (m_{FW} \cdot h_{FW}) - (m_{SHS} \cdot h_{SHS})}{P_g} \dots\dots\dots (15)$$

$$NTHR = \frac{(m_{MS} \cdot h_{MS}) + (m_{MU} \cdot h_{MU}) - (m_{FW} \cdot h_{FW}) - (m_{SHS} \cdot h_{SHS})}{P_g - P_{aux}} \dots\dots\dots (16)$$

Dengan

mMS : laju aliran massa *main steam* (t/h)

hMS : entalpi *main steam* (kCal/kg)

mMU : laju aliran massa *make-up water* (t/h)

hMU : entalpi *make-upwater* (kCal/kg)

mFW : laju aliran massa *feedwater* (t/h)

hFW : entalpi *feedwater* (kCal/kg)

mSHS : laju aliran massa *spray superheater* (t/h)

hSHS : entalpi *spray superheater* (kCal/kg)

Pg : daya generator (kW)

Paux : daya pemakaian sendiri (kW)

II.6. Analisa *Plant Heat Rate*

Kinerja efisiensi energi keseluruhan pembangkit dapat dinyatakan oleh *Plant Heat Rate*. Perhitungan *Plant Heat Rate* ada 2 basis, yaitu menggunakan basis daya gros dan daya neto pembangkit. *Gross Plant Heat Rate* (GPHR) adalah banyaknya energi yang diperlukan pembangkit untuk menghasilkan satu kWh listrik gross, sedangkan *Net Plant Heat Rate* (NPHR) adalah banyaknya energi yang diperlukan pembangkit untuk menghasilkan satu kWh listrik neto. Nilai *plant heat rate* dipengaruhi oleh nilai *turbine heat rate* dan efisiensi boiler. Semakin kecil nilai GPHR atau NPHR, maka semakin efisien unit pembangkit tersebut. Ada 2 metode dalam perhitungan *plant heat rate*, yaitu metode langsung atau input-output dan metode kesetimbangan energi (Komarudin et al., 2020).

Perhitungan *plant heat rate* dengan metode langsung diperoleh dari jumlah energi bahan bakar yang masuk ke boiler dibagi dengan daya neto pembangkit. Perhitungan GPHR dengan metode langsung menggunakan persamaan 17, sedangkan perhitungan NPHR dengan metode langsung menggunakan persamaan 18.

$$\text{GPHR (kCal/kWh)} = \frac{mf \cdot \text{HHV}}{P_g} \dots\dots\dots (17)$$

$$\text{NPHR (kCal/kWh)} = \frac{mf \cdot \text{HHV}}{P_g - P_{aux}} \dots\dots\dots (18)$$

Dengan

mf : laju aliran massa bahan bakar (t/h)

HHV : *High Heating Value* bahan bakar (kCal/kg)

P_g : daya generator (kW)

P_{aux} : daya pemakaian sendiri (kW)

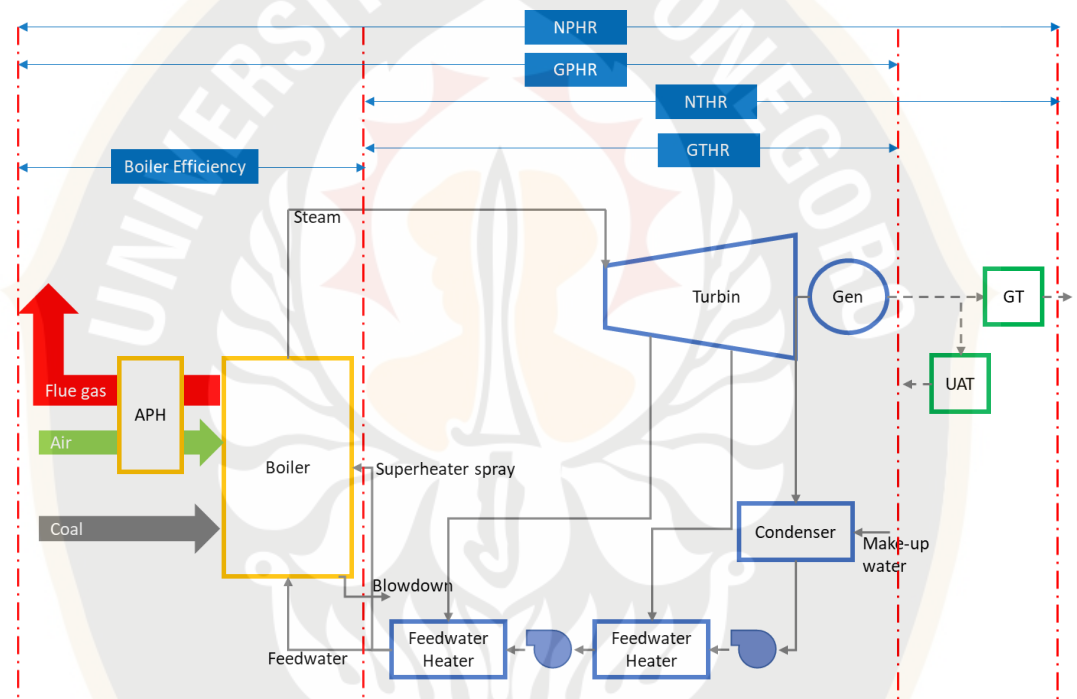
Perhitungan *plant heat rate* dengan metode kesetimbangan energi diperoleh dari *turbine heat rate* dibagi boiler efisiensi dengan metode kerugian panas. Perhitungan GPHR dengan metode kesetimbangan energi menggunakan persamaan

19, sedangkan perhitungan NPHR dengan metode kesetimbangan energi menggunakan persamaan 20.

$$GPHR \text{ (kCal/kWh)} = \frac{GTHR}{\text{Efisiensi Boiler dengan metode kerugian panas}} \dots\dots (19)$$

$$NPHR \text{ (kCal/kWh)} = \frac{NTHR}{\text{Efisiensi Boiler dengan metode kerugian panas}} \dots\dots (20)$$

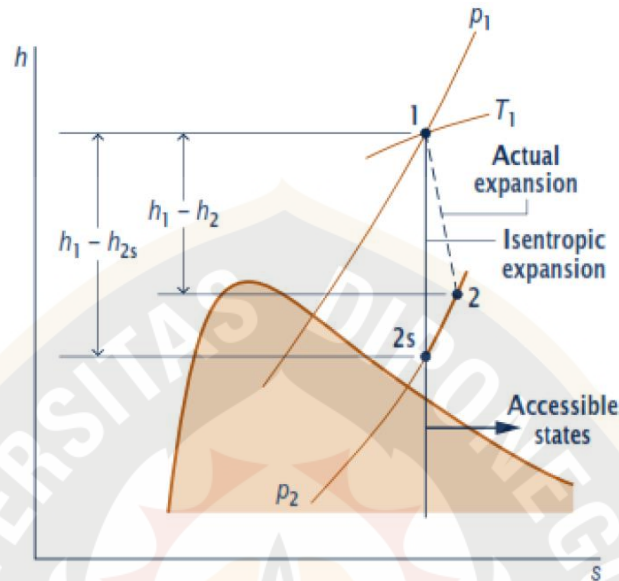
Ruang lingkup sistem pembangkit pada perhitungan efisiensi boiler, GTHR, NTHR, GPHR, dan NPHR pada PLTU XYZ terlihat pada gambar 2.5



Gambar 2.5. Ruang lingkup sistem pembangkit pada perhitungan efisiensi boiler, GTHR, NTHR, GPHR, dan NPHR pada PLTU XYZ

II.7. Analisa Efisiensi Turbin Isentropik

Turbin uap berfungsi untuk merubah energi uap keluaran boiler menjadi energi mekanik. Efisiensi isentropik turbin adalah perbandingan antara kerja aktual dan kerja ideal turbin. Proses kerja aktual dan kerja ideal turbin uap dalam diagram h-s dapat dilihat pada gambar 2.6.



Gambar 2.6. Proses ekspansi turbin uap pada diagram h-s (Rolando Samosir, Danial, 2019)

Keadaan yang ditandai dengan 2s pada gambar 2.4 hanya dapat dicapai jika tidak ada irreversibilitas internal, keadaan ini disebut ekspansi isentropik turbin. Pada ekspansi aktual melalui turbin $h_2 > h_{2s}$, sehingga mengakibatkan kerja turbin menjadi lebih kecil dari kerja ideal. Perbedaan ini bisa diukur dengan efisiensi isentropik turbin yang didefinisikan pada persamaan 21.

$$\eta_T (\%) = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} * 100 \dots\dots\dots (21)$$

Dengan

h_1 : entalpi uap masuk turbin (kJ/kg)

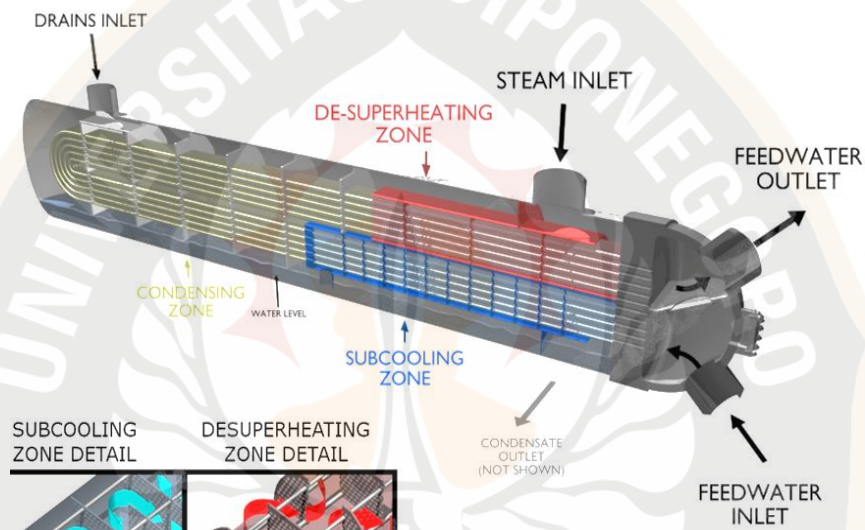
h_2 : entalpi uap keluar aktual turbin (kJ/kg)

h_{2s} : entalpi uap keluar isentropik turbin (kJ/kg)

Teknik interpolasi linier digunakan untuk mencari nilai entropi titik keluaran turbin aktual yang sudah menjadi fasa uap basah. Interpolasi dua titik dengan garis lurus dengan titik (x_0, y_0) dan (x_1, y_1) (Rolando Samosir, Danial, 2019).

II.8. Analisa Kinerja *Feedwater Heater*

Feedwater heater (FWH) merupakan peralatan penukar panas yang berfungsi untuk menaikkan temperatur air pengumpan boiler dengan memanfaatkan uap ekstraksi dari turbin uap. Berdasarkan tekanan uap kerjanya, FWH dibagi menjadi *High Pressure Heater* (HPH) dan *Low Pressure Heater* (LPH). Konfigurasi FWH dengan 3 zona terlihat pada gambar 2.7.

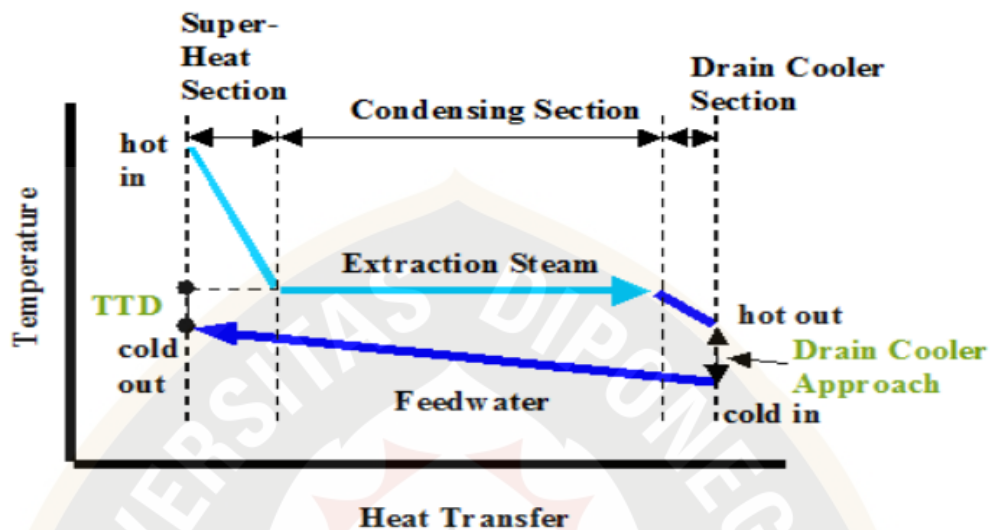


Gambar 2.7. Konfigurasi FWH dengan 3 zona

Area kerja dari FWH dibagi menjadi 3 zona yaitu :

- Zona *superheat/desuperheating*, bagian ini meliputi daerah sekitar keluaran dari *tube bundle*. Pada zona ini uap ekstraksi turbin masuk dan dalam fasa uap kering.
- Zona *condensing*, uap dari zona *desuperheating* akan dikondensasikan ke fasa uap basah ketika melewati zona *condensing*.
- Zona *drain cooler/sub cooling*, zona ini meliputi daerah sekitar *inlet* dari *tube bundle*. Fungsi zona ini untuk memaksimalkan perpindahan panas dari *subcooled condensate* ke air pengumpan boiler.

Proses perpindahan panas pada FWH terlihat pada gambar 2.8.



Gambar 2.8. Grafik perpindahan panas pada *feedwater heater*

Indikator kinerja FWH dinyatakan dalam *Terminal Temperature Difference* (TTD) dan *Drain Cooler Approach* (DCA). TTD adalah selisih antara temperatur saturasi uap ekstraksi dengan temperatur air pengumpan keluar FWH. Semakin tinggi nilai TTD, mengindikasikan penurunan performa FWH. Selisih antara temperatur *drain* dengan temperatur air pengumpan masuk FWH. Semakin tinggi nilai DCA, mengindikasikan penurunan performa FWH (Madron & Rconciliation, 2015). Perhitungan TTD menggunakan persamaan 22, sedangkan perhitungan DCA menggunakan persamaan 23.

$$TTD = T_{sat} - T_{fwo} \dots\dots\dots(22)$$

$$DCA = T_d - T_{fwi} \dots\dots\dots(23)$$

Dengan

T_{sat} : temperatur saturasi dari uap ekstraksi masuk FWH ($^{\circ}\text{C}$)

T_{fwo} : temperatur air pengumpan sisi outlet FWH($^{\circ}\text{C}$)

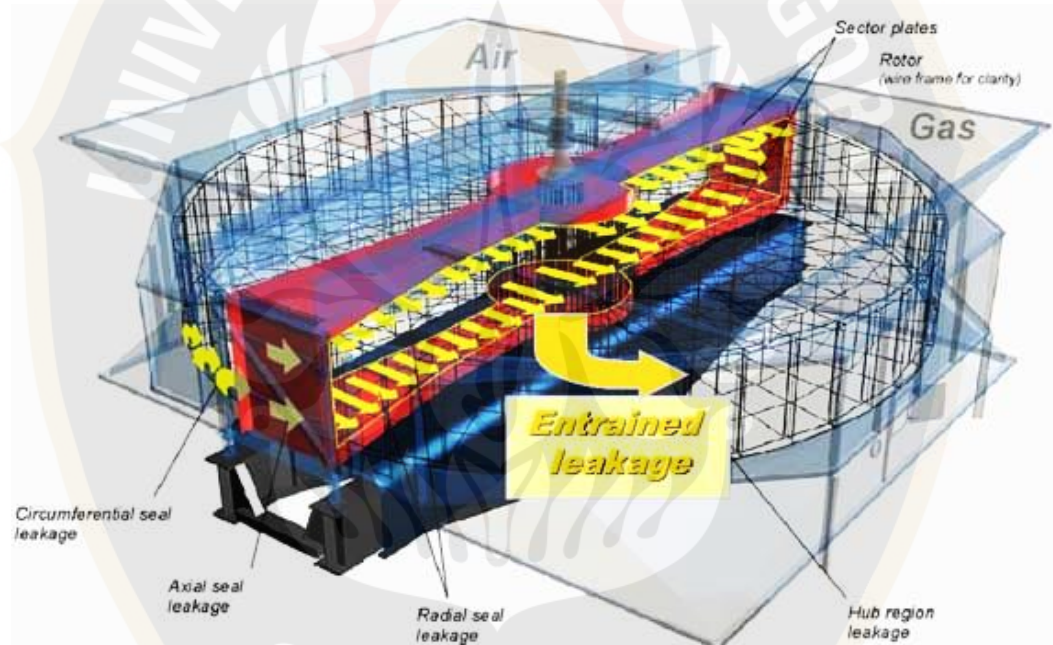
T_d : temperatur condensate drain meninggalkan FWH($^{\circ}\text{C}$)

T_{fwi} : temperatur air pengumpan sisi inlet FWH ($^{\circ}\text{C}$)

II.9. Analisa Kinerja Air Preheater

Air Preheater (APH) merupakan peralatan penukar panas untuk memanaskan udara pembakaran dengan memanfaatkan panas dari *flue gas* keluaran boiler. Penggunaan APH bertujuan untuk meningkatkan efisiensi boiler. Konfigurasi APH dibagi menjadi 2 jenis yaitu *static* APH dan *rotating* APH. Kinerja dari APH dinyatakan dalam *APH leakage* (AHL) dan *air preheater effectiveness* (Beerel et al., 2010).

Pada *rotating* APH terdapat kebocoran udara luar yang masuk ke sisi *flue gas* melalui celah *radial seal* dan *axial seal* akibat perbedaan tekanan. Udara luar masuk ke sisi *flue gas* akan menurunkan temperatur *flue gas* meninggalkan APH, sehingga temperatur *flue gas* keluaran APH perlu dikoreksi dari kebocoran udara. Lokasi kebocoran udara pada *rotating* APH terlihat pada gambar 2.9.



Gambar 2.9. Kebocoran udara pada *rotating* APH

AHL dinyatakan sebagai persentase aliran gas yang masuk ke APH. Perhitungan AHL menggunakan persamaan 24.

$$\text{AHL (\%)} = \frac{O_{2\text{outlet}} - O_{2\text{inlet}}}{20,9 - O_{2\text{outlet}}} * 90 \dots\dots\dots (24)$$

Dengan

$O_{2\text{outlet}}$: kadar oksigen pada *flue gas* keluaran APH dalam basis kering (%)

O₂inlet : kadar oksigen pada *flue gas* masukan APH dalam basis kering (%)

Setelah diperoleh nilai AHL, selanjutnya menghitung temperatur *flue gas* keluaran APH setelah dikoreksi kebocoran udara menggunakan persamaan 25.

$$T_{gnl} (^{\circ}\text{C}) = T_{gl} * \frac{AHL * (T_{gl} - T_{ref})}{100\%} \dots\dots\dots (25)$$

Dengan

T_{gnl} : temperatur *flue gas* keluaran APH setelah dikoreksi kebocoran udara (°C)

T_{gl} : temperatur *flue gas* keluaran APH hasil pengukuran (°C)

AHL : persentase kebocoran udara pada APH (%)

T_{ref} : temperatur udara masuk APH (°C)

Setelah diperoleh nilai temperatur *flue gas* keluaran APH setelah dikoreksi kebocoran udara, selanjutnya menghitung APH *effectiveness* menggunakan persamaan 26.

$$\eta_{APH} (\%) = \frac{T_{gi} - T_{gnl}}{T_{gi} - T_{ref}} * 100\% \dots\dots\dots (26)$$

Dengan

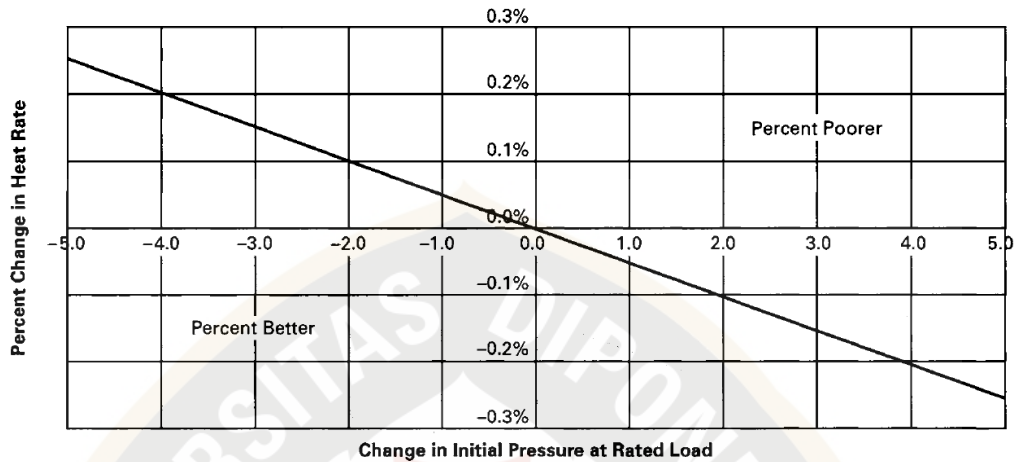
T_{gi} : temperatur *flue gas* masuk APH (°C)

T_{gnl} : temperatur *flue gas* keluaran APH setelah dikoreksi kebocoran udara (°C)

T_{ref} : temperatur udara masuk APH (°C)

II.10. Faktor Koreksi Perubahan Parameter Operasi Terhadap NPHR

Kurva koreksi NPHR adalah kurva yang dikeluarkan oleh pabrikan pembangkit untuk mengkoreksi nilai NPHR aktual akibat perubahan nilai suatu parameter pada kondisi aktual terhadap nilai referensi desainnya. Suatu pabrikan pembangkit memberikan kurva koreksi NPHR untuk beberapa parameter operasi. Contoh faktor koreksi NPHR akibat perubahan tekanan uap masuk turbin terlihat pada gambar 2.10.



Gambar 2.10. Kurva koreksi perubahan persentase NPHR akibat perubahan nilai tekanan uap masuk turbin (PTC-6A, 2008)

II.11. Perubahan Parameter Operasi dan Kinerja Peralatan Utama Terhadap NPHR

Pabrikan pembangkit tidak mengeluarkan kurva koreksi NPHR untuk semua parameter operasi pembangkit, sehingga perlu adanya referensi lain untuk mengetahui perubahan parameter operasi dan kinerja peralatan utama yang tidak disediakan kurva koreksi NPHR oleh pabrikan. *Southern Company* telah melakukan studi tentang perubahan berbagai parameter operasi pembangkit dan kinerja peralatan utama pada PLTU terhadap NPHR. Hasil studi tersebut dapat digunakan apabila data kurva koreksi NPHR tidak disediakan pabrikan. Faktor perubahan NPHR akibat perubahan nilai parameter operasi dan kinerja peralatan utama PLTU terlihat pada tabel 2.1.

Tabel 2.1. Faktor perubahan NPHR akibat perubahan nilai parameter operasi dan kinerja peralatan utama PLTU (*Southern-Company*, 2004)

Parameter	Satuan	Perubahan nilai parameter	Perubahan %NPHR
<i>Outlet Gas Temperature entering AH</i>	degF	+10	+0,35
<i>Outlet Gas O2 entering AH</i>	%	+1	+0,29
<i>Superheat Spray</i>	% of steam flow	+1	+0,008

Parameter	Satuan	Perubahan nilai parameter	Perubahan %NPHR
<i>Station Service (Auxilliary Power)</i>	% of gross load	+1	+1
<i>Final Feedwater Temperature</i>	degF	+5	-0,1
<i>Unburnt Carbon</i>	%	+1	+1
<i>Turbine Efficiency</i>	%	+1	-0,6
<i>Coal Moisture</i>	%	+1	+0,17
<i>Coal Hydrogen</i>	%	+1	+1,2
<i>Primary Air Heater Leakage</i>	%	+1	-0,05
<i>Secondary Air Heater Leakage</i>	%	+1	-0,05
<i>Primary Air Heater Effectiveness</i>	%	+1	-0,15
<i>Secondary Air Heater Effectiveness</i>	%	+1	-0,15
<i>FD Fan Air Inlet Temperature</i>	degF	+10	-0,05
<i>Mill Outlet Air Temperature</i>	degF	+10	-0,04
<i>Make Up Water</i>	% of steam flow	+1	+0,37

Selain referensi dari *Southern Company Heat Rate Handbook*, faktor perubahan NPHR akibat perubahan nilai kinerja peralatan utama PLTU juga dapat menggunakan referensi dari laporan teknis EPRI (*Electric Power Research Institute*). Faktor perubahan kinerja FWH terhadap NPHR terlihat pada tabel 2.2.

Tabel 2.2. Faktor perubahan kinerja FWH terhadap NPHR (EPRI, 2002)

Parameter	Satuan	Perubahan nilai parameter	Perubahan %NPHR
<i>TTD final FWH</i>	degF	+1	+0,016
<i>TTD FWH lainnya</i>	degF	+1	+0,013
<i>DCA FWH</i>	degF	+1	+0,005

Sekolah Pascasarjana

II.12. Perubahan Biaya Bahan Bakar Akibat Perubahan Heat Rate

Perubahan nilai NPHR pembangkit akan berdampak langsung terhadap perubahan biaya bahan bakar untuk menghasilkan jumlah listrik neto yang sama. Besarnya biaya bahan bakar dipengaruhi oleh nilai NPHR, harga batubara, nilai kalori batubara, dan daya mampu neto (DMN) pembangkit, dan target Capacity Factor (CF) pembangkit. Perhitungan biaya bahan bakar pembangkit selama satu tahun menggunakan persamaan 27, sedangkan perhitungan perubahan biaya bahan bakar akibat dari perubahan nilai heat rate selama satu tahun menggunakan persamaan 28.

$$\text{Biaya BB} = \text{NPHR} * \frac{\text{Harga BB}}{\text{HHV BB}} * \text{DMN} * \text{CF} * 8760 \dots\dots\dots (27)$$

$$\Delta \text{Biaya BB} = \Delta \text{NPHR} * \frac{\text{Harga BB}}{\text{HHV BB}} * \text{DMN} * \text{CF} * 8760 \dots\dots\dots (28)$$

Dengan

- Biaya BB : Biaya bahan bakar (Rp/tahun)
- Δ Biaya BB : Biaya bahan bakar (Rp/tahun)
- NPHR : Net Plant Heat Rate (kcal/kwh)
- Δ NPHR : Deviasi Net Plant Heat Rate (kcal/kwh)
- Harga BB : Harga batubara (Rp/kg)
- HHV BB : *High Heating Value* batubara (kcal/kg)
- DMN : Daya Mampu Neto (MW)
- CF : *Capacity Factor* (%)

Sekolah Pascasarjana