



TESIS-TM185400

**OPTIMASI EFISIENSI BOILER, NPHR DAN EMISI NO_x PADA
PULVERIZED COAL BOILER 200 MW**

**HANDOYO WIDHY WASISTO
6007201023**

**DOSEN PEMBIMBING
Arif Wahjudi, ST., MT., Ph.D**

**Program Magister
Departemen Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri Dan Rekayasa Sistem
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2022**



TESIS-TM185400

**OPTIMASI EFISIENSI BOILER, NPHR
DAN EMISI NO_x PADA PULVERIZED
COAL BOILER 200 MW**

**HANDOYO WIDHY WASISTO
6007201023**

**DOSEN PEMBIMBING
Arif Wahjudi, ST., MT., Ph.D**

**Program Magister
Departemen Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri Dan Rekayasa Sistem
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2022**

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknik (MT)

di

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

HANDOYO WIDHY WASISTO

NRP: 6007201023

Tanggal Ujian: 8 Juli 2022

Periode Wisuda: September 2022

Disetujui oleh:

Pembimbing:

1. Arif Wahjudi, S.T., M.T., Ph.D
NIP: 197303222001121001



.....

Penguji:

1. Prof. Dr. Ing. Ir. I Made Londen Batan, M.Eng
NIP: 195811061986011001



.....

2. Dr. Ir. Agus Sigit Pramono, DEA
NIP: 196508101991021001



.....


3. M. Khoirul Effendi, S.T., M.Sc. Eng., Ph.D
NIP: 198204142010121001



.....

Kepala Departemen Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem




Dr. Ir. Atok Setiawan, M.Eng.Sc.
NIP: 196604021989031002

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Optimasi Efisiensi Boiler, NPHR dan Emisi NOx Pada Pulverized Coal Boiler 200 MW

Nama Mahasiswa : Handoyo Widhy Wasisto
NRP : 6007201023
Pembimbing : Arif Wahjudi, ST., MT., Ph.D

ABSTRAK

Untuk mendukung program peningkatan kinerja pembangkit, khususnya dibidang efisiensi pembangkit, dilakukan kegiatan monitoring performance peralatan-peralatan utama pembangkit. Salah satu peralatan utama yang dimonitoring performancenya adalah boiler. Proses pembakaran di dalam boiler diharapkan terjadi dengan sempurna. Performance boiler yang optimal dapat dicapai dengan memaksimalkan proses pembakaran di dalam boiler. Hal ini akan mempengaruhi performance *Net Plant Heat Rate* (NPHR), Boiler Efisiensi dan emisi NOx. Saat ini performance *Net Plant Heat Rate* (NPHR) dan Boiler Efisiensi masih dibawah target *baseline first year inspection*.

Metode simulasi numerik menggunakan software CFD (*Computational Fluid Dynamic*) untuk mengestimasi nilai *Enthalpy* pada area *nose boiler* dan *outlet economizer*. Dengan mengetahui nilai *Enthalpy* pada area *nose boiler* dan *outlet economizer*, respon boiler efisiensi dan *Net Plant Heat Rate* (NPHR) dapat dihitung. *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *Excess Air* merupakan parameter yang akan dilakukan optimasi. Ketiga parameter tersebut akan dioptimasi menggunakan ANOVA dan Taguchi-Assignment of Weight.

Nilai prediksi respon adalah 325,833 dan masuk kedalam selang kepercayaan $325,8194 \leq \mu_{\text{confirmation}} \leq 325,9364$ sehingga nilai prediksi respon optimal masuk dalam interval selang kepercayaan. Oleh karena itu dapat disimpulkan bahwa rancangan telah memenuhi persyaratan dalam eksperimen Taguchi. Nilai optimal ketiga parameter tersebut kemudian diterapkan di Unit Pembangkit saat melakukan *performance test* sebagai validasi. Hasil yang diperoleh setelah dilakukan *performance test* pada bulan Mei 2022 adalah NPHR sebesar 2826.59 kcal/kWh, efisiensi boiler sebesar 82.15% dan Emisi NOx sebesar 269,30 mg/Nm³. Setelah dilakukan optimasi pada *Primary Air Ratio* di 1:2,45, *Coal Fineness* 60% serta *Excess Air* 15%, NPHR mengalami penurunan 2,66%, efisiensi boiler mengalami kenaikan sebesar 1,97% dan emisi NOx turun sebesar 24%.

Kata kunci : *Boiler Efisiensi, NPHR, NOx, Taguchi, Assignment of Weight*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Optimization Boiler Efficiency, NPHR and NO_x Emissions in Pulverized Coal Boiler 200 MW

Student Name : Handoyo Widhy Wasisto
Student Identity Number : 6007201023
Supervisor : Arif Wahjudi, ST., MT., PhD

ABSTRACT

To support the improvement program of power plant performance, especially in the power plant efficiency, performance of the main power plant equipment monitoring is carried out. One of the main equipment whose performance is monitored is the boiler. The combustion process in the boiler is expected to occur perfectly. Optimal boiler performance can be achieved by maximizing the combustion process in the boiler. This will affect the performance of Net Plant Heat Rate (NPHR), Boiler Efficiency and NO_x emissions. Currently, the performance of the Net Plant Heat Rate (NPHR) and Boiler Efficiency is still below the baseline of first year inspection target.

The numerical simulation method uses CFD (Computational Fluid Dynamic) software to estimate the Enthalpy value in the boiler nose area and economizer outlet. By knowing the Enthalpy value in the boiler nose area and economizer outlet, the boiler response efficiency and Net Plant Heat Rate (NPHR) can be calculated. Primary Air Ratio, Coal Fineness and Excess Air are parameters that will be optimized. These three parameters will be optimized using ANOVA and Taguchi-Assignment of Weight.

The predicted response value is 325,833 and it is between the confidence interval of $325,8194 \leq \mu_{\text{confirmation}} \leq 325,9364$ so that the optimal response prediction value is included in the interval. Therefore, it can be concluded that the design has met the requirements of the Taguchi experiment. The optimal values for these three parameters are then applied to the Generating Unit when performing a performance test as validation. The results obtained after the performance test in May 2022 were NPHR of 2826,59 kcal/kWh, boiler efficiency of 82,15% and NO_x emissions of 269,30 mg/Nm³. After optimizing the Primary Air Ratio at 1:2,45, Coal Fineness 60% and Excess Air 15%, NPHR decreased by 2,66%, boiler efficiency increased by 1,97% and NO_x emissions decreased by 24%.

Keywords: Boiler Efficiency, NPHR, NO_x, Taguchi, Assignment of Weight

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kehadirat Allah SWT yang telah memberikan karunia, rahmat, serta hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini yang berjudul “Optimasi Efisiensi Boiler, NPHR dan Emisi NO_x Pada Pulverized Coal Boiler 200 MW”. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan, do’a dan dukungan dari beberapa pihak, maka penyusunan tesis ini tidak dapat berjalan sesuai harapan. Oleh karena itu, dalam kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua : Bapak Wiwik Handajadi dan Ibu Dwi Sumar Sriharti
mertua : Bapak Sutрино dan Ibu Suci Nuryani, keluarga: Istri Indrie Hapsari,
Anak Aisyah Naila Wasisto dan Aulia Nur Nafisha Wasisto yang senantiasa memberikan do’a, dorongan dan dukungan tanpa henti kepada penulis.
2. Dosen pembimbing Bapak Arif Wahjudi, ST., MT. Ph.D. yang telah memberikan saran, pencerahan, dan motivasi dalam proses penyelesaian tesis ini.
3. Bapak dan Ibu dosen Departemen Teknik Mesin ITS yang telah mendidik penulis selama masa perkuliahan.
4. Seluruh rekan-rekan program S2 Teknik Mesin ITS yang secara langsung maupun tidak langsung bersinergi ikut membantu dalam proses penulisan tesis ini.
5. Seluruh rekan-rekan Divisi Engineering PT Indonesia Power Pangkalan Susu OMU dan staf sekretariat Departemen Teknik Mesin atas segala bantuan serta dukungan selama menjalani program S2.
6. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu per-satu atas segala bantuan serta dukungan untuk penyusunan tesis ini.

Selain itu penulis berharap semoga tesis ini dapat memberikan manfaat yang sebesar-besarnya.

Surabaya, Juli 2022

Penulis

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN TESIS.....	iii
ABSTRAK.....	v
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL.....	xvi
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	4
1.3 Batasan Masalah	4
1.4 Tujuan Penelitian	5
1.5 Manfaat Penelitian.....	5
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA.....	6
2.1 <i>Boiler</i>	6
2.1.1 Fungsi Boiler	9
2.1.2 Komponen Boiler.....	9
2.2 Pembakaran Batubara dalam Ruang Bakar.....	14
2.3 Performance Test.....	17
2.4 Perhitungan Efisiensi Boiler.....	17

2.5	Pengukuran Net plant heat rate (NPHR).....	19
2.6	Simulasi Numerik CFD Pembakaran Batubara pada Boiler.....	21
2.7	Taguchi dan Analisis Varians.....	23
2.8	Signal/Noise to Analysis and Assignment of Weight	24
2.9	Interval Kepercayaan	25
2.10	Eksperimen Konfirmasi.....	27
2.11	Literature Review.....	28
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....		35
3.1	Tahapan Penelitian.....	35
3.2	Rancangan Penelitian.....	38
3.3	Diagram Alir Penelitian.....	42
3.4	Simulasi CFD.....	45
BAB 4 ANALISA DAN PEMBAHASAN.....		52
4.1	Validasi.....	52
4.2	Analisa Signifikansi Pengaruh Faktor Terhadap Respon.....	54
4.3	Optimasi NPHR dan Efisiensi Terhadap Boiler Primary Air Ratio, Coal Fineness, Excess Air.....	55
4.4	Analisa Hasil Optimasi.....	64
4.4.1	Analisa Temperatur.....	64
4.4.2	Analisa Velocity.....	65
4.4.3	Analisa NOx.....	67

4.4.4 Analisa NPHR, Efisiensi Boiler dan NOx.....	68
4.5 Perbandingan Hasil Optimasi dan Performance test.....	69
4.5.1 NPHR, Efisiensi Boiler dan NOx Hasil Performance Test	72
4.5.2 Analisa Perbandingan NPHR,Efisiensi Boiler, emisi NOx Hasil Optimasi dan Performance Test.....	73
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	78
5.1 Kesimpulan.....	78
5.2 Saran.....	79
DAFTAR PUSTAKA	80
LAMPIRAN.....	82
BIOGRAFI PENULIS	103

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Hasil Performance Test saat Full Load	2
Gambar 2.1 <i>Typical Coal Fired Boiler for Power Plant</i>	7
Gambar 2.2 Ilustrasi Burner dengan Metode Downshot Firing	10
Gambar 2.3 Konfigurasi <i>Burner Horizontal Firing</i>	11
Gambar 2.4 Ilustrasi <i>Burner</i> pada Boiler <i>Tangential Firing</i>	11
Gambar 2.5 Komponen utama boiler	14
Gambar 2.6 Skema perhitungan <i>direct method</i> pada boiler	17
Gambar 2.7 Skema Perhitungan <i>indirect method</i> pada boiler	19
Gambar 2.8 Grafik Perubahan Exit Gas temperature dan Excess Air terhadap Efisiensi Boiler	29
Gambar 2.9 Skema Konfigurasi Boiler OB-380	30
Gambar 2.10 Kontur Temperatur pada penampang melintang <i>boiler</i>	31
Gambar 2.11 Distribusi dan Vektor Kecepatan pada Penampang Lintang Yang Berbeda.....	31
Gambar 2.12 Distribusi Temperatur.....	32
Gambar 2.13 Hasil Perhitungan Turbin Heat Rate dan Losses Boiler.....	33
Gambar 3.1 Tampilan DCS Mill Performance Test April 2021	38
Gambar 3.2. <i>Drawing Mill PLTU Pangkalan Susu</i>	39
Gambar 3.3 <i>Test Report</i> Analisa Coal Fineness	39
Gambar 3.4 Tampilan DCS Boiler Flue Gas Performance	40
Gambar 3.5 Analisa Boiler dengan <i>indirect method</i>	41
Gambar 3.6 Analisa Boiler dengan indirect method	42
Gambar 3.7 <i>Flowchart</i> Metode Penelitian	43
Gambar 3.8 <i>Flowchart</i> Analisa Data	44
Gambar 3.9 <i>Flowchart</i> Simulasi Numerik	45
Gambar 3.10 Geometry Boiler PLTU Pangkalan Susu tampak samping.....	46
Gambar 3.11 Meshing Geometri Boiler dan Level Burner PLTU Pangkalan Susu.....	46
Gambar 4.1 Posisi Pengambilan Data Temperatur pada Boiler.....	52
Gambar 4.2 Grafik SN Ratio dari Setiap Faktor Parameter	62

Gambar 4.3 Kontur Distribusi Temperatur Posisi z-centre.....	64
Gambar 4.4 Kontur Distribusi Temperatur Dilihat Dari Atas.....	65
Gambar 4.5 Kontur Velocity Hasil Optimasi.....	66
Gambar 4.6 Kontur NOx Hasil Optimasi.....	67
Gambar 4.7 Fineness Test Report Analysis dari Laboratorium.....	70
Gambar 4.8 Tampilan DCS Boiler Flue Gas.....	71
Gambar 4.9 Tampilan DCS Mill.....	71
Gambar 4.10 Grafik Boiler Efisiensi.....	74
Gambar 4.11 Grafik Net Plant Heat Rate (NPHR).....	75
Gambar 4.12 Grafik Emisi NOx.....	75
Gambar 4.13 Kadar Maksimum NOx Sesuai Permen LHK.....	76

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Parameter Operasi Boiler.....	7
Tabel 2.2. Spesifikasi Batubara dan Abu	8
Tabel 3.1 Rancangan Parameter Penelitian	40
Tabel 3.2 Model pada simulasi numerik ANSYS Fluent 2020 R2.....	47
Tabel 3.3 Parameter Pipa Heater-heater Boiler (Porous Media).....	48
Tabel 3.4 Data properties material solid dan fluid simulasi numerik.....	49
Tabel 3.5 Data properties 100 % batubara.....	49
Tabel 4.1 Validasi Data Simulasi	52
Tabel 4.2 Penentuan Faktor Menggunakan ANOVA	54
Tabel 4.3 Ortogonal Array Penelitian	56
Tabel 4.4 Data Performance test yang digunakan untuk perhitungan	56
Tabel 4.5 Tabel Perhitungan Efisiensi Boiler dan NPHR	58
Tabel 4.6 Faktor dan Hasil Respon	59
Tabel 4.7 Analisa MRPI	60
Tabel 4.8 Tabel Respon Signal to Noise Ratio	62
Tabel 4.9 Hasil Eksperimen Konfirmasi NPHR dan Boiler Efisiensi	63
Tabel 4.10 Data Performance test yang digunakan untuk perhitungan.....	68
Tabel 4.11 Data Simulasi CFD Fluent yang digunakan untuk perhitungan.....	68
Tabel 4.12 Data NOx dari Simulasi CFD Fluent.....	69
Tabel 4.13 Data Coal Fineness Mill.....	70
Tabel 4.14 Data Primary Air Ratio.....	71
Tabel 4.15 Hasil Performance Test Bulan Mei 2022.....	72
Tabel 4.16 Nilai CO Hasil Performance Test.....	72
Tabel 4.17 Perbandingan Hasil Simulasi dan Performance Test.....	74
Tabel 4.18 Perhitungan Cost Benefit Analysis.....	76

BAB 1

PENDAHULUAN

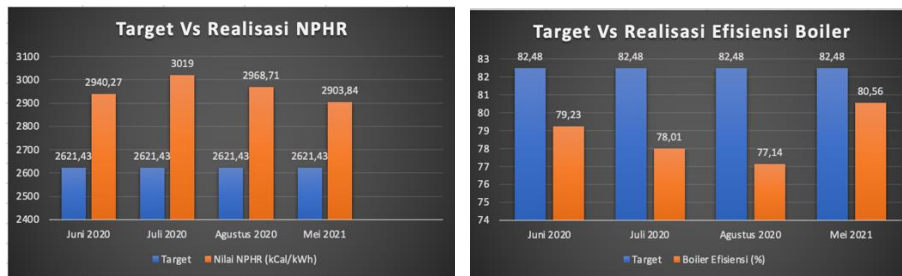
1.1 Latar Belakang

PT.Indonesia Power PLTU Pangkalan Susu Operation and Maintenance Services Unit (PNS OMU) merupakan salah satu unit kerja di lingkungan PT.Indonesia Power yang mengelola Operasi dan Pemeliharaan PLTU Pangkalan Susu 2x200 MW yang berlokasi di Dusun IV/Sei Dua, Desa Tanjung Pasir, Kec. Pangkalan Susu, Kab. Langkat. PLTU Pangkalan Susu OMU 2x200MW merupakan pembangkit China dengan type Boiler DG693/13.43-22 pabrikan Dongfang, Turbin dengan type N300-16.7/538/538-8, Sub Critical dengan pabrikan Beijing Beijong.

Untuk mendukung program peningkatan kinerja pembangkit, khususnya dibidang efisiensi pembangkit, dilakukan kegiatan monitoring performance peralatan-peralatan utama pembangkit. Salah satu peralatan utama yang dimonitoring performancenya adalah boiler. Boiler merupakan salah satu komponen utama pada PLTU, dimana energi utama dikonversikan di dalam boiler yaitu energi kimia dari bahan bakar dirubah menjadi energi panas yang digunakan untuk memanaskan air hingga menjadi uap panas bertekanan.

Proses konversi energi kimia dari bahan bakar menjadi energi panas melalui proses pembakaran. Performance boiler yang baik ditandai dengan proses pembakaran yang sempurna di dalam boiler. Pembakaran yang sempurna di dalam boiler akan meningkatkan efisiensi boiler sehingga menghemat pemakaian bahan bakar. Untuk itu perlu dilakukan langkah-langkah perbaikan untuk menghasilkan pembakaran yang sempurna di dalam boiler sehingga tujuan peningkatan kinerja pembangkit di bidang efisiensi bisa tercapai.

Pada sebuah PLTU, untuk memantau performance pembangkitnya dapat dilakukan uji performance test setiap bulannya yang dilakukan oleh Tim Efisiensi Unit. Performance test biasanya dilakukan pada full load. Tetapi kadang ada kendala pada peralatan atau batubara sehingga performance test tidak dapat dilakukan pada full load. Berikut ini hasil perhitungan efisiensi Net Plant Heat Rate serta Boiler efisiensi saat performance test kondisi full load :



Gambar 1.1 Hasil Performance Test saat Full Load
(Laporan Performance Test Bulanan,2020)

Dari grafik performance NPHR dan Boiler Efisiensi diatas dapat dilihat bahwa hasil yang dicapai masih dibawah hasil uji heat rate dari Puslitbang PLN saat *First Year Inspection*. Gambar 1.1 adalah perbandingan hasil uji heat rate dari Puslitbang PLN saat *First Year Inspection* dengan hasil performance test bulanan.

Performance boiler yang optimal dapat dicapai dengan memaksimalkan proses pembakaran di dalam boiler. Berdasarkan jurnal yang sudah dipublikasikan oleh Storm, R.F. and Reilly, T.J Flame Refractories, Inc. Oakboro, North Carolina berjudul *Coal Fired Boiler Performance Improvement Through Combustion Optimization*, ada beberapa faktor penghubung yang dianggap sebagai prasyarat pembakaran yang optimal. Faktor utama yang telah diidentifikasi antara lain adalah:

1. Furnace exit excess oxygen content tidak kurang dari 3% pada satu titik yang diukur dengan water-cooled probe pada saluran superheater.
2. Pulverized fuel fineness tidak kurang dari 72% melewati saringan 200 mesh, dan dengan sisa 1% maksimum pada saringan 50 mesh.
3. Secondary air flow menuju ke burners harus seimbang dalam sekitar $\pm 10\%$ dari aliran rata-rata.
4. Primary air flow harus seimbang $\pm 2\%$ dari rata-rata pada masing-masing pulverized dengan metode clean air test.
5. Pulverizer primary air flows harus seimbang $\pm 10\%$ atau lebih baik dari pulverizer ke pulverizer.
6. Penyeimbangan aliran bahan bakar ke pulverizer harus dapat dikendalikan dan seimbang $\pm 10\%$ dari rata-rata.
7. Fuel flow dari setiap fuel pipe harus seimbang $\pm 10\%$ dari rata-rata.

8. Kecepatan secondary air flow harus melebihi primary air flow dengan faktor sekitar 1,5 atau 2,0 hingga 1,0. Kecepatan secondary air melalui burner throats optimal sekitar 7.000 fpm. Kecepatan campuran primary air dan coal sekitar 3,500 fpm pada full pulverizer dan/atau boiler load.
9. Rasio optimal primary air/fuel harus berada dalam kisaran 1,5 hingga 2,0 pon udara per pon bahan bakar untuk pengeringan batubara yang memadai dalam pulverizer pada beban penuh, dan lebih disukai tidak melebihi 3,0 pon udara per pon bahan bakar pada tingkat sedang atau low pulverizer loads.
10. Kecepatan saluran bahan bakar pada beban menengah dan rendah tidak boleh turun di bawah 3.000 fpm.
11. Laju fuel feed harus konstan, dengan perubahan laju aliran lancar selama perubahan beban.

Penelitian mengenai pembakaran boiler juga diusulkan oleh Zixiang Li, Zhengqing Miao (2019). *Primary Air Ratio* (PAR) memiliki efek signifikan pada proses pembakaran batubara. Berdasarkan jurnal ini, metode praktis meningkatkan *Primary Air Ratio* untuk memenuhi kapasitas pengeringan *Mill* akan menghasilkan dalam peningkatan yang signifikan dari emisi NO_x. Alternatif yang layak dipilih untuk mempertahankan kapasitas pengeringan sistem *Mill* adalah mempertahankan nilai PAR yang dirancang.

Penelitian lain mengenai pengaturan *excess air* diusulkan oleh V.I. Kouprianov, V. Tanetsakunvatana (2003). Hasil studi eksperimental dari *heat losses* yang bergantung pada *excess air*, serta gas emisi (NO_x, SO₂ dan CO) pada boiler 150 MW. NO_x emisi ditemukan meningkat dengan rasio excess air yang lebih tinggi. Rasio excess air adalah salah satu variabel operasi yang mempengaruhi baik termal dan *performance* boiler.

Berdasarkan hal-hal yang telah dipaparkan, maka penelitian ini akan mengoptimalkan tiga parameter pembakaran. Dari beberapa faktor yang dipaparkan oleh Storm, R.F. and Reilly, T.J Flame Refractories, Inc. Oakboro, North Carolina berjudul *Coal Fired Boiler Performance Improvement Through Combustion Optimization*, maka akan dilakukan optimasi dari tiga parameter yaitu *Primary Air*

Ratio, *Coal Fineness* dan *Excess Air* dalam mengoptimalkan pembakaran di dalam boiler sehingga didapatkan pembakaran yang sempurna menggunakan simulasi CFD dan melakukan uji konfirmasi ke unit pembangkit. Untuk mengetahui apakah optimasi tersebut berdampak pada peningkatan performance boiler akan terindikasi dari parameter temperature outlet flue gas yang lebih rendah dan Efisiensi boiler yang meningkat.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

- Bagaimana signifikansi pengaruh pengaturan *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *Excess air* terhadap konsentrasi NOx pada flue gas di boiler
- Bagaimana signifikansi pengaruh pengaturan *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *excess air* terhadap Net Plant Heat Rate
- Bagaimana signifikansi pengaruh pengaturan *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *excess air* terhadap efisiensi boiler
- Berapa setting primary air ratio, coal fineness dan excess air yang menghasilkan efisiensi boiler, NPHR dan emisi NOx yang optimal

1.3 Batasan Masalah

Terdapat beberapa batasan masalah yang diambil untuk menganalisa permasalahan di atas yaitu sebagai berikut :

- Simulasi pembakaran dilakukan pada boiler PLTU Pangkalan Susu 1-2 dengan kapasitas terpasang 2 x 200 MW
- Baseline penelitian adalah hasil Performance Test bulan April 2021 Unit 1 yang dilakukan oleh Tim Efisiensi PLTU Pangkalan Susu
- Batubara yang digunakan disesuaikan dengan baseline penelitian yaitu hasil performance Test bulan April 2021 Unit 1
- Maximum Coal Flow (120 T/h) atau kondisi Unit *Full Load* 200 MW pada PLTU Pangkalan Susu Unit 1

- Empat Level Burner yang beroperasi (Level A, C, D, E)
- Primary Air Ratio akan divariasikan menjadi 1 : 1.8, 1 : 2.25 dan 1 : 2.45
- Coal Fineness akan divariasikan menjadi 60%,70% dan 80%
- Excess Air akan divariasikan menjadi 15%, 17% dan 20%
- Output yang dianalisa adalah Efisiensi pembangkit, Net Plan Heat Rate (NPHR), konsentrasi Nox pada flue gas
- Metode Optimasi yang dipilih : Taguchi – Assignment of Weight

1.4 Tujuan Penelitian :

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mengetahui signifikansi pengaruh nilai optimal *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *Excess air* terhadap emisi NOx yang terukur pada *flue gas*.
2. Mengetahui signifikansi pengaruh nilai optimal *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *Excess Air* terhadap NPHR.
3. Mengetahui signifikansi pengaruh nilai optimal *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *Excess Air* terhadap Efisiensi Boiler.
4. Mengetahui setting pengaturan *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *Excess air* untuk menghasilkan efisiensi boiler, NPHR dan emisi NOx yang optimal.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang akan didapatkan dengan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui pengaruh optimasi Primary Air Ratio, Coal Fineness dan Excess air terhadap konsentrasi NOx pada flue gas di Boiler.
2. Mengetahui pengaruh optimasi Primary Air Ratio, Coal Fineness dan excess air terhadap NPHR dan Efisiensi Boiler.
3. Menentukan nilai paling optimal untuk mendapatkan nilai NPHR, Efisiensi Boiler dan konsentrasi NOx yang lebih baik.

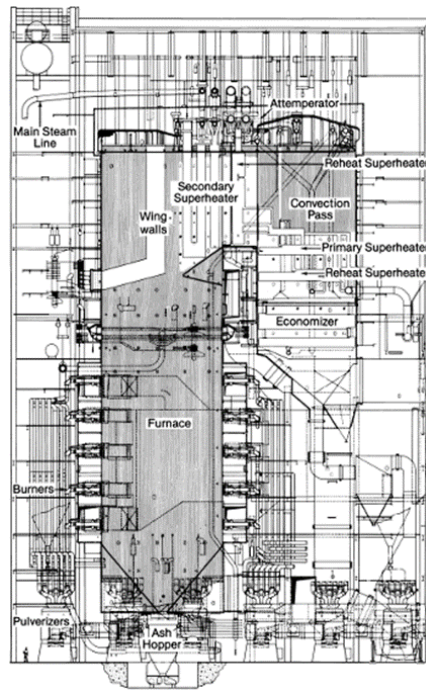
BAB 2

KAJIAN PUSTAKA

2.1 Boiler

Boiler merupakan peralatan utama pembangkit yang berfungsi untuk mengubah air menjadi uap dengan menggunakan energi panas yang dihasilkan oleh bahan bakar yaitu batubara. Boiler pada PLTU Pangkalan Susu 1-2 merupakan boiler tangensial yang terdiri dari furnace yang dikelilingi dinding pipa air vertical atau water wall. Pada bagian bawah water wall terdapat header air pengisi boiler dan pada bagian atas terdapat steam drum yang berfungsi untuk memisahkan uap dan air. Di dalam furnace terdapat dua jenis burner, yaitu oil gun burner dan coal burner. Masing-masing oil gun dan coal burner ini terdiri dari beberapa level dan 4 corner untuk setiap levelnya pada boiler tangensial. Dari seluruh coal burner iasanya satu level dalam keadaan stand by dan digunakan sebagai cadangan jika ada salah satu coal burner yang mati. Dan setiap level coal burner mewakili jumlah mill yang ada.

Boiler berfungsi untuk menghasilkan uap dengan temperatur, tekanan, dan kapasitas tertentu. Boiler menggunakan panas dari hasil pembakaran untuk merubah air menjadi uap melalui pipa-pipa dengan susunan konstruksi yang spesifik. Uap yang dihasilkan dimanfaatkan untuk berbagai macam aplikasi, salah satunya adalah untuk pembangkit tenaga listrik. Sebagian besar boiler menggunakan batubara, natural gas, dan minyak sebagai bahan bakar. Panas dihasilkan oleh proses pembakaran pada area furnace yang berasal dari campuran bahan bakar dan udara pembakaran. Skematik boiler berbahan bakar batubara pada aplikasi pembangkit listrik tenaga uap ditunjukkan pada gambar 2.1.



Gambar 2.1 *Typical Coal Fired Boiler for Power Plant*

(Sumber : Babcock & Wilcock, 2015)

Spesifikasi boiler dari segi parameter operasi dan bahan bakar dapat dilihat pada tabel 2.1 dan 2.2 di bawah ini:

Tabel 2.1 Parameter Operasi Boiler

Parameter Operasi	BMCR
Main steam Pres.	13,43 MPa
Main steam Temp.	540°C
RH Flow	603,7 t/h
RH inlet/outlet Pres.	2,6 / 2,4 MPa
RH inlet/outlet Temp.	323 / 540°C
Feed water Temp.	254,3°C

(Sumber : Manual Book Spesifikasi Boiler PLTU Pangkalan Susu)

Tabel 2.2. Spesifikasi Batubara dan Abu

Coal Data

Item	Symbol	Unit	Design Coal	Worst Coal	Change range
Carbon as received basis	Car	%	47.65	45.2	41.25~49.4
Hydrogen as received basis	Har	%	3.36	3.15	3.375~4.55
Oxygen as received basis	Oar	%	13	11.7	7~16.25
Nitrogen as received basis	Nar	%	0.77	0.70	0.375~0.975
Sulfur as received basis	Sar	%	0.23	0.25	0.1~0.23
Ash as received basis	Aar	%	5	4	3~6
Moisture as received basis	Mar	%	30	35	25~35
Air dried basis moisture	Mad	%	20	25	15~25
Dry ash-free basis volatile	Vdaf	%	54	46	42~67.8
Fixation Carbon as received basis	FCar	%	30	-	28~42
LHV as received basis	Qnet,ar	kcal/kg	4200	3900	3900~4500
Grindability index	HGI	—	45	45	45~65

(Sumber : Manual Book Spesifikasi Boiler PLTU Pangkalan Susu)

Ash Analysis

Item	Symbol	Unit	Design Coal	Change range
Silicon dioxide	SiO ₂	%	11.7	10~32
Ferric oxide	Fe ₂ O ₃	%	34	8.3~38.5
Alumina oxide	Al ₂ O ₃	%	12	2.63~29.2
Calcium oxide	CaO	%	14	4.18~20
Magnesium oxide	MgO	%	12	8.3~16
Titania dioxide	TiO ₂	%	0.3	0.10~0.7
Sulfur oxide	SO ₃	%	13.67	0.12~15
Phosphorus oxide	P ₂ O ₅	%	1.15	0.5~22.7
Natrium oxide	Na ₂ O	%	0.19	0.15~2
Kalium oxide	K ₂ O	%	0.98	0.05~2.4
Ash melting point				
Deformation temperature	DT	°C	1150	1150
Softening temperature	ST	°C	1200	1200
Fusion point	FT	°C	1300	1300
Hemisphere temperature	HT	°C	1250	1250

(Sumber : Manual Book Spesifikasi Boiler PLTU Pangkalan Susu)

2.1.1 Fungsi Boiler

Boiler memiliki fungsi utama sebagai berikut:

1. Untuk memproduksi uap sesuai yang dibutuhkan, baik kuantitas maupun kualitas.
2. Sebagai alat penukar panas, tempat terjadinya perpindahan panas dari proses pembakaran bahan bakar dan udara, perpindahan secara radiasi ke walltube, perpindahan panas konveksi melalui flue gas ke tube dan perpindahan panas konduksi melalui tube ke air/uap
3. Memanaskan uap hingga panas lanjut yang dihasilkan sebelum digunakan untuk memutar turbin.
4. Memanaskan kembali uap yang telah digunakan untuk memutar turbin tekanan tinggi (*HP Turbine*) sebelum digunakan untuk memutar turbin tekanan menengah (*LP Turbine*) dan selanjutnya digunakan untuk memutar turbin tekanan rendah (*LP Turbine*).

2.1.2 Komponen Boiler

Komponen utama *boiler* batubara terdiri atas :

1. *Furnace* (Ruang Bakar)

Furnace merupakan ruangan terbatas tempat terjadinya proses pembakaran batubara. *Furnace* dibatasi oleh *waterwall tube* tempat mengalirnya air sebagai fluida kerja. *Waterwall tube* tersebut merupakan tempat terjadinya proses pemanasan air menjadi uap. Pada *furnace* terjadi pencampuran batubara dan udara pembakaran, proses penyalaan (*ignition*), serta perpindahan panas secara radiasi dari panas hasil pembakaran. Batubara dan udara pembakaran masuk ke dalam *furnace* melalui *burner*. Dimensi dan geometri *furnace* mempunyai desain yang spesifik berdasarkan karakteristik bahan bakar maupun teknologi *combustion* yang digunakan.

2. *Burner*

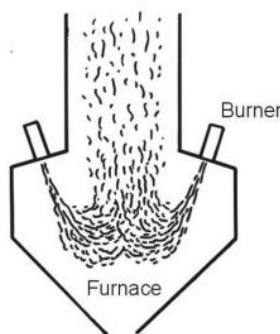
Burner adalah peralatan yang berfungsi untuk membentuk campuran bahan bakar dan udara yang *uniform* sehingga terjadi proses pembakaran secara efisien. Batubara masuk pada sisi tengah *burner* dan udara pembakaran pada sisi

sekelilingnya. Terbentuk aliran turbulen campuran batubara dan udara pembakaran sehingga terjadi kestabilan pembakaran.

Susunan *burner* didesain dengan konfigurasi secara spesifik untuk memperoleh karakteristik bentuk nyala api tertentu. Jenis *burner* berdasarkan arah masuknya batubara terbagi menjadi 3 metode, yaitu :

a. *Downshot Firing*

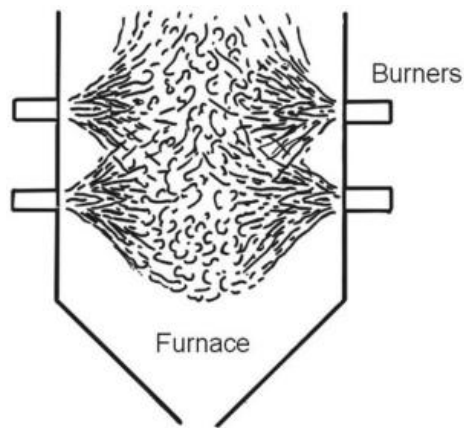
Serbuk batubara diinjeksikan pada area *lower furnace*. Area *lower furnace* didesain dengan *lining refractory* sehingga mempunyai temperatur yang tinggi untuk proses penyalaan. Proses penyalaan awal batubara dan proses pembakaran terjadi selama bahan bakar mengalir naik menuju area *waterwall* pada sisi *upper furnace* seperti ditunjukkan pada gambar 2.2. Konfigurasi ini cocok untuk jenis batubara yang sulit untuk terbakar, dengan kandungan *volatile mater* rendah seperti batubara *anthracite*.



Gambar 2.2 Ilustrasi *Burner* dengan Metode *Downshot Firing* (Chaplin, n.d.)

b. *Horizontal Firing*

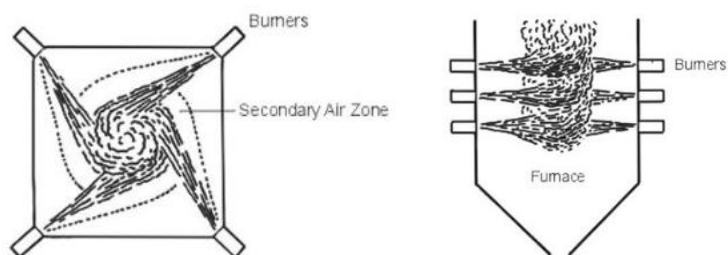
Konfigurasi *burner* terpasang pada sisi dinding *furnace*, pada satu sisi *front wall* maupun kedua sisi *front* dan *back wall* seperti ditunjukkan pada gambar 2.3. Serbuk batubara diinjeksikan secara horisontal dengan tingkat *turbulent swirl* yang tinggi untuk menghasilkan pembakaran secara cepat. Masing masing *burner* membentuk nyala api secara individual dan *independent*. Perbandingan batubara dan udara pembakaran pada masing masing *burner* harus tepat untuk menghasilkan pembakaran yang baik.



Gambar 2.3 Konfigurasi *Burner Horizontal Firing*(Chaplin, n.d.)

c. *Tangential Firing*

Burner tersusun vertikal pada empat sudut *furnace*. Serbuk batubara diinjeksikan pada arah horisontal menuju sisi tengah area *furnace* (membentuk garis tangensial *imaginer* dengan lingkaran di titik tengah *furnace*). Ilustrasi *tangential firing* dapat digambarkan pada Gambar 2.4. Pencampuran bahan bakar dan udara pembakaran terdistribusi secara merata pada *combustion zone* di dalam *furnace*. Proses penyalaan dan pembakaran yang terjadi lebih teratur membentuk *fireball* pada sisi tengah *furnace*.



Gambar 2.4 Ilustrasi *Burner* pada Boiler *Tangential Firing*(Chaplin, n.d.)

Turbulensi pada *fireball* tersebut menghasilkan *vortex motion* sehingga terbentuk aliran pembakaran ke atas. *Tangential boiler* menghasilkan *heat flux* pada *waterwall tube* yang lebih merata sehingga meminimalkan potensi *overheating* maupun *thermal stress* (Hidayat, 2015).

3. *Convection Pass*

Pipa pipa *superheater*, *reheater*, dan *economizer* terletak pada area *flue gas downflow*. Pipa-pipa tersebut terpasang dalam susunan *tube bundle (tube bank)* yang menghubungkan antara *inlet* dan *outlet header*. Pada sisi tersebut perpindahan panas dominan terjadi secara konveksi.

4. *Steam drum*

Steam drum berfungsi untuk memisahkan uap jenuh dari campuran air-uap hasil pemanasan pada *waterwall tube*. Pada *steam drum* juga terdapat injeksi-injeksi bahan kimia untuk menjaga kualitas air *boiler*. Selain itu, *steam drum* berfungsi sebagai *buffer/reservoir* untuk mengakomodir sedikit perubahan beban unit.

5. *Waterwall*

Waterwall tube menghubungkan *lower header* dengan *steam drum* yang berfungsi juga sebagai pembatas ruangan *boiler*. Pipa pipa *waterwall* saling dihubungkan dengan membran membentuk dinding. Pada aliran *waterwall tube* terjadi proses penguapan sehingga terbentuk campuran air dan uap. Campuran air-uap tersebut dipisahkan pada *steam drum* dan mengalir ke area *superheater*. Laju perpindahan panas yang terjadi pada area *waterwall tube* dapat dihitung dengan persamaan 2.1 sebagai berikut :

$$Q = \dot{m}xh_{fg} \quad (2.1)$$

dengan :

Q : laju perpindahan panas pada *waterwall tube* (kW)

\dot{m} : laju aliran massa air pada *waterwall tube* (kg/s)

h_{fg} : *enthalpy* penguapan pada tekanan steam drum (kJ/kg)

6. *Economizer, Steam reheater and superheater*

Posisi *economizer* terletak pada bagian akhir *convection pass*. *Economizer* berfungsi untuk memanaskan air pengisi *boiler* sebelum masuk ke *steam drum*. *Economizer* biasanya tersusun dalam *horizontal tube bundle* dengan konfigurasi yang cukup rapat untuk mengoptimalkan penyerapan panas dengan tetap

mempertimbangkan *pressure drop flue gas*. Pada area ini tidak terjadi perubahan fase air pengisi.

Reheater dan *superheater* berfungsi untuk meningkatkan temperatur uap jenuh sebelum dialirkan ke turbin uap. Desain *reheater* dan *superheater* biasanya dibagi menjadi beberapa bagian untuk mengoptimalkan proses penyerapan panas dan mengatur temperatur uap yang dihasilkan. Pembagian perpipaan tersebut berupa *tube bank/tube bundle*, diantaranya *division panel superheater*, *platen superheater*, *final superheater*, *low temperature superheater*.

Laju perpindahan panas pada area *superheater*, *economizer*, dan *reheater* dapat dihitung dengan persamaan 2.2 sebagai berikut :

$$Q = \dot{m}x C_p x \Delta T \quad (2.2)$$

dengan :

Q : laju perpindahan panas pada *heat exchanger tube* (kW)

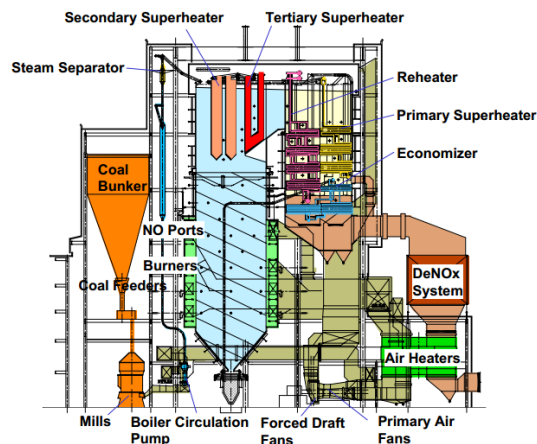
\dot{m} : laju aliran massa air/uap air pada *heat exchanger tube* (kg/s)

C_p : kalor spesifik air/uap air (kJ/kg.K)

ΔT : perbedaan temperatur uap/uap air pada sisi masuk dan sisi keluar *heat exchanger* (K)

7. Air preheater

Air preheater tidak termasuk dalam bagan air dan uap *boiler* tetapi mempunyai peran penting dalam pemanfaatan panas *boiler* sehingga mendukung efisiensi. Pada banyak desain *boiler*, temperatur *flue gas* setelah melewati *economizer* masih cukup tinggi. *Air preheater* memanfaatkan energi panas tersebut untuk memanaskan udara pembakaran (udara primer dan udara sekunder) sehingga pemakaian bahan bakar dapat dikurangi. Udara primer digunakan sebagai udara pengering dan transportasi serbuk batubara ke *burner*. Udara sekunder berfungsi sebagai udara pembakaran.



Gambar 2.5 Komponen utama boiler (Shimogori, Yoshio. 2004)

2.2. Pembakaran Batubara dalam Ruang Bakar

Batubara yang dibongkar dari kapal di Coal Jetty dengan menggunakan *Ship Unloader* dipindahkan ke hopper dan selanjutnya diangkut dengan conveyor menuju penyimpanan sementara (*coal yard*) dengan melalui Telescopic Chute menggunakan Stacker/Reclaimer atau langsung dari tongkang. Batubara tersebut ditransfer melalui Junction House ke Scrapper Conveyor lalu ke Coal Bunker, seterusnya ke Coal Feeder yang berfungsi mengatur jumlah aliran ke Pulverizer dimana batubara digiling dengan ukuran yang sesuai kebutuhan menjadi serbuk yang halus. Serbuk batubara ini ditransportasikan dan dicampur dengan udara panas dari Primary Air Fan kemudian dibawa ke Coal Burner yang menyemburkan batubara tersebut kedalam ruang bakar untuk proses pembakaran dan terbakar seperti gas untuk mengubah air menjadi uap. Udara pembakaran yang digunakan pada ruang bakar dipasok dari Forced Draft Fan (FDF) yang mengalirkan udara pembakaran melalui Air Heater. Hasil proses pembakaran yang terjadi menghasilkan limbah berupa abu. Abu yang jatuh kebagian bawah boiler secara periodik dikeluarkan dan dikirim ke Ash Valley. Gas hasil pembakaran dihisap keluar dari boiler oleh Induce Draft Fan (IDF) dan dilewatkan melalui Electrostatic Precipitator yang menyerap 99,5% abu terbang dan debu dengan sistem elektroda, lalu dihembuskan ke udara melalui Stack.

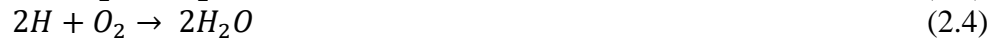
Batubara merupakan suatu jenis mineral yang tersusun atas karbon, hidrogen, oksigen, nitrogen, sulfur, dan senyawa-senyawa mineral (Kent,1993).

Batubara digunakan sebagai sumber energi alternatif untuk menghasilkan listrik. Pada pembakaran batubara, terutama pada batubara yang mengandung kadar sulfur yang tinggi, menghasilkan polutan udara, seperti sulfur dioksida, yang dapat menyebabkan terjadinya hujan asam. Karbon dioksida yang terbentuk pada saat pembakaran berdampak negative pada lingkungan (Achmad, 2004).

Ada tiga combustible element yang terdapat pada kebanyakan bahan bakar fosil, yaitu carbon, hydrogen & sulfur. Sulfur mempunyai kontribusi yang kurang signifikan sebagai sumber panas, tetapi merupakan sumber masalah utama dalam korosi dan polusi. Tujuan utama suatu pembakaran adalah memaksimalkan pelepasan energi yang terkandung dalam bahan bakar dan meminimalkan kerugian-kerugian yang mungkin dapat timbul selama proses pembakaran. Maka dari itu diperlukan beberapa pengaturan seperti excess air, aliran udara dalam boiler dan penambahan zat tertentu dalam proses pembakaran. Faktor-faktor utama yang mempengaruhi proses pembakaran antara lain :

1. *Temperature*, yaitu suhu yang cukup untuk terjadinya penyalaan dan menjaga penyalaan bahan bakar.
2. *Turbulence*, efek turbulensi akan berpengaruh terhadap pencampuran antara serbuk batubara dengan oksigen pada udara. Turbulensi yang baik menghasilkan campuran yang merata sehingga mengurangi kerugian akibat *un-burnt carbon*.
3. *Time*, adalah kecukupan waktu untuk terjadinya tahapan-tahapan proses pembakaran hingga semua *combustible material* bereaksi sempurna dengan oksigen dan melepaskan energi panas.
4. *Oxygen*, merupakan reaktan utama pada reaksi pembakaran sehingga kecukupan oksigen sangat berpengaruh terhadap kesempurnaan pembakaran. Oleh karena itu dalam aplikasinya selalu digunakan *excess air* (oksigen berlebih) untuk menjamin kecukupan oksigen untuk reaksi.

Reaksi utama pada proses pembakaran batubara terdiri dari reaksi combustible material (C, H, dan S) dengan oksigen yang menghasilkan produk pembakaran sempurna berupa gas CO₂ dan H₂O. Persamaan reaksi pembakaran dapat dituliskan sesuai persamaan 2.3 – 2.5 sebagai berikut :



Pembakaran batubara di ruang bakar boiler terjadi melalui beberapa tahapan proses mulai serbuk batubara masuk ke furnace hingga terbakar habis. Serbuk batubara dengan ukuran 200 mesh (74 μm) diinjeksikan masuk ke furnace melalui coal burner nozzle akan melewati beberapa tahapan sebagai berikut (Singer, 1993).

1. Drying

Drying merupakan proses awal batubara untuk menghilangkan *moisture* yang terkandung pada permukaan ataupun pada pori-pori batubara. Proses pengeringan ini terjadi sebelum batubara bercampur dengan udara pembakaran di furnace. Pengeringan dimulai pada saat batubara bercampur dengan *primary air* di mill, sedangkan sisa *moisture* yang terletak dalam pori-pori yang sangat kecil pada batubara akan dikeringkan di dalam furnace karena membutuhkan temperatur yang lebih tinggi untuk menguapkan *moisture* tersebut.

2. Devolatilization

Proses ini merupakan proses pemisahan antara *volatile matter* dan *char* atau *fixed carbon*. *Volatile matter* akan mengalami penguapan pada suhu sekitar 900° - 950°C menyisakan *char* yang merupakan karbon padat yang menjadi bahan bakar utama dalam proses pembakaran di *furnace*.

3. Char Combustion

Char combustion adalah proses pembakaran karbon padat dengan oksigen baik dari udara pembakaran maupun dari gas oksigen hasil *devolatilization*.

Waktu tinggal batubara sampai habis terbakar di dalam *furnace* disebut *residence time*. *Residence time* merupakan jumlah waktu yang diperlukan batubara untuk mengalami proses *drying*, *devolatilization*, dan *char combustion* dalam furnace. *Residence time* sendiri sangat dipengaruhi oleh komponen partikel batubara.

2.3 Performance Test

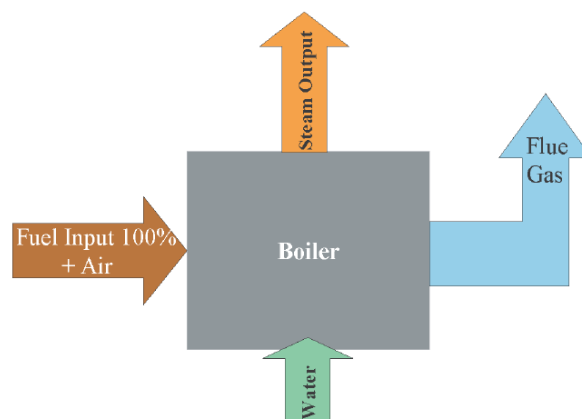
Performance Test atau unjuk kerja unit pembangkit adalah prestasi kerja unit/mesin yang mencerminkan segi kuantitas (kemampuan dan efisiensi). Di dalam pemeliharaan prediktif, unjuk kerja dinyatakan dalam efisiensi atau parameter-parameter lain yang menunjukkan kemampuan pemanfaatan energi. Oleh karena itu, dengan mengetahui unjuk kerja ini kita dapat menilai apakah suatu unit/mesin bekerja dalam kondisi baik atau tidak, baik secara teknis maupun ekonomis. Sehingga berdasarkan gejala yang ditimbulkan tersebut dapat diprediksi kapan harus dilakukan tindakan-tindakan preventif.

2.4 Perhitungan Efisiensi Boiler

Selain efisiensi pembangkit, perhitungan efisiensi boiler digunakan untuk menganalisa performa boiler. Perhitungan efisiensi boiler dapat dilakukan dengan dua pendekatan, secara langsung (*direct method*) dan tidak langsung (*indirect method*).

1. Direct Method

Direct method merupakan adalah metode perhitungan efisiensi boiler secara cepat tanpa memperhitungkan adanya kerugian atau losses dalam evaluasi efisiensi boiler (perhitungan Input – Output sesuai Hukum *Thermodynamika*), skema perhitungan *direct method* ditunjukkan pada gambar 2.4.



Gambar 2.6 Skema perhitungan *direct method* pada boiler

Data yang diperlukan untuk pengujian metode langsung ini adalah sebagai berikut:

a. Heat Input

- Jenis bahan bakar
- Jumlah bahan bakar
- Nilai kalor bahan bakar

b. Heat Output

- Jumlah steam yang dihasilkan
- Tekanan/temperatur steam
- Entalpi steam
- Tekanan/temperatur feed water
- Entalpi feed water

$$\text{Boiler Efficiency, } \eta = \frac{Q (H-h)}{q \times GCV} \times 100\% \quad (2.6)$$

Dimana :

Q : Jumlah *steam* yang dihasilkan (Kg/Jam)

q : Jumlah bahan bakar yang digunakan per jam (Kg/Jam)

GCV : Nilai kalori bahan bakar (Kcal/Kg)

H : Entalpi *steam* (Kcal/Kg)

h : Entalpi *feed water* (Kcal/Kg)

2. Indirect Method

Metode *indirect method (heat loss)* adalah metode perhitungan efisiensi *boiler* secara akurat dengan memperhitungkan seluruh kemungkinan adanya kerugian atau losses dalam evaluasi efisiensi boiler. Perhitungan efisiensi pada *indirect method* dengan cara mengurangi efisiensi boiler dengan kerugian-kerugian yang mungkin terjadi pada boiler, skema perhitungan ini ditunjukkan oleh gambar 2.5. Untuk menentukan efisiensi boiler dengan metode tidak langsung (*Indirect Method*), semua bentuk energi hilang (*losses*) yang terjadi pada boiler harus dihitung. Kehilangan-kehilangan tersebut berhubungan dengan jumlah bahan bakar yang dibakar, seperti yang tampak pada gambar 2.5. Dengan metode ini, akan sangat mudah untuk membandingkan hasil perhitungan berbagai boiler pada berbagai laju pembebanan.

$$\text{Efisiensi Boiler} = 100 - (L1 + L2 + L3 + L4 + L5 + L6 + L7 + L8) \quad (2.7)$$

dimana :

L1 = *Heat loss* akibat *dry flue gas*

L2 = *Heat loss* akibat evaporasi dari air yang terbentuk karena keberadaan H₂ di dalam bahan bakar (%)

L3 = *Heat loss* akibat keberadaan air dalam bahan bakar

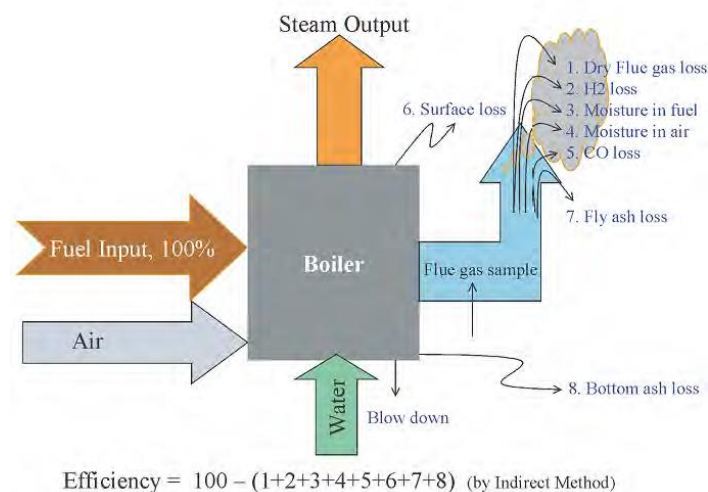
L4 = *Heat loss* akibat keberadaan air dalam udara

L5 = *Heat loss* akibat pembakaran yang tidak sempurna

L6 = *Heat loss* akibat radiasi dan konveksi

L7 = *Heat loss* akibat senyawa tak terbakar di *fly ash* (%)

L8 = *Heat loss* akibat senyawa tak terbakar di *bottom ash* (%)



Gambar 2.7 Skema Perhitungan *indirect method* pada boiler

2.5 Pengukuran Net Plant Heat Rate (NPHR)

Terdapat dua metode pengukuran net plant heat rate unit yaitu metode input/output dan metode output/loss. Metode input/output dilakukan dengan pengukuran laju aliran dan nilai kalor batubara dan daya gross/bruto yang dibangkitkan dan daya pemakaian sendiri. Metode output/loss antara lain tergantung pada pengukuran laju aliran, komposisi dan suhu gas buang

meninggalkan cerobong, laju aliran feedwater, suhu dan tekanan uap/air masuk dan keluar boiler serta jumlah karbon tak terbakar.

1. Metode input/output

Pada metode input/output semua parameter yang terkandung pada definisi heat rate diukur secara langsung. *Energy* masuk kedalam boiler diperoleh dari pengukuran laju aliran bahan bakar dan nilai kalor batubara dari laboratorium atau analisis online. Daya listrik diperoleh dengan pengukuran daya output generator dan daya pemakaian sendiri. Dengan persamaan berikut :

$$NPHR = \frac{\dot{m}_{coal} \times HHV}{P_G - P_S} \quad (2.8)$$

dimana :

P_G = daya output generator

P_S = daya pemakaian sendiri

2. Metode Output/Loss

Dengan menggunakan kontrol volume yang meliputi boiler, air preheater, steam air heater, fan dan mill, prinsip konservasi energi dapat digunakan untuk menyusun persamaan yang menghubungkan laju aliran energi masuk ke boiler dengan laju perpindahan panas ke siklus turbin uap, laju perpindahan panas pada air heater, berbagai kerugian boiler dan lainnya seperti daya listrik fan dan mill. Hubungan ini diberikan dalam bentuk persamaan berikut :

$$\dot{m}_{coal} \times HHV = Q_T - Q_A + L_B - P_{fm} \quad (2.9)$$

dimana:

Q_T = laju perpindahan panas ke siklus turbin uap

Q_A = laju perpindahan panas pada air heater

P_{fm} = daya listrik fan dan mill

L_B = kerugian boiler seperti gas buang, karbon yang tidak terbakar dan panas sensible yang dikandung abu

2.6 Simulasi Numerik CFD Pembakaran Batubara pada Boiler

Computational Fluid Dynamics (CFD) merupakan salah satu metode yang dapat digunakan untuk memprediksi aliran fluida, perpindahan panas, perpindahan massa maupun fenomena fisik yang berhubungan dengan aliran fluida. Metode CFD menggunakan metode numerik dalam penyelesaian persamaan matematik yang berhubungan dengan dinamika fluida. Metode yang digunakan adalah Finite Volume Approach yaitu membagi volume sistem, baik massa atau volume, menjadi volume-volume kecil yang disebut grid atau mesh. Setiap grid tersebut memiliki sejumlah nodal untuk menerapkan persamaan-persamaan konservasi. Setiap nodal memiliki karakteristik yang spesifik sebagai volume aturnya. Persamaan konservasi yang digunakan dalam pemodelan CFD adalah :

1. Persamaan Konservasi Massa

Persamaan konservasi massa untuk aliran compressible dan incompressible dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \vec{v}) = S_m \quad (2.10)$$

dengan :

S_m = penambahan/pengurangan massa

ρ = massa jenis fluida

t = waktu

\vec{v} = vektor kecepatan total

2. Persamaan Konservasi Momentum

Persamaan konservasi momentum pada arah i dapat dituliskan dalam persamaan sebagai berikut :

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \vec{v}) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\bar{\tau}) + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (2.11)$$

dengan :

p = tekanan statik total

$\bar{\tau}$ = tensor tegangan geser

\vec{g} = percepatan gravitasi

\vec{F} = external body force

Sedangkan tensor tegangan geser dinyatakan dengan persamaan berikut :

$$\bar{\tau}_{ij} = \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \mu \left(\frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) \delta_{ij} \quad (2.12)$$

dengan :

μ = dynamic viscosity

u = velocity

3. Persamaan Konservasi Energi

Persamaan energi yang digunakan pada software FLUENT adalah sebagai berikut :

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho E) + \nabla \cdot (\vec{v} (\rho E + p)) = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T - \sum_j h_j \vec{J}_j + (\bar{\tau}_{eff} \cdot \vec{v})) + S_h \quad (2.13)$$

dengan :

k_{eff} = effective conductivity ($k+k_t$)

T = temperatur

k_t = turbulent thermal conductivity

Persamaan energi didefinisikan sebagai :

$$E = h - \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} \quad (2.14)$$

dimana h adalah entalpi sensibel yang dirumuskan sebagai berikut :

a. Untuk gas ideal

$$h = \sum_j Y_j h_j \quad (2.15)$$

b. Untuk incompressible flow

$$h = \sum_j Y_j h_j + \frac{p}{\rho} \quad (2.16)$$

dengan :

Y_j = fraksi massa spesies j

$$h_j = \int_{T_{ref}}^T c_{p,j} dT \quad (2.17)$$

dimana :

T_{ref} = 298,15 K

Persamaan (2.13) – (2.17) di atas diterapkan pada setiap grid/mesh sehingga diperoleh sebaran temperatur yang membentuk distribusi temperatur pada setiap bagian boiler.

2.7 Taguchi dan Analisis Varians

Metode Taguchi pertama kali dicetuskan oleh Dr. Genichi Taguchi pada tahun 1949 saat mendapat tugas untuk memperbaiki sistem komunikasi di Jepang. Dr. Genichi Taguchi memiliki latar belakang *engineering*, juga mendalami statistika dan matematika tingkat lanjut, sehingga ia dapat menggabungkan antara teknik statistik dan pengetahuan *engineering*. Ia mengembangkan metode Taguchi untuk melakukan perbaikan kualitas dengan metode percobaan ‘baru’, artinya melakukan pendekatan lain yang memberikan tingkat kepercayaan yang sama dengan SPC (*Statistical Process Controll*). Kelebihan dari penggunaan metode Taguchi adalah :

1. Dapat mengurangi jumlah pelaksanaan percobaan jika dibandingkan dengan menggunakan percobaan *full factorial*, sehingga dapat menghemat waktu dan biaya.
2. Dapat melakukan penghematan terhadap rata-rata dan variasi karakteristik kualitas sekaligus, sehingga ruang lingkup pemecahan masalah lebih luas.
3. Dapat mengetahui faktor-faktor yang berpengaruh terhadap karakteristik kualitas melalui perhitungan *Average* dan Rasio S/N, sehingga faktor-faktor yang berpengaruh tersebut dapat diberikan perhatian khusus.

Sedangkan kekurangan dari metode Taguchi ini adalah apabila percobaan ini dilakukan dengan banyak faktor dan interaksi, akan terjadi pembauran beberapa interaksi oleh faktor utama. Akibatnya, keakuratan hasil percobaan akan berkurang, jika interaksi yang diabaikan tersebut memang benar-benar berpengaruh terhadap karakteristik yang diamati.

Metode Taguchi yang mengusulkan cara mudah dan efisien untuk mengoptimalkan masalah desain adalah salah satu pendekatan statistik yang paling umum digunakan untuk mendapatkan urutan kepentingan berbagai faktor untuk fungsi target. Metode ini digunakan untuk semua jenis studi seperti eksperimental, numerik dan juga teoritis (A.H. Bademlioglu, A.S. Canbolat, 2019). Keberhasilan analisis tergantung pada pilihan parameter proses dan hubungannya dengan fungsi tujuan. Dalam studi ini, tinjauan literatur rinci telah dilakukan dan parameter telah

ditentukan untuk analisis statistik adalah *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* serta *Excess Air*. Ada dua alat utama yang digunakan dalam metodologi Taguchi seperti rasio sinyal terhadap noise (S/N) dan ortogonal array. Dengan menggunakan alat ini, metode Taguchi memungkinkan untuk mengoptimalkan kinerja sistem dan menentukan opsi parameter terbaik dengan uji coba lebih sedikit daripada analisis faktorial penuh. Penting untuk memilih tipe ortogonal array yang sesuai dengan karakteristik kinerja. Dalam literatur, untuk mengetahui rasio kontribusi pada fungsi target, digunakan metode analisis varians (ANOVA). Dalam penelitian ini, selain metode Taguchi, ANOVA digunakan untuk mengetahui tingkat kepentingan masing-masing parameter terhadap karakteristik kinerja. Rasio dampak dan peringkat masing-masing parameter dihitung dengan bantuan ANOVA. Karena ANOVA menunjukkan tingkat pentingnya mempengaruhi parameter pada respons, ANOVA juga memungkinkan pemeriksaan keandalan statistik dari hasil yang diperoleh dari metode Taguchi. Dalam penelitian ini, pengaruh masing-masing parameter terhadap efisiensi dengan menggunakan metode ini dan hasil perhitungan dilakukan analisis.

2.8 Signal/Noise to Analysis and Assignment of Weight

Rasio S/N bertujuan untuk mengukur sensitifitas dari karakteristik kualitas dari faktor yang dapat dikontrol terhadap pengaruh faktor eksternal yang tidak dikontrol. Dalam suatu percobaan bertujuan untuk mendapat nilai rasio S/N terbesar, karena dengan semakin besar rasio S/N maka variasi produk disekitar nilai target semakin kecil.

Untuk menganalisa hasil eksperimen yang terjadi dari dua pengulangan atau lebih sebaiknya menggunakan rasio S/N daripada menggunakan metode *average*, karena rasio S/N akan memberi dua macam keuntungan yaitu :

1. Rasio S/N menyediakan petunjuk untuk memilih level optimum berdasarkan variasi minimum disekitar target dan juga nilai rata-rata yang mendekati target
2. Rasio S/N menawarkan perbandingan objektif diantara dua set percobaan yang dilihat dari variasi di sekitar target dan penyimpangan rata-rata dari nilai target

Dalam metode Taguchi, rasio S/N merepresentasikan besarnya variasi yang ada pada karakteristik kualitas. Secara umum, ada tiga kelompok karakteristik kinerja dalam analisis rasio *signal-to-noise*, yaitu semakin rendah semakin baik (*Lower the Better*), semakin tinggi semakin baik (*Higher the Better*) dan nominal semakin baik (*Nominal the Better*). Metode Assignment of Weight membuat masalah multirespon diubah menjadi masalah respons tunggal (Taguchi G., El Sayed EA, Hsiang TC, 1989). Misalkan kita memiliki dua tanggapan dalam suatu masalah. Biarkan W1 menjadi bobot yang diberikan, katakanlah respons pertama R1 dan W2 adalah bobot yang diberikan pada respons kedua R2. Ini (W) disebut Multi Response Performance Index (MRPI). Dengan menggunakan MRPI ini, masalah diselesaikan sebagai masalah respons tunggal. Dalam masalah multi-respon, setiap respons dapat berupa data asli yang diamati atau transformasinya seperti rasio S/N. Dalam pendekatan ini, masalah utama adalah metode penentuan bobot. Tinjauan pustaka menunjukkan bahwa beberapa pendekatan telah digunakan untuk mendapatkan MRPI.

$$Z = \sum_i W_i R_i \quad (2.18)$$

dimana :

$$Z = \text{Multi Response Performance Index (MRPI)}$$

2.9 Interval Kepercayaan

Interval kepercayaan adalah interval antara dua nilai statistik dengan tingkat probabilitas tertentu dimana nilai yang sebenarnya dari parameter berada didalamnya. Dalam perancangan kualitas suatu produk interval kepercayaan dibagi menjadi tiga macam ketentuan yaitu:

1. Interval kepercayaan untuk *level* faktor, untuk menghitung interval kepercayaan dari masing-masing faktor *level* digunakan rumus :

$$CI = \sqrt{F_{\alpha, v1, v2} \times Ve \times \left[\frac{1}{n} \right]} \quad (2.19)$$

dengan,

$F_{\alpha, v1, v2}$ = tabel *F* rasio

α = resiko. *Level* kepercayaan = 1 – resiko

$v1$ = derajat bebas untuk rata-rata dan nilainya selalu 1 untuk interval

- kepercayaan
- v_2 = derajat bebas untuk *pooled error variance*
- Ve = variasi kesalahan gabungan (*pooled error variance*)
- n = jumlah pengamatan

Sehingga interval kepercayaan untuk masing-masing *level* faktor dapat dihitung dengan rumus:

$$\overline{XY} - CI \leq \mu_{XY} \leq \overline{XY} + CI \quad (2.20)$$

dengan,

X = Faktor ke- x

Y = *Level* ke- y

- Interval kepercayaan untuk prediksi, sehingga menghitung interval kepercayaan untuk prediksi. Sebagai contoh, apabila dalam suatu eksperimen terdapat tujuh faktor (A, B, C, D, E, F, G) dan faktor B, D, F merupakan faktor yang penting, pada saat kita ingin meminimasi variansi. Faktor *level* D1, B1, dan F2 digunakan untuk menghitung *the predicted process mean* maka rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$\mu_{\text{predicted}} = (D1 - \overline{y}) + (B1 - \overline{y}) + (F2 - \overline{y}) \quad (2.21)$$

Menghitung interval kepercayaan perkiraan dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut:

$$CI = \sqrt{F_{\alpha, v_1, v_2} \times Ve \times \left[\frac{1}{neff} \right]} \quad (2.22)$$

dengan,

F_{α, v_1, v_2} = tabel F rasio

α = resiko. Level kepercayaan = 1 – resiko

v_1 = derajat bebas untuk rata-rata dan nilainya selalu 1 untuk interval kepercayaan

v_2 = derajat bebas untuk *pooled error variance*

Ve = variasi kesalahan gabungan (*pooled error variance*)

n = banyak pengamatan

$$n_{\text{eff}} = \frac{\text{Total number of experiment}}{\text{Sum of degrees of freedom used in estimate of mean}}$$

Sehingga interval kepercayaan yang diperoleh dengan rumus sebagai berikut:

$$\mu_{\text{predicted}} - CI \leq \mu_{\text{predicted}} \leq \mu_{\text{predicted}} + CI \quad (2.23)$$

3. Interval kepercayaan untuk konfirmasi, dapat dihitung dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$CI = \pm \sqrt{F_{\alpha, v1, v2} \cdot V_e \cdot \left[\frac{1}{n_{\text{av}}} + \frac{1}{r} \right]} \quad (2.24)$$

dengan,

$F_{\alpha, v1, v2}$ = tabel *F* rasio

α = resiko. *Level* kepercayaan = 1 – resiko

$v1$ = derajat bebas untuk rata-rata dan nilainya selalu 1 untuk interval kepercayaan

$v2$ = derajat bebas untuk *pooled error variance*

V_e = variasi kesalahan gabungan (*pooled error variance*)

N = banyak pengamatan

r = jumlah pengulangan atau replikasi ($r \neq 0$)

Sehingga interval kepercayaan dapat diperoleh dengan selang sebagai berikut:

$$\mu_{\text{predicted}} - CI \leq \mu_{\text{predicted}} \leq \mu_{\text{predicted}} + CI \quad (2.25)$$

2.10 Eksperimen Konfirmasi

Tahap ini dilakukan dengan eksperimen konfirmasi. Eksperimen konfirmasi dilakukan untuk membuktikan performansi yang diramalkan yaitu kondisi optimal untuk level faktor-faktor dalam eksperimen. Jika hasil eksperimen konfirmasi membuktikan performansi yang diramalkan, maka kondisi optimum dapat diterapkan dalam proses. Jika sebaliknya, maka desain eksperimen

seharusnya dievaluasi lagi dan eksperimen tambahan yang diperlukan. Jumlah sampel atau replikasi dalam eksperimen konfirmasi yaitu r diambil sejumlah 10 sampel. Keputusan kondisi optimal dapat diterima atau tidak yaitu membandingkan rata-rata nilai estimasi dan rata-rata hasil eksperimen konfirmasi dengan masing-masing level kepercayaan.

2.11 Literature Review

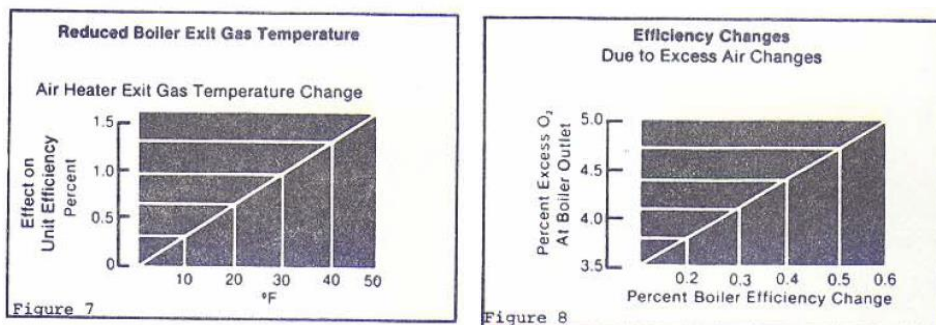
Performance boiler yang optimal dapat dicapai dengan memaksimalkan proses pembakaran di dalam boiler. Berdasarkan jurnal yang sudah dipublikasikan oleh Storm, R.F. and Reilly, T.J Flame Refractories, Inc. Oakboro, North Carolina berjudul *Coal Fired Boiler Performance Improvement Through Combustion Optimization* (1987), ada beberapa faktor penghubung yang dianggap sebagai prasyarat pembakaran yang optimal. Faktor utama yang telah diidentifikasi antara lain adalah:

1. Furnace exit excess oxygen content tidak kurang dari 3% pada satu titik yang diukur dengan water-cooled probe pada saluran superheater.
2. Pulverized fuel fineness tidak kurang dari 72% melewati layar 200 mesh, dan dengan sisa 1% maksimum pada layar 50 mesh.
3. Secondary air flow menuju ke burners harus seimbang dalam sekitar $\pm 10\%$ dari aliran rata-rata.
4. Primary air flow harus seimbang $\pm 2\%$ dari rata-rata pada masing-masing pulverized dengan metode clean air test.
5. Pulverizer primary air flows harus seimbang $\pm 10\%$ atau lebih baik dari pulverizer ke pulverizer.
6. Penyeimbangan aliran bahan bakar ke pulverizer harus dapat dikendalikan dan seimbang $\pm 10\%$ dari rata-rata.
7. Fuel flow dari setiap fuel pipe harus seimbang $\pm 10\%$ dari rata-rata.
8. Kecepatan secondary air flow harus melebihi primary air flow dengan faktor sekitar 1,5 atau 2,0 hingga 1,0. Kecepatan secondary air melalui burner throats optimal sekitar 7.000 fpm. Kecepatan campuran primary air dan coal sekitar 3,500 fpm pada full pulverizer dan/atau boiler load.

9. Rasio optimal primary air/fuel harus berada dalam kisaran 1,5 hingga 2,0 pon udara per pon bahan bakar untuk pengeringan batubara yang memadai dalam pulverizer pada beban penuh, dan lebih disukai tidak melebihi 3,0 pon udara per pon bahan bakar pada tingkat sedang atau low pulverizer loads.
10. Kecepatan saluran bahan bakar pada beban menengah dan rendah tidak boleh turun di bawah 3.000 fpm.
11. Laju fuel feed harus konstan, dengan perubahan laju aliran lancar selama perubahan beban.

Grafik variasi laju panas dan efisiensi boiler ditunjukkan pada gambar 2.7.

Grafik ini adalah perkiraan yang disederhanakan dari pengaruh dua variabel laju panas ini. Grafik ini didasarkan pada kurva koreksi pabrik atau turbin yang dihitung untuk pemanasan ulang 1000°F, 2400 psi, Unit Pembangkit Listrik Uap 400 MW.

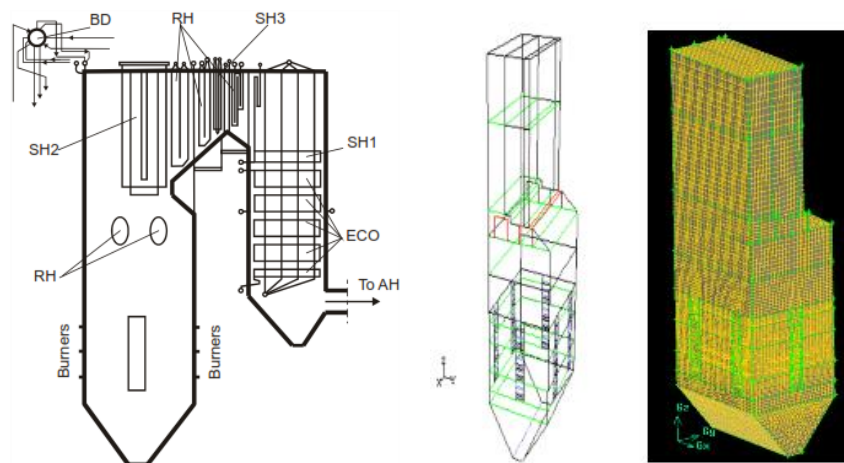


Gambar 2.8 Grafik Perubahan Exit Gas temperature dan Excess Air terhadap Efisiensi Boiler (Storm, R.F. and Reilly, 1987)

Penelitian mengenai pembakaran boiler juga dilakukan oleh Zixiang Li, Zhengqing Miao (2019). Primary Air Ratio (PAR) memiliki efek signifikan pada proses pembakaran batubara. Berdasarkan jurnal ini, metode praktis meningkatkan Primary Air Ratio untuk memenuhi kapasitas pengeringan Mill akan menghasilkan dalam peningkatan yang signifikan dari emisi NO_x. Alternatif yang layak dipilih untuk mempertahankan kapasitas pengeringan sistem Mill adalah mempertahankan nilai PAR yang dirancang.

Pengaturan excess air memiliki pengaruh yang signifikan juga diungkapkan oleh V.I. Kouprianov, V. Tanetsakunvatana (2003). Hasil studi eksperimental dari heat losses yang bergantung pada excess air, serta gas emisi (NO_x, SO₂ dan CO) pada boiler 150 MW. NO_x emisi ditemukan meningkat dengan rasio excess air yang lebih tinggi. Rasio excess air adalah salah satu variabel operasi yang mempengaruhi baik termal dan performance boiler.

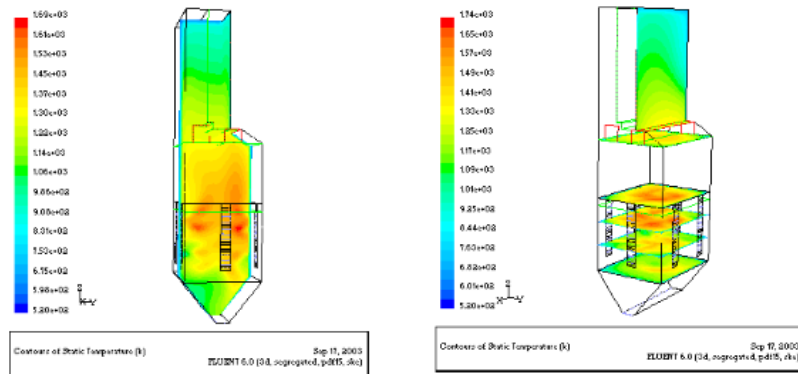
Penelitian mengenai performa *pulverized coal-fired boiler* dengan *tangential burner* dilakukan dengan pendekatan numerikal. Pemodelan boiler dilakukan dengan software CFD FLUENT. Pemodelan menggunakan standard *k-ε* model *turbulent flow* dan *SIMPLEC method* untuk *coupling velocity* dan *pressure*. Reaksi kimia pembakaran batubara dimodelkan dengan pendekatan *mixture fraction/PDF*. Perpindahan panas radiasi dihitung dengan cara *simplified P-N model*. Boiler yang dimodelkan adalah *utility boiler* tipe OB-380 pada pembangkit listrik “Oslomej”, Republik Macedonia dengan kapasitas 120 MWe. Model 3-D boiler dibuat dengan skala penuh. Model geometri melingkupi 86016 *finite volume cells*, 265056 *faces* dan 93192 *nodes*. Skema konfigurasi dan model geometri boiler tersebut dapat dilihat pada gambar 2.8.(Filkoski, 2015)



Gambar 2.9 Skema Konfigurasi Boiler OB-380 (Filkoski, 2015)

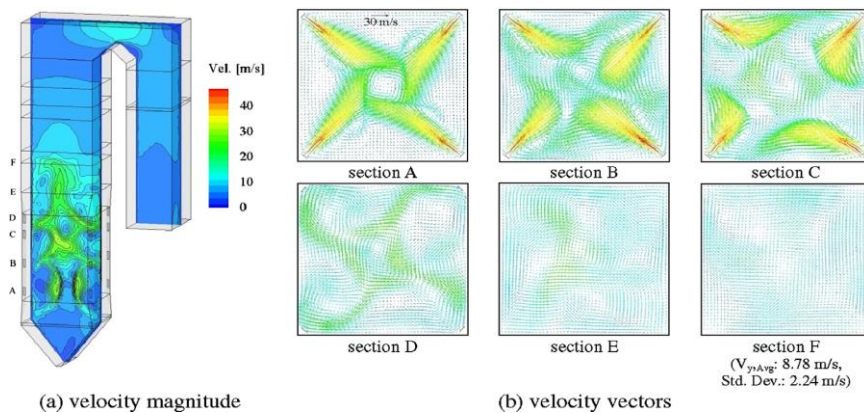
Simulasi tersebut menghasilkan data *flow fields*, vektor kecepatan, jalur aliran partikel, kontur temperatur, profil fluks panas pada dinding *furnace*, kontur *species concentrations* (O₂, CO₂, dsb). Kontur temperatur hasil simulasi dapat dilihat pada gambar 2.9. Tampak adanya perbedaan temperatur di kedua sisi boiler

pada area *furnace exit* yang disebabkan oleh adanya kondisi “*after swirl*” pada area tersebut. Temperatur tertinggi dapat mencapai $> 1300^{\circ}\text{C}$ berada pada area *furnace core* dimana terjadi proses pembakaran paling intensif. Posisi nyala api pada area tengah *furnace* menunjukkan bahwa beban panas di permukaan dinding *furnace* pada kondisi berimbang.



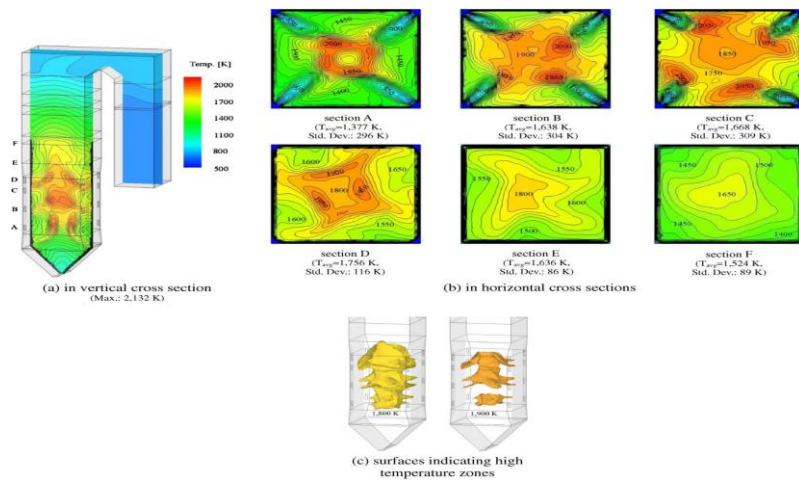
Gambar 2.10 Kontur Temperatur pada penampang melintang *boiler*(Filkoski, 2015)

Choi dan Kim (2009) memodelkan aliran, pembakaran, dan emisi NO_x pada boiler 500 MWe dengan tipe *pulverized coal* dan konfigurasi *burner* tangensial. Penelitian ini dapat dijadikan acuan pola aliran *flue gas* dan juga temperturnya pada bagian tertentu dari *boiler*. Hasil simulasi untuk vektor dan besar kecepatan pada area *furnace* dan *backpass* dapat dilihat pada gambar 2.10 di bawah ini:



Gambar 2.11 Distribusi dan Vektor Kecepatan pada Penampang Lintang yang Berbeda (Sumber: Choi & Kim, 2009).

Distribusi temperatur juga dimodelkan dan ditunjukkan pada gambar 2.12 berikut:



Gambar 2.12 Distribusi Temperatur (Sumber: Choi & Kim, 2009).

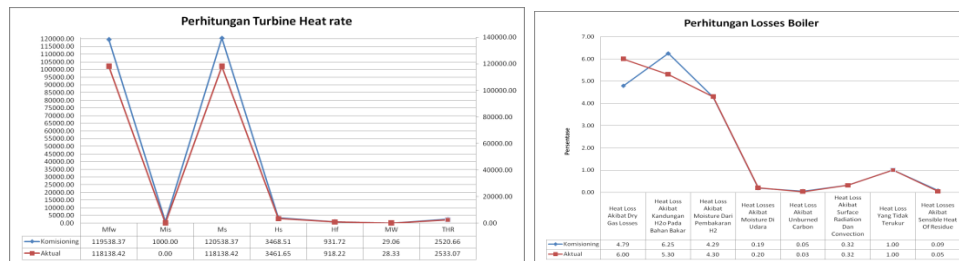
Makalah dari Komarudin dkk (2020) menyajikan analisis kenaikan Plant Heat Rate PLTU sebelum perbaikan berkala terhadap kondisi testing komisioning yang merupakan studi kasus pada salah satu pembangkit listrik di pulau Lombok yang kapasitasnya besar 1x25 MW. Metode yang digunakan dalam perhitungan PLTU adalah metode neraca energi. Metode perhitungan neraca energi digunakan adalah dengan standar American Society of Engineers Mechanical Performance Test Code (ASME PTC). Perhitungan Plant heat rate 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. 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 :

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

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

Dimana :

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



Gambar 2.13 Hasil Perhitungan Turbin Heat Rate dan Losses Boiler (Komarudin dkk, 2020)

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 . 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. Untuk efisiensi boiler, 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.

Secara umum, menurut A.H. Bademlioglu dkk (2019) untuk mengoptimalkan fungsi objektif system seperti kinerja, kualitas, biaya, kombinasi optimal dari parameter yang mempengaruhi sistem dan bobot dampak parameter harus ditentukan secara statistik. Metode Taguchi dan varians dari analisis (ANOVA) umumnya digunakan untuk tujuan ini. Meskipun ini metode yang sering digunakan di daerah yang berbeda, penggunaan metode ini dalam optimasi sistem termal terbatas dalam literatur. Di dalam studi ini, parameter desain optimal penukar panas adalah ditentukan dan analisis kinerja dilakukan dengan menggunakan Taguchi dan metode ANOVA. Dalam literatur, untuk mengetahui rasio kontribusi pada target fungsi, metode analisis varians (ANOVA) digunakan. Dalam penelitian ini, di Selain metode Taguchi, ANOVA digunakan untuk menentukan pentingnya setiap parameter pada karakteristik kinerja. Rasio dampak dan peringkat masing-masing parameter dihitung dengan bantuan ANOVA. Karena ANOVA menunjukkan tingkat kepentingan mempengaruhi parameter pada respons, ini juga memungkinkan pemeriksaan statistik keandalan hasil yang diperoleh dari metode Taguchi. Di dalam studi, pengaruh setiap parameter pada efisiensi hukum pertama, hukum kedua efisiensi dan beberapa karakteristik kinerja ORC ditentukan dengan menggunakan metode ini dan hasil perhitungan dianalisis.

Dari tinjauan pustaka yang telah diuraikan dapat disimpulkan penelitian dengan menggunakan metode simulasi numerik lebih tepat dilakukan karena selain tidak mengganggu operasi pembangkit metode ini juga tidak memerlukan banyak memakan biaya dan hasilnya cukup akurat. Perhitungan dan input parameter menggunakan beberapa persamaan yang telah diuraikan pada sub-bab tentang efisiensi boiler dan penyerapan panas oleh heat exchanger. Detail pengaturan akan dijelaskan pada bab III.

BAB 3

METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah simulasi numerik menggunakan *software* CFD (*Computational Fluid Dynamic*) untuk pemodelan dan analisa pembakaran pada *boiler*.

3.1 Tahapan Penelitian

Tahapan yang dilakukan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

a. Studi kasus dan studi literatur

Studi kasus diambil dari kondisi operasional *boiler* di PLTU Pangkalan Susu. Permasalahan yang terjadi adalah NPHR dan Efisiensi Boiler masih dibawah target baseline. Baseline yang dipakai adalah hasil uji heat rate dari Puslibang PLN saat First Year Inspection dilakukan. Selain itu isu lingkungan terkait kandungan NO_x pada gas buang PLTU juga merupakan hal yang penting untuk diperhatikan. Pada jurnal yang sudah dipublikasikan oleh Storm, R.F. and Reilly, T.J Flame Refractories, Inc. Oakboro, North Carolina berjudul *Coal Fired Boiler Performance Improvement Through Combustion Optimization (1987)*, ada beberapa faktor penghubung yang dianggap sebagai prasyarat pembakaran yang optimal. Dari sebelas parameter yang dianggap prasyarat pembakaran optimal, penulis mengambil tiga parameter untuk dijadikan faktor untuk optimasi. Hal ini disebabkan karena pada unit pembangkit ada hal-hal yang tidak dapat dilakukan. Beberapa parameter tersebut antara lain:

- kecepatan bahan bakar tidak boleh turun dibawah 3000 fpm dan laju fuel feed harus konstan.
Hal ini tidak dapat dilakukan karena pada unit pembangkit tidak bisa secara auto dan masih dilakukan secara manual oleh operator untuk pengaturannya.
- Secondary air flow harus seimbang dan kecepatan secondary air flow harus melebihi primary air flow.

Hal ini juga tidak dapat dilakukan karena tidak adanya alat ukur pada unit pembangkit.

- Furnace exit excess oxygen content tidak kurang dari 3%, Pulverized fuel fineness tidak kurang dari 72% melewati layar 200 mesh dan rasio optimal primary air/fuel harus berada dalam kisaran 1,5 hingga 2,0 pon udara per pon bahan bakar.

Pengaturan tiga parameter ini bisa dilakukan saat unit pembangkit running dan sering disetting oleh operator untuk mengatur pembakaran di boiler.

- Primary air flow harus seimbang $\pm 2\%$ dari rata-rata pada masing-masing pulverized dengan metode clean air test dan Fuel flow dari setiap fuel pipe harus seimbang $\pm 10\%$ dari rata-rata.

Pengaturan dan pengukuran ini direkomendasikan hanya dilakukan saat unit overhaul. Melakukan setting parameter saat ini tidak bisa dilakukan karena kondisi orifice macet.

- Pulverizer primary air flow harus seimbang $\pm 10\%$ atau lebih baik dari pulverizer ke pulverizer dan penyeimbangan aliran bahan bakar ke pulverizer harus dapat dikendalikan dan seimbang $\pm 10\%$ dari rata-rata.

Pengaturan primary air flow saat ini tidak dapat dilakukan karena kondisi orifice macet dan ada risiko apabila Primary Air flow diperkecil dapat menyebabkan blocking pada outlet mill.

Oleh karena itu dengan adanya parameter yang tidak dapat diukur dan dikendalikan oleh operator, maka penulis mengambil tiga parameter yang bisa dilakukan optimasi saat unit *running*. Parameter yang dapat dilakukan optimasi antara lain mengatur *primary air ratio*, *coal fineness* dan *excess air*. Saat ini masih belum ditemukan setting optimal untuk ketiga parameter tersebut yang dapat memperbaiki efisiensi boiler dan NPHR. Studi literatur dilakukan untuk membantu menganalisa permasalahan yang terjadi yang berkaitan dengan simulasi numerik menggunakan *software* CFD. Simulasi numerik digunakan dalam analisa pembakaran di boiler PLTU. Studi

literatur yang dilakukan berasal dari sumber jurnal, *e-book*, *handbook*, dan tugas akhir (skripsi/thesis/disertasi).

b. Tahap pengumpulan data (Primer dan Sekunder)

Pengumpulan data dilakukan sebagai sumber informasi dalam melakukan perhitungan, membuat pemodelan, dan sebagai validasi proses simulasi. Data-data tersebut meliputi data desain, data operasi, maupun data *performance test*.

c. Pemodelan dan Simulasi

Tahapan pemodelan dan simulasi terbagi menjadi tiga proses utama yaitu *preprocessing*, *processing/solving*, dan *postprocessing*. Langkah *preprocessing* meliputi proses pembuatan geometri *boiler*, penentuan domain geometri, *meshing* model geometri. Langkah *processing/solving* dilakukan dengan *software* CFD yang dilakukan yaitu *set up* model simulasi, sistem injeksi bahan bakar, material, *operating* dan *boundary condition*, *solution method*, *initialize*, serta *monitor residual*. Tahapan *postprocessing* dilakukan untuk menampilkan data kualitatif dan kuantitatif hasil dari proses simulasi. Data kualitatif dapat berupa kontur, vektor, *pathlines* dari parameter kecepatan, temperatur, tekanan dan lain sebagainya. Sedangkan data kuantitatif dapat berupa grafik maupun tabel data.

d. Simulasi CFD (*Computational Fluid Dynamic*) dan Perhitungan

Perhitungan dilakukan untuk menghitung nilai efisiensi dan NPHR dengan memasukkan parameter yang didapat dari simulasi CFD (*Computational Fluid Dynamic*). Untuk memperoleh nilai yang paling optimal dari *primary air ratio*, *coal fineness* dan *excess air*, digunakan metode *Taguchi-Assignment of weight*.

e. Analisa dan Kesimpulan

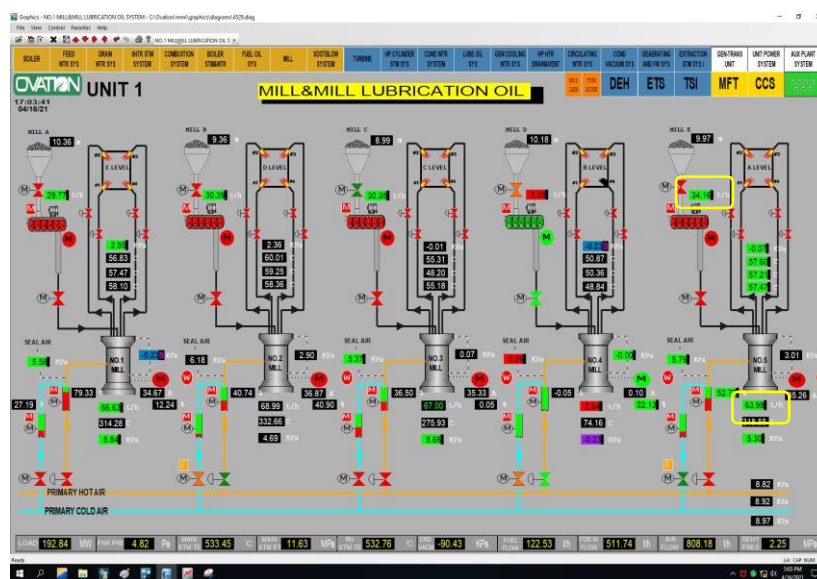
Pada akhir simulasi ditampilkan post-processing dengan menampilkan hasil simulasi berupa distribusi temperatur, distribusi kecepatan serta kandungan NO_x. Uji konfirmasi akan dilakukan dengan melakukan Performance Test ke Unit Pembangkit dengan memasukkan hasil optimasi yang didapat dari perhitungan metode *Taguchi-Assignment of Weight*. Hasil kedua simulasi

tersebut akan digunakan untuk menganalisa pengaruh *primary air ratio*, *coal fineness* dan *excess air* terhadap efisiensi boiler, NPHR dan emisi NOx.

3.2 Rancangan Penelitian

Beberapa parameter setting operasi *boiler* yang mempengaruhi kondisi pembakaran serta penyerapan panas diantaranya adalah *primary air ratio*, *coal fineness*, serta *excess air*. Parameter-parameter setup tersebut telah dilakukan penyesuaian setting oleh bidang operasi dan pemeliharaan. Oleh karena itu, pada penelitian ini dasar untuk mendapatkan setting optimal parameter *primary air ratio*, *coal fineness*, serta *excess air* adalah nilai-nilai yang ada pada manual book dari Dong Fang dan merupakan *best practice* yang digunakan dalam pengoperasian boiler agar mendapatkan efisiensi boiler tinggi, NPHR serta emisi NOx yang rendah. Berikut kami sampaikan setting tiga parameter tersebut saat unit pembangkit beroperasi beban penuh:

- Primary Air Ratio



Gambar 3.1 Tampilan DCS Mill Performance Test April 2021

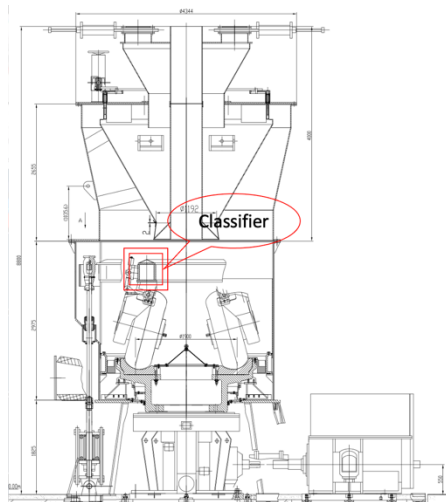
Pada gambar 3.1 terlihat pada tanda kotak warna kuning merupakan coal flow dan primary air flow dari Mill. Untuk menghitung primary air ratio digunakan rumus sebagai berikut:

$$\text{Primary Air Ratio} = \frac{\text{Primary Air Flow}}{\text{Coal Flow}}$$

$$= \frac{63,98}{34,16}$$

$$= 1,8$$

■ Coal Fineness



Gambar 3.2 Drawing Mill PLTU Pangkalan Susu

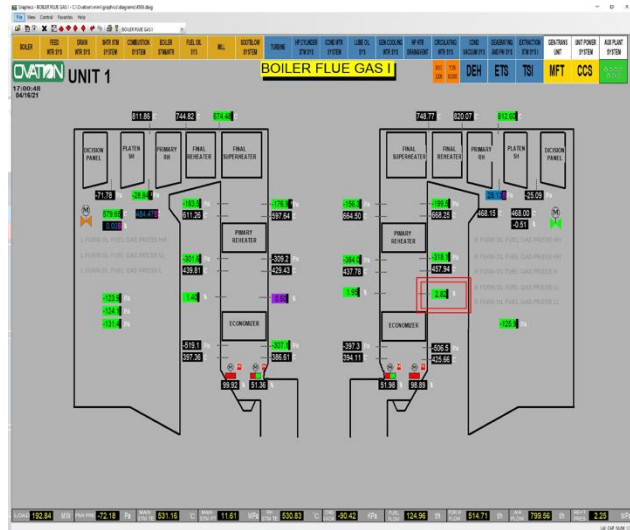
Untuk mengatur coal fineness, kondisi mill harus dalam kondisi tidak beroperasi. Pengaturan dilakukan pada classfier mill. Kemudian saat mill kembali beroperasi, diambil sample dan diuji pada laboratorium untuk mengetahui nilai coal fineness. Berikut ini nilai coal fineness dari laboratorium batubara:

FINENESS TEST ANALYSIS REPORT						FINENESS TEST ANALYSIS REPORT									
Unit #	1					Unit #	1								
Pulverizer	Mill A					Pulverizer	Mill B								
Sample Date	12 Maret 2021					Sample Date	12 Maret 2021								
Sample Time	07 April 2021					Sample Time	07 April 2021								
Analysis Date	07 April 2021					Analysis Date	07 April 2021								
Pan Weight	236,8	gram	Feed Rate	-	lbh	Pan Weight	236,8	gram	Feed Rate	-	lbh				
Sample weight	50,01	gram	Classifier Opening	-		Sample weight	50,02	gram	Classifier Opening	-					
Sieving Time	Pass 200 Mesh (On Pan) (g)	Pass 200 Mesh (g)	Remarks			Sieving Time	Pass 200 Mesh (On Pan) (g)	Pass 200 Mesh (g)	Remarks						
15 min.	273,63	26,83				15 min.	279,33	42,63							
10 min.	272,64	37,74	> 0.25 g continue			10 min.	273,64	41,14	> 0.25 g continue						
10 min.	274,77	37,97				10 min.	273,64	41,14							
Sieve Mesh	Weight on sieve (g)	Calc % (tMesh)	Calc % (Mesh)	Fineness (%)	Remarks	Sieve Mesh	Weight on sieve (g)	Calc % (tMesh)	Calc % (Mesh)	Fineness (%)	Remarks				
50	0,02	0,04	99,96	99,96		50	0,03	0,06	99,94	99,94					
100	0,7	1,44	98,56	98,56		100	0,54	1,14	98,86	98,86					
200	11,24	23,92	76,08	76,08		200	6,4	13,34	86,66	86,66					
Sample weight in (g)	50,01	Remarks weight out (g)	49,93	Sample Deviation (g)	0,08	Validation	VALID	Sample weight in (g)	50,02	Remarks weight out (g)	49,71	Sample Deviation (g)	0,31	Validation	VALID
Fineness Distribution Results (%)	-100	50	Note: - sampling time: 1 minute/pipe - sampling valid if sample loss < 0.5 g			Fineness Distribution Results (%)	-100	50	Note: - sampling time: 1 minute/pipe - sampling valid if sample loss < 0.5 g						
76,08	98,56	99,96	66,06	98,86	99,94										

Gambar 3.3 Tes Report Analisa Fineness

Pada gambar 3.3 terlihat pada tanda kotak warna merah merupakan hasil coal fineness dari laboratorium. Nilai tersebut kemudian dijadikan dasar penentuan nilai variasi untuk coal fineness.

- Excess Air



Gambar 3.4 Tampilan DCS Boiler Flue Gas Performance Test

Gambar 3.4 merupakan tampilan DCS Boiler Flue Gas saat performance test bulan April 2021. Dapat dilihat pada gambar tersebut terdapat tanda kotak warna merah yang merupakan kandungan O₂ pada boiler. Kandungan O₂ tersebut dapat digunakan untuk menghitung excess air dengan rumusan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Excess air} &= (O_2 / (21 - O_2)) \times 100\% \\
 &= (2,82 / (21 - 2,82)) \times 100\% \\
 &= 15\%
 \end{aligned}$$

Untuk parameter respon yang diamati adalah efisiensi boiler, Net Plant Heat Rate (NPHR) dan kandungan NO_x pada flue gas. Rancangan parameter yang dilakukan pada penelitian ini ditampilkan pada tabel 3.1 sebagai berikut.

Tabel 3.1 Rancangan Parameter Penelitian

Jenis Batubara	Parameter Operasi	Variasi 1	Variasi 2	Variasi 3	Result
Full LRC, layer B standby	Primary air ratio	1 : 1,8	1 : 2,25	1 : 2,45	Contour Temperature
	Coal fineness (%)	60	70	80	Contour Kecepatan
	Excess Air (%)	15	17	20	NO _x contour mass fraction

Untuk mencari respon efisiensi boiler, perhitungan akan menggunakan *indirect methode*. Perhitungan 3.1 akan digunakan sebagai perhitungan response untuk efisiensi boiler. Pada gambar 3.1, data enthalpy diambil menggunakan metode length average pada line sample (garis kuning) pada ketinggian 31 meter dari titik datum dan pada outlet boiler. Dari data H1 dan H2 kemudian efisiensi dapat dihitung menggunakan persamaan :

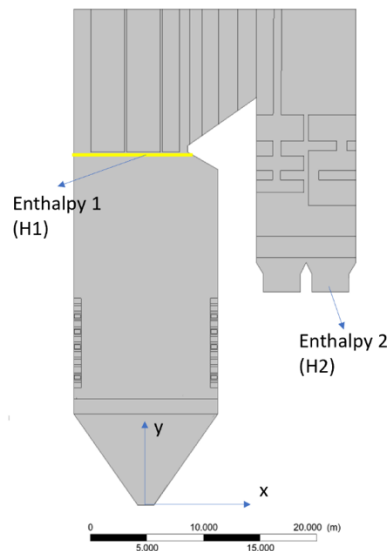
$$\text{Loss} = \frac{(H1-H2) \times \dot{m}_{coal}}{HHV \times \dot{m}_{coal}} \quad (3.1)$$

$$\eta_{boiler} = 1 - \text{loss}$$

dimana :

H1 = Enthalpy 1

H2 = Enthalpy 2



Gambar 3.5 Analisa Boiler dengan *indirect method*

Net Plant Heat Rate (NPHR) sebagai *response* akan dihitung menggunakan persamaan dibawah ini :

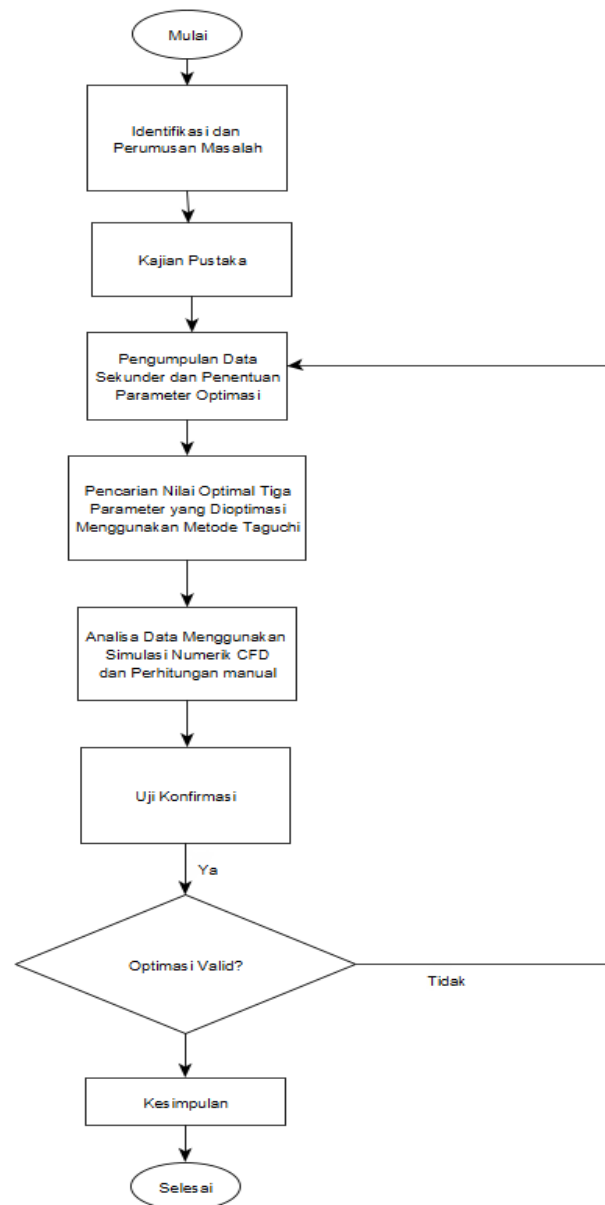
$$\text{Gross Plant Heat Rate} = \frac{\text{Turbin Heat Rate}}{\text{Efisiensi Boiler}/100} \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kWh}} \right) \quad (3.2)$$

$$\text{NPHR} = \frac{\text{Gross Plant Heat Rate} \times \text{Generator Power Output}}{\text{Power terkirim}} \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kWh}} \right) \quad (3.3)$$

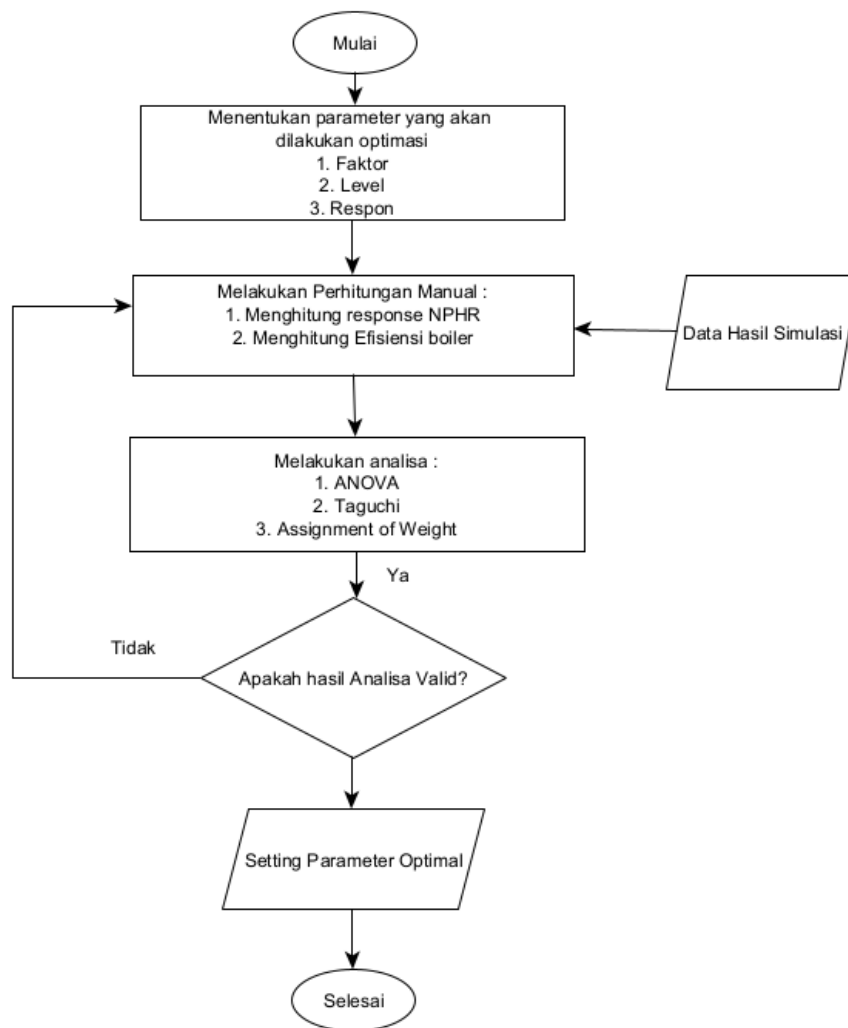
Turbin heat rate, generator power output dan power terkirim menggunakan data performance test bulan April 2021. Untuk kandungan emisi NO_x sebagai response diamati dari contour mass fraction yang didapat dari simulasi CFD (Computational Fluid Dynamic).

3.3 Diagram Alir Penelitian

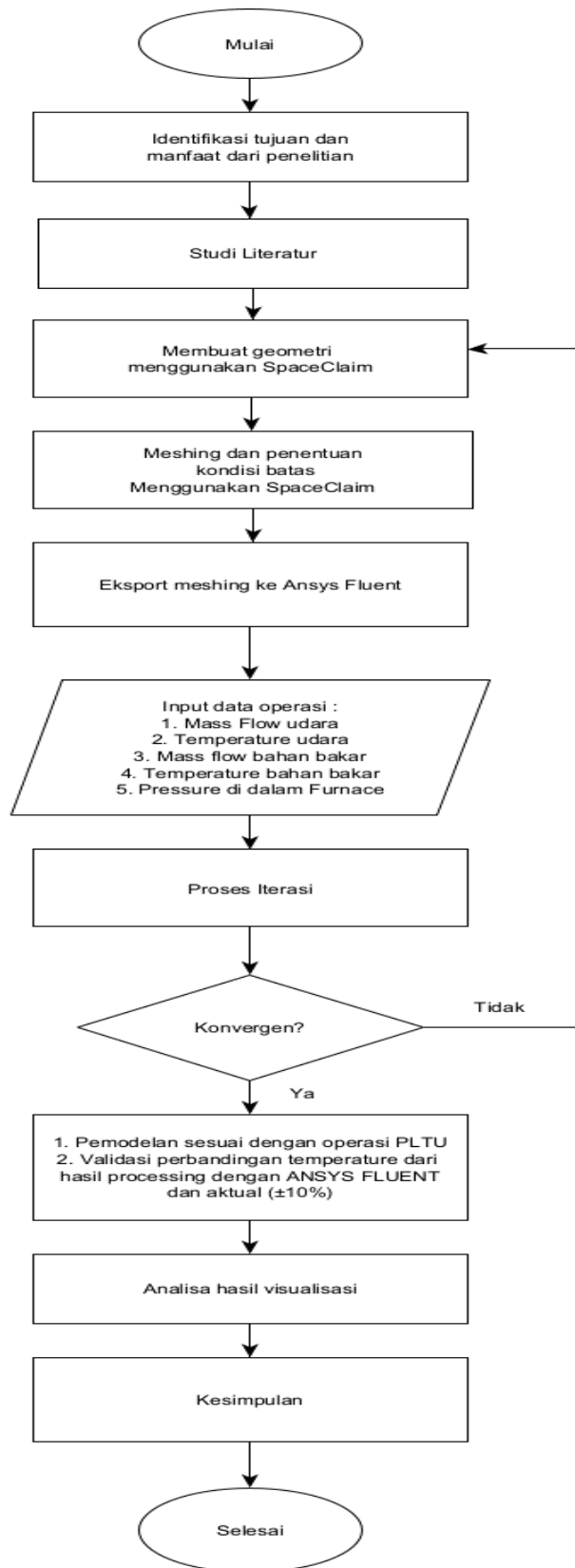
Berdasarkan uraian tahapan penelitian yang telah dijelaskan sebelumnya, diagram alir metode penelitian ini ditunjukkan pada gambar dibawah ini :



Gambar 3.6 Flowchart Metode Penelitian



Gambar 3.7 Flowchart Analisa Data



Gambar 3.8 *Flowchart* Simulasi Numerik

3.4 Simulasi CFD (*Computational Fluid Dynamic*)

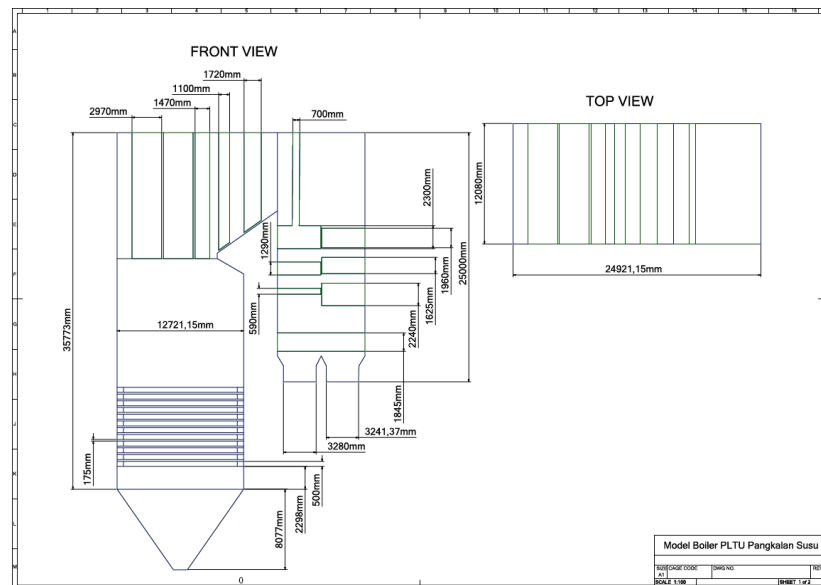
Seperti yang telah dijelaskan pada bagian sebelumnya, pemodelan dan simulasi menggunakan software ANSYS FLUENT 2020 R2 dan SpaceClaim 2020 R2. Tahap utama pemodelan dan simulasi ini ada 3, yaitu pre-processing, processing dan post-processing. Penjelasan masing-masing tahapan akan dijelaskan pada sub-bab berikut:

3.4.1. Pre- Processing

Pre-processing merupakan tahap awal dari simulasi numerik. Tahapan ini meliputi beberapa sub-tahapan sebagai berikut :

1. Pembuatan Geometri Boiler

Gambar geometri boiler PLTU Pangkalan Susu dapat dilihat pada gambar 3.5. Pembuatan geometri boiler tersebut dilakukan dengan SpaceClaim.

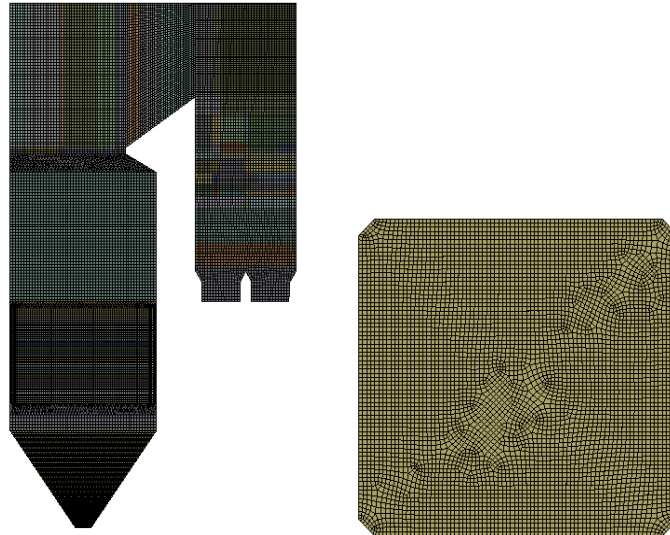


Gambar 3.9 Geometri Boiler PLTU Pangkalan Susu tampak samping

2. Meshing

Meshing adalah proses pemecahan domain menjadi volume yang lebih kecil. Hal ini dilakukan untuk memudahkan diskritisasi domain aliran dan menerapkan persamaan pengendali pada domain aliran. Untuk mendapatkan simulasi yang akurat maka pemilihan meshing pada sebuah geometri dibuat mengikuti prediksi perubahan pola aliran yang terjadi.

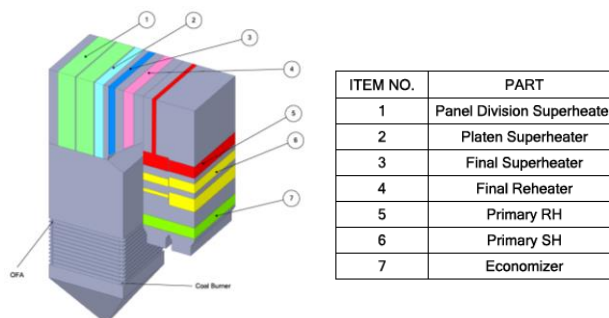
Nodes pada meshing boiler ini berjumlah 1.240.494 dan Elements 1.548.562. Gambar 3.6 merupakan gambar meshing untuk pemodelan 3D.



Gambar 3.10 Meshing Geometri Boiler dan Level Burner PLTU Pangkalan Susu

3. Penentuan Domain Pemodelan

Pembuatan domain pemodelan terdiri dari mass flow inlet untuk primary & secondary air nozzle, OFA, dan coal/co-firing injection. Sedangkan untuk heat exchanger akan dimodelkan sebagai porous media yang sebelumnya telah dibuat menjadi potongan volume sesuai pembagian heat exchanger. Domain pemodelan boiler PLTU Pangkalan Susu ditunjukkan pada gambar 3.7



Gambar 3.11 Domain pemodelan boiler PLTU Pangkalan Susu

3.4.2 Processing

Processing merupakan proses pengaturan pada software ANSYS Fluent 2020 R2 untuk mensimulasikan proses pembakaran yang terjadi pada boiler. Berikut ini beberapa pengaturan pada software ANSYS Fluent 2020 R2 yang akan digunakan pada penelitian ini:

1. Model

Model yang digunakan pada penelitian ini diuraikan pada tabel 3.2.

Tabel 3.2 Model pada simulasi numerik ANSYS Fluent 2020 R2

Item	Keterangan	Dasar pemikiran
Multiphase	Off	Penelitian dilakukan pada flue gas yang terjadi akibat pembakaran
Energy Equation	On	Mencakup perpindahan panas konveksi dan radiasi
Viscous (model turbulensi)	k- ϵ standard	Dapat menyelesaikan permasalahan heating, buoyancy, compressibility, dan combustion. (Vuthaluru, 2009)
Radiation	Off	Discrete ordinat, paling sesuai untuk pembakaran batubara (Chungen dkk, 2002)
Heat Exchanger	Off	Heat Exchanger dimodelkan sebagai porous medium pada cell zone condition dengan penyerapan heat generation
Species	Species transport	Karena spesies kimia yang diinjeksikan mempunyai reaksi kimia (pembakaran) yang telah didefinisikan pada material yang digunakan (Sa'adiyah, 2013)
Discrete Phase	On	Mendefinisikan injeksi untuk inlet batubara (Sa'adiyah, 2013)
Solidification	Off	Tidak diperlukan
Acoustic	Off	Tidak diperlukan
Eulerian Wall Film	Off	Tidak diperlukan

2. Injeksi dan *Boundary Condition*

Pengumpanan bahan bakar batubara ke dalam boiler dilakukan dengan peng-injeksian batubara melalui coal burner yang terdapat pada masing-masing corner. Pada PLTU Pangkalan Susu terdapat lima elevasi coal burner, elevasi A sampai dengan E dan masing-masing elevasi terdiri dari 4 burner. Batubara diinjeksikan melalui 4 level burner dengan secondary air dan OFA dengan bukaan damper setting pada kondisi aktual boiler saat beroperasi.

3. Cell Zone Condition

Cell zone condition diatur untuk mendefinisikan *heat exchanger*. Dalam penelitian ini domain *heat exchanger* dimodelkan sebagai *porous medium* yang memiliki nilai *heat generation* yang didapat dari proses perhitungan, sedangkan *waterwall-tube* memiliki diasumsikan mempunyai temperatur tertentu (isotherm). Karena *heat exchanger* menyerap panas dari *flue gas*, maka data yang dimasukkan diberi tanda minus didepan nilai tersebut. Pemodelan heat exchanger sebagai porous media ditunjukkan pada tabel 3.3.

Tabel 3.3 Parameter Pipa Heater-heater Boiler (Porous Media)

Panel Division Superheater			Platen Superheater		
Inertial Resistance			Inertial Resistance		
Direction-1	(1/m)	1,2649 constant	Direction-1	(1/m)	0,8202 constant
Direction-2	(1/m)	0,1204 constant	Direction-2	(1/m)	0.0772 constant
Direction-3	(1/m)	0 constant	Direction-3	(1/m)	0 constant
Fluid Porosity		0.899 constant	Fluid Porosity		0.902 constant
Material		Steel	Material		Steel
Source Terms	(w/m ³)	-55822 constant	Source Terms	(w/m ³)	-112086 constant
Final Superheater			Final Reheater		
Inertial Resistance			Inertial Resistance		
Direction-1	(1/m)	0,2192 constant	Direction-1	(1/m)	0,6822 constant
Direction-2	(1/m)	0,0248 constant	Direction-2	(1/m)	0 constant
Direction-3	(1/m)	0 constant	Direction-3	(1/m)	0 constant
Fluid Porosity		0.966 constant	Fluid Porosity		0.882 constant
Material		Steel	Material		Steel
Source Terms	(w/m ³)	-217220 constant	Source Terms	(w/m ³)	-142230 constant
Primary Reheater			Primary Superheater		
Inertial Resistance			Inertial Resistance		
Direction-1	(1/m)	0,5113 constant	Direction-1	(1/m)	0 constant
Direction-2	(1/m)	0 constant	Direction-2	(1/m)	0.0198 constant
Direction-3	(1/m)	0 constant	Direction-3	(1/m)	0 constant
Fluid Porosity		0.958 constant	Fluid Porosity		0.445 constant
Material		Steel	Material		Steel
Source Terms	(w/m ³)	-168267 constant	Source Terms	(w/m ³)	-132119 constant
Economizer					
Inertial Resistance					
Direction-1	(1/m)	0 constant			
Direction-2	(1/m)	0,3999 constant			
Direction-3	(1/m)	0 constant			
Fluid Porosity		0.564 constant			
Material		Steel			
Source Terms	(w/m ³)	-125005 constant			

4. Material

Jenis material yang akan digunakan pada simulasi numerik ini ada tiga jenis yaitu *solid*, *fluid* dan *combusting particle*. *Combusting particle* terdiri dari Batubara *Low Rank Coal* (LRC). Komposisi batubara yang diinjeksikan pada furnace boiler yaitu 100% Batubara LRC. Data properties material *fluid* dan *solid* ditunjukkan pada tabel 3.4 sedangkan data properties masing- masing batubara ditunjukkan pada tabel 3.5.

Material Solid :

Tabel 3.4 Data properties material solid dan fluid simulasi numerik

Material Type	Solid	Steel
Density	(kg/m ³)	8030
Specific Heat	(J/kg K)	502,48
Thermal Conductivity	(W/m K)	16,27

Material Fluid :

Material Type	Fluid	Hydrogen	Carbon Solid	Carbon Monoxide	Air
Density	(kg/m ³)	0,08189	2000	1,1233	1.225
Specific Heat	(J/kg K)	piecewise-polynomial	piecewise-polynomial	piecewise-polynomial	piecewise-polynomial
Thermal Conductivity	(W/m K)	0,1672	0,0454	0,025	0,0242
Viscosity	(kg/ms)	8,411e-6	1,72e-5	1,75e-5	1,7894e-5
Molecular Weight	(kg/kg mol)	2,01594	12,01115	28,01055	28,966
Reference Temperature	(K)	298,15	298	298,17	298,18

Tabel 3.5 Data properties 100 % batubara

Fluent combusting particle materials	100% Batubara	Dasar Pemikiran
Density (kg/m ³)	1400	Fluent Database
Cp (j/kg K)	1680	Fluent Database
Vaporation Temperature (K)	400	Fluent Database

Volatile Component Fraction (%)	50,123	Data perusahaan
Binary Difusivity (m ² /s)	0,00004	Fluent Database
Swelling Coefficient	1,4	Fluent Database
Combustible Fraction (%)	43,14	Data perusahaan
React. Heat Fraction Absorbed by solid (%)	30	Fluent Database
Devolatilization Model (1/s)	50	Fluent Database
Combustion Model	Multiple surface reactions	reaksi kimia yang disimulasikan meliputi reaksi volumetric dan particle surface

5. Operating Condition

Operating condition merupakan perkiraan tekanan daerah operasi boiler. Sebagai acuan tekanan diambil coal burner A sebesar 101325 Pa.

6. Solution

Solusi pada penelitian ini menggunakan algoritma SIMPLE (*Semi- Implicit Method for Pressure-Linked Equations*) yaitu *least squares cell based* untuk gradient, standard untuk pressure, second order upwind untuk momentum, lig-vol, O₂, CO₂, H₂O, H₂ dan CO, serta first order upwind untuk turbulent kinetic energy dan turbulent dissipation rate. Penggunaan solusi ini berdasarkan penelitian Sa'adiyah (2013).

7. Initialize

Initialize merupakan tebakan awal sebelum melakukan perhitungan sehingga akan memudahkan dalam mencapai konvergen. Tebakan dapat dimulai dari kondisi batas sisi masuk, sisi keluar, semua zona dan lain-lain. *Initialize* yang digunakan adalah *standard initialize*.

8. Monitoring Residual

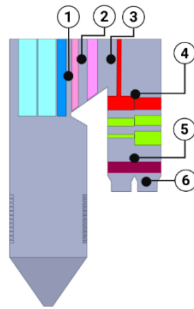
Monitor Residual adalah tahap penyelesaian masalah berupa proses iterasi hingga mencapai harga convergence yang diinginkan. Harga *convergence* ditetapkan sebesar 10^{-3} artinya proses iterasi dinyatakan telah konvergen setelah residualnya mencapai harga di bawah 10^{-3} . Namun jika nilai konvergen tetap tidak tercapai maka untuk proses validasi dapat dilakukan pengambilan data pada iterasi tertentu dimana pada iterasi tersebut memiliki nilai parameter yang hampir sama dengan data operasi aktual (Sa'adiyah, 2013).

BAB 4

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Validasi

Sebelum melakukan pengamatan pada berbagai kasus variasi, terlebih dahulu dilakukan validasi hasil simulasi dengan data *display* dari *Distributed Control System* (DCS) PLTU Pangkalan Susu Unit 1 pada performance test yang dilaksanakan pada bulan April 2021. Proses validasi dilakukan dengan membandingkan temperatur pada *inlet-outlet* pada masing-masing jajaran *heat exchanger*. Posisi pengambilan data temperatur dapat dilihat sebagai berikut dapat dilihat pada gambar 4.1.



Gambar 4.1. Posisi pengambilan data temperatur pada boiler

Data temperatur yang didapatkan kemudian divalidasi menggunakan *paired comparison test*. Pengambilan data temperatur dilakukan pada jumlah iterasi 3000 dengan nilai yang paling mendekati data aktual.

Tabel 4.1 Validasi data simulasi

NO	VALIDASI DATA		SIMULASI	
	Area	Temp. (C)	Temp. (K)	Temp. (C)
1	Platen SH	812,23	1150	877
2	Final RH	782,445	1069,69	796,69
3	Vertical PRH	711,625	969,006	696,006
4	Horizontal PRH	632,945	937,082	664,082
5	Economizer	443,685	701,706	428,706
6	Outlet Economizer	405,099	657,131	384,131

Berikut ini adalah paired comparison test menggunakan software minitab :

Descriptive Statistics

Sample	N	Mean	StDev	SE Mean
VALIDASI	6	631,3	172,3	70,3
SIMULASI	6	641,1	197,3	80,5

Estimation for Paired Difference

Mean	StDev	SE Mean	95% Upper Bound for $\mu_{\text{difference}}$
-9,8	33,8	13,8	18,0

$\mu_{\text{difference}}$: mean of (VALIDASI - SIMULASI)

Test

Null hypothesis	$H_0: \mu_{\text{difference}} = 0$
Alternative hypothesis	$H_1: \mu_{\text{difference}} < 0$
T-Value	P-Value
-0,71	0,255

Hipotesis H_0 dan H_1 , α , dan Kriteria Pengujian

$H_0 : \mu_{\text{difference}} = 0$

Tidak terdapat perbedaan nilai validasi dengan nilai simulasi

$H_1 : \mu_{\text{difference}} < 0$

Terdapat perbedaan nilai nilai validasi dengan nilai simulasi

$\alpha = 0,05$

α adalah nilai yang dijadikan sebagai tolak ukur untuk menentukan taraf kepercayaan atau generalisasi dari objek yang diteliti setelah dilakukan analisa dan interpretasi data (taraf signifikasi). Dalam hal pengujian ini α ditentukan adalah sebesar 0.05 atau 5%.

Kriteria pengujian adalah sebagai berikut :

Jika Signifikasi < 0.05 H_0 Ditolak

Jika Signifikasi > 0.05 H_0 Diterima

Dari pengolahan data tersebut di atas diketahui bahwa p-value $0,255 > 0,05$, tidak signifikan, sehingga H_0 yang dirumuskan di awal dapat diterima pada tingkat signifikansi 5%.

Dengan kata lain, maka kesimpulannya adalah tidak ada perbedaan berarti antara nilai validasi dengan nilai simulasi CFD (Computational Fluid Dynamic).

4.2 Analisa Signifikansi Pengaruh Faktor Terhadap Respon

Untuk menentukan apakah faktor tersebut berpengaruh signifikan terhadap respon, diperlukan analisis varians (ANOVA). Tiga faktor parameter operasi akan dioptimasi untuk mendapatkan output atau respon terhadap efisiensi boiler dan Net Plant Heat Rate (NPHR). Tabel 4.2 merupakan hasil ANOVA dengan menggunakan program Minitab.

Tabel 4.2 Penentuan Faktor Menggunakan ANOVA

Factor	Type	Levels	Values
Primary Air Ratio	Fixed	3	1,80, 2,25, 2,45
Coal Finenes	Fixed	3	60, 70, 80
Excess Air	Fixed	3	15, 17, 20

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Primary Air Ratio	2	0,099284	0,049642	1281,96	0,001
Coal Finenes	2	0,001499	0,00075	19,36	0,049
Excess Air	2	0,005244	0,002622	67,71	0,015
Error	2	0,000077	0,000039		
Total	8	0,106105			

Hipotesis yang digunakan adalah:

- H_0 : Faktor tidak berpengaruh terhadap Respon : p-value $> 0,05$
- H_1 : Faktor-faktor yang berpengaruh signifikan terhadap respon : p-value $< 0,05$

Kriteria Penolakan : Jika $< 0,05$, H_0 Ditolak

Hasil Hipotesis:

1. Primary Air Ratio:

p-value < 0,05 , H_0 Ditolak & H_1 Diterima

Faktor berpengaruh signifikan terhadap respons

2. Coal Fineness > 200 mesh:

p-value < 0,05 , H_0 Ditolak & H_1 Diterima

Faktor berpengaruh signifikan terhadap respons

3. Excess Air :

p-value < 0,05 , H_0 Ditolak & H_1 Diterima

Faktor berpengaruh signifikan terhadap respons

Dari hasil analisis ANOVA dapat diketahui bahwa ketiga faktor yaitu primary air ratio, coal fineness dan excess air memberikan kontribusi yang signifikan terhadap total variasi.

4.3 Optimasi NPHR dan Efisiensi Terhadap Boiler Primary Air Ratio, Coal Fineness, Excess Air

Metode Taguchi memberikan cara yang mudah dan efisien untuk mengoptimalkan masalah desain adalah salah satu pendekatan statistik yang paling umum digunakan untuk mendapatkan urutan kepentingan berbagai faktor untuk fungsi target. Dalam studi ini, tinjauan literatur telah dilakukan dan parameter telah ditentukan untuk analisis statistik sebagai berikut *primary air ratio*, *coal fineness* dan *excess air*. Parameter dan rentang (level) yang digunakan untuk analisis statistik ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Ada dua alat utama yang digunakan dalam metodologi Taguchi seperti rasio sinyal terhadap noise (S/N) dan ortogonal array. Dengan menggunakan alat ini, metode Taguchi memungkinkan untuk mengoptimalkan kinerja sistem dan menentukan opsi parameter terbaik dengan uji coba lebih sedikit daripada analisis faktorial penuh. Untuk penelitian ini kami memilih tipe array ortogonal

menggunakan L9. Ortogonal array tiga faktor dan tiga level penelitian ini ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Ortogonal Array Penelitian

Trial	Faktor		
	A	B	C
	Primary air ratio	Coal fineness > 200 mesh (%)	Excess Air (%)
1	1 : 1.8	60	15
2	1 : 1.8	70	17
3	1 : 1.8	80	20
4	1 : 2.25	60	17
5	1 : 2.25	70	20
6	1 : 2.25	80	15
7	1 : 2.45	60	20
8	1 : 2.45	70	15
9	1 : 2.45	80	17

Respon yang ingin didapat untuk penelitian ini adalah boiler efisiensi dan Net Plan Heat Rate (NPHR). Untuk mendapatkan respon tersebut, dilakukan perhitungan menggunakan indirect method. Data perhitungan didapat dari hasil simulasi CFD dan data *performance test* bulan April 2021 PLTU Pangkalan Susu. Data yang diambil dari performance test antara lain *turbin heat rate*, *generator power output* dan *power* terkirim.

Tabel 4.4 Data *Performance test* yang digunakan untuk perhitungan

No.	Parameter	Nilai	Satuan
1	Turbin Heat Rate	2145,71	kcal/kwh
2	Pgross	390550	kWh
3	Pnet	360020	kWh

Cara perhitungan untuk respon Efisiensi Boiler dan Net Plan Heat Rate (NPHR) untuk sembilan variasi adalah sebagai berikut :

- Boiler Efisiensi

$$\text{Loss} = \frac{(H1-H2) \times \dot{m}_{\text{coal}}}{\text{HHV} \times \dot{m}_{\text{coal}}}$$

$$\eta_{\text{boiler}} = 1 - \text{loss}$$

- Net Plant Heat Rate (NPHR)

$$\text{GPHR} = \frac{(\text{Turbin Heat Rate})}{\eta_{\text{boiler}}}$$

$$\text{NPHR} = \frac{\text{Gross Plant Heat Rate} \times P_{\text{gross}}}{P_{\text{net}}} \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kWh}} \right)$$

Perhitungan Boiler Efisiensi dan NPHR dari sembilan variasi adalah sebagai berikut :

Tabel 4.5 Tabel Perhitungan Efisiensi Boiler dan NPHR

NO	VARIASI	H1	H2	MDOT	HHV	Pgross PT	Pnet PT	LOSS	EFF	THR PT	GPHR	NPHR
		kJ/kg	kJ/kg			kg/s	kJ/kg					
1	PAR 1:1.18 F60 E15	3956790	765520	33.44815	17019340.00	390550	360020	0,187508446	0,812491554	2145.71	2640,90	2864,85
2	PAR 1:1.18 F70 E17	4067560	819358					0,190853582	0,809146418		2651,81	2876,69
3	PAR 1:1.18 F80 E20	3974690	723017					0,191057526	0,808942474		2652,57	2877,51
4	PAR 1:2.25 F60 E17	4091330	1033650					0,179659141	0,820340859		2615,63	2837,44
5	PAR 1:2.25 F70 E20	4116610	1020750					0,181902471	0,818097529		2622,80	2845,22
6	PAR 1:2.25 F80 E15	4088250	1044970					0,178813044	0,821186956		2612,93	2834,51
7	PAR 1:2,45 F60 E20	4111100	1045898					0,180101109	0,819898891		2617,04	2838,96
8	PAR 1:2,45 F70 E15	4095320	1053630					0,178719621	0,821280379		2612,64	2834,19
9	PAR 1:2,45 F80 E17	4058240	1005200					0,17938651	0,82061349		2615,58	2837,39

Tabel 4.6 Faktor dan Hasil Respon

Trial	Factor			Hasil Respon	
	A	B	C	NPHR (kcal/kwh)	Boiler efficiency (%)
	Primary air ratio	Coal fineness > 200 mesh (%)	Excess Air (%)		
1	1 : 1.8	60	15	2864,85	81,25
2	1 : 1.8	70	17	2876,70	80,91
3	1 : 1.8	80	20	2877,42	80,89
4	1 : 2.25	60	17	2837,44	82,03
5	1 : 2.25	70	20	2845,22	81,81
6	1 : 2.25	80	15	2834,52	82,12
7	1 : 2.45	60	20	2838,97	81,99
8	1 : 2.45	70	15	2834,19	82,12
9	1 : 2.45	80	17	2836,50	82,06

Dalam metode Taguchi, rasio S/N mewakili jumlah variasi yang ada dalam karakteristik kualitas. Secara umum, ada tiga kelompok karakteristik kinerja dalam analisis rasio signal-to-noise, yaitu semakin rendah semakin baik (Lower The Better), semakin tinggi semakin baik (Higher The Better), dan nominal semakin baik (Nominal The Better). Untuk mendapatkan kondisi operasi yang optimal, nilai nominal NPHR menggunakan rasio lower the better dan efisiensi boiler menggunakan rasio Higher the better. Oleh karena itu diperlukan metode untuk mendapatkan respon tunggal. Metode yang kami gunakan adalah assignment of weights untuk mengubah multirespon menjadi masalah respon tunggal. Misalkan kita memiliki dua tanggapan dalam suatu masalah. Pada metode assignment of weight, W1 menjadi bobot yang diberikan, respons pertama R1 dan W2 adalah bobot yang diberikan pada respons kedua R2. W disebut Multi Response Performance Index (MRPI). Dengan menggunakan MRPI ini, masalah diselesaikan sebagai masalah respons tunggal. Dalam masalah multi-respon, setiap respons dapat berupa data asli yang diamati atau transformasinya seperti rasio S/N. Dalam pendekatan ini, masalah utama adalah metode penentuan bobot.

Tabel 4.7 Analisa MRPI

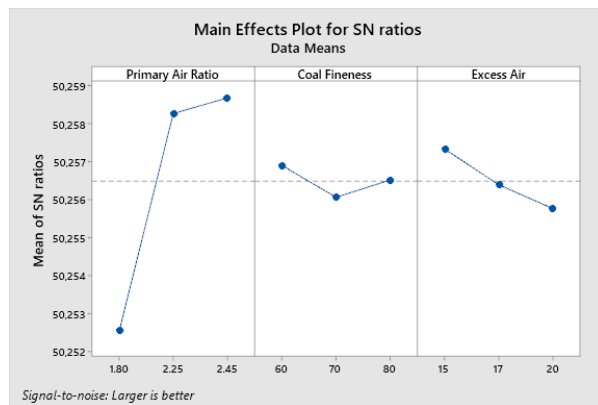
Trial	Factor			Response Result		Weight			MRPI
	A	B	C	NPHR (kcal/kwh)	Boiler efficiency (%)	1/NPHR	W NPHR	W Boiler Eff	
	Primary air ratio	Coal fineness > 200 mesh (%)	Excess Air (%)						
1	1	1	1	2864,85	81,25	0,000349	0,110522	0,110514	325,61
	1 : 1.8	60	15						
2	1	2	2	2876,70	80,91	0,000348	0,110067	0,110059	325,53
	1 : 1.8	70	17						
3	1	3	3	2877,42	80,89	0,000348	0,110039	0,110031	325,53
	1 : 1.8	80	20						
4	2	1	2	2837,44	82,03	0,000352	0,111589	0,111582	325,78
	1 : 2.25	60	17						
5	2	2	3	2845,22	81,81	0,000351	0,111284	0,111277	325,73
	1 : 2.25	70	20						
6	2	3	1	2836,50	82,12	0,000353	0,111626	0,111697	325,80
	1 : 2.25	80	15						
7	3	1	3	2838,97	81,99	0,000352	0,111529	0,111522	325,77

	1 : 2.45	60	20						
8	3	2	1	2834,19	82,12	0,000353	0,111717	0,111699	325,80
	1 : 2.45	70	15						
9	3	3	2	2836,50	82,06	0,000353	0,111626	0,111619	325,79
	1 : 2.45	80	17						
					735,192	0,00318			

Tabel 4.8 Tabel Respon Signal to Noise Ratio

Larger is better

Level	Primary Air Ratio	Coal Fineness	Excess Air
1	50	50	50,26
2	50	50	50,26
3	50	50	50,26
Delta	0	0	0
Rank	1	3	2



Gambar 4.2 Grafik SN Ratio Dari Setiap Faktor Parameter

Metode Taguchi dari grafik plot diperoleh kondisi optimal untuk respons NPHR dan Boiler Efisiensi dengan faktor parameter adalah sebagai berikut:

1. Primary Air Ratio : 1 : 2,45
2. Coal Fineness > 200 Mesh : 60%
3. Excess Air : 15%

Langkah selanjutnya perlu dilakukan perhitungan interval kepercayaan. Perhitungan interval kepercayaan merupakan tahap akhir eksperimen Taguchi. Selanjutnya dilakukan perhitungan prediksi MRPI dan nilai S/N Rasio berdasar pada data eksperimen. Nilai prediksi ditunjukkan seperti dibawah ini :

Prediction		Settings		
S/N Ratio	Mean	Primary Air Ratio	Coal Fineness	Excess Air
50,2599	325,833	2.45	60	15

Berdasar pada hasil prediksi yang telah dilakukan maka akan didapatkan prediksi rerata MRPI 325,833 dan prediksi rasio S/N sebesar 50,29. Setelah mendapatkan

nilai prediksi, berikutnya dilakukan perhitungan konfirmasi eksperimen untuk mengetahui estimasi nilai rata-rata dan pada kondisi optimal yang kemudian dibandingkan dengan nilai hasil eksperimen Taguchi pada nilai rata-rata. Eksperimen konfirmasi merupakan tahapan terakhir eksperimen Taguchi. Data yang digunakan sebanyak 9 sampel dengan level pada kondisi optimum.

Tabel 4.9 Hasil Eksperimen Konfirmasi NPHR dan Boiler Efisiensi

Percobaan	NPHR (kcal/kwh)	Boiler efficiency (%)	Weight			MRPI
			1/NPHR	W NPHR	W Boiler Eff	
1	2826,59	82,15	0,00035	0,112085	0,11195313	326,02
2	2832,04	82,01	0,00035	0,11187	0,11176234	325,98
3	2830,44	82,03	0,00035	0,111933	0,11178959	325,99
4	2858,49	81,34	0,00035	0,110834	0,11084311	325,83
5	2859,35	81,32	0,00035	0,110801	0,11082201	325,83
6	2860,53	81,29	0,00035	0,110755	0,11077474	325,82
7	2865,17	81,22	0,00035	0,110576	0,11068283	325,81
8	2865,13	81,23	0,00035	0,110577	0,11069655	325,81
9	2865,34	81,21	0,00035	0,110569	0,11067569	325,81
Nilai rata-rata						325,88

Perhitungan interval kepercayaan merupakan tahap akhir eksperimen Taguchi. Perhitungan ini dilakukan untuk mencari estimasi nilai rata-rata. Jika nilai hasil eksperimen berada dalam interval kepercayaan nilai estimasi, maka dapat disimpulkan bahwa rancangan eksperimen sudah memenuhi syarat metode Taguchi. Berikut hasil perhitungan interval kepercayaan untuk nilai rata-rata:

Rata-rata	Standard Deviasi	Confident Interval	Lower	Upper
325,88	0,089587278	0,058529279	325,8194	325,9364

Sehingga selang kepercayaannya sebagai berikut:

$$\mu_{\text{confirmation}} - \text{CI} \leq \mu_{\text{confirmation}} \leq \mu_{\text{confirmation}} + \text{CI}$$

$$325,88 - 0,058529279 \leq \mu_{\text{confirmation}} \leq 325,88 + 0,058529279$$

$$325,8194 \leq \mu_{\text{confirmation}} \leq 325,9364$$

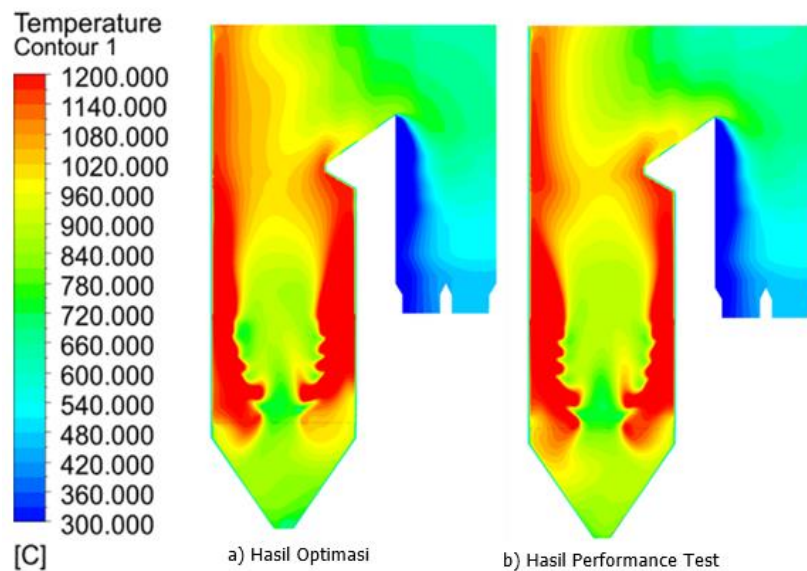
Dari data diatas, dapat kita lihat bahwa prediksi respon dan eksperimen konfirmasi cukup dekat satu sama lain serta nilai prediksi respon optimal masuk dalam interval selang kepercayaan. Oleh karena itu dapat disimpulkan bahwa rancangan telah memenuhi persyaratan dalam eksperimen Taguchi.

4.4 Analisa Hasil Optimasi

Analisa dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi numerik pembakaran dengan komposisi batubara 100% LRC. Hasil simulasi numerik yang akan dianalisa adalah distribusi temperatur, kecepatan, dan gas NOx.

4.4.1 Analisa Temperatur

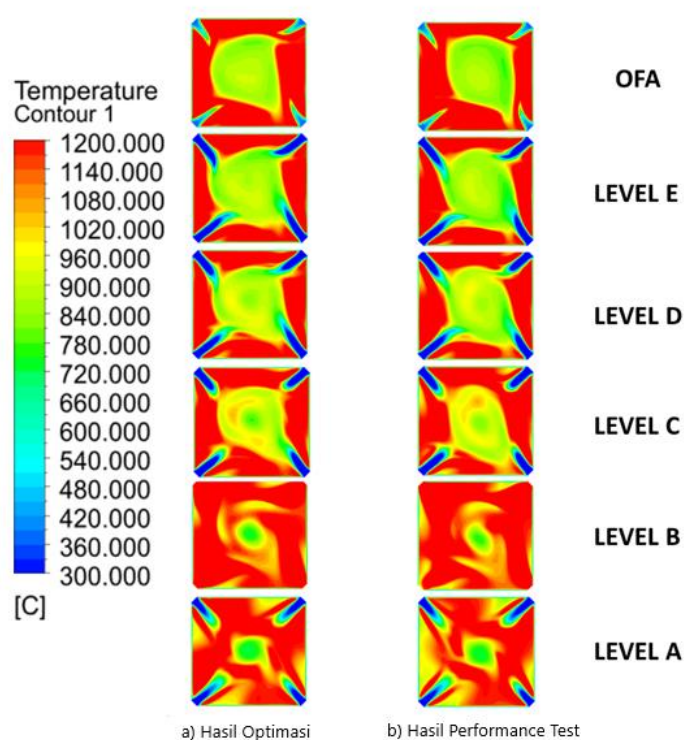
Pengamatan temperatur dilakukan pada posisi *z-center*, elevasi coal burner dan OFA, serta pada *furnace exit* atau posisi sebelum memasuki jajaran heat exchanger. Pengamatan ini dilakukan untuk mengetahui bagaimana sebaran temperatur yang terjadi pada bagian *furnace* dan mengamati kemungkinan terjadinya *local heating*.



Gambar 4.3 Kontur Distribusi Temperatur posisi z-centre

Ketika melihat pada gambar 4.3 potongan vertikal pada axis z-center, terlihat perbandingan kontur temperatur antara kondisi Primary Air Ratio 1:2,45 dengan fineness 60% dan Excess Air 15% hasil optimasi (a) dengan Primary Air Ratio

1:2,45 dengan fineness 60% dan Excess Air 15% hasil performance test (b). Pada gambar terlihat bahwa, dengan nilai penyerapan heatflux pada heat exchanger tetap, kontur merah pada gambar (a) memiliki warna yang lebih banyak daripada gambar (b). Hal ini menunjukkan pada konfigurasi Coal Air Ratio 1:2,45 dengan fineness 60% dan Excess Air 15% hasil optimasi menghasilkan pembakaran yang lebih baik dari pada konfigurasi Coal Air Ratio 1:2,45 dengan fineness 60% dan Excess Air 15%. hasil performance test. Hal ini terlihat lebih jelas lagi pada kontur temperatur perlevel yang ditunjukkan pada gambar 4.4. Terlihat pada level A, C, dan D kontur temperatur pada konfigurasi Coal Air Ratio 1:2,45 dengan fineness 60% dan Excess Air 15% hasil optimasi memiliki persebaran panas yang lebih tinggi dilihat dari ketebalan kontur warna merah yang ada.

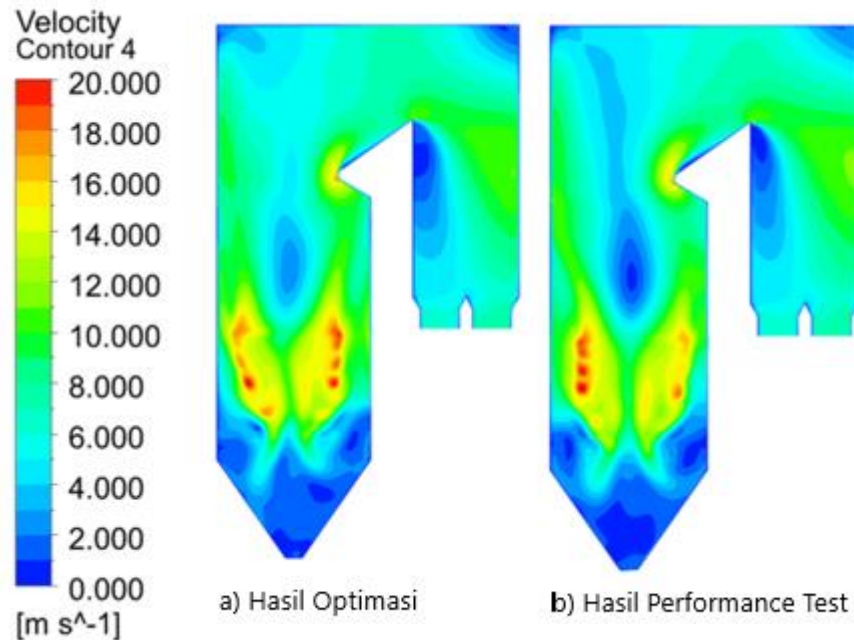


Gambar 4.4 Kontur Distribusi Temperatur dilihat dari atas

4.4.2 Analisa Velocity

Analisa kontur distribusi kecepatan dilakukan untuk mengamati pola terbentuknya fireball serta aliran flue gas pada boiler. Kontur distribusi kecepatan pada posisi penampang vertikal boiler center untuk kondisi kedua kasus

ditampilkan pada Gambar 4.5. Pembentukan *fire ball* pada *tangentially-fired boiler* akan lebih mudah diamati dengan melakukan pengamatan pada distribusi kecepatan. Pola aliran yang memusat pada bagian tertentu akan terlihat.

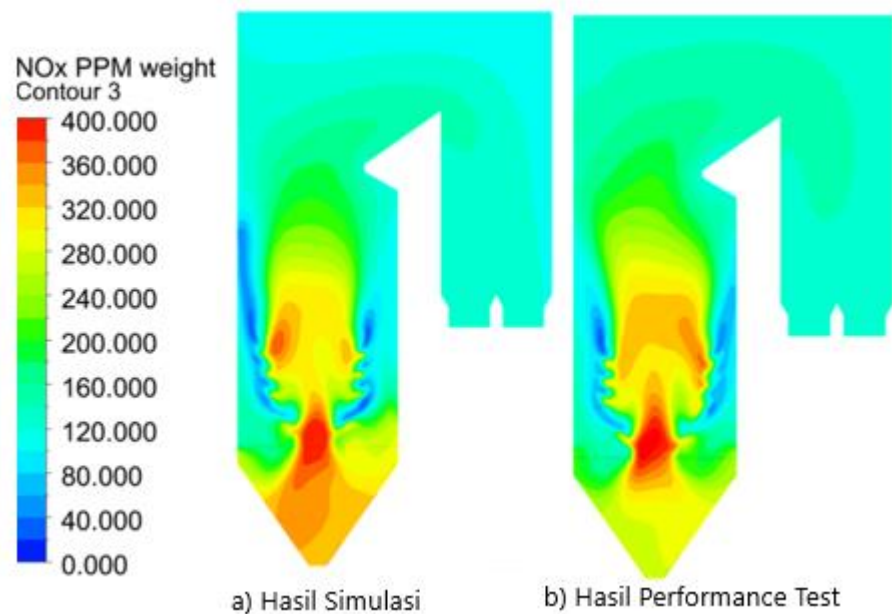


Gambar 4.5 Kontur Velocity

Ketika melihat pada kontur kecepatan pada axis z-center yang terlihat pada gambar 4.5, secara garis besar kontur kecepatan yang terbentuk memiliki pola yang mirip. Di mana dari furnace terbentuk kecepatan yang tinggi ditunjukkan dengan kontur warna kuning dan merah, yang kemudian seiring naik ke atas mulai menurun karena gerakan melawan gravitasi. Selain itu, semakin tinggi titik tinjau juga mulai terbentuk vortex aliran yang ditandai dengan warna hijau pada daerah dekat dinding dan warna biru pada bagian tengah aliran. Ada sedikit perbedaan antara hasil simulasi dan hasil performance test yaitu terdapat warna yang lebih terang di tengah yang menunjukkan secara besaran kecepatan pada hasil simulasi ini lebih tinggi daripada hasil performance test. Hal ini berarti juga mengindikasikan bahwa energi yang dihasilkan lebih besar.

4.4.3 Analisa NOx

Pada pengamatan ini lebih dikhususkan pada distribusi *gas buang* NOx yang terbentuk dari kandungan nitrogen dan oksigen yang terdapat pada udara pembakaran yang disebut *Thermal NOx*. Pembentukan NOx terjadi pada temperatur pembakaran 1204°C atau 1477,15 K (**Steam Generation-Babcox & Wilcox**). Analisa distribusi *gas buang* NOx dilakukan pada pengamatan pada *c-center* dan masing-masing elevasi.



Gambar 4.6 Kontur NOx (ppm)

Kemudian melihat hasil kontur polutan NOx pada potongan vertical axis z-center, terlihat proses pembentukan NOx pada kedua konfigurasi memiliki kesamaan di mana pada furnace tinggi kemudian berkurang seiring berjalannya flue gas menuju outlet. Ketika melihat kontur pada outlet terlihat bahwa warna pada hasil simulasi memiliki hasil yang lebih terang. Hal ini didukung dengan data kuantitatif NOx yang diambil di outlet terlihat pada gambar di bawah. Nilai terendah yang dicapai pada produksi NOx di dapatkan oleh hasil simulasi pada angka 257.85 mg/Nm³.

4.4.4 Analisa NPHR, Efisiensi Boiler dan NOx

Hasil simulasi CFD (*Computational Fluid Dynamic*) untuk NPHR, Efisiensi Boiler serta NOx yang didapat adalah sebagai berikut:

Tabel 4.10 Data *Performance test* yang digunakan untuk perhitungan

No.	Parameter	Nilai	Satuan
1	Turbin Heat Rate	2145,71	kcal/kwh
2	Pgross	390550	kWh
3	Pnet	360020	kWh

Tabel 4.11 Data Simulasi *CFD Fluent* yang digunakan untuk perhitungan

NO	VARIASI	H1	H2	MDOT COAL	HHV
		kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kJ/kg
1	PAR 1:2,45 F60 EX 15%	4121050	1097310	33.44815	17019340

Perhitungan untuk respon Efisiensi Boiler dan Net Plan Heat Rate (NPHR) adalah sebagai berikut:

- Boiler Efisiensi

$$\begin{aligned}
 \text{Loss} &= \frac{(H1-H2) \times \dot{m}_{\text{coal}}}{\text{HHV} \times \dot{m}_{\text{coal}}} \\
 &= \frac{(4121050-1097310) \times 33.44815}{17019340 \times 33.44815} \\
 &= 0,177665 \\
 \eta_{\text{boiler}} &= 1 - \text{loss} \\
 &= 1 - 0.177665 \\
 &= 0.822335 \\
 &= 82,23\%
 \end{aligned}$$

- Net Plant Heat Rate (NPHR)

$$\begin{aligned}
 \text{GPHR} &= \frac{(\text{Turbin Heat Rate Performance Test})}{\eta_{\text{boiler}}} \\
 &= \frac{(2145.71)}{0.822335} \\
 &= 2609,289
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{NPHR} &= \frac{\text{Gross Plant Heat Rate} \times \text{Pgross}}{\text{Pnet}} \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kWh}} \right) \\
 &= \frac{2609.289 \times 390550}{360020} \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kWh}} \right) \\
 &= 2830,559 \text{ kCal/kW}
 \end{aligned}$$

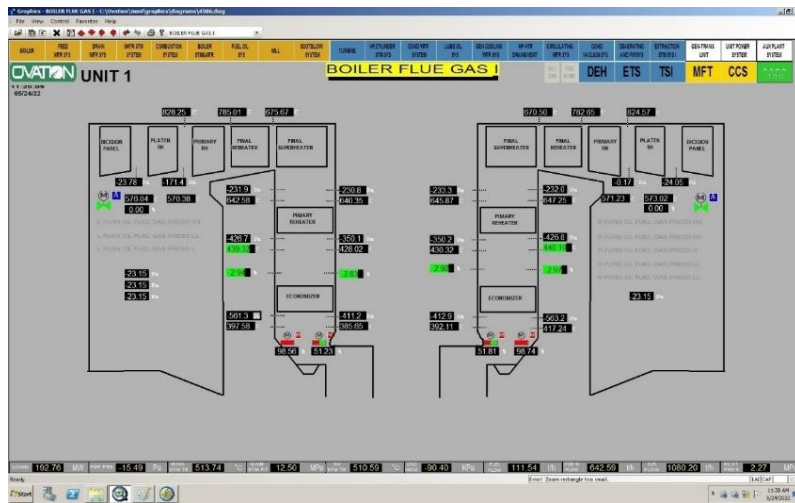
Tabel 4.12 Data *NOx* dari Simulasi *CFD Fluent*

NO	VARIASI	NOx	NOx
		PPM	mg/Nm ³
1	PAR 1:2,45 F60 EX 15%	125,564	257,8546

4.5 Perbandingan Hasil Optimasi dan Performance Test

Pelaksanaan performance test di PLTU Pangkalan Susu Unit 1 dilaksanakan pada tanggal 12 Mei 2022 dengan beban pengujian maksimum yang mampu dicapai pada saat itu adalah 192 MW bruto (90 % MCR). Kondisi pengujian performance test adalah sebagai berikut :

- a. Continous blowdown valve dan make up water dioperasikan normal
- b. Tidak dilakukan shootblowing selama pengambilan data
- c. Data produksi energy Bruto o , SST,UAT diambil dari pencatatan pada kWh meter local di metering room sedangkan pemakaian batubara diambil dari pembacaan counter di DCS Central Control Room (CCR)
- d. Sample batubara diambil pada tapping coalfeeder yang beroperasi. Pengambilan sample batubara dilakukan 2 (dua) kali pada tiap beban (diawal dan akhir waktu pencatatan)
- e. Sample fly ash diambil pada outlet APH menggunakan alat isokinetic coal sampling kit, sementara bottom ash diambil pada Submerged Scrapper Conveyor (SSC). Pengambilan sample dilakukan 1 (satu) kali menjelang akhir pencatatan
- f. Melakukan setting pada classifier Mill sebelum pengujian. Hal ini dilakukan untuk memasukkan hasil optimasi dalam pengujian performance test. Berikut ini adalah hasil fineness test analysis report dari laboratorium batubara :

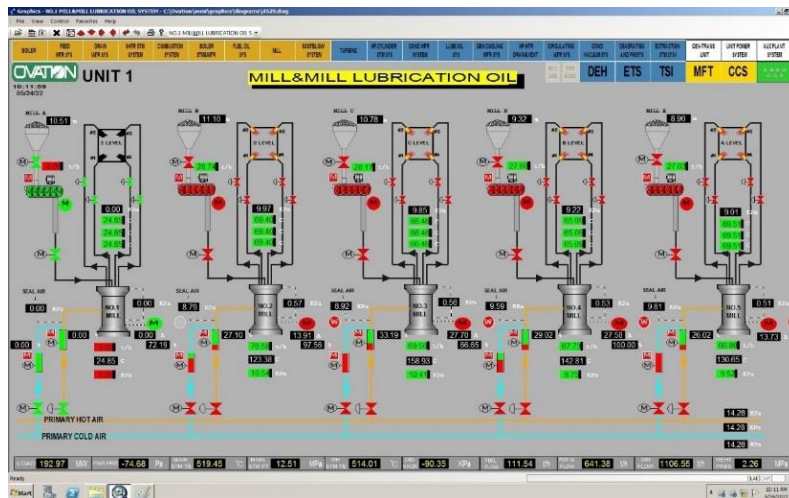


Gambar 4.8 Tampilan DCS Boiler Flue Gas

- h. Mengatur Primary Ratio sesuai dengan hasil optimasi yaitu 1 : 2,45. Primary Air ratio merupakan perbandingan antara Primary Air dengan Coal Flow. Berikut ini adalah hasil Primary Air Ratio yang didapat :

Tabel 4.14 Data Primary Air Ratio

Peralatan	Coal Flow	PA Flow	Primary Air Ratio
Mill B	28,74	70,58	1:2,45
Mill C	28,17	69,56	1:2,46
Mill D	27,6	67,73	1:2,45
Mill E	27,03	66,88	1:2,47



Gambar 4.9 Tampilan DCS Mill

4.5.1 NPHR, Efisiensi Boiler dan NOx Hasil Performance Test

Berdasarkan analisa performance test (metode heat loss) pada tanggal 12 Mei 2022 pada beban 192 MW didapatkan hasil NPHR, Efisiensi Boiler dan NOx *performance test* sebagai berikut:

Tabel 4.15 Hasil Performance Test Bulan Mei 2022

Parameter	Satuan	Hasil PT Mei 2022
Boiler Efisiensi	%	82,15
NPHR	kCal/kWh	2826,59
NOx	ppm	131,14

Berdasarkan data hasil pengujian, terjadi perubahan pada beberapa parameter yang cukup signifikan terhadap perbaikan proses pembakaran di dalam boiler seperti berikut :

- a. Nilai CO pada flue gas outlet boiler

Nilai CO dapat dijadikan acuan gambaran hasil pembakaran di dalam boiler. Semakin tinggi nilai CO yang terukur pada flue gas outlet boiler mengindikasikan pembakaran yang tidak sempurna (*incomplete combustion*) di dalam boiler dan sebaliknya.

Tabel 4.16 Nilai CO Hasil Performance Test

Parameter	Satuan	Hasil PT April 2021	Hasil PT Mei 2022
CO	ppm	103,27	1,06
O ₂	%	2,08	2,83
Excess Air	%	10,99	15,58

Dari data performance test tanggal 12 Mei 2022, nilai CO terukur pada flue gas outlet sebesar 1.06 ppm, lebih rendah dibanding hasil performance test bulan April 2021. Pada hasil flue gas CO yang menurun, mengindikasikan bahwa reaksi unsur karbon (C) yang terjadi dalam pembakaran berlangsung dengan baik, sehingga potensi kerugian karbon yang tidak dapat terbakar dapat diminimalisir. Jumlah udara yang terlalu sedikit, akan menyebabkan terlalu sedikit oksigen yang digunakan untuk mengubah bahan bakar hidrokarbon menjadi karbon dioksida dan air. Jumlah udara terlalu sedikit juga berarti pemborosan bahan bakar,

karena tidak semua bahan bakar yang digunakan terbakar dan menjadi energi. Selain itu jumlah udara yang terlalu banyak juga akan menyebabkan pembakaran tidak sempurna. Kelebihan oksigen dan nitrogen akan menyebabkan terserapnya energi dalam pembakaran dan sisa gas buang ini akan dibuang melewati *stack*. Melihat perbandingan data performance test bulan April 2021 dan Mei 2022 untuk CO yang semakin baik, hal ini mengindikasikan pengaturan optimasi parameter excess air sebesar 15% berdampak signifikan terhadap optimalnya pembakaran di dalam boiler sehingga dapat menaikkan Efisiensi boiler.

b. Temperature flue gas outlet boiler

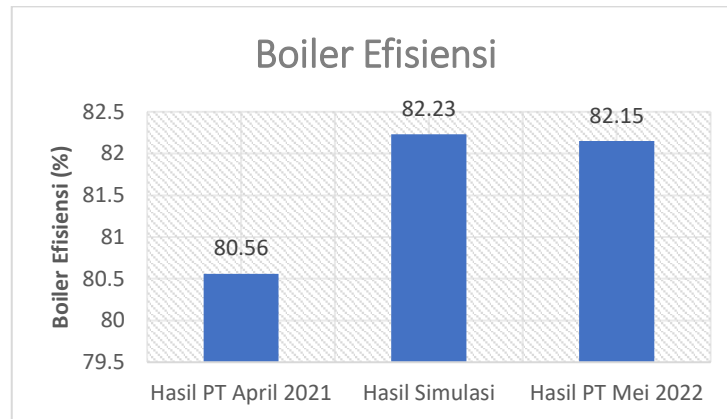
Berdasarkan data hasil performance test tanggal 12 Mei 2022, temperature flue gas outlet boiler terukur sebesar 393.25⁰C pada sisi inlet air heater. Jika dibandingkan dengan data hasil performance test 16 April 2021 terjadi penurunan sebesar 11.85⁰C. Hal ini mengindikasikan pengaturan optimasi *Primary Air Ratio* sebesar 1: 2.45 dan *coal fineness* ±60% 200 mesh mampu mengoptimalkan proses pembakaran terjadi pada residen areanya yaitu di area furnace boiler sehingga proses perpindahan panas secara radiasi pada wall tube lebih optimal dan panas yang terbawa ke area konveksi cenderung lebih rendah. Batubara yang digunakan adalah tipe *Low rank Coal* (LRC) yang mempunyai sifat mudah terbakar. Hal tersebut mengakibatkan pembakaran pada area burner jika *coal fineness* semakin halus sehingga penyerapan pada boiler berkurang. *Coal Finenes* 60% lebih cenderung lama terbakar karena lebih kasar dan cenderung lebih lama terbakar sehingga terjadi pembakaran sempurna pada area furnace. Dengan kondisi ini losses panas yang terbangun ke cerobong menjadi lebih kecil sehingga mampu menaikkan kinerja efisiensi boiler.

4.5.2 Analisa Perbandingan NPHR, Efisiensi Boiler, emisi NOx Hasil Optimasi dan Performance Test

Berikut ini adalah hasil perbandingan NPHR, efisiensi boiler, emisi NOx hasil dari simulasi CFD Fluent serta performance test yang dilakukan pada bulan April 2021 dan Mei 2022 :

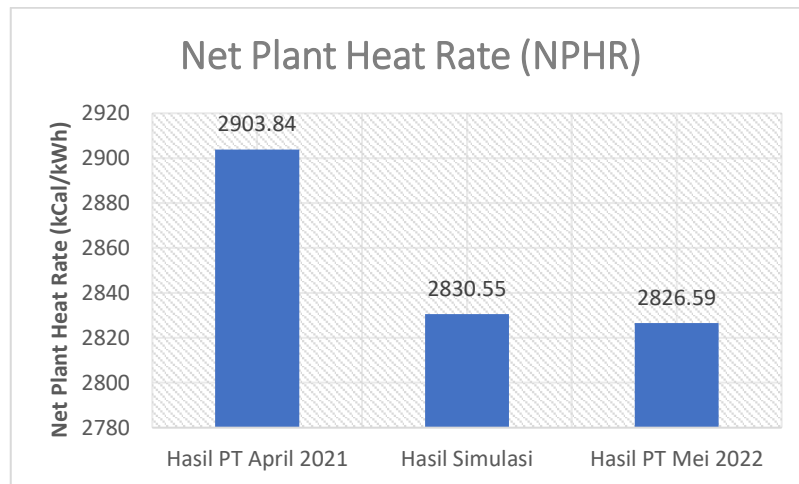
Tabel 4.17 Perbandingan Hasil Simulasi dan Performance Test

Parameter	Satuan	Hasil PT April 2021	Hasil Simulasi	Hasil PT Mei 2022
Boiler Efisiensi	%	80,56	82,23	82,15
NPHR	kCal/kWh	2903,84	2830,55	2826,59
NOx	mg/Nm ³	355,49	257,85	269,30



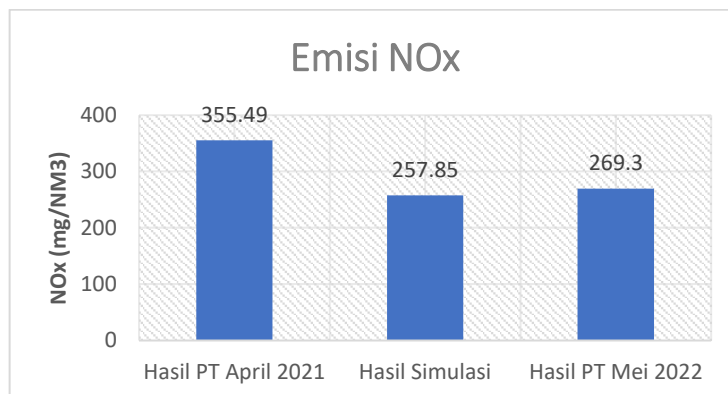
Gambar 4.10 Grafik Boiler Efisiensi

Dari gambar grafik 4.11, dapat dilihat bahwa untuk boiler efisiensi hasil simulasi dan hasil PT bulan Mei 2022 mengalami kenaikan dari hasil performance test bulan April 2021. Efisiensi boiler hasil performance test bulan April 2021 adalah 80,56%. Setelah dilakukan optimasi dari tiga parameter operasi yaitu *Primary Air Ratio*, *Coal Fineness* dan *Excess Air*, efisiensi boiler mengalami peningkatan. Dari hasil simulasi CFD didapatkan efisiensi boiler adalah 82,23% dan hasil performance test bulan Mei 2022 adalah 82,15%. Jika hasil performance test bulan April 2021 dibandingkan dengan hasil performance test bulan Mei 2022 terjadi peningkatan efisiensi boiler sebesar 1,97%.



Gambar 4.11 Grafik Net Plant Heat Rate (NPHR)

Gambar 4.12 merupakan grafik *Net Plant Heat Rate* (NPHR). Dapat dilihat pada grafik, NPHR hasil performance test bulan April 2021 adalah 2903,84 kCal/kWh. Dari hasil simulasi CFD didapatkan NPHR adalah 2830,55 kCal/kWh dan hasil performance test bulan Mei 2022 adalah 2826,59 kCal/kWh. Jika NPHR hasil performance test bulan April 2021 dibandingkan dengan hasil performance test bulan Mei 2022 terjadi penurunan NPHR sebesar 2,66%.



Gambar 4.12 Grafik Emisi NOx

Pada gambar grafik 4.13 dapat dilihat bahwa hasil emisi NOx saat *performance test* bulan April 2021 adalah 355,49 mg/Nm³, hasil simulasi CFD didapatkan emisi NOx sebesar 257,85 mg/Nm³ dan hasil *performance test* bulan Mei 2022 adalah 269,30 mg/Nm³. Jika emisi NOx saat *performance test* bulan April 2021 dibandingkan dengan hasil *performance test* bulan Mei 2022 terjadi

penurunan emisi sebesar 24%. Hasil emisi *performance test* bulan Mei 2022 sebesar 269,30 mg/Nm³ telah memenuhi baku mutu emisi yang dipersyaratkan oleh Kementerian Lingkungan hidup dan Kehutanan melalui Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 untuk pembangkit listrik tenaga termal yaitu kadar maksimum NOx sebesar 550 mg/Nm³.



MENTERI LINGKUNGAN HIDUP DAN KEHUTANAN
REPUBLIK INDONESIA

PERATURAN MENTERI LINGKUNGAN HIDUP DAN KEHUTANAN
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019
TENTANG
BAKU MUTU EMISI
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA TERMAL

NO	Parameter	Kadar Maksimum		
		Batubara (mg/Nm ³)	Minyak Solar (mg/Nm ³)	Gas (mg/Nm ³)
1	Sulfur Dioksida (SO ₂)	550	650	50
2	Nitrogen Oksida (NO _x)	550	450	320
3	Partikulat (PM)	100	75	30
4	Merkuri (Hg)	0,03	-	-

Gambar 4.13 Kadar Maksimum NOx Sesuai Permen LHK

Dari hasil NPHR hasil *performance test* bulan April 2021 dan Mei 2022, dapat dihitung *Cost Benefit Analysis*. Berikut ini adalah perhitungan *Cost Benefit Analysis* penurunan NPHR yang didapat setelah optimasi :

Tabel 4.18 Perhitungan *Cost Benefit Analysis*

Bulan	Feb 2022	Mar 2022	Apr 2022	Rata-rata
Harga BB (Rp/kg)	958,217	898,269	797,366	884,6173
Nilai kalor BB COA (Kcal/kg)	4381,27	4209,14	4267,43	4285,947

Item monitoring	Satuan	Performance test 16 April 2021 (before implemented)	Performance test 12 Mei 2022 (after implemented)
Porsi bahan bakar		100% Coal LRC	100% Coal LRC
Gross load	MW	195,41	192,69
Net load	MW	179,86	179,58
NK Batubara (HHV) batubara saat performance test	Kcal/kg	4065,00	4066,00
NPHR Performance test (Heat loss methode)	Kcal/kwh	2903,84	2826,59
Asumsi Biaya bahan bakar			
Harga batubara per kg	Rupiah	884,62	
Rupiah per Kcal	Rp/Kcal	0,2063995	
Perhitungan selisih biaya			
Asumsi Kwh Operasi per hari (180 Mw Net)	Kwh	4.320.000	
Selisih heat rate	Kcal/kwh	77,25	
Selisih biaya sehari	Rp	68.879.647,70	

Dari perhitungan *Cost Benefit Analysis* didapat selisih biaya harian dengan adanya dampak penurunan NPHR. Selisih biaya sehari yang didapat adalah sebesar Rp. 68.879.647,00. Jika kita hitung dalam waktu satu bulan didapatkan Rp. 2.066.389.431,00. Nilai rupiah yang cukup besar jika kita bisa terus melakukan optimasi parameter *primary air ratio*, *coal fineness* dan *excess air* sesuai makalah ini secara konsisten.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan pembahasan mengenai keseluruhan penelitian “Optimasi Efisiensi Boiler, NPHR dan Emisi NO_x Pada Pulverized Coal Boiler 200 MW” didapatkan beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Dari grafik plot Metode Taguchi diperoleh kondisi optimal untuk respon *Net Plan heat Rate* (NPHR), Efisiensi Boiler dan emisi NO_x dengan faktor parameter sebagai berikut:
 - a. Primary Air Ratio : 1 : 2,45
 - b. Coal Fineness > 200 Mesh : 60%
 - c. Excess Air : 15%
2. Nilai NPHR dan efisiensi boiler mengalami perbaikan setelah dimasukkan nilai optimal ketiga parameter tersebut. Hasil yang diperoleh sebelum dilakukan optimasi adalah NPHR adalah 2903,84 kkal/kWh dan efisiensi boiler sebesar 80,56%. Kemudian hasil yang diperoleh setelah dilakukan optimasi ketiga faktor parameter adalah NPHR sebesar 2826,59 kkal/kWh dan efisiensi boiler sebesar 82,15%. NPHR mengalami penurunan 2,66% dan efisiensi boiler mengalami kenaikan sebesar 1,97%
3. Emisi NO_x yang dihasilkan dari hasil performance test bulan Mei 2022 setelah dimasukkan nilai optimal ketiga faktor parameter adalah 269,30 mg/Nm³. Pada hasil performance test bulan April 2021 sebesar 355,49 mg/Nm³. Emisi NO_x mengalami penurunan sebesar 24%. Hal ini sesuai dengan yang dipersyaratkan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup Dan Kehutanan Nomor P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 terkait baku mutu emisi pembangkit listrik tenaga thermal sebesar 550 mg/Nm³.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan setelah melakukan penelitian ini dan diharapkan dapat memberikan manfaat pada penelitian selanjutnya, diantaranya:

1. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut untuk mengetahui pengaruh beberapa parameter operasi lainnya yang dianggap sebagai prasyarat pembakaran yang optimal sehingga didapat hasil yang lebih baik lagi.
2. Titik-titik pengukuran temperatur haruslah jelas dan selalu dikalibrasi untuk mendapatkan data yang akurat sehingga pemodelan yang dibuat berdasarkan data tersebut dapat mewakili keadaan yang sebenarnya.

DAFTAR PUSTAKA

1. A.H. Bademlioglu, A.S. Canbolat (2019). Multi-objective optimization of parameters affecting Organic Rankine Cycle performance characteristics with Taguchi-Grey Relational Analysis, Department of Mechanical Engineering, Engineering Faculty, Bursa Uludag University, Turkey, Hal. 1-4,
2. Hutabarat, D. (2020). O₂ Content Outlet Economizer Parameter Optimization, Indonesia Power Company, Hal. 1-21,
3. Taguchi G., El Sayed EA, Hsiang TC. (1989). Quality Engineering in Production Systems, McGraw-Hill, New York, NY
4. Cengel A.Y., Boles M.A. (2008). Thermodynamics: An Engineering Approach, New Media Version, 6th Edition, Mc Graw Hill Inc. New York
5. Krishnaiah, K., Shahabudeen, P. (2012). Applied Design of Experiment and Taguchi Methods, PHI Learning Private Limited
6. Ł. Ślądewski, K. Wojdan, K. Świrski, T. Janda, D. Nabagło, and J. Chachuła. (2017). Optimization of Combustion Process in Coal-fired Power Plant with Utilization of Acoustic System for In-Furnace Temperature Measurement, Appl. Therm. Eng., vol. 123, Hal. 711–720
7. L. Dongfang Boiler Works. (2009). Operation and Maintenance Training Program Boiler Part, pp. 46, Guandong Power Engineering Corporation
8. Storm,R.F. and Reilly, T.J. (1987). Coal Fired Boiler Performance Improvement Through Combustion Optimization, Flame Refractorie, Inc., The American Society of Mechanical Engineers, Hal. 1-2
9. Filkoski, R. V. (2015). 3-D Modelling Of Pulverised-Coal Combustion In Power Boiler 3-D Modelling Of Pulverised-Coal Combustion
10. Hidayat, R. (2015). Studi Numerik Karakteristik Aliran Gas-Solid dan Pembakaran Tangentially Fired Pulverized-Coal Boiler 315 MWe Dengan Variasi Sudut Tilting dan Nilai Kalor Batubara (Studi Kasus PLTU Pacitan Unit 1).Thesis Master.Institut Teknologi Sepuluh November, Surabaya
11. Park, H. Y., Baek, S. H., Kim, Y. J., Kim, T. H., Kang, D. S., & Kim, D. W. (2013). Numerical and Experimental Investigations on The Gas

Temperature Deviation in a Large Scale, Advanced Low NO_x, Tangentially Fire Pulverized Coal Boiler. *Fuel*, hal 641-646

12. Sa'Adiyah, D., Bangga, G., Widodo, W., & Ikhwan, N. (2017). Numerical study of flow, combustion and emissions characteristics in a 625 MWe tangentially fired boiler with composition of coal 70% LRC and 30% MRC. *AIP Conference Proceedings, 1867*
13. The Babcock&Wilcock Company.(2015). *Steam : Its Generation and Use 42nd Edition*. Charlotte, North Carolina, USA
14. Tian, Z. F., Witt, P. J., Schwarz, M. P., & Yang, W. (2017). Numerical Modelling of Pulverised Coal Combustion. In *Handbook of Multiphase Flow Science and Technology*
15. Udiklat PLN, (2017), Modul Materi Pemeliharaan Boiler, Jakarta
16. Komarudin, Andrian Saputro, Erfiana Wahuningsih (2020). Analisis Kenaikan Plant Heat Rate PLTU Sebelum Perbaikan Berkala Terhadap Kondisi Testing Komisioning (Studi Kasus : PLTU XX) (Juni 2020)
17. NS Hutomo, A Wahjudi, Numerical study effect of burner tilt angle on the boiler rear pass temperature on PLTU Banten 1 Suralaya under LRC coal conditions,AIP Conference Proceeding (2019)



LAMPIRAN 1

Data Operasi PLTU Pangkalan Susu Komisioning (reff) & Performance Test

12 Mei 2022

No	Parameter	Reff	Actual	Deviasi	Faktor		Losses		
					% HR	Change	% HR	kCal/kWh	Juta/hari
1	Generator Gross Output (kW)	192.69	192.69	0.00					
2	NPHR Corrected (kCal/kWh)	2724.42	2826.59	102.17			3.75	102.17	86.85
3	NPHR Tolerance (10%)								
Subtotal (kCal/kWh)								117.54	99.90
Other Factors (kCal/kWh)								-15.36	-13.06
A Operator Controllable									
1	Flue Gas in AH, °C	382	393	10.90	0.35	5.50	0.69	18.90	16.07
2	Orsat O ₂ Gas in AH, %	1.97	2.90	0.93	0.29	1.00	0.27	7.32	6.22
3	Main Steam Temperature, °C	536.62	516	-20.19	-0.15	5.50	0.55	15.01	12.75
4	Hot Reheat Steam Temperature, °C	536.62	513	-23.54	-0.14	5.50	0.60	16.32	13.87
5	Main Steam Pressure, kg/cm ²	114.54	125.58	11.04	-0.04	0.70	-0.63	-17.19	-14.61
6	Water spray to DeSH, %	3.49	0.76	-2.69	0.02	1.00	-0.05	-1.47	-1.25
7	Water spray to DeRH, %	2.51	0.98	-1.45	0.20	1.00	-0.29	-7.89	-6.70
Subtotal 1								31.01	26.35
B Unit Controllable									
1	Auxiliary Power, %	8.38	8.36	-0.02	1.00	1.00	-0.02	-0.41	-0.35
2	Final Temperature FW Heater	238.99	212.02	-26.97	-0.10	2.50	1.08	29.39	24.98
3	Condenser Vacuum, mmHgA	-685.00	-676.47	8.53	0.10	1.00	0.85	23.23	19.75
Subtotal 2								52.21	44.38
C Turbine Component									
1	HP Turbine Efficiency, %	75.75	73.93	-1.81	-0.18	1.00	0.33	8.90	7.56
2	IP Turbine Efficiency, %	83.57	82.64	-0.93	-0.17	1.00	0.16	4.29	3.65
3	LP Turbine Efficiency, %	69.39	70.24	0.85	-0.45	1.00	-0.38	-10.37	-8.82
Subtotal 3								2.82	2.39
D Cycle Component									
1	TTD HPH 1, °C	2.3	-55.0	-57.33	0.10	2.50	-2.29	-62.48	-53.11
2	TTD HPH 2, °C	0.1	10.7	10.60	0.03	2.50	0.13	3.47	2.95
3	TTD HPH 3, °C	2.8	2.4	-0.42	0.03	2.50	-0.01	-0.14	-0.12
4	TTD LPH 5, °C	9.7	1.9	-7.77	0.03	2.50	-0.09	-2.54	-2.16
5	TTD LPH 6, °C	17.9	23.6	5.64	0.03	2.50	0.07	1.84	1.57
6	TTD LPH 7, °C	25.7	20.3	-5.47	0.03	2.50	-0.07	-1.79	-1.52
7	TTD LPH 8, °C	0.0	1.8	1.83	0.03	2.50	0.02	0.60	0.51
8	DCA HPH 1, °C	16.5	-53.7	-70.13	0.01	2.50	-0.28	-7.64	-6.50
9	DCA HPH 2, °C	32.5	35.6	3.04	0.01	2.50	0.01	0.33	0.28
10	DCA HPH 3, °C	17.3	28.0	10.66	0.01	2.50	0.04	1.16	0.99
11	DCA LPH 5, °C	24.1	43.5	19.39	0.01	2.50	0.08	2.11	1.80
12	DCA LPH 6, °C	30.4	44.0	13.55	0.01	2.50	0.05	1.48	1.26
13	DCA LPH 7, °C	22.1	15.1	-7.03	0.01	2.50	-0.03	-0.77	-0.65
14	DCA LPH 8, °C	27.5	26.8	-0.73	0.01	2.50	0.00	-0.08	-0.07
Subtotal 4								-1.97	-1.67
E Boiler Component									
1	Moisture in Fuel (%)	30.50	33.89	3.39	0.17	1.00	0.58	15.70	13.35
2	H in Fuel (%)	2.73	3.54	0.81	1.20	1.00	0.97	26.48	22.51
3	Air Heater Leakage, APH A (%)	5.50	8.57	3.07	0.05	1.00	0.15	4.19	3.56
4	Air Heater Leakage, APH B (%)	5.50	7.95	2.45	0.05	1.00	0.12	3.33	2.83
5	Air Heater Effectiveness, APH A (%)	66.00	66.69	0.69	-0.15	1.00	-0.10	-2.81	-2.39
6	Air Heater Effectiveness, APH B (%)	66.00	66.25	0.25	-0.15	1.00	-0.04	-1.02	-0.87
7	FDI Inlet temperature, °C	28.48	30.53	2.05	-0.05	1.00	-0.10	-2.79	-2.37
8	Air Temperature Outlet Mill, °C	60.02	60.16	0.15	-0.04	5.50	0.00	-0.03	-0.02
Subtotal 5								43.05	36.59
F Make Up Water, (t/h)		7.32	3.41	-3.91	0.09	1.00	-0.35	-9.59	-8.15
Subtotal 6								-9.59	-8.15
Note :									
Asumsi harga batubara		Rp/Kg	800						
HHV batubara saat Performance Test		Kcal/Kg	4066.00						
Rupiah per Kcal		Rp/Kcal	0.20						
Asumsi kWH Operasi per Hari (180 MW nett)		Kwh	4320000						

Analisa Batubara PT Mei 2022

REPORT OF ANALYSIS
Report No. : ROA - 0104220054A


SAMPLE NAME : BATUBARA UNIT 1
CLIENT : PLTU PANGKALAN SUSA
SAMPLE ID : 057/SEAM-22/LMB-MDN/IV/2022
DATE OF RECEIVED : May 12, 2022
ANALYZED REQUIRED : Chemical Analysis
DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) Sample
Packing : Unsealed Plastic bag
Weight/Volume : ± 2,006 Kg

DATE OF ANALYZED : May 12, 2022, up to May 19, 2022
DATE OF ISSUED : May 17, 2022

This is to report, that the sample have been delivered by client and was carried out analysis in accordance with Standard method. The results are as follows :

Parameter	Unit	Result				Methods
		AR	ADB	DAF	DAFB	
Total Moisture	%	33.89	-	-	-	ASTM D3302/D3302M-19
Moisture in the Analysis Sample	%	-	13.58	-	-	ASTM D3173/D3173M-17
Proximate	%	5.65	7.40	8.56	-	ASTM D 3174-12 (2018)
Ash Content	%	31.66	41.38	47.88	52.37	ISO 562:2010
Volatile Matter	%	28.80	37.64	43.56	47.68	ASTM D 3172-13
Fixed Carbon	%	0.24	0.32	0.37	0.40	ASTM D 4239-18
Total Sulphur	%	4066	5316	6151	6727	ASTM D5885/D5885-19
Gross Calorific Value (GCV)	Kcal/Kg	45.62	58.79	58.02	74.39	
Total Carbon	%	3.54	5.48	6.34	6.93	ASTM D 5373-16
Ultimate*	%	6.69	6.93	7.85	7.15	
Total Hydrogen	%	10.35	13.53	15.66	17.12	By Difference
Nitrogen	%					
Oxygen	%					

*Hapusan dilakukan oleh Laboratorium PT. Survekor Indonesia Palembang




AGUS RIA MURDIANTO
COAL OF LABORATORY

This report reflects our finding at time and place of inspection and does not refer to any other matter. This report is issued without prejudice and on the understanding that it does not relieve parties from their contractual obligations. All inspections carried in this report have been carried out to the best of our knowledge and ability and in accordance with practice and standard presently in force. Our responsibility is limited to the execution of reasonable care and due diligence.

No : 00
Date : -

Analisa Fly Ash PT Mei 2022




REPORT OF ANALYSIS
Report No. : ROA - 0104220052A


SAMPLE NAME : FLY ASH UNIT 1
CLIENT : PLTU PANGKALAN SUSA
SAMPLE ID : 055/SEAM-22/LMB-MDN/IV/2022
DATE OF RECEIVED : May 12, 2022
ANALYZED REQUIRED : Chemical Analysis
DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) Sample
Packing : Unsealed Plastic bag
Weight/Volume : ± 500 g

DATE OF ANALYZED : May 12, 2022, up to May 19, 2022
DATE OF ISSUED : May 17, 2022

This is to report, that the sample have been delivered by client and was carried out analysis in accordance with Standard method. The results are as follows :

Parameter	Unit	Result				Methods
		AR	ADB	DAF	DAFB	
Total Moisture	%	0.31	-	-	-	ASTM D3302/D3302M-19
Moisture in the Analysis Sample	%	-	0.30	-	-	ASTM D3173/D3173M-19
Total Carbon*	%	0.55	0.55	0.55	-	ASTM D 5373-16

*Hapusan dilakukan oleh Laboratorium PT. Survekor Indonesia Palembang



AGUS RIA MURDIANTO
COAL OF LABORATORY

This report reflects our finding at time and place of inspection and does not refer to any other matter. This report is issued without prejudice and on the understanding that it does not relieve parties from their contractual obligations. All inspections carried in this report have been carried out to the best of our knowledge and ability and in accordance with practice and standard presently in force. Our responsibility is limited to the execution of reasonable care and due diligence.

No : 00
Date : -

Analisa Bottom Ash PT Mei 2022

DSurvey		MINBA				
REPORT OF ANALYSIS						
Report No. : ROA - 0104220053A						
SAMPLE NAME	: BOTTOM ASH UNIT 1					
CLIENT	: PLTU PANGKALAN SUSU					
SAMPLE ID	: 056/SEAM-22/LMB-MDN/IV/2022					
DATE OF RECEIVED	: May 12, 2022					
ANALYZED REQUIRED	: Chemical Analysis					
DESCRIPTION OF SAMPLE	: 1 (One) Sample					
	: Packing : Unsealed Plastic bag					
	: Weight/Volume : ± 1,096 Kg					
DATE OF ANALYZED	: May 12, 2022, up to May 16, 2022					
DATE OF ISSUED	: May 17, 2022					
This is to report, that the sample have been delivered by client and was carried out analysis in accordance with Standard method. The results are as follows :						
Parameter	Unit	Result				Methods
		AR	ADB	DAF	DAFB	
Total Moisture	%	37.51	-	-	-	ASTM D3302/D3302M-19
Moisture in the Analysis Sample	%	-	0.93	-	-	ASTM D3173/D3173M-19
Total Carbon*	%	0.47	0.74	0.75	-	ASTM D 5373-16

*Pengoperan dilakukan oleh Laboratorium PT. Sempaja Indonesia Palembang

AGUS RIA MURDIANTO
COAL OF LABORATORY

This report reflects our finding at time and place of inspection and does not refer to any other matter. This report is issued without prejudice and on the understanding that it does not extend further than the contractual obligations. All inspection carried out in this report have been carried out on the basis of our knowledge and ability and in accordance with practices and standards generally in trade. Our responsibility is limited to the exercise of reasonable care and diligence.

LAMPIRAN 2

Hasil pengukuran flue gas outlet boiler (Alat flue gas analyzer) PT Mei 2022

APH A																	
INLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	OUTLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm	NO ppm	NOx ppm
	Rata-rata	396.33	32.93	2.83	14.96	1.06	117.82	101.65		Rata-rata	159.20	32.25	3.57	17.06	-3.68	119.41	152.94
Max	399.80	33.50	2.95	15.30	2.20	137.00	193.00	Max	165.86	33.40	3.58	17.23	-3.30	134.00	198.00		
Min	391.48	32.20	2.83	14.60	-0.60	102.00	35.00	Min	147.08	31.50	3.55	16.88	-3.90	97.00	100.00		

APH B																	
INLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	OUTLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm	NO ppm	NOx ppm
	Rata-rata	390.13	34.31	2.97	15.04	-3.54	93.57	131.14		Rata-rata	155.29	33.54	3.59	17.86	-2.87	93.25	134.75
Max	392.73	35.70	2.97	15.40	-2.90	114.00	176.00	Max	157.99	34.00	3.59	18.47	-2.60	113.00	178.00		
Min	386.78	33.00	2.96	14.20	-4.40	77.00	86.00	Min	146.94	32.60	3.58	17.24	-3.20	76.00	100.00		

LAMPIRAN 3

NPHR Input-Output Method

Input-output data coal flow DCS																	
		12 Mei						MILL B		MILL C		MILL D		MILL E		NPHR (Kcal/Kwh)	
Waktu	Gross Load (MW)	Netto Load (MW)	Gross (MWh)	Netto (MWh)	UAT (MWh)	SST (MWh)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)		Flow Rate (Ton/h)
5/12/2022 10:00	199	184	96415.01	89161.06	6686.58	12493000	255945.00	0.00	317922	29.63	320221	26.58	284727	28.56	333154	30.60	2552.06
5/12/2022 10:15	197	182				12493760	255945.00	0.00	317929	25.80	320227	27.37	284735	28.96	333162	30.73	2524.00
5/12/2022 10:30	194	179	98356.08	90825.96	6783.92	12494400	255945.00	0.00	317936	27.40	320234	26.76	284742	30.59	333169	26.86	2540.77
5/12/2022 10:45	192	176				12495080	255945.00	0.00	317943	26.08	320241	27.61	284749	29.01	333176	27.82	2548.63
5/12/2022 11:00	192	177	96470.94	89085.55	6688.38	12495740	255945.00	0.00	317949	26.42	320248	28.77	284756	30.23	333183	28.47	2611.24
			194.77	180.01	13.47	274	0.00		27.00		27.00		29.00		29.00		2529.86

LAMPIRAN 4:

Perhitungan Efisiensi Boiler–Indirect Method PT Mei 2022

Parameter	Symbol	Unit	Value
Higher Heating Value (AR)	He	kcal/kg-f	4,066.00
Higher Heating Value (AR)	Hf	kJ/kg-f	17,023.53
Fuel Lower Heating Value			
Total H2 including moisture	Ht	wt %	4.19
Latent Heat Water for LHV	LHVHfg	kJ/kg-f	2,425.44
Lower Heating Value (AR)	Hfl	kJ/kg-f	16,115.69
Ultimate Analysis			
Carbon Content (AR)	MpCF	wt%	45.62
Hydrogen Content (AR)	MpH2F	wt%	3.54
Oxygen Content (AR)	MpO2F	wt%	10.35
Sulfur Content (AR)	MpSF	wt%	0.24
Nitrogen Content (AR)	MpN2F	wt%	0.69
Ash Content (AR)	MpAsF	wt%	5.66
Moisture Content (AR)	MpWF	wt%	33.89
Total		wt%	99.99
Proximate Analysis			
Total Moisture Content (AR)	MFrWF	wt%	33.89
Fixed Carbon Content (AR)	MFrFC	wt%	28.80
Volatile Matter (AR)	MFrVm	wt%	31.66
Ash Content (AR)	MFrAsF	wt%	5.65
Total		wt%	100.00
Carbon Content in Fly Ash	MpCfa	wt %	0.55
Carbon Content in Bottom Ash	MpCba	wt %	0.75
Fly Ash Split	xUCf	%	0.90
Bottom Ash Split	xUCb	%	0.10
Mass of Residue	MFrR/wdp	kg/kg fuel	0.06
Carbon in Ash	MpCA	kg/kg refuse	1.30
Unburn Carbon in Fuel	MpUbc	wt%	0.65
Carbon Burned Content	MpCb	wt%	44.97

Flue Gas Analysis

AH Inlet O2 in dry flue gas	DVpO2	dry vol %	2.90
AH Outlet O2 in dry flue gas	DVpO2Lv	dry vol %	3.58
AH Inlet CO in dry flue gas	DVpCO	dry vol %	0.76
AH Inlet CO2 in dry flue gas	DVpCO2	dry vol %	15.01

Air and Gas Temperature

Reference temperature = 30,0 °C (AH inlet temperature)	Tre	°C	30.00
Ambient air temperature (dry bulb) = FDF inlet	Tdb	°C	31.72
Ambient air temperature (wet bulb) = FDF inlet	Twb	°C	27.28
Relative Humidity	RHM	%	61.88
Barometric pressure	Pa	psia	14.65
Saturation pressure of water vapor in air (dry-bulb)	PsWvTdb	psia	0.68
Partial pressure of water vapor in air	PpWvA	psia	0.42
Absolute humidity	MFrWDA	kg/kg-da	0.02
AH inlet dry air temperature	TA2	°C	30.15
AH Inlet Tempering air (AH Inlet dry air) temperature	TA1h	°C	43.37
AH Inlet air mean temperature	Taen	°C	35.83
AH Inlet gas temperature	TFgEn	°C	393.23
AH Outlet gas temperature (uncorrected = including leakage)	TFgLv	°C	157.25
AH Outlet gas temperature (uncorrected = excluding leakage) correction value	TDITAEen	°C	-
AH outlet gas temperature (corrected = excluding leakage)	TFgLvCr / TFgLvCrd	°C	160.82
Correction of AH outlet gas temp. for total moisture in fuel	Cr	°C	-
AH outlet gas temperature (corrected = excluding leakage)	TDITAEenD	°C	-
Fuel temperature	TF	°C	31.72
Average Bottom Ash Temperature	TCba	°C	800.00

Parameter	Symbol	Unit	Value
Enthalpy Calculation			
Enthalpy of dry air at AH inlet air (average)	HDA	kJ/kg	10.87
Enthalpy of dry vapor at AH inlet air (average)	HWv	kJ/kg	20.19
Enthalpy of dry gas at AH outlet gas (corrected=Excluding Leakage)	HDFgLvCr	kJ/kg	136.10
Enthalpy of water vapor at AH outlet gas (corrected=Excluding Leakage)	HWvLvCr	kJ/kg	256.70
Enthalpy of dry gas at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HDFgLv	kJ/kg	132.45
Enthalpy of dry air at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HDAFgLv	kJ/kg	133.64
Enthalpy of water vapor at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HWvLv	kJ/kg	240.17
Enthalpy of steam at AH outlet gas	HstLvCr	kJ/kg	2804.02
Enthalpy of water at reference temperature	Hw	kJ/kg	125.60
Enthalpy of water vapour at reference temperature	Hwv	kJ/kg	2556.35
Enthalpy of Fly Ash at Average Fly Ash Temperature	HCba	kJ/kg	1.19

AH Inlet Gas Calculation

Theoretical air	MFrThACr	kg/kg-f	5.95
Moles of theoretical air at AH inlet	MoThACr	kmol/kg-f	0.21
Moles of dry products from the combustion of fuel	MoDPc	kmol/kg-f	0.04
Excess air	XpA	%	15.65
Dry air	MFrDA	kg/kg-f	6.89
Moisture from the combustion of hydrogen in the fuel	MFrWH2F	kg/kg-f	0.32
Moisture from water in fuel	MFrWF	kg/kg-f	0.34
Moisture in air	MFrWA	kg/kg-f	0.1265
Moisture in AH inlet gas	MFrWFg	kg/kg-f	0.78
Wet gas from fuel	MFrFgF	kg/kg-f	0.94
Wet gas at AH inlet	MFrFg	kg/kg-f	7.95
Dry gas	MFrDFg	kg/kg-f	7.17

AH Outlet Gas Calculation

Excess air	XpALv	%	20.05
Dry air	MFrDALv	kg/kg-f	7.15
AH leakage dry air	MFrDAL	kg/kg-f	0.26
AH leakage wet air	MFrWAL	kg/kg-f	0.27
AH outlet wet gas	MFrFGLv	kg/kg-f	8.22

AH Outlet Gas Temperature (Corrected) Calculation

Mean specific heat of wet air	MnCpA	kJ/kg/°C	1.03
Mean specific heat of wet gas	MnCpFg	kJ/kg/°C	1.16871
Enthalpy of AH outlet wet gas (corrected)	HFgLvCr	kJ/kg	147.96
Enthalpy of AH outlet wet gas (uncorrected)	HFgLv	kJ/kg	142.77
Moisture in AH outlet gas	MFrWFgLv	kg/kg-f	0.79
AH outlet total moisture in gas (corrected)	MFrWFgLvCr	kg/kg	0.10
AH outlet total moisture in gas (uncorrected)	MgFrWFgLv	kg/kg	0.10
Enthalpy of wet air of AH outlet gas	HATFgLv	kJ/kg	135.56
Enthalpy of AH inlet wet air	HAEn	kJ/kg	11.04
Moisture in AH inlet wet air	MFrWA	kg/kg	0.02
Secondary air flow ratio	XpFrA2	%	57.04
Primary air flow ratio	XpFrA1h	%	42.96

Boiler Efficiency Calculation (Energy Balance Method)

L1 : Heat Loss due to Heat in Dry Flue Gas

Heat Loss due to heat dry gas	L1	kJ/kg-f	975.40
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	5.73
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	6.05

Parameter	Symbol	Unit	Value
L2 : Heat Loss due to Moisture in Fuel			
Heat loss due to moisture in fuel (HHV Basis)	L2	kJ/kg-f	907.71
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	5.33
Heat loss due to moisture in fuel (LHV Basis)	L2l	kJ/kg-f	83.93
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.52
L3 : Heat Loss due to Moisture from Burning of Hydrogen in Fuel			
Heat loss due to moisture from burning of hydrogen in fuel (HHV Basis)	L3	kJ/kg-f	847.37
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	4.98
Heat loss due to moisture from burning of hydrogen in fuel (LHV Basis)	L3l	kJ/kg-f	78.35
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.49
L4 : Heat Loss due to Moisture in Air			
Heat loss due to moisture in air	L4	kJ/kg-f	32.47
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0.19
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.20
L5 : Heat Loss due to Combustible in Refuse			
Heat loss due to combustible in refuse	L5	kJ/kg-f	219.05
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	1.29
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	2.72
L6 : Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)			
Maximum continuous output (BMCR Design)	ABMA	x10 ⁶ Btu/h	
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)	L6	%	0.18
Heat Loss (kJ/kg fuel)		kJ/kg-f	30.64
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection LHV Basis(ABMA Chart)	L6l	%	0.20
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection LHV Basis(ABMA Chart)		%	0.18
L7 : Heat Loss due to Unmeasured Losses			
Heat loss due to Unmeasured Losses (% fuel input HHV)	L7	kJ/kg-f	42.56
		%	0.25
Heat loss due to Unmeasured Losses (% fuel input LHV)		kJ/kg-f	40.29
		%	0.25
Heat Loss due to Sensible Heat in Fly Ash		kJ/kg-f	7.75
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0.05
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.05
Heat Loss due to Formation Carbon Monoxide		kJ/kg-f	51,198.28
		%	300.75
		%	317.69
B1 : Heat Credit			
Entering Air			
Entering air heat credit	QqBDA	kJ/kg-f	74.88
Moisture Entering with Inlet Air			
Moisture Entering with Inlet Air heat credit	QqBWA	kJ/kg-f	2.55
Sensible Heat in Fuel			
Enthalpy of fixed carbon	HFcRe	kJ/kg	5.19
Enthalpy of Volatile matter 1	HVm1Re	kJ/kg	11.74
Enthalpy of Volatile matter 2	HVm2Re	kJ/kg	20.49
Enthalpy of Ash	HRsrRe	kJ/kg	5.16
Enthalpy of total moisture	HWRRe	kJ/kg	28.14
Mass fraction of volatile matter, dry-ash free	MFrVmCr	wt%	52.37
Volatile matter2 content	MfrVm2	kJ/kg-f	0.06
Volatile matter1 content	MfrVm1	kJ/kg-f	0.32
Sensible heat in fuel heat credit	QqBF	kJ/kg-f	16.27
Total heat credit	B1	kJ/kg-f	93.70

Parameter	Symbol	Unit	Value
B2 : Power Consumption of Pulverizer /Forced Draft Fan/Primary Air Fan/Coal Feeder			
A-Pulverizer power consumption	$QX_{A-Pulverizer}$	kJ/h	0.000280
B-Pulverizer power consumption	$QX_{B-Pulverizer}$	kJ/h	0.092883
C-Pulverizer power consumption	$QX_{C-Pulverizer}$	kJ/h	0.108642
D-Pulverizer power consumption	$QX_{D-Pulverizer}$	kJ/h	0.108670
E-Pulverizer power consumption	$QX_{E-Pulverizer}$	kJ/h	0.106693
A-BCP power consumption	QX_{A-BCP}	kJ/h	0.00
B-BCP power consumption	QX_{B-BCP}	kJ/h	0.00
A-AH power consumption	QX_{A-AH}	kJ/h	0.002296
B-AH power consumption	QX_{B-AH}	kJ/h	0.002489
Total power consumption	B2	kJ/h	0.421953

Qro : Boiler Heat Output

SH outlet steam enthalpy	Hvp	kJ/kg	3,388.88
SH outlet steam pressure	Pvp	Bara	124.25
SH outlet steam temperature	Tvp	°C	516.43
Main steam flow (=Waalim + Wss)	Wvp	kg/h	536,420.12
ECO inlet water enthalpy	Haalim	kJ/kg	911.03
ECO inlet water pressure	Paalim	bar	135.30
ECO inlet water temperature	Taalim	°C	212.02
ECO inlet water flow	Waalim	kg/h	532,282.12
Reheat steam flow	Wvrec	kg/h	536,437.33
RH outlet steam enthalpy	Hrc	kJ/kg	3,493.15
RH outlet steam pressure	Prc	bar	23.67
RH outlet steam temperature	Trc	°C	513.09
RH inlet steam enthalpy	Hrf	kJ/kg	3,057.30
RH inlet steam pressure	Prf	Mpag	23.67
RH inlet steam temperature (RH spray input)	Trf	°C	513.09
RH inlet steam temperature (RH spray output)	Tfr'	°C	
SH spray water flow	Wss	kg/h	4,138.00
SH spray water enthalpy	Hss	kJ/kg	794.59
SH spray water pressure	Pss	Mpag	139.75
SH spray water temperature	Tss	°C	185.66
RH spray water flow	Wrs	kg/h	5,334.00
RH spray water enthalpy	Hrs	kJ/kg	794.59
Boiler heat output	Qro	kJ/h	1,577,850,004.38

BEc : Boiler Efficiency

Boiler Fuel Efficiency (HHV Basis)	η_{Bf} (HHV)	%	82.60
Boiler Fuel Efficiency (LHV Basis)	η_{Bf} (LHV)	%	91.53
Boiler Gross Efficiency (HHV Basis)	η_{Bg} (HHV)	%	82.15
Boiler Gross Efficiency (LHV Basis)	η_{Bg} (LHV)	%	91.00

Boiler Correction Factor

LHV of Fuel vs Eff	f1	%	-0.16
Moisture Content vs Eff	f2	%	0.15
Hydrogen Content	f3	%	-0.16
Ambient Temp and Relative Humidity	f4	%	0.00
Correction for ash of fuel as fired to eff.	f5	%	0.00
Total correction factor	f total	%	-0.17

Boiler Efficiency After Correction

Boiler Gross efficiency (LHV Basis)	η_{BC} (LHV)	%	91.36
-------------------------------------	-------------------	---	--------------

Qri : Boiler Heat Input

Boiler heat input	Qri	kJ/h	1,910,150,224.43
-------------------	-----	------	------------------

LAMPIRAN 5

Kalkulasi Heat Rate Performance Test Mei 2022

PARAMETERS	SYMBOL	CALCULATION FORMULA	UNIT	VALUE
Main Steam				
Pressure	P_{ms}	Measured	bar	124.25
Temperature	T_{ms}	Measured	°C	516.43
Enthalphy	H_{ms}	Steam table	kJ/kg	3,388.88
Cold Reheat Steam (HP Exhaust)				
Pressure	P_{crh}	Measured	bar	24.95
Temperature	T_{crh}	Measured	°C	319.91
Enthalphy	H_{crh}	Steam table	kJ/kg	3,057.30
Hot Reheat Steam				
Pressure	P_{rhsw}	Measured	bar	23.67
Temperature	T_{rhsw}	Measured	°C	513.09
Enthalphy	H_{rnh}	Steam table	kJ/kg	3,493.15
Final Feed Water Outlet				
Pressure	P_{ffw}	Measured	bar	136.31
Temperature	T_{ffw}	Measured	°C	212.02
Enthalphy	H_{ffw}	Steam table	kJ/kg	911.07
Feedwater Outlet HP 2 Heater				
Pressure	$P_{ffw_HPH2_Out}$	Measured	bar	139.15
Temperature	$T_{ffw_HPH2_Out}$	Measured	°C	211.29
Enthalphy	$H_{ffw_HPH2_Out}$	Steam table	kJ/kg	907.89
Feedwater Outlet HP 3 Heater				
Pressure	$P_{ffw_HPH3_Out}$	Calculated	bar	139.75
Temperature	$T_{ffw_HPH3_Out}$	Measured	°C	185.66
Enthalphy	$H_{ffw_HPH3_Out}$	Steam table	kJ/kg	794.59
Feedwater Inlet HP 3 Heater				
Pressure	$P_{ffw_HPH3_In}$	Measured	bar	139.75
Temperature	$T_{ffw_HPH3_In}$	Measured	°C	159.27
Enthalphy	$H_{ffw_HPH3_In}$	Steam table	kJ/kg	680.37
Condensate Water Deaerator Outlet				
Pressure	$P_{ffw_DEA_Out}$	Measured	bar	7.53
Temperature	$T_{ffw_DEA_Out}$	Measured	°C	159.27
Enthalphy	$H_{ffw_DEA_Out}$	Steam table	kJ/kg	672.50
Deaerator Shell				
Pressure	P_{DEA_SHELL}	Measured	bar	5.65
Temperature	T_{DEA_SHELL}	Measured	°C	155.50
Enthalphy	H_{DEA_SHELL}	Steam table	kJ/kg	656.04
Condensate Water Inlet Deaerator				
Pressure	$P_{ffw_DEA_In}$	Measured	bar	22.31
Temperature	$T_{ffw_DEA_In}$	Measured	°C	142.53
Enthalphy	$H_{ffw_DEA_In}$	Steam table	kJ/kg	601.24
Extraction Steam Inlet HP 1 Heater				
Pressure	P_{1s_in}	Measured	bar	5.77
Temperature	T_{1s_in}	Measured	°C	160.05
Enthalphy	H_{1w_out}	Steam table	kJ/kg	2,761.09
Extraction Steam Inlet HP 2 Heater				
Pressure	P_{2s_in}	Measured	bar	25.42
Temperature	T_{2s_in}	Measured	°C	286.37
Enthalphy	H_{2s_in}	Steam table	kJ/kg	2,975.15
Extraction Steam Inlet HP 3 Heater				
Pressure	P_{3s_in}	Measured	bar	12
Temperature	T_{3s_in}	Measured	°C	467
Enthalphy	H_{3s_in}	Steam table	kJ/kg	3406
Extraction Steam Inlet Deaerator				
Pressure	$P_{dea_s_in}$	Measured	bar	5.22
Temperature	$T_{dea_s_in}$	Measured	°C	122.48
Enthalphy	H_{dea_in}	Steam table	kJ/kg	2,711.15
Drain Water Outlet HP 1 Heater				
Pressure	P_{1w_d}	Calculated	bar	5.60
Temperature	T_{1w_d}	Measured	°C	157.62
Enthalphy	H_{1w_d}	Steam table	kJ/kg	665.26
Drain Water Outlet HP 2 Heater				
Pressure	P_{2w_d}	Calculated	bar	24.66
Temperature	T_{2w_d}	Measured	°C	221.22
Enthalphy	H_{2w_d}	Steam table	kJ/kg	949.31
Drain Water Outlet HP 3 Heater				
Pressure	P_{3w_d}	Calculated	bar	11.75
Temperature	T_{3w_d}	Measured	°C	187.23
Enthalphy	H_{3w_d}	Steam table	kJ/kg	776.51

PARAMETERS	SYMBOL	CALCULATION FORMULA	UNIT	VALUE
Deaerator Vent				
Pressure	P_{dea_vent}	Calculated	bar	5.65
Temperature	T_{dea_vent}	Measured	°C	155.50
Enthalphy	H_{dea_vent}	Steam table	kJ/kg	656.04

B. Heat Balance Calculation around HP Heater

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	VALUE
HP #1 Heater Superheat Steam	K1	$(Hf-Hw2)/(Hex1-Hd1)$		0.00
HP #2 Heater Superheat Steam	K2	$(Hw2-Hw3)/(Hex2-Hd2)$		0.06
	K3	$(Hd1-Hd2)/(Hex2-Hd2)$		(0.14)
HP #3 Heater Superheat Steam	K4	$(Hw3-Hw4)/(Hex3-Hd3)$		0.04
	K5	$(Hd2-Hd3)/(Hex3-Hd3)$		0.07
Deaerator	K6	$(Hcwo-Hcw)/(Hex4-Hcwo)$		0.03
	K7	$(Hd3-Hcwo)/(Hex4-Hcwo)$		0.05
	K8	$(Hdv-Hcwo)/(Hex4-Hcwo)$		(0.01)
	A	$K1+K2-K1.K3+K4-K5(K1+K2-K1.K3)$		0.10
Condensate Water Flow to Deaerator	Mcw	Measured	kg/h	521,050.40
Deaerator Vent Flow	Mdv	$36 \cdot vPd/Vd$ Vd=Volume Spesific	kg/h	6,145.46
Deaerator Tank Storage	Mds	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	40,467.45
Superheater Spray Flow	Mis	Measured	kg/h	4,138.00
Reheater Spray Flow	Mir	Measured	kg/h	5,334.00
Final Feedwater Flow	Mf	$(1+K6) \cdot Mcw - (1-K8) \cdot Mdv - Mis - Mir - Mds$	kg/h	532,282.12
Final Feedwater Flow (Data DCS)		1-A+K7*A	kg/h	542,682.00

C. Main Steam Flow

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Final Feed Water Flow	Mf	Calculated	kg/h	532,282.12
Make up Water Flow to Condenser	Mm	Measured	kg/h	3,410.00
Condenser Hot Well Storage	Mcs	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	1.69
Deaerator Tank Storage	Mds	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	40,467.45
Steam Drum Storage	Msd	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	53.71
Dearator Vent Flow	Mdv	$36 \cdot vPd/Vd$ Vd=Volume Spesific	kg/h	6,145.46
Total Make-Up Flow	Mmu	$Mcs+Mds+Msd+Mdv$	kg/h	46,668.31
Superheater Spray Flow	Mis	Measured	kg/h	4,138.00
Reheater Spray Flow	Mir	Measured	kg/h	5,334.00
Main Steam Flow (at main stop valve inlet)	M1	$Mf+Mis+Mmu$	kg/h	583,088.43

D. Reheat Steam Flow Calculation

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Main Steam Flow (at main stop valve inlet)	M1	$Mf+Mis+Mmu$	kg/h	583,088.43
HP Gland Seal and MSV Leakage	Gs1	Commissioning data	kg/h	21,295.60
Extraction Steam Flow to HP Heater #1	Mex1	$K1 \cdot Mf$	kg/h	808.17
Extraction Steam Flow to HP Heater #2	Mex2	$(K2-K1 \cdot K3) \cdot Mf$	kg/h	29,881.33
Extraction Steam Flow to HP Heater #3	Mex3	$(K4-K5 \cdot (K1+K2-(K1 \cdot K3))) \cdot Mf$	kg/h	21,107.70
Extraction Steam Flow to Deaerator	Mex4	$K6 \cdot Mcw - K7 \cdot (Mex1+Mex2+Mex3)+K8 \cdot Mdv$	kg/h	15,519.42
Cold Reheat Steam Flow at HP Exhaust	M2'	$M1-Gs1-Mex1$	kg/h	560,984.66
Cold Reheat Steam Flow at Reheater inlet	M2	$M1-Gs1-Mex1-Mex2$	kg/h	531,103.33
Hot Reheat Steam Flow	M3	$M2+Mir$	kg/h	536,437.33

E. Generator Power Calculation

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Generator measured output power	Pg	Measured	MW	192.69
Generator net output power	Pg Net	Measured	MW	179.58
Aux. Power	Paux	$Pg - P_{gnet} - P_{exe}$	MW	12.61
Excitation Power	Pexe	Measured	MW	0.50
Generator Gross Output Power	Pgg	$Pg - P_{exe}$	MW	192.19

PARAMETERS	SYMBOL	CALCULATION FORMULA	UNIT	VALUE
------------	--------	---------------------	------	-------

F. Correction Factor and Heat Rate Calculation for Unit Heat Rate

F1. Heat in - Out

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Main Steam	Qms	M1*H1	kJ/h	1,976,019,221.35
Hot Reheat Steam	Qhrs	M3*H3	kJ/h	1,873,854,271.50
Final feed water	Qf	Mf*Hf	kJ/h	484,947,410.34
Cold reheat steam	Qcrs	M2*H2	kJ/h	1,623,741,379.51
Superheater Spray	Qis	Mis*His	kJ/h	2,815,381.94
Reheater Spray	Qir	Mir*Hir	kJ/h	3,629,107.61
Make up	Qmu	Mmu*Hmu	kJ/h	707,735.47
Sum of Heat Input	Qin	Qms+Qhrs+Qmu	kJ/h	3,850,581,228.32
Sum of Heat Output	Qout	Qf+Qcrs+Qis+Qir	kJ/h	2,115,133,279.41
Total Heat Consumption	Q	Qin-Qout	kJ/h	1,735,447,948.92

F2. Correction Factor

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Correction Factor for Heatrate				
Main steam pressure (MPa)	C1h	Correction Curve	167	1.02674
Main steam temperature (C)	C2h	Correction Curve	538	1.00688
Reheat pressure loss (%)	C3h	Correction Curve	10	0.99579
Reheat temperature (C)	C4h	Correction Curve	538	1.00197
Back pressure (kPa.a)	C5h	Correction Curve	7	1.01108
Superheater spray/throttle steam (%)	C6h	Correction Curve	0	1.00027
Reheater spray/throttle steam (%)	C7h	Correction Curve	0	1.00128
Make up ratio (%)	C8h	Correction Curve	0	1.01000
Total correction factor for Heatrate	TFh	C1h*C2h*C3h*.....*C8h		1.01625
Correction Factor for Power Output				
Main steam pressure (MPa)	C1p	Correction Curve	167	0.95601
Main steam temperature (C)	C2p	Correction Curve	538	0.98602
Reheat pressure loss (%)	C3p	Correction Curve	538	0.99031
Reheat temperature (C)	C4p	Correction Curve	10	0.99323
Back pressure (kPa.a)	C5p	Correction Curve	7	0.96039
Superheater spray/throttle steam (%)	C6p	Correction Curve	0	1.00105
Reheater spray/throttle steam (%)	C7p	Correction Curve	0	1.00601
Make up ratio (%)	C8p	Correction Curve	0	1.00000
Total correction factor for Power Output	TFp	C1p*C2p*C3p*...*C8p		0.89675

F3. Heat Rate Calculation

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Generator measured output	Pg	Measured	MW	192.69
Exitation power	Pexe	Measured	MW	0.50
Generator gross output	Pgg	Pg - Pexe	MW	192.19
Corrected Generator gross output	Pggc	Pgg/Fc	MW	214.31
Generator net output power	Pg Net	Pg-Paux-Pexe	MW	179.58
Power Factor	PF	Measured		0.95
Generator Transformer Efficiency	ηGT	Assigned	%	99.41
Steam Generator Efficiency	ηB (LHV)	Calculated	%	91.36
Steam Generator Efficiency	ηB (HHV)	Calculated	%	82.15
Turbine Heat Rate				
Measured Value	HRT	Q/Pgg	kJ/kWh kcal/kWh	9,030.04 2,156.79
Gross Plant Heat Rate (LHV Basis)				
Measured Value	GPHR _(LHV)	Q/(ηB _(LHV) *ηGT)*Pgg	kJ/kWh kcal/kWh	9,883.78 2,360.70
Gross Plant Heat Rate (HHV Basis)				
Measured Value	GPHR _(HHV)	Q/(ηB _(HHV) *ηGT)*Pgg	kJ/kWh kcal/kWh	10,992.28 2,625.46
Net Plant Heat Rate (LHV Basis)				
Measured Value	NPHR _(LHV)	Q/(ηB _(LHV) *ηGT)*Pg Net	kJ/kWh kcal/kWh	10,640.94 2,541.54
Net Plant Heat Rate (HHV Basis)				
Measured Value	NPHR _(LHV)	Q/(ηB _(LHV) *ηGT)*Pg Net	kJ/kWh kcal/kWh	11,834.37 2,826.59

Note :

[2] 1 kJ = 4,1868 kcal

Efisiensi thermal

30.42

LAMPIRAN 6

Data Operasi PLTU Pangkalan Susu Komissioning (reff) & Performance Test

12 Mei 2022

No	Parameter	Reff	Actual	Deviasi	Faktor		Losses		
					% HR	Change	% HR	kCal/kWh	Juta/hari
1	Generator Gross Output (kW)	195.41	195.41	0.00					
2	NPHR Corrected (kCal/kWh)	2729.54	2903.84	174.31			6.39	174.31	148.19
3	NPHR Tolerance (10%)								
	Subtotal (kCal/kWh)							218.83	186.05
	Other Factors (kCal/kWh)							-44.53	-37.86
A	Operator Controllable								
1	Flue Gas in AH, °C	383	405	21.93	0.35	5.50	1.40	38.10	32.39
2	Orsat O ₂ Gas in AH, %	1.97	2.08	0.11	0.29	1.00	0.03	0.87	0.74
3	Main Steam Temperature, °C	536.95	532	-4.95	-0.15	5.50	0.14	3.68	3.13
4	Hot Reheat Steam Temperature, °C	536.95	532	-4.73	-0.14	5.50	0.12	3.29	2.79
5	Main Steam Pressure, kg/cm ²	114.49	119.30	4.81	-0.04	0.70	-0.27	-7.50	-6.38
6	Water spray to DeSH, %	3.28	4.44	1.18	0.02	1.00	0.02	0.64	0.55
7	Water spray to DeRH, %	2.60	1.84	-0.74	0.20	1.00	-0.15	-4.04	-3.43
	Subtotal 1							35.04	29.79
B	Unit Controllable								
1	Auxiliary Power, %	8.26	7.96	-0.31	1.00	1.00	-0.31	-8.34	-7.09
2	Final Temperature FW Heater	239.68	202.90	-36.78	-0.10	2.50	1.47	40.15	34.14
3	Condenser Vacuum, mmHgA	-685.00	-677.16	7.84	0.10	1.00	0.78	21.39	18.18
	Subtotal 2							53.20	45.23
C	Turbine Component								
1	HP Turbine Efficiency, %	86.50	84.87	-1.63	-0.18	1.00	0.29	8.01	6.81
2	IP Turbine Efficiency, %	93.59	88.17	-5.43	-0.17	1.00	0.92	25.18	21.41
3	LP Turbine Efficiency, %	69.16	68.81	-0.34	-0.45	1.00	0.15	4.19	3.56
	Subtotal 3							37.38	31.78
D	Cycle Component								
1	TTD HPH 1, °C	2.5	3.0	0.56	0.10	2.50	0.02	0.61	0.52
2	TTD HPH 2, °C	0.2	12.1	11.90	0.03	2.50	0.14	3.90	3.31
3	TTD HPH 3, °C	2.9	3.8	0.87	0.03	2.50	0.01	0.28	0.24
4	TTD LPH 5, °C	9.6	1.5	-8.09	0.03	2.50	-0.10	-2.65	-2.25
5	TTD LPH 6, °C	17.8	24.3	6.49	0.03	2.50	0.08	2.13	1.81
6	TTD LPH 7, °C	25.5	20.0	-5.52	0.03	2.50	-0.07	-1.81	-1.54
7	TTD LPH 8, °C	0.0	6.0	5.97	0.03	2.50	0.07	1.96	1.66
8	DCA HPH 1, °C	16.6	30.9	14.39	0.01	2.50	0.06	1.57	1.34
9	DCA HPH 2, °C	32.7	42.1	9.44	0.01	2.50	0.04	1.03	0.88
10	DCA HPH 3, °C	17.4	20.0	2.64	0.01	2.50	0.01	0.29	0.25
11	DCA LPH 5, °C	24.2	44.0	19.86	0.01	2.50	0.08	2.17	1.84
12	DCA LPH 6, °C	30.5	44.3	13.75	0.01	2.50	0.06	1.50	1.28
13	DCA LPH 7, °C	22.2	10.4	-11.76	0.01	2.50	-0.05	-1.28	-1.09
14	DCA LPH 8, °C	27.9	25.8	-2.07	0.01	2.50	-0.01	-0.23	-0.19
	Subtotal 4							8.86	7.53
E	Boiler Component								
1	Moisture in Fuel (%)	30.50	35.12	4.62	0.17	1.00	0.79	21.44	18.23
2	H in Fuel (%)	2.73	5.20	2.47	1.20	1.00	2.96	80.86	68.75
3	Air Heater Leakage, APH A (%)	5.50	11.83	6.33	0.05	1.00	0.32	8.64	7.34
4	Air Heater Leakage, APH B (%)	5.50	6.18	0.68	0.05	1.00	0.03	0.93	0.79
5	Air Heater Effectiveness, APH A (%)	66.00	67.36	1.36	-0.15	1.00	-0.20	-5.58	-4.74
6	Air Heater Effectiveness, APH B (%)	66.00	67.74	1.74	-0.15	1.00	-0.26	-7.14	-6.07
7	FDI Inlet temperature, °C	28.49	33.22	4.73	-0.05	1.00	-0.24	-6.46	-5.49
8	Air Temperature Outlet Mill, °C	60.05	59.42	-0.63	-0.04	5.50	0.00	0.13	0.11
	Subtotal 5							92.81	78.91
F	Make Up Water, (t/h)	7.34	3.90	-3.44	0.09	1.00	-0.31	-8.46	-7.19
	Subtotal 6							-8.46	-7.19
Note :									
	Asumsi harga batubara	Rp/Kg	800						
	HHV batubara saat Performance Test	Kcal/Kg	4065.00						
	Rupiah per Kcal	Rp/Kcal	0.20						
	Asumsi kWh Operasi per Hari (180 MW nett)	Kwh	4320000						

Analisa Batubara PT April 2021



REPORT OF ANALYSIS Report No. : ROA – 0104210036A

SAMPLE NAME : PERFORMANCE TEST – BATUBARA 16-04-21
 CLIENT : PLTU PANGKALAN SUSU
 SAMPLE ID : **041/SEAM-21/LMB-MDN/IV/2021**
 DATE OF RECEIVED : April 22nd, 2021
 ANALYZED REQUIRED : Chemical Analysis (ASTM / ISO)
 DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) Sample
 Packing : Unsealed Plastic bags
 Weight/Volume : ± 1.174 Kg
 DATE OF ANNALYZED : April 22nd, 2021 up to April 27th, 2021
 DATE OF ISSUED : April 27th, 2021

This is to report, that the sample have been delivered by client and was carried out analysis in accordance with Standard method. The results are as follows :

Parameter	Unit	Result				Methods	
		AR	ADB	DB	DAFB		
Total Moisture	%	35.12	-	-	-	ASTM D 3302-19	
Moisture in the Analysis Sample	%	-	13.24	-	-	ASTM D 3173-17a	
Proximate	Ash Content	%	4.37	5.84	6.74	-	ASTM D 3174-12 (2018)
	Volatile Matter	%	32.52	43.49	50.13	53.75	ISO 562:2010
	Fixed Carbon	%	27.99	37.43	43.14	46.25	ASTM D 3172-13
Total Sulphur	%	0.13	0.18	0.21	0.22	ASTM D 4239-18	
Gross Calorific Value	Kcal/Kg	4065	5436	6266	6718	ASTM D 5865-19	
Ultimate *	Total Carbon	%	42.28	56.54	65.17	69.88	ASTM D 5373-16
	Total Hydrogen	%	3.23	4.32	4.98	5.34	
	Nitrogen	%	0.71	0.95	1.09	1.17	
	Oxygen	%	14.15	18.93	21.82	23.39	By Difference

*Pengujian dilakukan oleh Laboratorium PT. Surveyor Indonesia Semarang

AGUS RIA MURDIANTO
 COAL OF LABORATORY

Analisa Fly Ash PT April 2021



REPORT OF ANALYSIS Report No. : ROA – 0104210034A

SAMPLE NAME : PERFORMANCE TEST - FLY ASH 16-04-21
 CLIENT : PLTU PANGKALAN SUSU
 SAMPLE ID : **039/SEAM-21/LMB-MDN/IV/2021**
 DATE OF RECEIVED : April 22nd, 2021
 ANALYZED REQUIRED : Chemical Analysis (ASTM)
 DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) Sample
 Packing : Unsealed Plastic bags
 Weight/Volume : ± 500 g
 DATE OF ANNALYZED : April 22nd, 2021 up to April 27th, 2021
 DATE OF ISSUED : April 27th, 2021

This is to report, that the sample have been delivered by client and was carried out analysis in accordance with Standard method. The results are as follows :

Parameter	Unit	Result				Methods	
		AR	ADB	DB	DAFB		
FLY ASH	Total Moisture	%	0.50	-	-	-	ASTM D 3302/D 3302M-19
	Moisture in the Analysis Sample	%	-	0.38	-	-	ASTM D 3173/D 3173M-17a
	Total Carbon*	%	0.09	0.09	0.09	-	ASTM D 5373-16

*Pengujian dilakukan oleh Laboratorium PT. Surveyor Indonesia Semarang

Analisa Bottom Ash PT April 2021



REPORT OF ANALYSIS

Report No. : ROA – 0104210035A

SAMPLE NAME : PERFORMANCE TEST - BOTTOM ASH 16-04-21
 CLIENT : PLTU PANGKALAN SUSU
 SAMPLE ID : 040/SEAM-21/LMB-MDN/IV/2021
 DATE OF RECEIVED : April 22nd, 2021
 ANALYZED REQUIRED : Chemical Analysis (ASTM)
 DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) Sample
 Packing : Unsealed Plastic bags
 Weight/Volume : ± 1.364 Kg
 DATE OF ANNALYZED : April 22nd, 2021 up to April 27th, 2021
 DATE OF ISSUED : April 27th, 2021

This is to report, that the sample have been delivered by client and was carried out analysis in accordance with Standard method. The results are as follows :

Parameter	Unit	Result				Methods	
		AR	ADB	DB	DAFB		
BOTTOM ASH	Total Moisture	%	29.41	-	-	-	ASTM D 3302/D 3302M-19
	Moisture in the Analysis Sample	%	-	0.34	-	-	ASTM D 3173/D 3173M-17a
	Total Carbon*	%	0.12	0.17	0.17	-	ASTM D 5373-16

Pengujian dilakukan oleh Laboratorium PT. Surveyor Indonesia Semarang

LAMPIRAN 7

Hasil pengukuran flue gas outlet boiler (Alat flue gas analyzer) PT April 2021

16 April 2020													
APH A													
INLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm	OUTLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm
	Rata-rata	401.75	29.70	1.69	18.02	92.72		Rata-rata	164.98	34.80	3.14	16.60	127.97
	Max	404.17	32.60	2.33	18.60	1041.10		Max	175.10	39.50	3.90	17.30	1020.70
	Min	398.28	28.20	0.98	17.41	2.50		Min	154.61	33.10	2.30	15.95	1.40
APH B													
INLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm	OUTLET	Parameter	T-gas °C	T-air °C	O2 %	CO2 %	CO ppm
	Rata-rata	408.45	32.09	2.47	17.21	113.62		Rata-rata	164.62	35.13	2.90	16.85	15.71
	Max	409.62	34.00	3.26	18.12	866.70		Max	173.65	36.00	3.61	17.57	202.10
	Min	405.46	29.20	1.44	16.52	3.40		Min	156.05	34.10	2.10	16.24	-1.20

LAMPIRAN 8

NPHR Input-Output Method PT April 2021

Input-output data coal flow DCS						16 April 2020		MILL A		MILL B		MILL C		MILL D		MILL E		NPHR (Kcal/Kwh)	SFC Gross (t/mwh)
Waktu	Gross Load (MW)	Netto Load (MW)	Gross (MWh)	Netto (MWh)	UAT (MWh)	SST (MWh)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)			
15:00:00 AM	192	176	97065.57	89433.47	6955.77	6455780	135420.00	28.47	173968	30.58	120332	29.90	133720	0.05	185198	31.80	2788.33	0.63	
15:15:00 AM	200	185				6455780	135427.00	27.21	173975	27.83	120338	30.04	133720	0.05	185206	30.95	2852.00	0.58	
15:30:00 AM	193	179	98718.41	91091.54	6962.96	6455780	135434.00	30.95	173982	31.89	120346	29.53	133720	0.05	185214	31.99	2833.20	0.64	
15:45:00 AM	196	180				6455800	135441.00	30.16	173990	28.12	120354	30.61	133720	0.05	185222	32.04	2738.37	0.62	
16:00:00 AM	195	180	97502.98	89907.53	6928.06	6455800	135448.00	28.62	173997	29.69	120361	30.48	133720	0.05	185230	32.62	2748.01	0.62	
16:15:00 AM	195	180				6455800	135455.00	26.95	174004	28.62	120369	30.05	133720	0.05	185238	33.03	2684.52	0.61	
16:30:00 AM	193	178	97258.86	89588.60	6994.46	6455820	135462.00	27.63	174011	30.01	120376	30.18	133720	0.05	185246	32.54	2752.75	0.62	
16:45:00 AM	200	184				6455820	135469.00	28.12	174019	29.56	120384	30.18	133720	0.05	185255	33.27	2678.90	0.60	
17:00:00 PM	194	179	97746.25	90020.40	7067.91	6455820	135476.00	29.60	174026	27.19	120391	30.09	133720	0.05	185263	33.22	2736.19	0.62	
			390.55	360.02	27.84	0.04	56.00		58.00		59.00		0.00		65.00		2687.26	0.61	

LAMPIRAN 9

Perhitungan Efisiensi Boiler–Indirect Method PT April 2021

Parameter	Symbol	Unit	Value
Fuel Higher Heating Value			
Higher Heating Value (AR)	He	kcal/kg-f	4,065.00
Higher Heating Value (AR)	Hf	kJ/kg-f	17,019.34
Fuel Lower Heating Value			
Total H2 including moisture	Ht	wt %	4.51
Latent Heat Water for LHV	LHVHfg	kJ/kg-f	2,425.44
Lower Heating Value (AR)	Hfl	kJ/kg-f	16,041.44
Ultimate Analysis			
Carbon Content (AR)	MpCF	wt%	41.06
Hydrogen Content (AR)	MpH2F	wt%	5.20
Oxygen Content (AR)	MpO2F	wt%	12.41
Sulfur Content (AR)	MpSF	wt%	0.13
Nitrogen Content (AR)	MpN2F	wt%	1.71
Ash Content (AR)	MpAsF	wt%	4.37
Moisture Content (AR)	MpWF	wt%	35.12
Total		wt%	100.00
Proximate Analysis			
Total Moisture Content (AR)	MFrWF	wt%	35.12
Fixed Carbon Content (AR)	MFrFC	wt%	27.99
Volatile Matter (AR)	MFrVm	wt%	32.52
Ash Content (AR)	MFrAsF	wt%	4.37
Total		wt%	100.00
Carbon Content in Fly Ash	MpCfa	wt %	0.09
Carbon Content in Bottom Ash	MpCba	wt %	0.17
Fly Ash Split	xUCf	%	0.90
Bottom Ash Split	xUCb	%	0.10
Mass of Residue	MFrR/wdp	kg/kg fuel	0.04
Carbon in Ash	MpCA	kg/kg refuse	0.26
Unburn Carbon in Fuel	MpUbc	wt%	0.13
Carbon Burned Content	MpCb	wt%	40.93
Flue Gas Analysis			
AH Inlet O2 in dry flue gas	DVpO2	dry vol %	2.08
AH Outlet O2 in dry flue gas	DVpO2Lv	dry vol %	3.02
AH Inlet CO in dry flue gas	DVpCO	dry vol %	103.27
AH Inlet CO2 in dry flue gas	DVpCO2	dry vol %	17.62
Air and Gas Temperature			
Reference temperature = 30,0 °C (AH inlet temperature)	Tre	°C	30.00
Ambient air temperature (dry bulb) = FDF inlet	Tdb	°C	31.72
Ambient air temperature (wet bulb) = FDF inlet	Twb	°C	27.28
Relative Humidity	RHM	%	61.88
Barometric pressure	Pa	psia	14.65
Saturation pressure of water vapor in air (dry-bulb)	PsWvTdb	psia	0.68
Partial pressure of water vapor in air	PpWvA	psia	0.42
Absolute humidity	MFrWDA	kg/kg-da	0.02
AH inlet dry air temperature	TA2	°C	32.94
AH Inlet Tempering air (AH Inlet dry air) temperature	TA1h	°C	45.22
AH Inlet air mean temperature	Taen	°C	37.07
AH Inlet gas temperature	TfGEn	°C	405.10
AH Outlet gas temperature (uncorrected = including leakage)	TfGLv	°C	164.90
AH Outlet gas temperature (uncorrected = excluding leakage)	TDITAEn	°C	-
correction value			
AH outlet gas temperature (corrected = excluding leakage)	TfGLvCr / TfGLvCrd	°C	169.84
Correction of AH outlet gas temp. for total moisture in fuel	Cr	°C	-
AH outlet gas temperature (corrected = excluding leakage)	TDITAEnD	°C	-
Fuel temperature	TF	°C	31.72
Average Bottom Ash Temperature	TCba	°C	800.00

Parameter	Symbol	Unit	Value
Enthalpy Calculation			
Enthalpy of dry air at AH inlet air (average)	HDA	kJ/kg	12.13
Enthalpy of dry vapor at AH inlet air (average)	HWv	kJ/kg	22.51
Enthalpy of dry gas at AH outlet gas (corrected=Excluding Leakage)	HDFgLvCr	kJ/kg	145.30
Enthalpy of water vapor at AH outlet gas (corrected=Excluding Leakage)	HWvLvCr	kJ/kg	274.04
Enthalpy of dry gas at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HDFgLv	kJ/kg	140.26
Enthalpy of dry air at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HDAFgLv	kJ/kg	141.44
Enthalpy of water vapor at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HWvLv	kJ/kg	254.30
Enthalpy of steam at AH outlet gas	HstLvCr	kJ/kg	2821.38
Enthalpy of water at reference temperature	Hw	kJ/kg	125.60
Enthalpy of water vapour at reference temperature	Hwv	kJ/kg	2556.35
Enthalpy of Fly Ash at Average Fly Ash Temperature	HCba	kJ/kg	1.18

AH Inlet Gas Calculation

Theoretical air	MFrThACr	kg/kg-f	5.96
Moles of theoretical air at AH inlet	MoThACr	kmol/kg-f	0.21
Moles of dry products from the combustion of fuel	MoDPc	kmol/kg-f	0.03
Excess air	XpA	%	10.60
Dry air	MFrDA	kg/kg-f	6.60
Moisture from the combustion of hydrogen in the fuel	MFrWH2F	kg/kg-f	0.46
Moisture from water in fuel	MFrWF	kg/kg-f	0.35
Moisture in air	MFrWA	kg/kg-f	0.1212
Moisture in AH inlet gas	MFrWFG	kg/kg-f	0.94
Wet gas from fuel	MFrFGF	kg/kg-f	0.96
Wet gas at AH inlet	MFrFG	kg/kg-f	7.67
Dry gas	MFrDFG	kg/kg-f	6.73

AH Outlet Gas Calculation

Excess air	XpALv	%	16.16
Dry air	MFrDALv	kg/kg-f	6.93
AH leakage dry air	MFrDAL	kg/kg-f	0.33
AH leakage wet air	MFrWAL	kg/kg-f	0.34
AH outlet wet gas	MFrFGLv	kg/kg-f	8.01

AH Outlet Gas Temperature (Corrected) Calculation

Mean specific heat of wet air	MnCpA	kJ/kg/°C	1.03
Mean specific heat of wet gas	MnCpFG	kJ/kg/°C	1.16871
Enthalpy of AH outlet wet gas (corrected)	HFGLvCr	kJ/kg	161.03
Enthalpy of AH outlet wet gas (uncorrected)	HFGLv	kJ/kg	153.69
Moisture in AH outlet gas	MFrWFGLv	kg/kg-f	0.94
AH outlet total moisture in gas (corrected)	MFrWFGLvCr	kg/kg	0.12
AH outlet total moisture in gas (uncorrected)	MgFrWFGLv	kg/kg	0.12
Enthalpy of wet air of AH outlet gas	HATFGLv	kJ/kg	143.48
Enthalpy of AH inlet wet air	HAEn	kJ/kg	12.31
Moisture in AH inlet wet air	MFrWA	kg/kg	0.02
Secondary air flow ratio	XpFrA2	%	66.38
Primary air flow ratio	XpFrA1h	%	33.62

Parameter	Symbol	Unit	Value
Boiler Efficiency Calculation (Energy Balance Method)			
L1 : Heat Loss due to Heat in Dry Flue Gas			
Heat Loss due to heat dry gas	L1	kJ/kg-f	978.53
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	5.75
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	6.10
L2 : Heat Loss due to Moisture in Fuel			
Heat loss due to moisture in fuel (HHV Basis)	L2	kJ/kg-f	946.76
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	5.56
Heat loss due to moisture in fuel (LHV Basis)	L2l	kJ/kg-f	93.08
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.58
L3 : Heat Loss due to Moisture from Burning of Hydrogen in Fuel			
Heat loss due to moisture from burning of hydrogen in fuel (HHV Basis)	L3	kJ/kg-f	1,252.47
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	7.36
Heat loss due to moisture from burning of hydrogen in fuel (LHV Basis)	L3l	kJ/kg-f	123.13
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.77
L4 : Heat Loss due to Moisture in Air			
Heat loss due to moisture in air	L4	kJ/kg-f	33.21
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0.20
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.21
L5 : Heat Loss due to Combustible in Refuse			
Heat loss due to combustible in refuse	L5	kJ/kg-f	43.81
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0.26
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.55
L6 : Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)			
Maximum continuous output (BMCR Design)	ABMA	x10 ⁶ Btu/h	
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)	L6	%	0.18
Heat Loss (kJ/kg fuel)		kJ/kg-f	30.63
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection LHV Basis(ABMA Chart)	L6l	%	0.20
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection LHV Basis(ABMA Chart)		%	0.18
L7 : Heat Loss due to Unmeasured Losses			
Heat loss due to Unmeasured Losses (% fuel input HHV)	L7	kJ/kg-f	42.55
		%	0.25
Heat loss due to Unmeasured Losses (% fuel input LHV)		kJ/kg-f	40.10
		%	0.25
Heat Loss due to Sensible Heat in Fly Ash		kJ/kg-f	6.25
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0.04
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	0.04
Heat Loss due to Formation Carbon Monoxide		kJ/kg-f	826,206.84
		%	4,854.52
		%	5,150.45
B1 : Heat Credit			
Entering Air			
Entering air heat credit	QqBDA	kJ/kg-f	79.97
Moisture Entering with Inlet Air			
Moisture Entering with Inlet Air heat credit	QqBWA	kJ/kg-f	2.73
Sensible Heat in Fuel			
Enthalphy of fixed carbon	HfCr	kJ/kg	5.19
Enthalphy of Volatile matter 1	HVm1Re	kJ/kg	11.74
Enthalphy of Volatile matter 2	HVm2Re	kJ/kg	20.49
Enthalphy of Ash	HRsrRe	kJ/kg	5.16
Enthalpy of total moisture	HWR	kJ/kg	28.14
Mass fraction of volatile matter, dry-ash free	MfVvmCr	wt%	53.74
Volatile matter2 content	MfVvm2	kJ/kg-f	0.06
Volatile matter1 content	MfVvm1	kJ/kg-f	0.32
Sensible heat in fuel heat credit	QqBF	kJ/kg-f	16.61
Total heat credit	B1	kJ/kg-f	99.31

Parameter	Symbol	Unit	Value
B2 : Power Consumption of Pulverizer /Forced Draft Fan/Primary Air Fan/Coal Feeder			
A-Pulverizer power consumption	$QX_{A-Pulverizer}$	kJ/h	0.101546
B-Pulverizer power consumption	$QX_{B-Pulverizer}$	kJ/h	0.106872
C-Pulverizer power consumption	$QX_{C-Pulverizer}$	kJ/h	0.103497
D-Pulverizer power consumption	$QX_{D-Pulverizer}$	kJ/h	0.000285
E-Pulverizer power consumption	$QX_{E-Pulverizer}$	kJ/h	0.100913
A-BCP power consumption	QX_{A-BCP}	kJ/h	0.00
B-BCP power consumption	QX_{B-BCP}	kJ/h	0.00
A-AH power consumption	QX_{A-AH}	kJ/h	0.002334
B-AH power consumption	QX_{B-AH}	kJ/h	0.002531
Total power consumption	B2	kJ/h	0.417977

Qro : Boiler Heat Output

SH outlet steam enthalpy	Hvp	kJ/kg	3,437.02
SH outlet steam pressure	Pvp	Bara	118.09
SH outlet steam temperature	Tvp	°C	532.00
Main steam flow (=Waalim + Wss)	Wvp	kg/h	558,649.25
ECO inlet water enthalpy	Haalim	kJ/kg	870.32
ECO inlet water pressure	Paalim	bar	135.28
ECO inlet water temperature	Taalim	°C	202.90
ECO inlet water flow	Waalim	kg/h	535,494.81
Reheat steam flow	Wvrec	kg/h	528,070.71
RH outlet steam enthalpy	Hrc	kJ/kg	3,535.72
RH outlet steam pressure	Prc	bar	23.72
RH outlet steam temperature	Trc	°C	532.22
RH inlet steam enthalpy	Hrf	kJ/kg	3,055.20
RH inlet steam pressure	Prf	Mpag	23.72
RH inlet steam temperature (RH spray input)	Trf	°C	532.22
RH inlet steam temperature (RH spray output)	Tfr'	°C	
SH spray water flow	Wss	kg/h	23,154.44
SH spray water enthalpy	Hss	kJ/kg	775.24
SH spray water pressure	Pss	Mpag	138.24
SH spray water temperature	Tss	°C	181.24
RH spray water flow	Wrs	kg/h	9,608.89
RH spray water enthalpy	Hrs	kJ/kg	775.24
Boiler heat output	Qro	kJ/h	1,716,356,996.99

BEc : Boiler Efficiency

Boiler Fuel Efficiency (HHV Basis)	η_{Bf} (HHV)	%	81.03
Boiler Fuel Efficiency (LHV Basis)	η_{Bf} (LHV)	%	92.26
Boiler Gross Efficiency (HHV Basis)	η_{Bg} (HHV)	%	80.56
Boiler Gross Efficiency (LHV Basis)	η_{Bg} (LHV)	%	91.69

Boiler Correction Factor

LHV of Fuel vs Eff	f1	%	-0.17
Moisture Content vs Eff	f2	%	0.21
Hydrogen Content	f3	%	-0.45
Ambient Temp and Relative Humidity	f4	%	0.00
Correction for ash of fuel as fired to eff.	f5	%	0.00
Total correction factor	f total	%	-0.41

Boiler Efficiency After Correction

Boiler Gross efficiency (LHV Basis)	η_{BC} (LHV)	%	91.85
-------------------------------------	-------------------	---	-------

Qri : Boiler Heat Input

Boiler heat input	Qri	kJ/h	2,118,187,246.57
-------------------	-----	------	------------------

LAMPIRAN 10

Kalkulasi Heat Rate Performance Test PT April 2021

PARAMETERS	SYMBOL	CALCULATION FORMULA	UNIT	VALUE
Main Steam				
Pressure	P_{ms}	Measured	bar	118.09
Temperature	T_{ms}	Measured	°C	532.00
Enthalphy	H_{ms}	Steam table	kJ/kg	3,437.02
Cold Reheat Steam (HP Exhaust)				
Pressure	P_{crh}	Measured	bar	25.04
Temperature	T_{crh}	Measured	°C	319.11
Enthalphy	H_{crh}	Steam table	kJ/kg	3,055.20
Hot Reheat Steam				
Pressure	P_{hrh}	Measured	bar	23.72
Temperature	T_{hrh}	Measured	°C	532.22
Enthalphy	H_{hrh}	Steam table	kJ/kg	3,535.72
Final Feed Water Outlet				
Pressure	P_{ffw}	Measured	bar	136.29
Temperature	T_{ffw}	Measured	°C	202.90
Enthalphy	H_{ffw}	Steam table	kJ/kg	870.37
Feedwater Outlet HP 2 Heater				
Pressure	$P_{ffw, HP2, Out}$	Measured	bar	137.64
Temperature	$T_{ffw, HP2, Out}$	Measured	°C	210.97
Enthalphy	$H_{ffw, HP2, Out}$	Steam table	kJ/kg	906.44
Feedwater Outlet HP 3 Heater				
Pressure	$P_{ffw, HP3, Out}$	Calculated	bar	138.24
Temperature	$T_{ffw, HP3, Out}$	Measured	°C	181.24
Enthalphy	$H_{ffw, HP3, Out}$	Steam table	kJ/kg	775.24
Feedwater Inlet HP 3 Heater				
Pressure	$P_{ffw, HP3, In}$	Measured	bar	138.24
Temperature	$T_{ffw, HP3, In}$	Measured	°C	164.43
Enthalphy	$H_{ffw, HP3, In}$	Steam table	kJ/kg	702.44
Condensate Water Deaerator Outlet				
Pressure	$P_{ffw, DEA, Out}$	Measured	bar	8.25
Temperature	$T_{ffw, DEA, Out}$	Measured	°C	164.43
Enthalphy	$H_{ffw, DEA, Out}$	Steam table	kJ/kg	694.93
Deaerator Shell				
Pressure	$P_{DEA, SHELL}$	Measured	bar	6.42
Temperature	$T_{DEA, SHELL}$	Measured	°C	160.80
Enthalphy	$H_{DEA, SHELL}$	Steam table	kJ/kg	679.06
Condensate Water Inlet Deaerator				
Pressure	$P_{ffw, DEA, In}$	Measured	bar	22.09
Temperature	$T_{ffw, DEA, In}$	Measured	°C	143.51
Enthalphy	$H_{ffw, DEA, In}$	Steam table	kJ/kg	605.45
Extraction Steam Inlet HP 1 Heater				
Pressure	$P_{es, 1, In}$	Measured	bar	35.86
Temperature	$T_{es, 1, In}$	Measured	°C	378.55
Enthalphy	$H_{es, 1, In}$	Steam table	kJ/kg	3,171.29
Extraction Steam Inlet HP 2 Heater				
Pressure	$P_{es, 2, In}$	Measured	bar	25.95
Temperature	$T_{es, 2, In}$	Measured	°C	224.94
Enthalphy	$H_{es, 2, In}$	Steam table	kJ/kg	2,803.36
Extraction Steam Inlet HP 3 Heater				
Pressure	$P_{es, 3, In}$	Measured	bar	11
Temperature	$T_{es, 3, In}$	Measured	°C	167
Enthalphy	$H_{es, 3, In}$	Steam table	kJ/kg	2784
Extraction Steam Inlet Deaerator				
Pressure	$P_{es, 4, In}$	Measured	bar	5.71
Temperature	$T_{es, 4, In}$	Measured	°C	163.16
Enthalphy	$H_{es, 4, In}$	Steam table	kJ/kg	2,769.03
Drain Water Outlet HP 1 Heater				
Pressure	$P_{dw, 1, Out}$	Calculated	bar	34.78
Temperature	$T_{dw, 1, Out}$	Measured	°C	241.92
Enthalphy	$H_{dw, 1, Out}$	Steam table	kJ/kg	1,046.69

PARAMETERS	SYMBOL	CALCULATION FORMULA	UNIT	VALUE
Drain Water Outlet HP 2 Heater				
Pressure	$P_{2w,d}$	Calculated	bar	25.18
Temperature	$T_{2w,d}$	Measured	°C	223.37
Enthalphy	$H_{2w,d}$	Steam table	kJ/kg	959.25
Drain Water Outlet HP 3 Heater				
Pressure	$P_{3w,d}$	Calculated	bar	10.92
Temperature	$T_{3w,d}$	Measured	°C	184.46
Enthalphy	$H_{3w,d}$	Steam table	kJ/kg	776.47
Deaerator Vent				
Pressure	$P_{dew,vent}$	Calculated	bar	6.42
Temperature	$T_{dew,vent}$	Measured	°C	160.80
Enthalphy	$H_{dew,vent}$	Steam table	kJ/kg	679.06

B. Heat Balance Calculation around HP Heater

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	VALUE
HP #1 Heater Superheat Steam	K1	$(Hf-Hw2)/(Hex1-Hd1)$		(0.02)
HP #2 Heater Superheat Steam	K2	$(Hw2-Hw3)/(Hex2-Hd2)$		0.07
	K3	$(Hd1-Hd2)/(Hex2-Hd2)$		0.05
HP #3 Heater Superheat Steam	K4	$(Hw3-Hw4)/(Hex3-Hd3)$		0.04
	K5	$(Hd2-Hd3)/(Hex3-Hd3)$		0.09
Deaerator	K6	$(Hcwo-Hcw)/(Hex4-Hcwo)$		0.04
	K7	$(Hd3-Hcwo)/(Hex4-Hcwo)$		0.04
	K8	$(Hdv-Hcwo)/(Hex4-Hcwo)$		(0.01)
	A	$K1+K2-K1.K3+K4-K5(K1+K2-K1.K3)$		0.09
Condensate Water Flow to Deaerator	Mcw	Measured	kg/h	512,380.11
Deaerator Vent Flow	Mdv	$36 \cdot Vp_d / V_d$ Vd=Volume Specific	kg/h	6,963.99
Deaerator Tank Storage	Mds	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	3,569.04
Superheater Spray Flow	Mis	Measured	kg/h	23,154.44
Reheater Spray Flow	Mir	Measured	kg/h	9,608.89
Final Feedwater Flow	Mf	$(1+K6) \cdot Mcw - (1-K8) \cdot Mdv - Mis - Mir - Mds$	kg/h	535,494.81
Final Feedwater Flow (Data DCS)		$1-A+K7 \cdot A$	kg/h	516,513.33

C. Main Steam Flow

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Final Feed Water Flow	Mf	Calculated	kg/h	535,494.81
Make up Water Flow to Condenser	Mm	Measured	kg/h	3,905.56
Condenser Hot Well Storage	Mcs	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	0.00
Deaerator Tank Storage	Mds	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	3,569.04
Steam Drum Storage	Msd	Measured (from tank Storage calculation)	kg/h	12.30
Deaerator Vent Flow	Mdv	$36 \cdot Vp_d / V_d$ Vd=Volume Specific	kg/h	6,963.99
Total Make-Up Flow	Mmu	$Mcs+Mds+Msd+Mdv$	kg/h	10,545.34
Superheater Spray Flow	Mis	Measured	kg/h	23,154.44
Reheater Spray Flow	Mir	Measured	kg/h	9,608.89
Main Steam Flow (at main stop valve inlet)	M1	$Mf+Mis+Mmu$	kg/h	569,194.59

D. Reheat Steam Flow Calculation

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Main Steam Flow (at main stop valve inlet)	M1	$Mf+Mis+Mmu$	kg/h	569,194.59
HP Gland Seal and MSV Leakage	Gs1	Commissioning data	kg/h	21,295.60
Extraction Steam Flow to HP Heater #1	Mex1	$K1 \cdot Mf$	kg/h	(9,090.72)
Extraction Steam Flow to HP Heater #2	Mex2	$(K2-K1 \cdot K3) \cdot Mf$	kg/h	38,527.89
Extraction Steam Flow to HP Heater #3	Mex3	$(K4-K5 \cdot (K1+K2-(K1 \cdot K3))) \cdot Mf$	kg/h	16,738.28
Extraction Steam Flow to Deaerator	Mex4	$K6 \cdot Mcw - K7 \cdot (Mex1+Mex2+Mex3)+K8 \cdot Mdv$	kg/h	20,235.61
Cold Reheat Steam Flow at HP Exhaust	M2'	$M1-Gs1-Mex1$	kg/h	556,989.71
Cold Reheat Steam Flow at Reheater inlet	M2	$M1-Gs1-Mex1-Mex2$	kg/h	518,461.82
Hot Reheat Steam Flow	M3	$M2+Mir$	kg/h	528,070.71

E. Generator Power Calculation

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Generator measured output power	Pg	Measured	MW	195.41
Generator net output power	Pg Net	Measured	MW	179.86
Aux. Power	Paux	$Pg - P_{gnet} - P_{exe}$	MW	15.07
Excitation Power	Pexe	Measured	MW	0.48
Generator Gross Output Power	Pgg	$Pg - P_{exe}$	MW	194.93

PARAMETERS	SYMBOL	CALCULATION FORMULA	UNIT	VALUE
F. Correction Factor and Heat Rate Calculation for Unit Heat Rate				
F1. Heat in - Out				
Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Main Steam	Qms	M1*H1	kJ/h	1,956,333,735.94
Hot Reheat Steam	Qhrs	M3*H3	kJ/h	1,867,108,981.69
Final feed water	Qf	M*Hf	kJ/h	466,077,612.77
Cold reheat steam	Qcrs	M2*H2	kJ/h	1,584,004,602.19
Superheater Spray	Qis	Mis*His	kJ/h	16,264,636.62
Reheater Spray	Qir	Mir*Hir	kJ/h	6,749,679.81
Make up	Qmu	Mmu*Hmu	kJ/h	832,195.69
Sum of Heat Input	Qin	Qms+Qhrs+Qmu	kJ/h	3,824,274,913.32
Sum of Heat Output	Qout	Qf+Qcrs+Qis+Qir	kJ/h	2,073,096,531.39
Total Heat Consumption	Q	Qin-Qout	kJ/h	1,751,178,381.93

F2. Correction Factor

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Correction Factor for Heatrate				
Main steam pressure (MPa)	C1h	Correction Curve	167	1.03220
Main steam temperature (C)	C2h	Correction Curve	538	1.00186
Reheat pressure loss (%)	C3h	Correction Curve	10	0.99579
Reheat temperature (C)	C4h	Correction Curve	538	1.00205
Back pressure (kPa.a)	C5h	Correction Curve	7	1.01108
Superheater spray/throttle steam (%)	C6h	Correction Curve	0	1.00160
Reheater spray/throttle steam (%)	C7h	Correction Curve	0	1.00239
Make up ratio (%)	C8h	Correction Curve	0	1.01000
Total correction factor for Heatrate	TFh	C1h*C2h*C3h*...*C8h		1.01372
Correction Factor for Power Output				
Main steam pressure (MPa)	C1p	Correction Curve	167	0.94699
Main steam temperature (C)	C2p	Correction Curve	538	0.99614
Reheat pressure loss (%)	C3p	Correction Curve	538	0.99157
Reheat temperature (C)	C4p	Correction Curve	10	0.99294
Back pressure (kPa.a)	C5p	Correction Curve	7	0.96141
Superheater spray/throttle steam (%)	C6p	Correction Curve	0	1.00612
Reheater spray/throttle steam (%)	C7p	Correction Curve	0	1.01123
Make up ratio (%)	C8p	Correction Curve	0	1.00000
Total correction factor for Power Output	TFp	C1p*C2p*C3p*...*C8p		0.90849

F3. Heat Rate Calculation

Item	Symbol	Calculation Formula	Unit	Value
Generator measured output	Pg	Measured	MW	195.41
Excitation power	Pexc	Measured	MW	0.48
Generator gross output	Pgg	Pg - Pexc	MW	194.93
Corrected Generator gross output	Pggc	Pgg/Fc	MW	214.56
Generator net output power	Pg Net	Pg-Paux-Pexc	MW	179.86
Power Factor	PF	Measured		0.96
Generator Transformer Efficiency	ηGT	Assigned	%	99.41
Steam Generator Efficiency	ηB (LHV)	Calculated	%	91.85
Steam Generator Efficiency	ηB (HHV)	Calculated	%	80.56
Turbine Heat Rate				
Measured Value	HRT	Q/Pgg	kJ/kWh kcal/kWh	8,983.68 2,145.71
Total Correction factor	TFh	Calculated		1.0137
Corrected Value	HRTc	HRT/TFh	kJ/kWh kcal/kWh	8,862.08 2,116.67
Gross Plant Heat Rate (LHV Basis)				
Measured Value	GPHR _(LHV)	Q/(ηB _(LHV) *ηGT)*Pgg	kJ/kWh kcal/kWh	9,781.03 2,336.16
Corrected Value	GPHR _(LHV)	GPHR _(LHV) /TFh	kJ/kWh kcal/kWh	9,648.64 2,304.54
Gross Plant Heat Rate (HHV Basis)				
Measured Value	GPHR _(HHV)	Q/(ηB _(HHV) *ηGT)*Pgg	kJ/kWh kcal/kWh	11,151.96 2,663.60
Corrected Value	GPHR _(HHV)	GPHR _(HHV) /TFh	kJ/kWh kcal/kWh	11,001.01 2,627.55
Net Plant Heat Rate (LHV Basis)				
Measured Value	NPHR _(LHV)	Q/(ηB _(LHV) *ηGT)*Pg Net	kJ/kWh kcal/kWh	10,663.23 2,546.87
Corrected Value	NPHR _(LHV)	NPHR _(LHV) /TFh	kJ/kWh kcal/kWh	10,518.90 2,512.40
Net Plant Heat Rate (HHV Basis)				
Measured Value	NPHR _(HHV)	Q/(ηB _(HHV) *ηGT)*Pg Net	kJ/kWh kcal/kWh	12,157.81 2,903.84

Note :

[2] 1 kJ = 4,1868 kcal
Effisiensi thermal

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BIOGRAFI PENULIS



Handoyo Widhy Wasisto, lahir di Yogyakarta pada tanggal 22 April 1981, merupakan putra sulung dari pasangan Bapak Wiwik Handajadi dan Ibu Dwi Sumar Sriharti, memiliki dua adik kandung, Anita Nur Handayani dan Hananto Adhi Susanto. Penulis menempuh pendidikan formal SD N Ungaran 1 Yogyakarta, SLTP N 8 Yogyakarta, SMU N 8 Yogyakarta dan melanjutkan S1 di Jurusan Teknik Elektro Universitas Gadjah Mada pada tahun 1999. Penulis memiliki pengalaman bekerja di PT Teijin Fiber Corporation pada tahun 2005-2007 sebelum kemudian bergabung dengan PT Indonesia Power dari tahun 2008 hingga sekarang.

Selama bekerja di PT. Indonesia Power, penulis mendapatkan pengalaman di beberapa unit pembangkit, diantaranya PLTU Suralaya 1-7, Banten (2008-2010), PLTU Banten 2 Labuan, Banten (2010-2020) dan PLTU Pangkalan Susu, Sumatera Utara (2020-sekarang).

email : handoyowidhy@gmail.com