

ANALISIS KINERJA PLTU BARRU POMU UNIT 2: EVALUASI NET PLANT HEAT RATE DAN SPECIFIC FUEL CONSUMPTION PADA BERBAGAI VARIASI BEBAN**Hairun Apriadi Ramadhan S^{1*}, Nasrun²**¹ Prodi Teknik Mesin, Politeknik Industri Logam Morowali¹ Jl Trans Sulawesi, Labota, Bahodopi, Kab. Morowali, Prov. Sulawesi Tengah.² PT PLN Indonesia Power UBP Barru

Desa Lampoko, Balusu, Kab. Barru, Prov. Sulawesi Selatan 90762.

*Email: hairunbusiness@gmail.com**Abstrak**

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja PLTU Barru POMU Unit 2 melalui pengujian Net Plant Heat Rate (NPHR), Specific Fuel Consumption (SFC), dan Daya Mampu Netto (DMN). Pengujian dilakukan pada empat variasi beban operasi yaitu 75%, 85%, 92%, dan 100% dengan menggunakan metode input-output dan metode heat loss sesuai standar ASME PTC 4. Hasil pengujian menunjukkan DMN sebesar 44,64 MW. Nilai NPHR terendah diperoleh pada beban 100% sebesar 3.794,04 kcal/kWh dengan SFC Net 0,96 kg/kWh, sedangkan NPHR tertinggi pada beban 75% sebesar 4.166,23 kcal/kWh dengan SFC Net 1,02 kg/kWh. Efisiensi boiler menggunakan metode heat loss berkisar antara 81,60% hingga 83,02%, meningkat seiring peningkatan beban. Analisis menunjukkan bahwa operasi pada beban penuh memberikan efisiensi optimal dengan konsumsi bahan bakar spesifik terendah. Penelitian ini memberikan data baseline untuk optimasi operasional dan perjanjian jual beli tenaga listrik dalam konteks konsolidasi pembangkitan PLN ke Subholding Generation Company.

Kata kunci: efisiensi boiler, heat rate, konsumsi bahan bakar, PLTU batubara

PENDAHULUAN

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) berbahan bakar batubara masih menjadi tulang punggung penyediaan listrik di Indonesia dengan kontribusi sekitar 60% dari total kapasitas pembangkit nasional (Kementerian ESDM, 2022). Dalam upaya meningkatkan efisiensi dan daya saing, PT PLN (Persero) melakukan restrukturisasi melalui pembentukan *holding* dan *subholding* pada tahun 2022, yang mengkonsolidasikan aset pembangkitan ke dalam dua *Generation Company* (Genco) yaitu PLN Nusantara Power dan PLN Indonesia Power (PLN, 2022).

PLTU Barru POMU Unit 2 merupakan pembangkit dengan teknologi *Circulating Fluidized Bed* (CFB) berkapasitas 55 MW yang berlokasi di Kabupaten Barru, Sulawesi Selatan. Pembangkit ini dioperasikan oleh PT PLN Indonesia Power sejak tahun 2012 dan memiliki peran strategis dalam sistem kelistrikan Sulawesi Selatan. Dalam rangka penyusunan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBT) antara PLN *Holding* dengan *Subholding* Genco, diperlukan data teknis yang akurat mengenai parameter kinerja pembangkit, khususnya *Net Plant Heat Rate* (NPHR), *Specific Fuel Consumption* (SFC), dan *Daya Mampu Netto* (DMN) (Simbolon dkk., 2021).

Net Plant Heat Rate merupakan parameter kunci yang menunjukkan efisiensi konversi energi panas dari bahan bakar menjadi energi listrik (Ganapathy, 2003). NPHR yang rendah mengindikasikan efisiensi pembangkit yang tinggi dan konsumsi bahan bakar yang optimal. Beberapa penelitian terdahulu menunjukkan bahwa NPHR pada PLTU batubara dipengaruhi oleh berbagai faktor seperti beban operasi, kualitas batubara, kondisi peralatan, dan parameter operasi boiler dan turbin (Suryawan, 2019; Prasetyo dkk., 2020).

Penelitian oleh Kumar dan Kaushik (2013) menunjukkan bahwa efisiensi *thermal* PLTU meningkat dengan bertambahnya beban operasi hingga mencapai titik optimal pada beban penuh. Studi serupa oleh Reddy dkk. (2015) pada PLTU CFB 250 MW melaporkan bahwa *heat rate* menurun dari 2.850 kcal/kWh pada beban 60% menjadi 2.450 kcal/kWh pada beban 100%. Sementara itu, penelitian oleh Wijaya dan Setiawan (2018) pada PLTU batubara di Indonesia menunjukkan variasi NPHR antara 2.200-2.600 kcal/kWh untuk unit dengan kapasitas di atas 300 MW.

Metode pengukuran kinerja PLTU dapat dilakukan dengan dua pendekatan utama yaitu metode *input-output* (*direct method*) dan metode *heat loss* (*indirect method*) sesuai standar ASME PTC 4 (ASME, 2013). Metode *input-output* menghitung rasio antara energi input dari bahan bakar dengan *output* energi listrik, sedangkan metode *heat loss* menghitung efisiensi boiler berdasarkan kerugian-kerugian panas yang terjadi (Basu dkk., 2000). Penelitian oleh Hartono dkk. (2019) membandingkan kedua metode tersebut dan menemukan bahwa metode *heat loss* memberikan hasil yang lebih komprehensif dalam mengidentifikasi sumber-sumber inefisiensi.

Pada teknologi CFB, karakteristik pembakaran berbeda dengan pulverized coal boiler konvensional. CFB memiliki keunggulan dalam fleksibilitas bahan bakar, emisi yang lebih rendah, dan kemampuan menangani batubara kualitas rendah (Basu, 2015). Namun, CFB juga memiliki tantangan khusus dalam hal carbon loss dan heat loss yang dapat mempengaruhi efisiensi keseluruhan (Anthony, 2001). Penelitian oleh Gungor (2008) menunjukkan bahwa CFB boiler memiliki karakteristik heat loss yang berbeda, terutama pada *flue gas loss* dan *radiation loss*.

Beberapa penelitian di Indonesia telah dilakukan untuk mengevaluasi kinerja PLTU berbahan bakar batubara. Nugroho dkk. (2020) melakukan studi pada PLTU Paiton dengan fokus pada optimasi heat rate melalui perbaikan sistem auxiliary. Sementara itu, Firmansyah dan Wahyudi (2021) meneliti pengaruh kualitas batubara terhadap NPHR pada PLTU Suralaya. Namun, penelitian spesifik mengenai kinerja PLTU CFB kapasitas menengah masih terbatas, terutama untuk pembangkit-pembangkit yang dioperasikan di kawasan Indonesia Timur.

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja PLTU Barru POMU Unit 2 secara komprehensif melalui pengujian pada empat titik beban operasi yang berbeda. Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi dalam beberapa aspek: (1) menyediakan data baseline kinerja pembangkit untuk keperluan komersial PJBT, (2) mengidentifikasi kondisi operasi optimal untuk efisiensi maksimal, (3) memberikan rekomendasi teknis untuk peningkatan kinerja, dan (4) menambah literatur mengenai karakteristik kinerja PLTU CFB di Indonesia.

METODOLOGI

Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan di PLTU Barru POMU Unit 2 yang berlokasi di Dusun Bawasalo, Desa Lampoko, Kecamatan Balusu, Kabupaten Barru, Provinsi Sulawesi Selatan. Pengujian dilaksanakan pada tanggal 24, 25, dan 26 Februari 2023. PLTU ini merupakan pembangkit dengan teknologi *Circulating Fluidized Bed* (CFB) berkapasitas terpasang 55 MW yang telah beroperasi sejak tahun 2012.

Spesifikasi Teknis Pembangkit

Pembangkit menggunakan boiler CFB dengan kapasitas 220 ton/jam pada tekanan operasi 88,3 kg/cm² dan temperatur 535°C. Generator menghasilkan tegangan 10 kV yang ditransformasikan menjadi 150 kV untuk transmisi. Sistem operasi pembangkit memiliki batas beban minimum teknis (TML) sebesar 25 MW dengan beban operasi minimum rata-rata 35 MW.

Desain Eksperimen

Pengujian dilakukan pada empat titik pembebanan yaitu 75%, 85%, 92%, dan 100% dari kapasitas daya mampu bruto. Setiap titik pembebanan dilakukan dengan tahapan:

- (1) penyesuaian beban selama 1 jam,
- (2) stabilisasi beban selama 1 jam, dan
- (3) pengambilan data selama 2 jam untuk pengujian NPHR dan SFC.

Khusus untuk pengujian DMN pada beban 100%, pengambilan data dilakukan selama 3 jam sesuai standar yang berlaku.

Parameter dan Instrumentasi

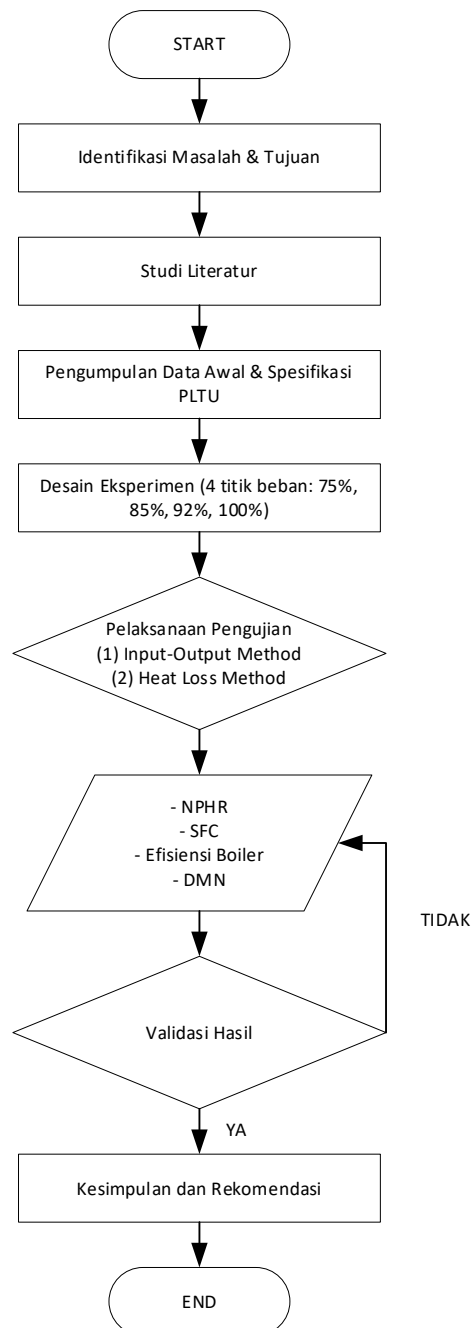
Parameter yang diukur meliputi:

- (1) data energi listrik dari kWh meter dengan faktor koreksi 180.000 kWh/satuan untuk *Net* dan 126.000 kWh/satuan untuk *Gross*,
- (2) laju alir batubara dari *coal feeder* dengan interval pencatatan 15 menit,

- (3) kualitas batubara melalui analisis proksimat dan ultimat di laboratorium,
- (4) komposisi *flue gas* menggunakan *gas analyzer* pada sisi *outlet air preheater*,
- (5) parameter operasi boiler dan turbin dari *Distributed Control System* (DCS), dan
- (6) kondisi ambient menggunakan *termometer* dan *hygrometer*.

Skematik Alur Penelitian

Secara konseptual, alur penelitian dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 1. Flowchart Penelitian

Model Pengujian

Model pengujian yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari dua model utama evaluasi performa:

A. Metode Input-Output

Metode *input-output* atau *direct method* menghitung NPHR berdasarkan rasio energi input dari bahan bakar terhadap output energi listrik netto. NPHR dihitung menggunakan persamaan 1 :

$$NPHR = \frac{\dot{m}_{coal} \times GHV}{P_{net}} \quad (1)$$

Dimana \dot{m}_{coal} adalah laju alir batubara (kg/jam), GHV adalah *Gross Heating Value* batubara (kcal/kg), dan P_{net} adalah daya output *netto* (kW). *Specific Fuel Consumption* (SFC) dihitung dengan persamaan 2 :

$$SFC = \frac{\dot{m}_{coal}}{P_{net}} \quad (2)$$

Daya Mampu Netto (DMN) dihitung dari energi *netto* yang dihasilkan selama periode pengujian 3 jam dihitung dengan menggunakan persamaan 3 :

$$DMN = \frac{kWh_{net \text{ akhir}} \times kWh_{net \text{ awal}}}{t} \quad (3)$$

dimana t adalah durasi pengujian dalam jam.

B. Metode Heat Loss

Metode *heat loss* atau *indirect method* menghitung efisiensi *boiler* berdasarkan kerugian-kerugian panas sesuai standar ASME PTC 4 (2013). Kerugian panas yang diperhitungkan meliputi: (1) kerugian panas pada *flue gas* kering (LG), (2) kerugian panas akibat penguapan air dalam bahan bakar (LMF), (3) kerugian panas dari pembakaran *hidrogen* (LH), (4) kerugian panas akibat kelembaban udara pembakaran (LMA), (5) kerugian panas radiasi dan konveksi (LRC), (6) kerugian karbon tidak terbakar (LUC), (7) kerugian akibat CO dalam *flue gas* (LCO), dan (8) kerugian panas sensibel abu (LP). Efisiensi boiler dihitung dengan persamaan 4 :

$$\eta_{boiler} = 1 - \frac{\sum L_i}{GHV} \quad (4)$$

dimana $\sum L_i$ adalah total kerugian panas dalam btu/lb. Laju alir batubara terkoreksi dihitung berdasarkan efisiensi boiler metode heat loss dengan persamaan 5 :

$$\dot{m}_{coal \text{ corrected}} = 1 - \frac{\dot{Q}_{steam}}{\eta_{boiler} \times GHV} \quad (5)$$

dimana \dot{Q}_{steam} adalah produksi steam dalam M_{cal} / h .

Analisis Komposisi Bahan Bakar dan Flue Gas

Sampel batubara diambil satu kali pada pertengahan periode pengujian di setiap beban dan dianalisis menggunakan *bomb calorimeter* untuk GHV serta analisis ultimat untuk komposisi elemen ($C, H, O, N, S, ash, moisture$). Komposisi *flue gas* diukur menggunakan *gas analyzer portable* yang dikalibrasi untuk mengukur O_2, CO_2, CO , dan N_2 pada kondisi kering. Data ambient temperature dan relative humidity digunakan untuk menghitung moisture in combustion air menggunakan psychrometric chart.

Perhitungan Stoikiometri Pembakaran

Kebutuhan udara stoikiometri dan produksi *flue gas* dihitung berdasarkan analisis ultimat batubara. *Excess air* dihitung dari kandungan O_2 dalam *flue gas* kering menggunakan persamaan 6 :

$$EA = \frac{O_2}{21 - O_2} \times 100\% \quad (6)$$

Massa flue gas kering per kg bahan bakar dihitung dengan mempertimbangkan stoikiometri pembakaran elemen *C*, *H*, dan *S* serta *nitrogen* dari udara pembakaran.

Validasi dan Pengolahan Data

Data operasi dicatat setiap 15 menit selama periode pengujian dan divalidasi untuk memastikan kondisi *steady state*. Kriteria *steady state* yang digunakan adalah variasi parameter operasi utama (tekanan *steam*, temperatur *steam*, beban) tidak melebihi $\pm 2\%$ dari nilai rata-rata. *Screenshot DCS* diambil setiap 5 menit sebagai dokumentasi tambahan. Data yang tidak memenuhi kriteria *steady state* tidak diikutsertakan dalam perhitungan.

Koreksi Data Coal Feeder

Data laju alir batubara dari *coal feeder* dikoreksi berdasarkan efisiensi *boiler* metode *indirect* karena efisiensi *direct method* memberikan nilai yang tidak realistis. Hal ini mengindikasikan adanya deviasi pada pengukuran *coal feeder*. Oleh karena itu, *coal flow* terkoreksi yang digunakan dalam perhitungan NPHR dan SFC adalah berdasarkan neraca energi boiler dengan efisiensi metode heat loss.

Analisis Statistik

Data hasil pengukuran diolah menggunakan *Microsoft Excel* dan *software thermodynamic property IAPWS-IF97* untuk perhitungan *enthalpy steam* dan *water*. Grafik karakteristik NPHR dan SFC terhadap beban dibuat menggunakan *curve fitting polynomial* orde 3 untuk menggambarkan trend performa. Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengidentifikasi parameter yang paling berpengaruh terhadap NPHR.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Daya Mampu Netto (DMN)

Hasil pengujian DMN pada beban maksimal selama 3 jam menunjukkan nilai DMN sebesar 44,64 MW. Pengujian dilakukan pada tanggal 24 Februari 2023 dengan pencatatan stand kWh Net awal sebesar 1.698.881.940 kWh dan stand kWh Net akhir sebesar 1.699.015.860 kWh setelah koreksi dengan faktor pengali 180.000 kWh/satuan. Nilai DMN ini menunjukkan bahwa pembangkit mampu menghasilkan daya netto sebesar 44,64 MW secara kontinyu pada beban maksimal, atau sekitar 81,2% dari kapasitas terpasang 55 MW. Perbedaan ini merupakan konsekuensi dari konsumsi daya *auxiliary* dan *losses* pada sistem kelistrikan pembangkit.

Karakteristik Bahan Bakar

Kualitas batubara yang digunakan selama pengujian menunjukkan variasi pada setiap beban operasi. Nilai kalor kotor (GHV) berkisar antara 3.972 hingga 4.074 kcal/kg dengan trend penurunan seiring peningkatan beban. Pada beban 75%, GHV tercatat 4.074 kcal/kg, menurun menjadi 4.018 kcal/kg pada beban 85%, 3.990 kcal/kg pada beban 92%, dan 3.972 kcal/kg pada beban 100%. Kandungan *moisture* dalam batubara relatif stabil berkisar 35,18% hingga 35,81%, sedangkan kandungan *ash* berkisar 12,66% hingga 12,97%. Kandungan *carbon* berkisar 43,67% hingga 44,34%, *hydrogen* 2,93% hingga 3,05%, dan sulfur 0,70% hingga 0,73%. Variasi kualitas batubara ini merupakan hal umum pada operasional PLTU dan memberikan pengaruh signifikan terhadap perhitungan *heat rate*.

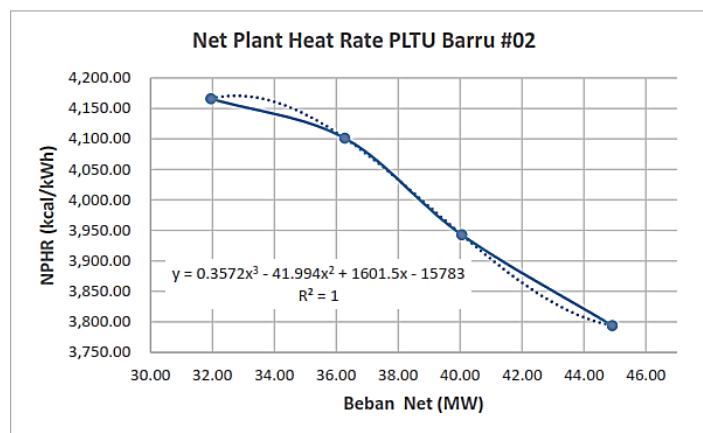
Analisis NPHR dan SFC Metode Input-Output

Tabel 1 menunjukkan hasil pengujian NPHR dan SFC pada empat titik pembebanan menggunakan metode input-output dengan koreksi *coal flow* berdasarkan *efisiensi boiler* metode heat loss.

Tabel 1. Hasil pengujian NPHR dan SFC

| Beban | Power Net (MW) | Power Gross (MW) | Coal Flow (ton/h) | GHV (kcal/kg) | NPHR (kcal/kWh) | SFC Net (kg/kWh) | SFC Gross (kg/kWh) |
|-------|----------------|------------------|-------------------|---------------|-----------------|------------------|--------------------|
| 75% | 31,95 | 37,80 | 32,67 | 4.074 | 4.166,23 | 1,02 | 0,86 |
| 85% | 36,27 | 42,21 | 37,02 | 4.018 | 4.101,46 | 1,02 | 0,88 |
| 92% | 40,05 | 45,99 | 39,58 | 3.990 | 3.943,00 | 0,99 | 0,86 |
| 100% | 44,91 | 50,40 | 42,90 | 3.972 | 3.794,04 | 0,96 | 0,85 |
| DMN | 44,64 | | | | | | |

Hasil pengujian menunjukkan trend penurunan NPHR seiring peningkatan beban operasi. NPHR tertinggi terjadi pada beban 75% sebesar 4.166,23 kcal/kWh dan terendah pada beban 100% sebesar 3.794,04 kcal/kWh, menunjukkan penurunan sebesar 8,93%. Pola serupa juga terlihat pada SFC Net yang menurun dari 1,02 kg/kWh pada beban 75% menjadi 0,96 kg/kWh pada beban 100%. Trend ini konsisten dengan literatur yang menyatakan bahwa efisiensi *thermal* PLTU meningkat dengan bertambahnya beban hingga mencapai beban optimal (Kumar dan Kaushik, 2013).



Gambar 1. Hasil Grafik NPHR (kcal/kWh)

Gambar 1 menampilkan karakteristik NPHR terhadap beban dengan *curve fitting polynomial* orde 3 yang menghasilkan persamaan 7 :

$$NPHR = 0,3572x^3 - 41,994x^2 + 1601,5x - 15783 \text{ dengan } R^2 = 1 \quad (7)$$

dimana x adalah beban *netto* dalam MW. Kurva menunjukkan penurunan NPHR yang signifikan pada rentang beban 75% hingga 100%, mengindikasikan peningkatan efisiensi konversi energi pada beban tinggi.

Analisis Efisiensi Boiler Metode Heat Loss

Tabel 2 menunjukkan hasil perhitungan efisiensi *boiler* menggunakan metode *heat loss* sesuai standar ASME PTC 4 dengan berbagai komponen kerugian panas.

Tabel 2. Efisiensi boiler dan komponen heat loss

| Parameter | 75% | 85% | 92% | 100% | Satuan |
|-------------------------------|----------|----------|----------|----------|--------|
| Unburnt Carbon Loss (LUC) | 5,03 | 4,74 | 6,33 | 8,27 | Btu/lb |
| Dry Flue Gas Loss (LG) | 568,89 | 520,42 | 499,92 | 448,13 | Btu/lb |
| Moisture in Fuel Loss (LMF) | 408,27 | 416,28 | 409,92 | 414,32 | Btu/lb |
| Hydrogen Combustion Loss (LH) | 318,20 | 313,87 | 308,32 | 306,81 | Btu/lb |
| Moisture in Air Loss (LMA) | 16,62 | 13,79 | 15,04 | 11,75 | Btu/lb |
| Radiation & Convection (LRC) | 27,17 | 23,63 | 22,38 | 20,20 | Btu/lb |
| CO Loss (LCO) | 1,65 | 1,49 | 1,17 | 0,91 | Btu/lb |
| Sensible Heat Ash (LP) | 3,54 | 3,17 | 3,81 | 3,86 | Btu/lb |
| Total Loss | 1.349,38 | 1.297,38 | 1.266,89 | 1.214,26 | Btu/lb |

| | | | | | |
|------------------|-------|-------|-------|-------|---|
| Efisiensi Boiler | 81,60 | 82,06 | 82,36 | 83,02 | % |
|------------------|-------|-------|-------|-------|---|

Efisiensi *boiler* menunjukkan peningkatan dari 81,60% pada beban 75% menjadi 83,02% pada beban 100%. Komponen kerugian panas terbesar adalah *dry flue gas loss* yang berkisar 448-569 Btu/lb, diikuti *moisture in fuel loss* (408-416 Btu/lb) dan *hydrogen combustion loss* (307-318 Btu/lb). *Dry flue gas loss* menunjukkan penurunan signifikan seiring peningkatan beban, dari 568,89 Btu/lb pada beban 75% menjadi 448,13 Btu/lb pada beban 100%, mencerminkan perbaikan efisiensi *transfer panas* pada beban tinggi.

Kerugian karbon tidak terbakar (*unburnt carbon loss*) menunjukkan trend peningkatan dari 5,03 Btu/lb pada beban 75% menjadi 8,27 Btu/lb pada beban 100%. Fenomena ini umum terjadi pada CFB *boiler* dimana pada beban tinggi, *residence time* partikel batubara dalam *furnace* relatif lebih singkat sehingga dapat meningkatkan *incomplete combustion* (Basu, 2015). Namun demikian, nilai kerugian ini masih dalam batas wajar untuk teknologi CFB.

Perbandingan Metode Direct dan Indirect

Perbandingan efisiensi boiler antara metode *direct* (input-output) dan *indirect* (heat loss) menunjukkan perbedaan signifikan seperti ditampilkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Perbandingan efisiensi boiler metode direct dan indirect

| Beban | Efisiensi Direct (%) | Efisiensi Indirect (%) | Selisih (%) |
|-------|----------------------|------------------------|-------------|
| 75% | 83,70 | 81,60 | 2,10 |
| 85% | 87,82 | 82,06 | 5,76 |
| 92% | 87,73 | 82,36 | 5,37 |
| 100% | 90,93 | 83,02 | 7,91 |

Efisiensi metode *direct* cenderung *overestimate* dan menunjukkan nilai yang tidak realistis, terutama pada beban tinggi yang mencapai 90,93%. Hal ini mengindikasikan adanya deviasi pada pengukuran *coal flow* dari *coal feeder*. Oleh karena itu, efisiensi metode *indirect* yang lebih komprehensif digunakan sebagai basis koreksi *coal flow* untuk perhitungan NPHR dan SFC final. Pendekatan ini sejalan dengan rekomendasi ASME PTC 4 bahwa metode *indirect* lebih *reliable* ketika terdapat ketidakpastian pada pengukuran *fuel flow* (ASME, 2013).

Analisis Komposisi Flue Gas dan Excess Air

Karakteristik pembakaran dapat dilihat dari komposisi *flue gas* dan *excess air* seperti ditampilkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Komposisi flue gas dan excess air

| Parameter | 75% | 85% | 92% | 100% | Satuan |
|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| O ₂ in Flue Gas | 7,39 | 6,04 | 4,67 | 3,46 | %-vol |
| CO ₂ in Flue Gas | 11,99 | 13,18 | 14,39 | 15,46 | %-vol |
| N ₂ in Flue Gas | 80,62 | 80,78 | 80,94 | 81,09 | %-vol |
| CO in Flue Gas | 44,00 | 43,89 | 37,56 | 31,78 | ppm |
| Excess Air | 54,29 | 40,42 | 28,57 | 19,70 | % |
| Flue Gas Temp. | 169,31 | 168,78 | 177,17 | 170,09 | °C |

Excess air menunjukkan penurunan drastis dari 54,29% pada beban 75% menjadi 19,70% pada beban 100%. Penurunan *excess air* ini berkontribusi terhadap pengurangan *dry flue gas loss* dan peningkatan efisiensi *boiler*. Pada beban rendah, operator cenderung menggunakan *excess air* yang lebih tinggi untuk menjaga stabilitas pembakaran dan menghindari *incomplete combustion*. Namun, *excess air* yang terlalu tinggi mengakibatkan peningkatan kerugian panas sensibel pada *flue gas* (Ganapathy, 2003).

Kandungan CO dalam *flue gas* relatif rendah berkisar 31-44 ppm, mengindikasikan kondisi pembakaran yang baik. Temperatur *flue gas* pada *outlet air preheater* berkisar 168-177°C, masih dalam range operasi normal untuk CFB *boiler*. Komposisi CO₂ meningkat dari 11,99% pada beban

75% menjadi 15,46% pada beban 100%, sejalan dengan penurunan *excess air* dan perbaikan efisiensi pembakaran.

Analisis Steam Turbine Heat Rate

Kinerja turbin uap dapat dilihat dari *steam turbine heat rate* (THR) yang menunjukkan konsumsi steam untuk menghasilkan satu kWh listrik. Tabel 5 menampilkan parameter kinerja turbin pada berbagai beban.

Tabel 5. Parameter kinerja turbin uap

| Parameter | 75% | 85% | 92% | 100% | Satuan |
|-------------------|---------|---------|---------|---------|----------|
| HP Steam Flow | 171,28 | 194,67 | 204,46 | 225,73 | ton/h |
| HP Steam Pressure | 85,64 | 88,43 | 87,90 | 90,10 | bar |
| HP Steam Temp. | 516,33 | 512,34 | 533,20 | 522,57 | °C |
| Feed Water Temp. | 181,72 | 185,54 | 188,90 | 191,46 | °C |
| Power Gross | 37,80 | 42,21 | 45,99 | 50,40 | MW |
| Steam Production | 10.8617 | 12.2075 | 13.0061 | 14.1452 | Mcal/h |
| THR | 2.873,5 | 2.892,1 | 2.828,0 | 2.806,6 | kcal/kWh |

Steam turbine heat rate menunjukkan trend penurunan dari 2.873,5 kcal/kWh pada beban 75% menjadi 2.806,6 kcal/kWh pada beban 100%, mengindikasikan peningkatan efisiensi *turbin* pada beban tinggi. Penurunan THR sebesar 2,33% ini berkontribusi terhadap penurunan NPHR keseluruhan. Kondisi steam di inlet *turbin* relatif stabil dengan tekanan berkisar 85-90 bar dan temperatur 512-533°C, menunjukkan sistem kontrol yang baik.

Perbandingan dengan Standar dan Literatur

Nilai NPHR hasil pengujian dibandingkan dengan beberapa referensi seperti ditunjukkan pada Tabel 6.

Tabel 6. Perbandingan NPHR dengan literatur

| Sumber | Kapasitas | Teknologi | NPHR (kcal/kWh) | Beban |
|--------------------------|-----------|-----------|-----------------|---------|
| Penelitian ini | 55 MW | CFB | 3794-4166 | 75-100% |
| Reddy dkk. (2015) | 250 MW | CFB | 2450-2850 | 60-100% |
| Wijaya & Setiawan (2018) | >300 MW | PC | 2200-2600 | 100% |
| Kumar & Kaushik (2013) | 210 MW | PC | 2380-2650 | 50-100% |

NPHR PLTU Barru POMU Unit 2 relatif lebih tinggi dibandingkan unit berkapasitas besar, yang merupakan konsekuensi dari skala ekonomi dan efisiensi yang lebih rendah pada unit kecil. Unit dengan kapasitas lebih besar umumnya memiliki parameter steam yang lebih tinggi (supercritical atau ultra-supercritical) dan sistem yang lebih efisien (Koornneef dkk., 2007). Selain itu, kualitas batubara yang relatif rendah ($GHV < 4.100$ kcal/kg) juga berkontribusi terhadap NPHR yang lebih tinggi. Penelitian oleh Huang dkk. (2017) menunjukkan bahwa setiap penurunan 100 kcal/kg pada *heating value* batubara dapat meningkatkan *heat rate* sekitar 50-70 kcal/kWh.

Analisis Karakteristik Operasi CFB

Teknologi CFB memiliki karakteristik khusus yang membedakannya dengan *pulverized coal boiler* konvensional. Pada penelitian ini, teridentifikasi beberapa karakteristik operasi CFB yang mempengaruhi kinerja:

Pertama, unburnt *carbon loss* pada CFB cenderung lebih tinggi dibandingkan PC *boiler*, berkisar 5,03-8,27 Btu/lb. Hal ini disebabkan oleh karakteristik fluidisasi dimana sebagian partikel batubara dapat terbawa keluar dari *furnace* sebelum terbakar sempurna (Anthony, 2001). Namun, kerugian ini dapat diminimalisasi dengan optimasi sirkulasi solid dan residence time.

Kedua, CFB memiliki keunggulan dalam menghasilkan temperatur *flue gas* yang lebih rendah dan distribusi temperatur yang lebih *uniform di furnace* (Basu, 2015). Hal ini terlihat dari temperatur *flue gas outlet air preheater* yang berkisar 168-177°C, relatif lebih rendah dibandingkan PC *boiler* yang umumnya beroperasi pada 180-200°C untuk kapasitas serupa.

Ketiga, CFB mampu beroperasi dengan excess air yang lebih rendah sambil tetap menjaga pembakaran yang sempurna, seperti terlihat dari kandungan CO yang rendah (<45 ppm) bahkan pada excess air 19,70% di beban 100%. *Capability* ini memberikan keunggulan dalam efisiensi karena mengurangi *dry flue gas loss*.

Faktor-Faktor yang Mempengaruhi NPHR

Analisis sensitivitas menunjukkan beberapa faktor dominan yang mempengaruhi NPHR:

1. Kualitas Batubara: Variasi GHV sebesar 102 kcal/kg (dari 3.972 ke 4.074 kcal/kg) berkontribusi terhadap variasi NPHR. Pada GHV yang sama, NPHR pada beban 100% akan lebih rendah sekitar 200-250 kcal/kWh dibandingkan beban 75%.
2. *Excess Air*: Penurunan excess air dari 54,29% ke 19,70% memberikan kontribusi signifikan terhadap penurunan *dry flue gas loss* sebesar 120,76 Btu/lb. Optimasi excess air merupakan strategi efektif untuk meningkatkan efisiensi.
3. *Unburnt Carbon*: Peningkatan *unburnt carbon* pada beban tinggi perlu mendapat perhatian. Meskipun efisiensi keseluruhan meningkat, kerugian karbon yang meningkat 64,5% dari beban 75% ke 100% mengindikasikan potensi perbaikan pada sistem sirkulasi solid CFB.
4. Kondisi Peralatan: Fouling pada *heat exchanger surfaces*, khususnya pada *economizer* dan *air preheater*, dapat meningkatkan temperatur *flue gas* dan menurunkan efisiensi. *Maintenance* yang teratur sangat penting untuk menjaga performa optimal.

Implikasi Operasional

Hasil pengujian memberikan beberapa implikasi praktis untuk operasi pembangkit:

Pertama, operasi pada beban tinggi (>90%) memberikan efisiensi terbaik dengan NPHR terendah 3.794,04 kcal/kWh dan SFC Net 0,96 kg/kWh. Dari perspektif ekonomi, operasi pada beban maksimal akan meminimalkan biaya bahan bakar per kWh yang dihasilkan. Dengan asumsi harga batubara Rp 800.000/ton dan GHV 3.972 kcal/kg, biaya bahan bakar pada beban 100% adalah Rp 193/kWh, sedangkan pada beban 75% mencapai Rp 205/kWh, atau 6,2% lebih mahal.

Kedua, *range* operasi yang *fleksibel* dari 75% hingga 100% dengan performa yang masih *acceptable* memberikan keunggulan dalam *load following operation*. Meskipun efisiensi menurun pada beban rendah, pembangkit tetap dapat beroperasi stabil untuk mengakomodasi variasi demand.

Ketiga, data NPHR dan SFC pada berbagai beban ini menjadi basis untuk perhitungan biaya pembangkitan dalam PJBT. Karakteristik kurva *heat rate* yang berbentuk *polynomial* orde 3 perlu diperhitungkan dalam *economic dispatch* untuk optimasi sistem kelistrikan regional.

Evaluasi Kondisi Existing dan Rekomendasi

Berdasarkan hasil pengujian, teridentifikasi beberapa area yang memerlukan perhatian untuk peningkatan kinerja:

1. Sistem Pengukuran Batubara: Deviasi pada *coal feeder measurement* yang menghasilkan efisiensi *direct method* tidak realistis mengindikasikan perlunya kalibrasi ulang atau penggantian sistem *weighing*. Akurasi pengukuran *coal flow* sangat penting untuk monitoring kinerja *real-time*.
2. Optimasi Combustion: *Unburnt carbon loss* yang meningkat pada beban tinggi mengindikasikan potensi optimasi pada sistem fluidisasi dan sirkulasi solid. *Fine tuning* pada *primary air distribution* dan *secondary air injection* dapat mengurangi kerugian ini.
3. *Air Preheater Performance*: Temperatur *flue gas* yang masih relatif tinggi (168-177°C) menunjukkan potensi peningkatan efisiensi *heat recovery*. *Cleaning* atau regenerasi *air preheater* secara berkala dapat menurunkan temperatur *flue gas* dan meningkatkan efisiensi 0,5-1,0%.
4. *Excess Air Control*: Meskipun excess air pada beban 100% sudah optimal (19,70%), pada beban parsial excess air masih cukup tinggi. Implementasi sistem kontrol excess air yang lebih *sophisticated* berbasis O₂ trim dapat mengoptimalkan pembakaran di semua kondisi beban.
5. *Coal Quality Management*: Variasi GHV yang cukup signifikan (102 kcal/kg) dalam periode pengujian singkat mengindikasikan perlunya pengelolaan *coal yard* yang lebih baik, seperti pemasangan atap *coal pile* untuk mengurangi variasi *moisture content* dan implementasi *coal blending strategy*.

Keterbatasan Penelitian

Beberapa keterbatasan dalam penelitian ini perlu dicatat:

1. Pengujian dilakukan dalam periode singkat (3 hari) sehingga belum menggambarkan variasi performa seasonal atau *long-term degradation*.
2. Pengukuran *coal flow* yang tidak akurat memerlukan koreksi berdasarkan heat balance, menambah ketidakpastian dalam hasil perhitungan.
3. Beberapa parameter seperti carbon in ash dan ultimate analysis hanya dilakukan sekali per beban, tidak memperhitungkan potensi variasi dalam periode pengujian.
4. Pengujian tidak mencakup kondisi transient atau *start-up/shut-down* yang juga mempengaruhi *overall plant efficiency* dalam operasi normal.

Perbandingan dengan Pengujian Sebelumnya

Data pengujian NPHR terakhir yang tersedia menunjukkan adanya degradasi performa dari waktu ke waktu. Meskipun data spesifik pengujian sebelumnya tidak tersaji lengkap dalam dokumen, degradasi performa merupakan fenomena umum pada PLTU yang telah beroperasi lebih dari 10 tahun (PLTU Barru beroperasi sejak 2012). Faktor-faktor seperti *fouling*, *erosion*, dan *aging component* berkontribusi terhadap penurunan efisiensi sekitar 1-2% per dekade (Viswanathan dkk., 2005). *Scheduled overhaul* yang tepat waktu sangat penting untuk mempertahankan atau mengembalikan performa ke kondisi design.

Aspek Lingkungan

Dari perspektif emisi, operasi pada beban tinggi dengan *excess air* yang lebih rendah memberikan benefit dalam bentuk pengurangan volume *flue gas* dan konsekuensinya mengurangi beban *induced draft fan*. Perhitungan menunjukkan bahwa *flue gas flow* menurun sekitar 25% dari beban 75% ke 100%, proporsional dengan penurunan *excess air*. Hal ini tidak hanya meningkatkan efisiensi tetapi juga mengurangi *auxiliary power consumption*.

Kandungan CO yang rendah (<45 ppm) pada semua beban menunjukkan pembakaran yang sempurna dan emisi yang baik. CFB technology inherently menghasilkan emisi NO_x yang lebih rendah dibandingkan PC boiler karena temperatur pembakaran yang lebih rendah (850-900°C vs 1.400-1.600°C), meskipun parameter ini tidak diukur dalam pengujian ini (Koornneef dkk., 2007).

KESIMPULAN

Berdasarkan pengujian yang dilakukan pada PLTU Barru POMU Unit 2 untuk mengevaluasi kinerja pembangkit melalui pengujian *Net Plant Heat Rate* (NPHR), *Specific Fuel Consumption* (SFC), dan *Daya Mampu Netto* (DMN), dapat disimpulkan bahwa:

1. **Data Baseline untuk PJBTL:** Daya Mampu Netto (DMN) pembangkit adalah 44,64 MW atau sekitar 81,2% dari kapasitas terpasang 55 MW. Data ini menjadi *baseline* yang akurat untuk penyusunan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBTL) antara PLN Holding dengan Subholding Genco dalam konteks konsolidasi pembangkitan PLN.
2. **Kondisi Operasi Optimal:** *Net Plant Heat Rate* (NPHR) menunjukkan karakteristik menurun seiring peningkatan beban, dari 4.166,23 kcal/kWh pada beban 75% menjadi 3.794,04 kcal/kWh pada beban 100%, dengan penurunan sebesar 8,93%. Hasil ini mengidentifikasi bahwa operasi pada beban tinggi (>90%) memberikan efisiensi optimal dengan NPHR terendah dan SFC Net 0,96 kg/kWh, menghasilkan penghematan biaya bahan bakar sebesar 6,2% dibandingkan operasi pada beban 75%.
3. **Karakteristik Kinerja PLTU CFB:** Efisiensi boiler menggunakan metode heat loss meningkat dari 81,60% pada beban 75% menjadi 83,02% pada beban 100%. Komponen kerugian panas terbesar teridentifikasi adalah *dry flue gas loss* (448-569 Btu/lb), *moisture in fuel loss* (408-416 Btu/lb), dan *hydrogen combustion loss* (307-318 Btu/lb). Karakteristik CFB boiler menunjukkan *unburnt carbon loss* yang meningkat pada beban tinggi (5,03 hingga 8,27 Btu/lb) dan *excess air* yang menurun signifikan dari 54,29% pada beban 75% menjadi 19,70% pada beban 100%.

4. **Rekomendasi Peningkatan Kinerja:** Berdasarkan evaluasi komprehensif, teridentifikasi beberapa area potensial untuk peningkatan kinerja meliputi:
 - (a) kalibrasi ulang sistem pengukuran batubara untuk akurasi monitoring *real-time*,
 - (b) optimasi sistem fluidisasi dan sirkulasi solid untuk mengurangi *unburnt carbon loss*,
 - (c) *cleaning* berkala *air preheater* untuk menurunkan temperatur *flue gas* dan meningkatkan efisiensi 0,5-1,0%,
 - (d) implementasi sistem kontrol *excess air* berbasis O₂ trim untuk optimasi pembakaran di semua kondisi beban, dan
 - (e) pengelolaan *coal yard* yang lebih baik dengan pemasangan atap *coal pile* dan implementasi *coal blending strategy*.
5. **Kontribusi Literatur:** Penelitian ini menambah literatur mengenai karakteristik kinerja PLTU CFB kapasitas menengah (55 MW) di Indonesia, khususnya di kawasan Indonesia Timur. NPHR yang diperoleh (3.794-4.166 kcal/kWh) konsisten dengan karakteristik unit berkapasitas kecil-menengah dan memberikan referensi komparatif untuk evaluasi pembangkit sejenis.

Dari perspektif operasional, pembangkit sebaiknya dioperasikan pada beban tinggi (>90%) untuk mencapai efisiensi optimal dan meminimalkan biaya bahan bakar per kWh. Data hasil pengujian ini dapat digunakan sebagai *baseline* untuk penyusunan PJBTL dan monitoring performa pembangkit secara kontinyu.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada manajemen dan tim PLTU Barru POMU PT PLN Indonesia Power UBP Barru atas dukungan dan asistensi selama pelaksanaan pengujian, serta kepada pihak-pihak yang terkait atas kesempatan untuk melakukan penelitian ini.

DAFTAR NOTASI

Tabel 7. Daftar Notasi

| Simbol | Keterangan | Satuan |
|------------------|-----------------------------|----------|
| DMN | Daya Mampu Netto | MW |
| EA | Excess Air | % |
| GHV | Gross Heating Value | kcal/kg |
| LCO | Carbon Monoxide Loss | Btu/lb |
| LG | Dry Flue Gas Loss | Btu/lb |
| LH | Hydrogen Combustion Loss | Btu/lb |
| LMA | Moisture in Air Loss | Btu/lb |
| LMF | Moisture in Fuel Loss | Btu/lb |
| LP | Sensible Heat Ash Loss | Btu/lb |
| LRC | Radiation & Convection Loss | Btu/lb |
| LUC | Unburnt Carbon Loss | Btu/lb |
| \dot{m}_{coal} | Laju alir batubara | kg/h |
| NPHR | Net Plant Heat Rate | kcal/kWh |
| Pnet | Daya output netto | kW |
| Qsteam | Produksi steam | Mcal/h |
| SFC | Specific Fuel Consumption | kg/kWh |
| THR | Steam Turbine Heat Rate | kcal/kWh |
| η | Efisiensi | % |

DAFTAR PUSTAKA

- Anthony, E.J., (2001), Fluidized Bed Combustion of Alternative Solid Fuels: Status, Successes and Problems of the Technology, *Progress in Energy and Combustion Science*, 27(2), pp. 215-236.
- ASME, (2013), *ASME PTC 4-2013: Fired Steam Generators Performance Test Codes*, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- Basu, P., Kefa, C., and Jestin, L., (2000), *Boilers and Burners: Design and Theory*, Springer-Verlag, New York, pp. 255-312.

- Basu, P., (2015), *Circulating Fluidized Bed Boilers: Design, Operation and Maintenance*, Springer International Publishing, Switzerland, pp. 89-145.
- Firmansyah, A. dan Wahyudi, S., (2021), Pengaruh Kualitas Batubara terhadap Heat Rate PLTU Suralaya Unit 7, *Jurnal Energi dan Manufaktur*, 14(1), pp. 23-30.
- Ganapathy, V., (2003), *Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators: Design, Applications, and Calculations*, Marcel Dekker, New York, pp. 167-235.
- Gungor, A., (2008), Two-Dimensional Biomass Combustion Modeling of CFB, *Fuel*, 87(8-9), pp. 1453-1468.
- Hartono, B., Santoso, D., dan Wijaya, K., (2019), Evaluasi Kinerja Boiler PLTU Menggunakan Metode Direct dan Indirect: Studi Kasus PLTU Paiton Unit 7, *Jurnal Rekayasa Mesin*, 10(2), pp. 145-156.
- Huang, B., Yang, H., Mauerhofer, A.M., and Karellas, S., (2017), The Effect of Coal Quality on Power Plant Efficiency, in *Coal-fired Power Generation Handbook*, 2nd Ed., Scrivener Publishing, Massachusetts, pp. 342-389.
- Kementerian ESDM, (2022), *Statistik Ketenagalistrikan Indonesia 2022*, Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Jakarta.
- Koornneef, J., Junginger, M., and Faaij, A., (2007), Development of Fluidized Bed Combustion: An Overview of Trends, Performance and Cost, *Progress in Energy and Combustion Science*, 33(1), pp. 19-55.
- Kumar, R. and Kaushik, S.C., (2013), Performance Evaluation of 210 MW Thermal Power Plant, in *Proceedings of International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, IEEE, pp. 926-931.
- Nugroho, A.P., Setiawan, I., dan Prasetyo, B., (2020), Optimasi Heat Rate PLTU Paiton Unit 9 Melalui Perbaikan Sistem Auxiliary, *Jurnal Teknik Energi*, 16(2), pp. 78-89.
- PLN, (2022), *Pembentukan Holding dan Subholding PT PLN (Persero)*, Laporan Tahunan PT PLN (Persero), Jakarta.
- Prasetyo, D.A., Firmansyah, Y., dan Nugraha, A., (2020), Analisis Performa PLTU Batubara 600 MW pada Berbagai Beban Operasi, *Jurnal Energi dan Manufaktur*, 13(1), pp. 45-54.
- Reddy, B.V., Kumar, K.A., and Anil Kumar, K., (2015), Computational Modeling of 250 MWe Circulating Fluidized Bed Boiler and Validation of Efficiency using ASME PTC 4 Code, *International Journal of Thermal Sciences*, 98, pp. 125-138.
- Simbolon, R.H., Sinaga, N., dan Siregar, I.Z., (2021), Evaluasi Net Plant Heat Rate sebagai Parameter Efisiensi PLTU dalam Konteks Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik, *Jurnal Teknik Pembangunan*, 7(1), pp. 12-23.
- Suryawan, A., (2019), Analisis Heat Rate dan Efisiensi Thermal PLTU: Tinjauan Pustaka, *Jurnal Energi Terbarukan*, 11(2), pp. 67-78.
- Viswanathan, R., Henry, J.F., Tanzosh, J., Stanko, G., Shingledecker, J., Vitalis, B., and Purgert, R., (2005), US Program on Materials Technology for Ultra-Supercritical Coal-Fired Boilers, *Journal of Materials Engineering and Performance*, 14(3), pp. 281-292.
- Wijaya, H. dan Setiawan, T., (2018), Karakteristik Heat Rate PLTU Batubara di Indonesia: Studi Komparatif, *Prosiding Seminar Nasional Teknik Mesin*, Universitas Indonesia, Jakarta, pp. 234-241.