

Analisa Pengaruh Pengoperasian HPH (*High Pressure Heater*) Pada Performa PLTU PC 400 MW

Agus Salim¹, Budhi Muliawan Suyitno¹

¹Program Studi Teknik Mesin, Universitas Pancasila, Jakarta

Email: agussalim041@gmail.com

ABSTRAK

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (*Steam Power Plants*), dimana pada Pembangkit tersebut menggunakan siklus rankine. Efisiensi siklus rankine sendiri dapat ditingkatkan dengan proses regenerasi, sistem regenerasi pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap sendiri salah satunya adalah *high pressure heater*. Analisis Pengaruh Pengoperasian HPH (*High pressure heater*) Pada Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan hasil perhitungan *heat rate* PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) pada kondisi HPH dioperasikan dan tidak dioperasikan, pengambilan data dengan melaksanakan pengujian *performance test* dan metode observasi di PLTU. metode yang digunakan adalah berdasarkan standar ASME PTC. Penelitian ini menggunakan 3 daya yang telah ditentukan sebagai acuan perhitungan yaitu 300 MW, 350 MW dan 400 MW. Hasil perhitungan dan analisis pada penelitian ini menunjukkan bahwa pengoperasian *High pressure heater* menyebabkan penurunan pada nilai *heat rate* dan *heat consumption* serta peningkatan pada efisiensi termal di PLTU. Sedangkan efisiensi boiler tidak ada dampak yang berpengaruh dikarenakan, perhitungan pada boiler hanya mencakup siklus udara dan bahan bakar. Pengoperasian dengan kondisi *high pressure heater* tidak dioperasikan juga menyebabkan peningkatan kerugian finansial pada PLTU akibat deviasi *heat rate*. Dimana kerugian bisa mencapai Rp.105.382.853,42 / hari pada beban 400 MW, Rp.139.086.614,17/hari pada beban 350 MW dan Rp.152.252.417,65/hari pada beban 300 MW.

Kata kunci: Feed Water, High pressure heater, Performance Test, Heat Rate.

ABSTRACT

The Rankine of steam power plant can be increased by the regeneration process using high pressure heater (HPH). Analysis of the Influence of Operation of HPH, the aim of this study is to obtain the results of the heat rate calculation in the operating and non-operating conditions of the HPH, by carrying out performance tests and observation at PLTU. The method used is based on the ASME PTC standard. This study uses 3 predetermined power as a reference for calculation, namely 300 MW, 350 MW and 400 MW. The results of calculations and analysis in this study indicate that the operation of the High pressure heater causes a decrease in the value of the heat rate and heat consumption as well as an increase in thermal efficiency in the PLTU. While boiler efficiency has no significant impact because, the calculation on the boiler only includes the air and fuel cycles. Operation with the high pressure heater not in operation also causes an increase in financial losses to the PLTU due to heat rate deviation. Where the losses can reach IDR 105.382.853,42/day at a load of 400 MW, IDR 139.086.614,17/day at a load of 350 MW and IDR 152.252.417,65/day at a load of 300 MW.

Keywords: Feed Water, High pressure heater, Performance Test, Heat Rate.

PENDAHULUAN

Menurut Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 39 K/20/MEM/2019 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT. PLN (Persero) tahun 2019 sampai dengan tahun 2028 yang ditetapkan di Jakarta, 20 Februari 2019 memutuskan bahwa, mulai akhir tahun 2025 bauran energi pembangkitan adalah sebagai berikut: batubara sebesar 54,6 %, energi baru dan terbarukan sebesar 23 %, gas bumi sebesar 22 % dan bahan bakar minyak sebesar 0,4 %. Dalam

keputusan Menteri ESDM ini dapat dipastikan bahwa PLTU berbasis batubara dan gas bumi masih akan mendominasi separuh lebih pembangkitan energi listrik di Indonesia sampai dengan tahun 2028 [1].

Sebuah PLTU dapat beroperasi 25 hingga 30 tahun, oleh karena itu kehandalan dan efisiensi PLTU menjadi hal yang sangat penting. Pola pengoperasian dan pemeliharaan harus sesuai dengan *Standar Operational Procedure*. Setiap elemen mesin pada PLTU juga harus mendapatkan perlakuan tertentu demi menjaga kesinambungan PLTU.

Sistem regenerasi pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap sendiri terdiri dari *low pressure heater*, deaerator dan *high pressure heater*. Semua komponen tersebut, khususnya *high pressure heater* memiliki peran yang sangat penting dalam upaya meningkatkan efisiensi termal pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap. [2] Siklus regenerasi dimulai dari turbin. Sistem pemanas air pengumpan menuju boiler dimulai dari condenser pada tekanan rendah dan diakhiri di *inlet economizer* pada tekanan tinggi. Komponen-komponen yang bervariasi seperti kondenser, pompa, *main ejector*, *gland steam condenser*, *drain cooler* dan *high pressure heater* terletak pada sistem regenerasi ini. *Low pressure heater*, *drain cooler* dan *gland steam condenser* berlokasi pada siklus *condensate* diantara *condensate pump* dan deaerator. Sedangkan *high pressure heater* terletak pada siklus *feed water* diantara deaerator dan boiler [3]. Di sisi lain, uap ekstraksi disediakan oleh *high pressure turbine* dan *low pressure turbine*.

Pada PLTU dengan jenis boiler Pulverized Coal yang diteliti kali ini, siklus regenerasi terdiri dari 3 *low pressure heater*, satu deaerator dan 3 *high pressure heater*. Dikarenakan strategisnya operasi *high pressure heater* terhadap efisiensi siklus PLTU, maka penelitian ini akan fokus pada nilai *heat rate* yang dihasilkan siklus dengan mempertimbangkan pola operasi *high pressure heater*, karena dengan menghitung nilai *heat rate* dengan metode *heat loss* dapat mengetahui performa pada sistem PLTU.

METODE PENELITIAN

Prosedur pelaksanaan *performance test* untuk mendapatkan data ini menggunakan ASME PTC, dimana waktu pengambilan data per daya generator *gross* untuk PLTU dengan tipe boiler Pulverized Coal adalah 120 menit. Selama 120 menit, data diambil per 15 menit. Sehingga ada 9 data yang terkumpul tiap satu daya generator *gross*. Untuk stabilisasi daya, dilakukan selama 2 jam sebelum pelaksanaan *performance test*.

Tabel 1. Durasi Minimum Pengambilan Data *Performance test* [4]

Type of Steam Generating Unit	Energy Balance (hr)	Input/Output (hr)
Gas/Oil	2	2
Stoker	4	10
Pulverized coal	2	8
Fluidized bed	4	8



Gambar 1. Diagram Proses *Performance Test*
Prosedur *Performance test* yang dilakukan sebagai berikut :

- PLTU diuji dengan kesiapan daya generator gross, yaitu 300 MW, 350 MW, dan 400 MW.
- Seorang *leader team* akan memberikan aba – aba melalui *handy talky* agar data dapat diambil secara serempak melalui kamera. Semua anggota tim bersiap di masing – masing tempat pengambilan data.
- Pengambilan data *flow* meter batubara di *coal feeder* (*flow rate*) setiap 30 menit sekali.
- Pengambilan data kWh meter *Netto* dan *Gross* di Gardu Induk PLTU setiap 15 menit sekali.
- Pengambilan data temperatur udara dan kelembaban sekitar pemanas udara dengan menggunakan alat relative humidity logger setiap 15 menit sekali.
- Pengambilan data komposisi gas buang pada pemanas udara sisi inlet dan outlet menggunakan alat flue gas analyzer sebanyak 3 kali.
- Pengambilan sampel batubara pada masing-masing *coal feeder* sebanyak 3 kali.
- Pengambilan sampel ash (*fly ash* dan *bottom ash*) sebanyak 1 kali setiap 1 daya generator *gross*. Pengambilan dilakukan di akhir *performance test*. *Fly ash* (abu terbang) adalah abu yang sangat ringan dan halus yang diperoleh dari hasil pembakaran batubara. Dimana abu tersebut berterbangan di dalam pipa-pipa cerobong (*stack*). *Bottom ash* (abu dasar), adalah abu yang sedikit lebih berat dan kasar dibandingkan dengan *fly ash*. Karena massanya lebih berat dari *fly ash*, maka *bottom ash* tersebut akan jatuh kembali ke bawah.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada perhitungan ini dijabarkan hasil perhitungan pengaruh pengoperasian HPH pada performa PLTU menggunakan standar ASME. Data yang digunakan sebagai contoh analisis dan perhitungan adalah data *Performance test* PLTU

dengan daya generator *gross* 300 MW, dengan variasi pengoperasian 3 HPH dioperasikan

A. Perhitungan *Total Heat Consumption* [5]

Menghitung *Heat Input*:

$$Q_{in} = Q_{ms} + Q_{hrs} \quad (1)$$

$$Q_{in} = 3.213.976.226,14 \text{ kJ/h} + 2.854.517.770,36 \text{ kJ/h}$$

$$Q_{in} = 6.068.493.996,50 \text{ kJ/h}$$

Menghitung *Heat Output*:

$$Q_{out} = Q_f + Q_{crs} + Q_{is} + Q_{ir} \quad (2)$$

$$Q_{out} = 974.664.896,74 \text{ kJ/h} + 2.435.064.781,71 \text{ kJ/h} + 625.508,45 \text{ kJ/h} + 8.024.668,18 \text{ kJ/h}$$

$$Q_{out} = 3.418.379.855,08 \text{ kJ/h}$$

Menghitung *Total Heat Consumption*:

$$Q = Q_{in} - Q_{out} \quad (3)$$

$$Q = 6.068.493.996,50 \text{ kJ/h} - 3.418.379.855,08 \text{ kJ/h}$$

$$Q = 2.650.114.141,42 \text{ kJ/h}$$

B. Perhitungan *Plant Heat Rate* [5]

Menghitung *Plant Heat Rate*:

$$PHR = \frac{THR}{\left\{ \frac{Eff \text{ Boiler}}{100} \right\} \times \left\{ \frac{Eff \text{ Generator Transformer}}{100} \right\} \times \left\{ 1 - \frac{Auxiliary \text{ Power}}{Generator \text{ Output} - Excitation \text{ Power}} \right\}} \quad (4)$$

$$PHR = \frac{2.092,29 \text{ kCal/kWh}}{\left\{ \frac{85,79}{100} \right\} \times \left\{ \frac{99,87}{100} \right\} \times \left\{ 1 - \frac{24,31 \text{ MW}}{306,50 \text{ MW} - 0,74 \text{ MW}} \right\}}$$

$$PHR = 2.442,15 \text{ kCal/kWh}$$

C. Perhitungan Efisiensi Termal [4]

Menghitung Efisiensi Termal:

$$\eta_{\text{Termal}} = \left\{ \frac{3600}{HR \ 4.1868} \right\} \times 100 \quad (5)$$

$$\eta_{\text{Termal}} = \left\{ \frac{3600}{(2.442,15 \text{ kCal/kWh} \times 4.1868)} \right\} \times 100$$

$$\eta_{\text{Termal}} = 35,21 \%$$

D. Perhitungan Efisiensi Boiler metode kehilangan panas [4]

Menghitung Efisiensi Boiler:

$$\eta_{\text{Boiler}} = 100 - \left(\frac{[L1] + [L2] + [L3] + [L4] + [L5] + [L8] + [L9]}{[Hf] + B1 \times 100 + [L6] + [L7]} \times \frac{[Q_{ro}]}{[Q_{ro}] - [B2]} \right) \quad (6)$$

$$\eta_{\text{Boiler}} = 100 - \left(\left((1.024,73 \text{ kJ/kgf} + 674,61 \text{ kJ/kgf} + 1.022,26 \text{ kJ/kgf} + 32,82 \text{ kJ/kgf} + 20,32 \text{ kJ/kgf} + 5,01 \text{ kJ/kgf} + 6,29 \text{ kJ/kgf}) / (20.867,02 \text{ kJ/kgf} + 257,61 \text{ kJ/kgf} \times 100) + 0,2 + 0,75 \right) \times (2.714.208.140,69 \text{ kJ/h}) / (2.714.208.140,69 \text{ kJ/h} - 13.396.970,55 \text{ kJ/h}) \right)$$

$$\eta_{\text{Boiler}} = 85,79 \%$$

E. Perhitungan Kehilangan Panas / *Losses Boiler* [4]

Menghitung Kehilangan Panas Akibat Panas Yang Terbuang Pada *Dry Flue Gas* (L1) :

$$L1 = (HDFgLvCr \times MFrDFg) / Hf \times 100 \quad (6)$$

$$L1 = (126,4 \text{ kJ/kg} \times 8,11 \text{ kJ/kg-f}) / 20.867,01 \text{ kJ/kg-f} \times 100 \quad (6)$$

$$L1 = 4,91 \%$$

Menghitung Kehilangan Panas Akibat Kandungan Air (*Moisture*) Dalam Bahan (L2) :

$$L2 = MFrWF \times (HstLvCr - Hw) / Hf \times 100 \quad (7)$$

$$L2 = 0,25 \text{ kg/kg-f} \times (2.785,72 - 125,60) / 20.867,01 \text{ kJ/kg-f} \times 100 \quad (7)$$

$$L2 = 3,23 \%$$

Menghitung Kehilangan Panas Terbentuknya Uap Air Akibat Kandungan Hidrogen Dalam Bahan Bakar (L3):

$$L3 = MfrWH2F \times (HstLvCr - Hw) / Hf \times 100 \quad (8)$$

$$L3 = 0,38 \text{ kg/kg-f} \times (2.785,72 \text{ kJ/kg} - 125,60 \text{ kJ/kg}) / 20.867,01 \text{ kJ/kg-f} \times 100 \quad (8)$$

$$L3 = 4,90 \%$$

Menghitung Kehilangan Panas Akibat Kandungan Air Di Udara (L4):

$$L4 = (MFrWA \times HWvLvCr) / Hf \times 100 \quad (9)$$

$$L4 = (0,14 \text{ kg/kg-f} \times 238,43 \text{ kJ/kg}) / 20.867,01 \text{ kJ/kg-f} \times 100 \quad (9)$$

$$L4 = 0,16 \%$$

$$L5 = 0,1 \%$$

Menghitung Kehilangan Panas Akibat Adanya Karbon Yang Tak Terbakar (*Unburned Carbon*) (L5):

$$L5 = (MpUbC/100) \times 33.700 / Hf \times 100 \quad (10)$$

$$L5 = (0,06 \text{ wt\%/100}) \times 33.700 / 20.867,01 \text{ kJ/kg-f} \times 100 \quad (10)$$

$$L5 = 0,1 \%$$

Berdasarkan diagram ABMA diperoleh besarnya *losses* akibat radiasi dan konveksi permukaan (L6) sebesar = 0,2 %

Heat loss akibat *losses* yang tidak terukur (*unmeasured losses*). *Losses* ini sudah ditetapkan pada desain boiler (L7) sebesar = 0,75%

Menghitung Kehilangan Panas Akibat *Sensible Heat* Di *Bottom Ash* (L8):

$$L8 = 0,1 \times MFrR \times HCba \times (TCba - Tre) / Hf \times 100 \text{ [%]} \text{ (11)}$$

$$L8 = 0,1 \times 0,05 \text{ kg/kg fuel} \times 1,20 \text{ kJ/kg} \times (800^\circ\text{C} - 30^\circ\text{C}) / 20.867,01 \text{ kJ/kg-f} \times 100 \text{ [%]}$$

$$L8 = 0,2 \text{ %}$$

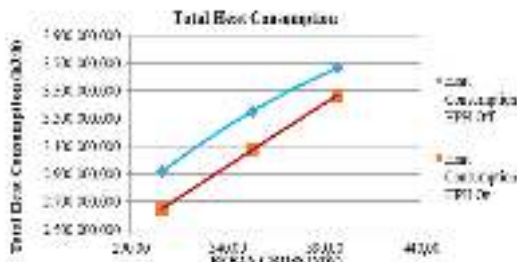
Menghitung Kehilangan Panas Akibat *Sensible Heat* Di *Fly Ash* (L9):

$$L9 = 0,9 \times MFrR \times HCfa \times (TFgLv - Tre) / Hf \times 100 \text{ [%]} \text{ (12)}$$

$$L9 = 0,9 \times 0,05 \text{ kg/kg fuel} \times 1,07 \text{ kJ/kg} \times (150,23^\circ\text{C} - 30^\circ\text{C}) / 20.867,01 \text{ kJ/kg-f} \times 100 \text{ [%]}$$

$$L9 = 0,03 \text{ %}$$

F. Analisa Pengaruh Pengoperasian HPH Pada *Total Heat Consumption* PLTU

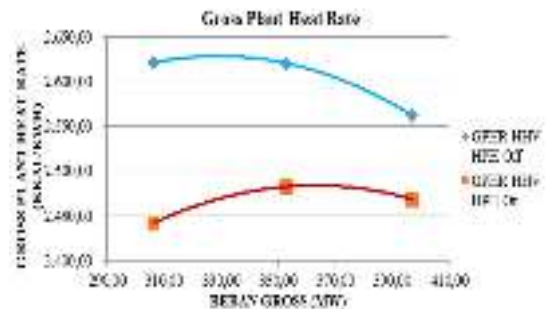


Gambar 2. Grafik *Total Heat Consumption* Terhadap Beban Gross

Pada Gambar 2 diatas merupakan hasil perhitungan *total heat consumption*, *total heat consumption* adalah panas atau energi yang diserap oleh turbin untuk dikonversikan menjadi energi kinetik, *total heat consumption* didapat dari selisih antara panas yang masuk kedalam turbin (*Heat Input*) dan panas yang keluar turbin (*Heat Output*). *Total heat consumption* dengan kondisi HPH *Off* lebih besar dibandingkan dengan kondisi HPH *On*. Pada pengoperasian menggunakan HPH dibeban maksimum 400 MW *total heat consumption* sebesar 3.471.129.866,12 kJ/h dan pada kondisi tidak mengoperasikan HPH 3.663.464.432,61 kJ/h, pada pengoperasian menggunakan HPH dibeban 350 MW 3.074.454.630,32 kJ/h dan pada kondisi tidak mengoperasikan HPH 3.352.690.437,23 kJ/h,

pada pengoperasian menggunakan HPH dibeban 300 MW 2.650.114.141,42 kJ/h dan pada kondisi tidak mengoperasikan HPH 2.918.373.661,28 kJ/h, bisa diartikan pengoperasian dengan kondisi HPH *Off* lebih boros dibandingkan HPH *On*, dikarenakan penggunaan energi pada turbin lebih besar jika dibandingkan terhadap setting beban generator yang sama. hal ini juga dikarenakan tidak adanya pemanasan awal pada *feed water*

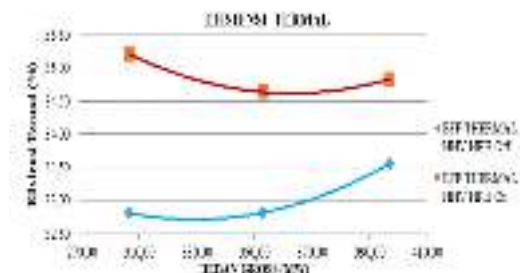
G. Analisa Pengaruh Pengoperasian HPH Pada Nilai *Gross Plant Heat Rate* PLTU



Gambar 3. Grafik *Gross Plant Heat Rate* Terhadap Beban Gross

Berdasarkan Gambar 3, hasil perhitungan nilai *plant heat rate* berbasis HHV pada kondisi pengoperasian menggunakan HPH terendah pada beban maksimum 400 MW sebesar 2.468.60 kCal/kWh. Dan pengoperasian tidak menggunakan HPH, terendah pada beban maksimum 400 MW sebesar 2.562,17 kCal/kWh. Hal ini berdampak juga pada kerugian finansial apabila suatu pembangkit tenaga uap tidak mengoperasikan HPH sebagai pemanas awal *feed water heater*. Energi yang dibutuhkan lebih besar untuk menghasilkan listrik 1 kWh.

H. Analisa Pengaruh Pengoperasian HPH Pada Nilai Efisiensi Termal PLTU

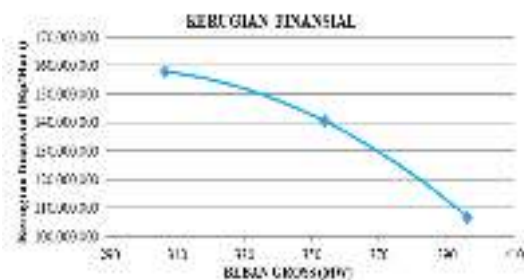


Gambar 4. Grafik Efisiensi Termal Terhadap Beban Gross

Seiring dengan penurunan nilai *plant heat rate* PLTU Y, maka efisiensi termal PLTU mengalami peningkatan. Terjadi peningkatan Efisiensi termal akibat dioperasikan nya HPH

pada beban 300 MW sebesar 2,40%, beban 350 MW sebesar 1,82% dan beban 400 MW sebesar 1,27%. Efisiensi termal mengalami peningkatan juga karena *heat input* pada turbin mengalami kenaikan. Ditunjukkan pada Gambar 4, peningkatan efisiensi termal juga dipengaruhi karena adanya pemanas awal HPH pada sisi *feed water*. Temperatur *final feed water* (Lampiran 4 dan Lampiran 5) pada kondisi HPH dioperasikan pada beban 300 MW 235,12°C, 350 MW 243,25 °C, dan beban maksimum 400 MW 250,71 °C. jauh lebih tinggi jika dibandingkan kondisi HPH tidak dioperasikan. jika kondisi HPH tidak dioperasikan temperatur pada *final feed water* di beban 300 MW 145,28 °C, 350 MW 150,44 °C, dan beban maksimum 400 MW 154,84 °C. Terdapat selisih rata-rata 92,8°C, hal ini berpengaruh pada kerja boiler menjadi lebih tinggi untuk mengubah air menjadi uap

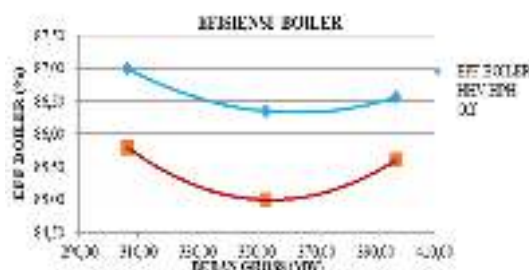
I. Analisa Kerugian Finansial Akibat Tidak Dioperasikannya HPH



Gambar 5. Grafik kerugian finansial dampak kenaikan *Heat Rate*

Salah satu dampak dari kenaikan *heat rate* adalah kerugian finansial yang diterima PLTU. Dilihat pada gambar 5 kerugian finansial semakin menurun semakin bertambahnya beban. Kerugian finansial per hari akibat selisih *plant heat rate* dengan dan tidak mengoperasikan HPH pada beban 300 MW Rp. 157.817.289,17, beban 350 MW Rp. 140.344.458,49 dan beban maksimum Rp. 106.790.820,33.

J. Analisa Pengaruh Pengoperasian HPH Pada Nilai Efisiensi Boiler PLTU



Gambar 6. Grafik Efisiensi Boiler Terhadap Beban Gross

Gambar 6 menunjukkan hasil perhitungan efisiensi boiler pada kondisi HPH dioperasikan dan tidak dioperasikan, dilihat dari hasil perhitungan efisiensi boiler pada kondisi HPH tidak dioperasikan lebih tinggi dibandingkan kondisi HPH dioperasikan, total *losses* pada kondisi HPH dioperasikan lebih besar. hal ini menunjukkan pengoperasian HPH tidak berdampak pada efisiensi boiler dengan metode *heat loss*, dikarenakan siklus pada perhitungan boiler berbeda. Siklus pada perhitungan boiler adalah siklus udara dan bahan bakar, dilihat pada persamaan (6) perhitungan efisiensi boiler metode *heat loss* hanya memperhitungkan total *losses* yang terjadi pada boiler dan energi *input* yang ada pada bahan bakar. Hal ini bisa disimpulkan efisiensi boiler dapat ditingkatkan dengan cara meminimalisir *losses* pada boiler dan meningkatkan kualitas bahan bakar, *losses* terbesar pada kondisi HPH dioperasikan dan HPH tidak dioperasikan ada pada *losses* akibat panas yang terbuang pada *dry flue gas*, hal ini juga dampak karena rasio udara dan bahan bakar kurang tepat.[6]

KESIMPULAN

Setelah dilakukan penelitian tentang pengaruh pengoperasian HPH pada performa PLTU, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut;

1. Pengoperasian pada kondisi HPH dioperasikan menyebabkan penurunan *total heat consumption* dari 3.663.464.432,61 kJ/h menjadi 3.471.129.866,12 kJ/h di beban 400MW, 3.352.690.437,23 kJ/h menjadi 3.074.454.630,32 kJ/h di beban 350 MW dan 2.918.373.661,28 kJ/h menjadi 2.650.114.141,42 kJ/h di beban 300 MW.
2. Pengoperasian PLTU pada kondisi HPH dioperasikan menyebabkan penurunan *plant heat rate* dari 2.562,17 kCal/kWh menjadi 2.469,83 kCal/kWh di beban 400MW, 2.620,13 kJ/h menjadi 2.483,68 kCal/kWh di beban 350 MW dan 2.620,73 kCal/kWh menjadi 2.448,29 kCal/kWh di beban 300 MW.
3. Pengoperasian PLTU pada kondisi HPH dioperasikan menyebabkan kenaikan efisiensi termal dari 33,56% menjadi 34,81% di beban 400MW terjadi peningkatan 1,27%, 32,82% menjadi 34,62% di beban 350 MW terjadi peningkatan 1,82% dan 32,81% menjadi 35,12% di beban 300 MW terjadi peningkatan 2,40%.
4. Pengoperasian PLTU pada kondisi HPH tidak dioperasikan menyebabkan dampak

- kerugian yang disebabkan deviasi nilai *heat rate* sebesar Rp.105.382.853,42/hari di beban 400MW, Rp139.086.614,17/hari di beban 350 MW, dan Rp.152.252.417,65/hari di beban 300 MW.
5. Pengoperasian PLTU pada kondisi HPH dioperasikan tidak berdampak pada nilai efisiensi boiler, disebabkan metode perhitungan efisiensi boiler *heat loss* hanya berada pada siklus udara dan bahan bakar, efisiensi boiler pada kondisi HPH tidak dioperasikan lebih besar dengan kondisi HPH dioperasikan. Hal itu dikarenakan juga total *losses* pada kondisi HPH tidak dioperasikan lebih kecil dengan kondisi HPH dioperasikan sebesar 5651 kal/g, dan briket E sebesar 5642 kal/g dapat dikategorikan dalam hasil penelitian diperoleh bahwa nilai kalor briket yang diteliti lebih rendah dari nilai kalor batubara dan hanya setingkat dengan nilai batubara yang rendah.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Kementerian ESDM RI, “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2019-2028 PT. PLN,” PT. Perusah. List. Negara, pp. 2019–2028, 2019.
- [2]. A. Buckshumiyann and R. Sabarish, “Performance Analysis of Regenerative Feedwater Heaters in 210mw Thermal Power Plant,” *Int. J. Pure Appl. Math.*, vol. 116, no. 20, pp. 25–29, 2017.
- [3]. V. V Bode, P. V. G. Gore, P. G. Student, P. R. P. P. Welfare, and E. Trust, “Performance Analysis of Regenerative Feed Water Heating system in 270 MW Thermal Power Plant,” *Int. Res. J. Eng. Technol.*, vol. 03, no. 04, pp. 1180–1186, 2016.
- [4]. ASME PTC 4, “Fired Steam Generators,” vol. 2008. 2008.
- [5]. ASME PTC 6, *Steam Turbines Performance Test Codes*, no. February. Three Park Avenue, New York, 2006.
- [6]. EPRI, *Heat Rate Improvement Reference Manual TR-109546*, no. July. 1998.