

BAB IV

ANALISIS DATA PENELITIAN

4.1 Analisis Data

Penyediaan jumlah energi listrik pada Indonesia power tergantung dari permintaan beban P2B. Dimana besarnya nilai perubahan pembebanan PLTU pada Indonesia power harus mengikuti permintaan pembebanan dari P2B. Perubahan beban ini mempengaruhi unjuk kerja dari PLTU sehingga efisiensi PLTU akan berbeda sesuai dengan perubahan beban. Dari perubahan pembebanan tersebut maka akan di ketahui pada saat pembebanan berapakah PLTU memiliki nilai efisiensi tertinggi.

4.2 Konfigurasi PLTU UBP Suralaya Unit III

Secara keseluruhan PLTU Suralaya dapat dibagi menjadi tiga bagian. yaitu proses pembakaran batu bara, proses pembangkitan uap serta siklus turbin generator. Peralatan pada PLTU seperti ketel uap, turbin generator, kondenser dan *feedwater heater* terhubung dengan menggunakan pipa untuk mengalirkan siklus air dan uap. Beberapa rekayasa dan penambahan peralatan ditujukan untuk meningkatkan efisiensi dari siklus. PLTU UBP Suralaya yang terletak di pesisir pantai, Dimana hal tersebut memudahkan untuk pembongkaran bahan bakar batu bara dan suplay kebutuhan air sebagai pendinginan yang diambil secara langsung dari air laut.

4.3 Perhitungan Nilai Efisiensi

Efisiensi dari pembangkit dihitung pada waktu PLTU UBP Suralaya beroperasi pada beban 200 MW, 260 MW, 300 MW dan 400 MW. Dimana fase pembebanan secara persentase yaitu 50%, 65%, 70%, dan 100%. Hal ini dilakukan supaya memperoleh nilai efisiensi antara beban-beban tersebut sehingga diketahui pada pembebanan berapakah PLTU UBP Suralaya bekerja pada efisiensi paling tinggi. A adanya nilai efisiensi ini sangat berguna bagi P.T. PLN untuk mengawasi dan mengatur distribusi beban antara PLTU-PLTU yang ada di Jawa dan Bali. Prinsip dari perhitungan efisiensi pembangkit ini yaitu menggunakan data *input* dan *output*.

4.3.1 Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate* Pada Saat Fase Pembebanan 200

MW

1. Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate*

$$\begin{aligned} & (\text{Main steam flow} \times \text{enthalpy}) - (\text{Final feedwater flow} \times \text{enthalpy}) + \\ & (\text{Hot reheater flow} \times \text{enthalpy}) - (\text{Cold reheater flow} \times \text{enthalpy}) + (\text{Aux steam} \\ & \text{flow} \times \text{enthalpy}) - (\text{S/H spray water flow} \times \text{enthalpy}) : \text{Generators output.} \end{aligned}$$

- a. *Main steam flow x enthalpy* = 653250 kg/jam x 814.18 kCal/kg
= 531863085 kCal
- b. *Flow final feed water x enthalpy* = 637510 kg/jam x 206,37 kCal/kg
= 131562939 kCal
- c. *Hot reheater flow x enthalpy* = 60678 kg/jam x 843 kCal/kg
= 511515540 kCal
- d. *Cold reheater flow x enthalpy* = 606780 kg/jam x 733,80 kCal/kg
= 445255164 kCal
- e. *Spray water flow x enthalpy* = 15750 kg/jam x 122.05 kCal/kg
= 1922287.5 kCal

$$\begin{aligned} \text{Hasil dari perhitungan } & \left((a) - (b) \right) + \left((c) - (d) \right) - (e) = (531863085 - \\ & 131562939) + (511515540 + 445255164) - 1922287.5 = 464640234 \text{ kCal} \\ & \frac{464640234 \text{ kCal}}{205000 \text{ kw}} = 2266.53773 \text{ kCal/kWh} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Efisiensi Boiler

$$\begin{aligned} \text{Efisiensi boiler} &= (\text{Aliran MS}(\text{entalpi MS}-\text{entalpi FF}) + \text{aliran SS} \\ & (\text{entalpi MS} -\text{entalpi SS}) +\text{aliran HR} (\text{entalpi HR} -\text{entalpi CR}) + \text{aliran RS} \\ & (\text{entalpi CR} - \text{entalpi RS})) / (\text{Nilai kalor x batu bara}). \end{aligned}$$

- a. Aliran MS x (entalpi MS – entalpi FF) = 653250 kg/jam x (814.18 kCal/kg – 206.37 kCal/kg) = 397051882 kCal
- b. Aliran SS (entalpi MS entalpi SS) = 15750 kg/jam x (814.18 kCal/kg – 122.05 kCal/kg) = 10901047.05 kCal
- c. Aliran HR x (entalpi HR – entalpi CR) = 606780 kg/jam x (843 kCal/kg – 733.80 kCal/kg) = 66260376 kCal

Hasil perhitungan ((a) + (b) + (c)) = 397051882 kCal + 10901047.05 kCal + 66260376 kCal = 4742213306 kCal

$$\frac{4742213306 \text{ kCal}}{587474292 \text{ kCal}} = 80.7211 \%$$

$$587474292 \text{ kCal}$$

3. Perhitungan nilai GPHR (*gross plant heat rate*)

Turbine heat rate : (efisiensi boiler/100)

$$\frac{2266.53773 \text{ kCal}}{80.721 \text{ \%}} = 2807.9 \text{ kCal/KWH}$$

$$80.721 \%$$

Setelah nilai GPHR (*gross plant heat rate*) diketahui maka *persentase*

thermal efficiency gross dapat dihitung menggunakan rumus :

$$\text{Thermal Efficiency Gross (\%)} = \frac{860.01}{\text{GPHR}} \times 100$$

$$\frac{860.01}{2807.9 \text{ kCal/KWH}} \times 100 = 30.6282 \%$$

$$2807.9 \text{ kCal/KWH}$$

4.3.2 Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate* Pada Saat Fase Pembebanan 260

MW

1. Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate*

$(Main\ steam\ flow\ x\ enthalpy) - (Final\ feedwater\ flow\ x\ enthalpy) + (Hot\ reheater\ flow\ x\ enthalpy) - (Cold\ reheater\ flow\ x\ enthalpy) + (Aux\ steam\ flow\ x\ enthalpy) - (S/H\ spray\ water\ flow\ x\ enthalpy) : Generators\ output.$

- a. $Main\ steam\ flow\ x\ enthalpy = 819170\ kg/jam\ x\ 814.49\ kCal/kg$
 $= 667205773\ kCal$
- b. $Flow\ final\ feed\ water\ x\ enthalpy = 798130\ kg/jam\ x\ 218.33\ kCal/kg$
 $= 172255723\ kCal$
- c. $Hot\ reheater\ flow\ x\ enthalpy = 756010\ kg/jam\ x\ 845.66\ kCal/kg$
 $= 639327417\ kCal$
- d. $Cold\ reheater\ flow\ x\ enthalpy = 756010\ kg/jam\ x\ 715.75\ kCal/kg$
 $= 541114158\ kCal$
- e. $Spray\ water\ flow\ x\ enthalpy = 21030\ kg/jam\ x\ 128.31\ kCal/kg$
 $= 2698359.3\ kCal$

Hasil perhitungan $((a) - (b)) + ((c) - (d)) - (e) = (667205773\ kCal - 172255723\ kCal) + (639327417\ kCal - 541114158\ kCal) - 2698359.3\ kCal$
 $= 588464950\ kCal$

$\frac{588464950\ kCal}{259250\ KW} = 2269.87445\ kCal/kWh$

259250 KW

2. Perhitungan Efisiensi Boiler

Efisiensi boiler = (Aliran MS(entalpi MS-entalpi FF) + aliran SS (entalpi MS - entalpi SS) + aliran HR (entalpi HR -entalpi CR) + aliran RS (entalpi CR – entalpi RS))/(Nilai kalor x Batu bara).

- a. Aliran MS x (entalpi MS – entalpi FF) = 819170 kg/jam x (814.49 kCal/kg – 218.33 kCal/kg) = 488356387 kCal
- b. Aliran SS (entalpi MS entalpi SS) = 21030 kg/jam x (814.49 kCal/kg – 128.31 kCal/kg) = 14430365.4 kCal
- c. Aliran HR x (entalpi HR – entalpi CR) = 756010 kg/jam x (845.66 kCal/kg – 7715.75 kCal/kg) = 98213259.1 kCal

$$\begin{aligned} \text{Hasil perhitungan } ((a) + (b) + (c)) &= 488356387 \text{ kCal} + 14430365.4 \text{ kCal} \\ &+ 98213259.1 \text{ kCal} = 601000012 \text{ kCal} \\ \frac{601000012 \text{ kCal}}{7294448076 \text{ kCal}} &= 82.3902431\% \end{aligned}$$

3. Perhitungan Nilai GPHR (*gross plant heat rate*)

Turbine heat rate : (efisiensi boiler/100)

$$\begin{aligned} \frac{2269.87445 \text{ kCal}}{82.7211 \%} &= 2754.92 \text{ kCal/kWhs} \end{aligned}$$

Setelah nilai GPHR (*gross plant heat rate*) diketahui maka persentase *thermal efficiency gross* dapat dihitung menggunakan rumus :

$$\text{Thermal Efficiency Gross (\%)} = \frac{860.01}{\text{GPHR}} \times 100$$

$$\frac{860.01}{2754.92 \text{ kCal/KWH}} \times 100 = 31.2172 \%$$

4.3.3 Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate* Pada Saat Fase Pembebanan 300 MW

1. Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate*

$(\text{Main steam flow} \times \text{enthalpy}) - (\text{Final feedwater flow} \times \text{enthalpy}) + (\text{Hot reheater flow} \times \text{enthalpy}) - (\text{Cold reheater flow} \times \text{enthalpy}) + (\text{Aux steam flow} \times \text{enthalpy}) - (\text{S/H spray water flow} \times \text{enthalpy}) : \text{Generators output.}$

- a. $\text{Main steam flow} \times \text{enthalpy} = 976250 \text{ kg/jam} \times 813.76 \text{ kCal/kg}$
 $= 794433200 \text{ kCal}$
- b. $\text{Flow final feed water} \times \text{enthalpy} = 960940 \text{ kg/jam} \times 226.76 \text{ kCal/kg}$
 $= 21702754 \text{ kCal}$
- c. $\text{Hot reheater flow} \times \text{enthalpy} = 898400 \text{ kg/jam} \times 841.94 \text{ kCal/kg}$
 $= 756398896 \text{ kCal}$
- d. $\text{Cold reheater flow} \times \text{enthalpy} = 899400 \text{ kg/jam} \times 727.27 \text{ kCal/kg}$
 $= 653379368 \text{ kCal}$

$$\begin{aligned}
 \text{e. } \quad & \text{Spray water flow} \times \text{enthalpy} = 15310 \text{ kg/jam} \times 135 \text{ kCal/kg} \\
 & = 206850 \text{ kCal}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Hasil perhitungan } & \left((a) - (b) \right) + \left((c) - (d) \right) - (e) = (794433200 \text{ kCal} - \\
 & 21702754 \text{ kCal}) + (756398896 \text{ kCal} - 653379368 \text{ kCal}) - 206850 \text{ kCal} \\
 & = 679549974 \text{ kCal}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{677483124 \text{ kCal}}{302900 \text{ kw}} & = 2236.6507 \text{ kCal/kWh}
 \end{aligned}$$

2. Perhitungan Efisiensi Boiler

Efisiensi Boiler = (Aliran MS(entalpi MS-entalpi FF) + aliran SS (entalpi MS - entalpi SS) + aliran HR (entalpi HR -entalpi CR) + aliran RS (entalpi CR – entalpi RS))/(Nilai kalor x batu bara).

- a. Aliran MS x (entalpi MS – entalpi FF) = 976250 kg/jam x (813.76 kCal/kg – 226.76 kCal/kg) = 573058750 kCal
- b. Aliran SS (entalpi MS - entalpi SS) = 15310 kg/jam x (813.76 kCal/kg – 135 kCal/kg) = 10391815.6 kCal
- c. Aliran HR x (entalpi HR – entalpi CR) = 898400 kg/jam x (841.94 kCal/kg – 727.27) kCal/kg = 103019528 kCal

$$\begin{aligned} \text{Hasil perhitungan ((a) + (b) + (c))} &= 573058750 \text{ kCal} + 10391815.6 \text{ kCal} \\ &+ 103019528 \text{ kCal} = 686470094 \text{ kCal} \\ \frac{686470094 \text{ kCal}}{761372937} &= 90.1629 \% \end{aligned}$$

3. Perhitungan nilai GPHR (*gross plant heat rate*)

Turbine heat rate : (efisiensi boiler/100)

$$\frac{2236.6507 \text{ kCal}}{90.1629 \%} = 2480.67 \text{ kCal/kWh}$$

Setelah nilai GPHR (*gross plant heat rate*) diketahui maka persentase *thermal efficiency gross* dapat dihitung menggunakan rumus :

$$\begin{aligned} \text{Thermal Efficiency Gross (\%)} &= \frac{860.01}{\text{GPHR}} \times 100 \\ &= \frac{860.01}{2480.67 \text{ kCal/kWh}} \times 100 = 34.6685 \% \end{aligned}$$

4.3.4 Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate* Pada Saat Fase Pembebanan 400

MW

1. Perhitungan Nilai *Turbine Heat Rate*

$(Main\ steam\ flow \times enthalpy) - (Final\ feedwater\ flow \times enthalpy) + (Hot\ reheater\ flow \times enthalpy) - Cold\ reheater\ flow \times enthalpy + (Aux\ steam\ flow \times enthalpy) - (S/H\ spray\ water\ flow \times enthalpy) : Generators\ output.$

- a. $Main\ steam\ flow \times enthalpy = 1322910\ kg/jam \times 811.55\ kCal/kg$
 $= 1073607610\ kCal$
- b. $Flow\ final\ feed\ water \times enthalpy = 1317950\ kg/jam \times 242.21\ kCal/kg$
 $= 319220670\ kCal$
- c. $Hot\ reheater\ flow \times enthalpy = 1208480\ kg/jam \times 837.52\ kCal/kg$
 $= 1012126170\ kCal$
- d. $Cold\ reheater\ flow \times enthalpy = 1208480\ kg/jam \times 734.17\ kCal/kg$
 $= 887229762\ kCal$
- e. $Spray\ water\ flow \times enthalpy = 4960\ kg/jam \times 144.50\ kCal/kg$
 $= 716720\ kCal$

Hasil perhitungan $((a) - (b)) + ((c) - (d)) - (e) = (1073607610\ kCal - 319220670\ kCal) + (1012126170\ kCal - 887229762\ kCal) - 716720\ kCal$
 $= 878566628\ kCal$

$\frac{878566628\ kCal}{411490\ kw} = 2188.26528\ kCal/kWh$

411490 kw

2. Perhitungan Efisiensi Boiler

Efisiensi Boiler = (Aliran MS(entalpi MS-entalpi FF) + aliran SS(entalpi MS -entalpi SS) +aliran HR (entalpi HR -entalpi CR) + aliran RS (entalpi CR – entalpi RS))/ (Nilai kalor x Batu bara).

- Aliran MS x (enthalpy MS – enthalpy FF) = 1322910 kg/jam x (811.55 kCal/kg – 242.21 kCal/kg) = 753185579 kCal
- Aliran SS enthalpy MS enthalpy SS) = 4960 kg/jam x (811.55 kCal/kg – 144.50 kCal/kg) = 3308568 kCal
- Aliran HR x (enthalpy HR – enthalpy CR) = 1208480 kg/jam x (837.52 kCal/kg – 734.17) kCal/kg = 124896408 kCal

Hasil perhitungan ((a) + (b) + (c)S) = 753185579 kCal + 3308568 kCal + 124896408 kCal = 881390555 kCal

$$\frac{881390555 \text{ kCal}}{992179753} = 88.83340899 \%$$

3. Perhitungan nilai GPHR (*gross plant heat rate*)

Turbin heat rate : (efisiensi boiler/100)

$$\frac{2188.26528 \text{ kCal}}{88.83340899 \%} = 2463.31 \text{ kCal/kWh}$$

Setelah nilai GPHR (*gross plant heat rate*) diketahui maka persentase

thermal efficiency gross dapat dihitung menggunakan rumus :

$$\text{Thermal Efficiency Gross (\%)} = \frac{860.01}{\text{GPHR}} \times 100$$

$$\frac{860.01}{2463.31 \text{ kCal/kWh}} \times 100 = 34.9128 \%$$

Berikut adalah table hasil perhitungan nilai *turbine heat rate* dan nilai efisiensi pada boiler:

Tabel 4.1 Tabel hasil perhitungan nilai *turbine heat rate*

Uraian Perhitungan	<i>Turbine Heat rate</i>			
	200 MW	260 MW	300 MW	400 MW
<i>Main steam flow x enthalpy</i>	531863085kCal	667205773 kCal	794433200 kCal	1073607610 kCal
<i>Flow final feed water x enthalpy</i>	172255723 kCal	172255723 kCal	21702754 kCal	319220670 kCal
<i>Hot reheater flow x enthalpy</i>	511515540 kCal	639327417 kCal	756398896 kCal	1012126170 kCal
<i>Cold reheater flow x enthalpy</i>	445255164 kCal	541114158 kCal	653379368 kCal	887229762 kCal
<i>Spray water flow x enthalpy</i>	1922287.5kCal	2698359.3 kCal	206850 kCal	716720 kCal
<i>Nilai turbine heat rate</i>	2266.53773 kCal/kWh	2269.87445 kCal/kWh	2236.6507 kCal/kWh	2188.26528 kCal/kWh

Tabel 4.2 Tabel hasil perhitungan efisiensi boiler

Uraian perhitungan	Efisiensi Boiler			
	200 MW	260 MW	300 MW	400 MW
Aliran MS x (enthalpy MS – enthalpy FF)	397051882 kCal	488356387 kCal	573058750 kCal	753185579 kCal
Aliran SS enthalpy MS enthalpy SS)	10901047.05 kCal	14430365.4 kCal	3308568 kCal	3308568 kCal
Aliran HR x (enthalpy HR – enthalpy CR)	66260376 kCal	98213259.1 kCal	103019528 kCal	124896408 kCal
Nilai efisiensi	80.7211 %	82.3902431%	90.1629 %	88.83340899 %

4.4 ANALISIS PERHITUNGAN

Dari perhitungan yang telah dilakukan di atas maka didapatkan beberapa parameter yang dapat dijadikan sebagai data untuk membandingkan nilai efisiensi pembangkit yang beroperasi pada pembebanan yang berbeda. Parameter-parameter tersebut antara lain nilai *turbine heat rate*, jumlah batu bara yang digunakan pada pembangkitan tiap kWh, nilai kalor batu bara, efisiensi boiler, nilai GPHR (*gross plant heat rate*) dan lain-lain. Parameter-parameter tersebut dapat ditulis dalam bentuk tabel yaitu:

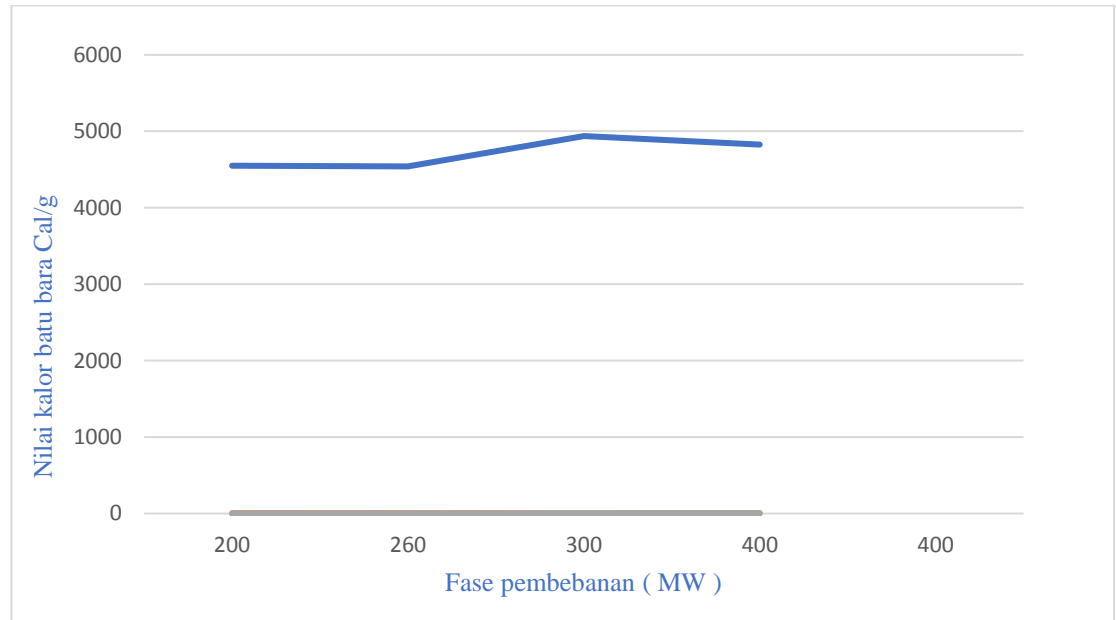
Tabel 4.3 Tabel analisis perhitungan

	200 MW	260 MW	300 MW	400 WM
Jenis nilai kalor batu bara (Cal/g)	4552 Cal/g	4541Cal/g	4938 Cal/g	4826 Cal/g
Konsumsi bahan bakar Ton/jam	129.0585 Ton/jam	160.636 Ton/jam	154.1865 Ton/jam	205.5905 Ton/jam
Turbin heate rate kCal/kWh	2266.53773 kCal/kWh	2269.87445 kCal/kWh	2236.6507 kCal/kWh	2188.26528 kCal/kWh
Efisiensi boiler	80.7211 %	82.3902431 %	90.1629 %	88.83340899 %
Nilai GPHR kCal/kWh	2807.9 kCal/kWh	2754.92 kCal/kWh	2480.67 kCal/kWh	2463.31 kCal/kWh
Thermal efficiency gross	30.6282 %	31.2172 %	34.6685 %	34.9128 %

Secara teoritis besarnya nilai efisiensi pembangkit berkisar dari angka 30 % - 35 %, sedangkan menurut Camot efisiensi secara teoritis mencapai 60 %. Angka ini hanya mencapai setengah dari angka teoritis tersebut, karena banyaknya kerugian panas yang dialami di dalam instalasi.

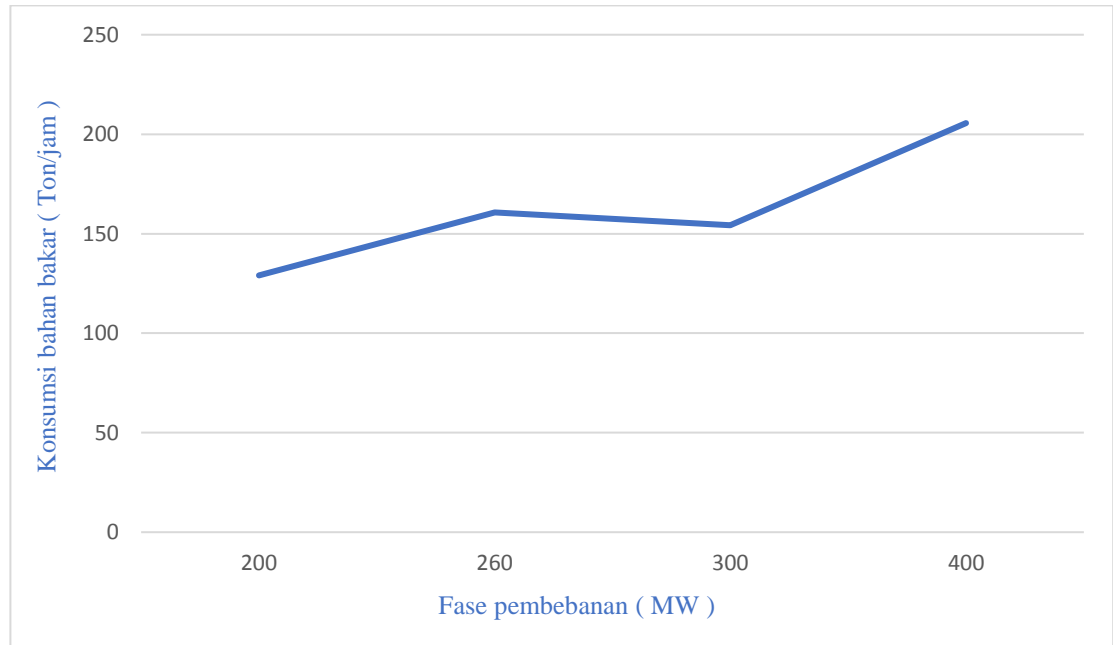
Kerugian panas terbesar terdapat pada kondensor, di mana uap yang masih panas harus didinginkan kembali sampai menjadi cair kembali. Kerugian panas terbesar kedua yaitu pada cerobong yang membuang panas dari hasil sisa pembakaran ke atmosfer. Selain daripada itu kerugian panas karena radiasi, irreversibilitas, baik irreversibilitas internal maupun irreversibilitas eksternal. Hal tersebut juga dapat menyebabkan efisiensi dari instalasi menjadi turun.

Setelah mengetahui beberapa nilai diatas yang telah tertera di dalam table 4.3 maka diperoleh beberapa grafik fungsi beban. Dimana grafik tersebut akan digunakan sebagai tolak ukur untuk membandingkan pembangkit pada beban yang bervariasi di PLTU UBP Suralaya unit 3.



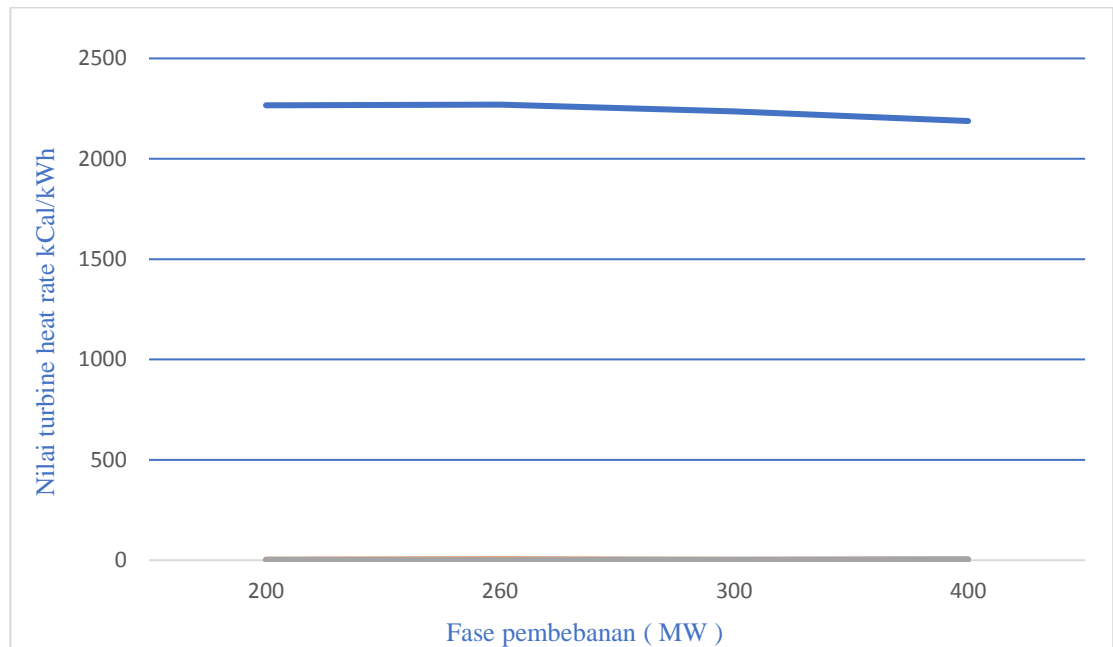
Gambar 4.1 Grafik nilai kalor batu bara terhadap fase pembebanan

Dari grafik sebagai mana ditampilkan pada gambar 4.1 dapat diketahui bahwa pada saat unit 3 dilakukan pengukuran, nilai kalor tertinggi yaitu terjadi pada saat beban generator sebesar 300 MW atau 65% dari kapasitas beban maksimal. Perbedaan-perbedaan nilai kalor batu bara tersebut ialah karena saat Indonesia Power membeli batu bara tidak bisa dipastikan dalam satu buah kapal tongkang akan memiliki nilai kalor yang sama. Dari hal tersebutlah menyebabkan perbedaan nilai kalor pada beban yang berbeda.



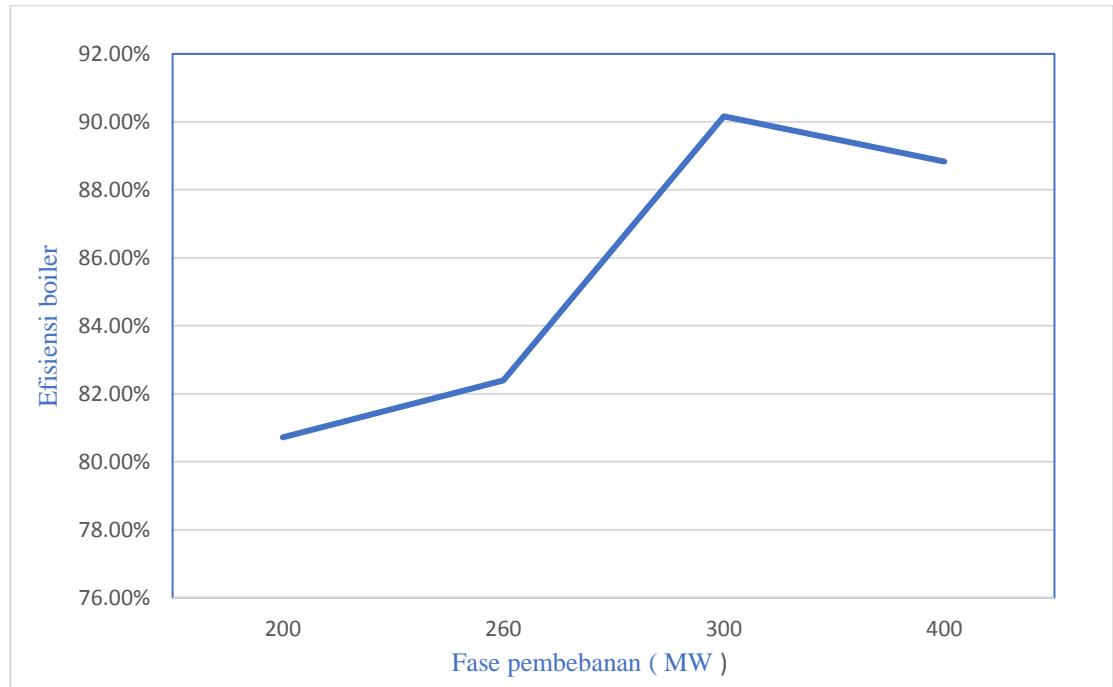
Gambar 4.2 Grafik konsumsi bahan bakar terhadap beban yang bervariasi

Secara kasat mata besarnya konsumsi bahan bakar dipengaruhi oleh besarnya energi yang dibangkitkan. Akan tetapi pada saat beban 300 MW kebutuhan bahan bakar menurun. Hal itu disebabkan karena pada saat beban 300 MW jenis batu bara yang digunakan memiliki nilai kalor paling tinggi,. Dimana nilai kalor tersebut sangat mempengaruhi sistem kerja pembangkitan energi listrik.



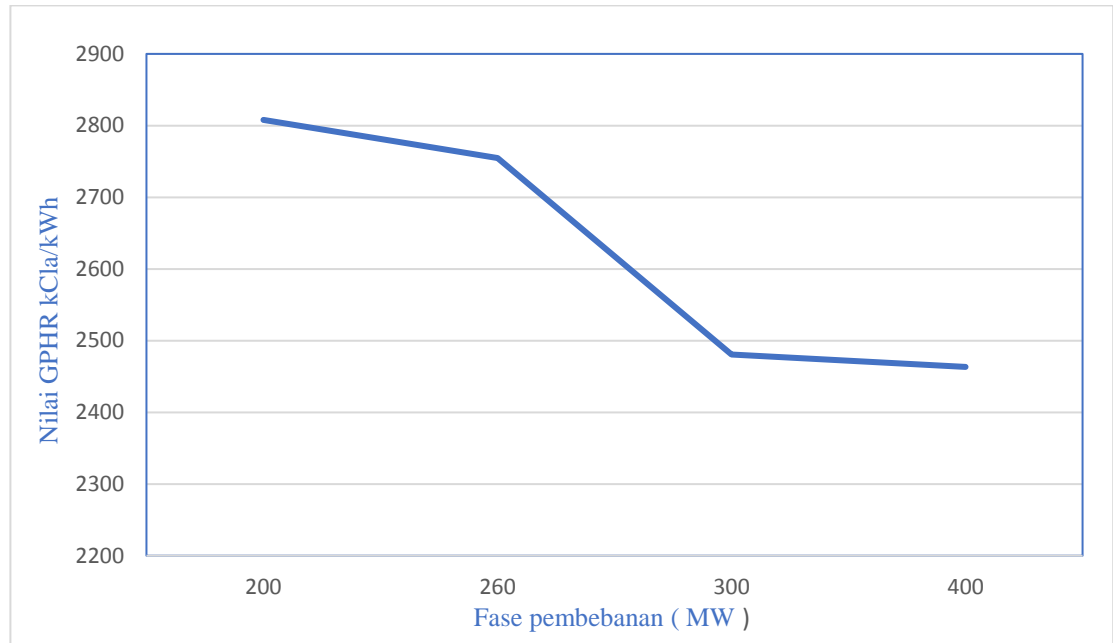
Gambar 4.3 Grafik *turbine heat rate* terhadap beban yang bervariasi

Dari grafik sebagaimana tertera pada gambar 4.3 maka dapat diketahui bahwa nilai *turbine heat rate* tertinggi yaitu tetap pada saat beban sebesar 260 MW. Hal tersebut disebabkan karena pada saat beban 260 MW nilai kalor batu bara yang digunakan ialah jenis batu bara yang memiliki nilai kalor paling rendah dibandingkan dengan beban yang lainnya. Kemudian dari grafik diatas dapat pula diketahui bahwa semakin besar fase pembebanan maka nilai *turbine heat rate* akan semakin menurun.



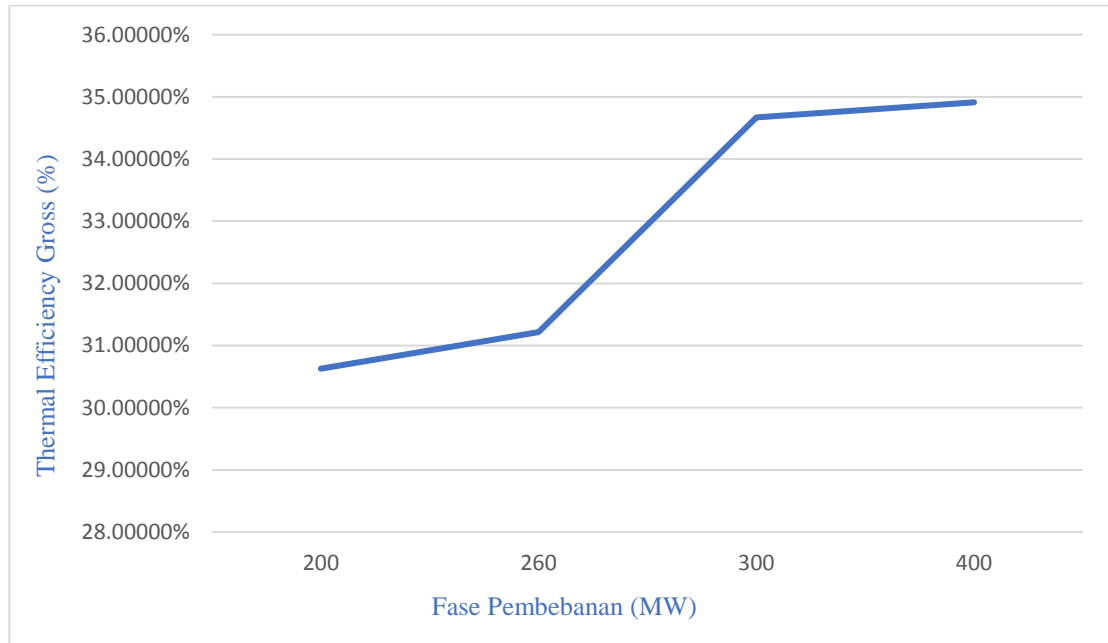
Gambar 4.4 Grafik efisiensi boiler terhadap beban yang bervariasi

Seperti yang telah dijelaskan pada gambar 4.1, bahwa besarnya nilai kalor pada batu bara akan mempengaruhi beberapa sistem kerja lainnya. Seperti halnya pada gambar 4.4 ini. Secara wajar seharusnya semakin besar nilai pembebanan maka akan semakin besar pula nilai efisiensi pada boiler begitupun sebaliknya. Secara garis besar boiler merupakan wadah yang digunakan untuk membangkitkan uap bertekanan tinggi sehingga jika saat proses pembakarannya sempurna maka secara otomatis akan meningkatkan nilai efisiensinya. Dan pembakaran sempurna pada saat beban 300 MW ialah salah satunya disebabkan oleh nilai kalor yang lebih baik dari pada yang lainnya.



Gambar 4.5 Grafik efisiensi boiler terhadap beban yang bervariasi

Dari hasil analisa sebagaimana tertera pada gambar 4.5, GPHR ialah metode menghitung performance suatu pembangkit dengan parameter data dari sisi boiler dan generator. Yaitu dengan cara membandingkan nilai turbine heat rate dengan efisiensi boiler. Dimana dalam hal ini nantinya kita akan mengetahui apakah pembangkit tersebut masih memiliki nilai efisiensi yang ditentukan. Pada grafik diatas semakin besar nilai pembebanan maka nilai GPHR semakin kecil begitupun sebaliknya.



Gambar 4.6 Grafik thermal efficiency gross terhadap beban yang bervariasi

Dari hasil analisa sebagaimana tertera pada gambar 4.6, setelah kita mengetahui nilai GPHR maka kita akan mengetahui nilai efisiensi secara keseluruhan dari pembangkit tersebut. Dimana nilai GPHR berbanding terbalik dengan nilai thermal efisiensi gross semakin besar nilai GPHR maka nilai thermal efficiency gross akan semakin kecil begitupun sebaliknya.

Pada saat beban 200 MW maka nilai efisiensi yang dimiliki pada beban tersebut sangat rendah dimana efisiensi rendah adalah keadaan dimana suatu PLTU menggunakan sumberdaya yang tidak sebanding dengan energi yang dibangkitkan sedangkan efisiensi tinggi merupakan suatu keadaan dimana PLTU menghasilkan energi listrik yang setara dengan sumberdaya yang

digunakan. Sehingga jika PLTU tersebut memiliki nilai efisiensi yang tinggi maka akan menguntungkan kepada pihak PLTU baik secara teknik maupun non teknik

Secara keseluruhan pembangkit bekerja secara maksimal jika dioperasikan mulai dari beban beban 305 MW. Seperti terlihat pada grafik diatas, terjadi perubahan efisiensi yang sangat signifikan mulai beban 300 MW dan tertinggi pada beban 400 MW.

Terdapat 3 jenis biaya yang menjadi parameter ekonomis dari suatu instalasi, yaitu:

1. Biaya investasi awal
2. Biaya untuk bahan baku
3. Biaya operasi

Biaya investasi awal ialah biaya yang digunakan untuk membangun instalasi pembangkit dan biaya operasi sepertihalnya biaya untuk perawatan, gaji karyawan, penyimpanan material, penanganan material dan lain-lain. Hal tersebut diperhitungkan karena biaya investasi awal hanya diperhitungkan sekali pada pembangunannya dan biaya operasi besarnya sama untuk semua beban yang bervariasi.

Biaya bahan baku yang diperhitungkan adalah bahan bakar dan air bersih yang digunakan untuk menghasilkan uap. Akan tetapi pada umumnya air yang digunakan untuk membangkitkan listrik ialah air yang terdapat dilaut

sehingga air tersebut dapat diambil secara gratis hanya bahan bakar yaitu batu bara yang harus dibeli dengan nilai nominal uang.

4.5 Perhitungan Biaya Pembangkitan

Secara perhitungan engineering biaya pembangkitan tiap satuan kWh dapat ditentukan setelah mengetahui harga tiap 1kg batu bara. Harga batu bara saat dilakukanya pengukuran yaitu sebesar Rp. 800. Perhitungan biaya pembangkitan tiap kWh yaitu dengan cara mengalikan Rp/kCal dengan nilai GPHR (*gross plant heat rate*).

1. Beban 400 MW

Nilai kalor : 4826 kCal

Harga energi : 0.165769 Rp/kCal

Biaya pembangkitan tiap kWh : harga energi (Rp/kCal) x (GPHR kCal/kWh)
 $= 0.165769 \text{ Rp/kCal} \times 2463.311 = \text{Rp. } 408.34061$

Biaya pembangkitan total : Rp. 408.34061 x 400000 kWh = Rp. 163336240

2. Beban 300 MW

Nilai kalor : 4938 kCal

Harga energi : 0.16200891 Rp/kCal

Biaya pembangkitan tiap kWh : harga energi (Rp/kCal) x (GPHR kCal/kWh)
 $= 0.16200891 \text{ Rp/kCal} \times 2480.668 = \text{Rp. } 401.890319$

Biaya pembangkitan total : Rp. 401.890319 x 300000 kWh = Rp. 120567096

3. Beban 260 MW

Nilai kalor : 4541 kCal

Harga energi : 0.17617265 Rp/kCal

Biaya pembangkitan tiap kWh : harga energi (Rp/kCal) x (GPHR kCal/kWh)

$$= 0.17617265 \text{ Rp/kCal} \times 2754.923 = \text{Rp. } 485.342085$$

Biaya pembangkitan total : Rp. 485.342085 x 260000 kWh = Rp. 126188942

4. Beban 200 MW

Nilai kalor : 4552 kCal

Harga energi : 0.17574692 Rp/kCal

Biaya pembangkitan tiap kWh : harga energi (Rp/kCal) x (GPHR kCal/kWh)

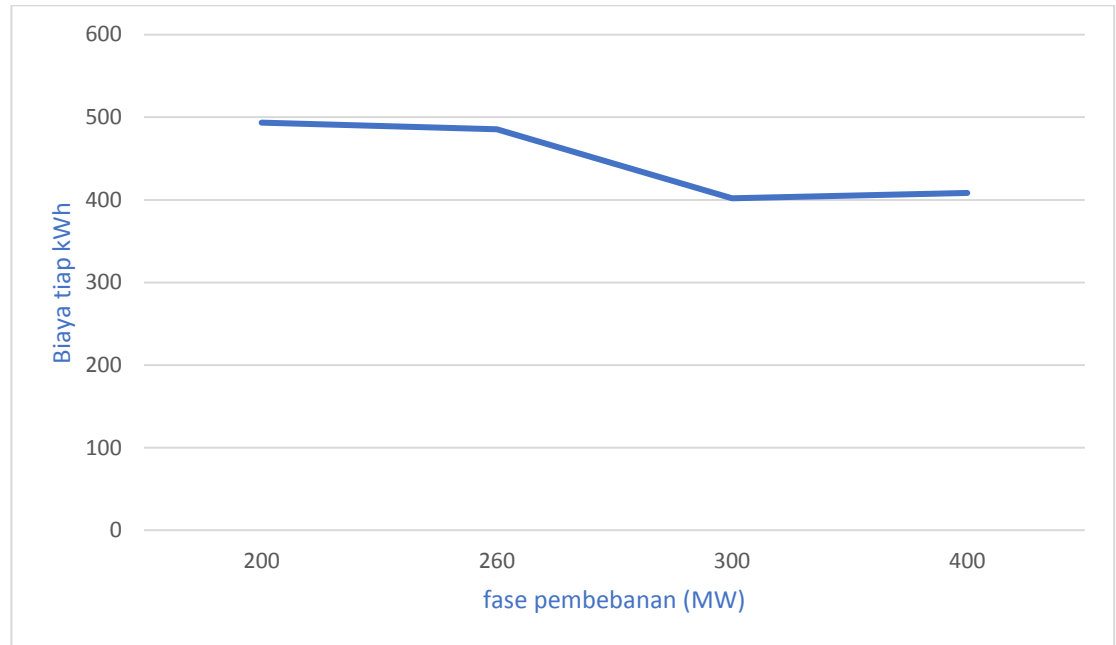
$$= 0.17574692 \text{ Rp/kCal} \times 2807.901 = \text{Rp. } 493.479952$$

Biaya pembangkitan total : Rp. 493.479952 x 200000 kWh = Rp. 9869599.04

Berikut adalah table hasil perhitungan biaya pembangkitan listrik pada tiap kWh nya:

Tabel 4.4 Perhitungan biaya pembangkitan

Uraian	Besarnya biaya pembangkitan			
	400 MW	300 MW	260 MW	200 MW
Nilai kalor batu bara	4826 kCal	4938 kCal	4541 kCal	4552 kCal
Harga energi	0.165769 Rp/kCal	0.16200891 Rp/kCal	0.17617265 Rp/kCal	0.17574692 Rp/kCal
Biaya pembangkitan tiap kWh	Rp. 408.34061	Rp. 485.342085	Rp. 485.342085	Rp. 493.479952
Biaya pembangkitan total	Rp. 163336240	Rp. 120567096	Rp. 485.342085	Rp. 9869599.04



Gambar 4.7 Grafik biaya tiap pembangkit gross terhadap beban yang bervariasi

Dari hasil grafik sebagaimana tertera pada gambar 4.7 dapat diketahui bahwa biaya pembangkitan pada tiap kWh tertinggi pada fase pembebanan sebesar 200 MW, hal tersebut dikarenakan pada fase pembebanan tersebut jenis nilai kalor yang digunakan lebih rendah dari pada pada fase 300 MW dan 400 MW. Selain itu juga sistem kerja dari pembangkitan mengalami nilai efisiensi tertinggi terletak pada beban yang mendekati beban maksimum. Ketika sistem kerja memiliki nilai efisiensi tinggi maka hal tersebut akan mempengaruhi biaya pembangkitan pada tiap kWh nya, setelah itu akan mempengaruhi harga ekonomis biaya pembangkitan listrik.

Efisiensi yang tinggi ialah dimana dimana suatu pembangkit dapat membangkitkan energi listrik yang setara atau lebih tinggi dibandingkan dengan sumber daya yang digunakan. Sedangkan efisiensi rendah merupakan suatu keadaan dimana suatu pembangkit menghasilkan energi yang lebih rendah dibandingkan dengan sumber daya yang digunakan. Sehingga jika suatu pembangkit memiliki nilai efisiensi yang tinggi akan menguntungkan baik dari segi teknis maupun non teknis,