

Simulasi Cycle Tempo 5.0 Dampak Variasi Rasio Co-Firing Batubara dan Biomassa Jenis Tongkol Jagung terhadap Performa PLTU 400 MW

Gemilang Figo Arisandi dan Ary Bachtiar Krishna Putra
Departemen Teknik Mesin, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
E-mail: arybach@me.its.ac.id

Abstrak—Co-firing adalah proses pembakaran dengan dua jenis bahan bakar yang berbeda untuk mengurangi emisi gas buang. Penelitian ini menggunakan software Cycle Tempo 5.0 dengan objek penelitian PLTU 400 MW dengan batubara HHV 4200 kcal/kg dan pembebanan 100%, 75%, 50%, 30%. Biomassa yang digunakan adalah tongkol jagung karena tidak adanya sulfur, dengan rasio campuran batubara dan biomassa 0%, 1%, 2,5%, 5%, 7,5%, dan 10%. Dalam penelitian ini, dilakukan analisis terhadap Daya Pemakaian Sendiri (DPS), Net Plant Heat Rate, Efisiensi Boiler, dan ekonomi pembangkit. Hasil menunjukkan peningkatan DPS seiring dengan peningkatan rasio co-firing. Pada pembebanan 100%, DPS meningkat dari 12.774,972 kW menjadi 12.861,25 kW saat co-firing 10%. Terjadi penurunan efisiensi termal dan peningkatan Net Plant Heat Rate (NPHR). Efisiensi dan NPHR pada pembebanan 100% batubara adalah 36,21% dan 2609,77 kcal/kWh, sedangkan pada co-firing 90% batubara dan 10% biomassa, nilai tersebut menjadi 36,158% dan 2612,96 kcal/kWh. Meskipun efisiensi menurun dan Net Plant Heat Rate meningkat, penggunaan co-firing dengan biomassa tongkol jagung dapat menghemat biaya bahan bakar karena harga biomassa lebih rendah daripada batubara. Penggunaan rasio 90% batubara dan 10% biomassa dapat menghemat biaya sekitar Rp9.856.253.665 per bulan. Studi ini juga memberikan gambaran tentang performa dan dampak ekonomi pembangkit tersebut.

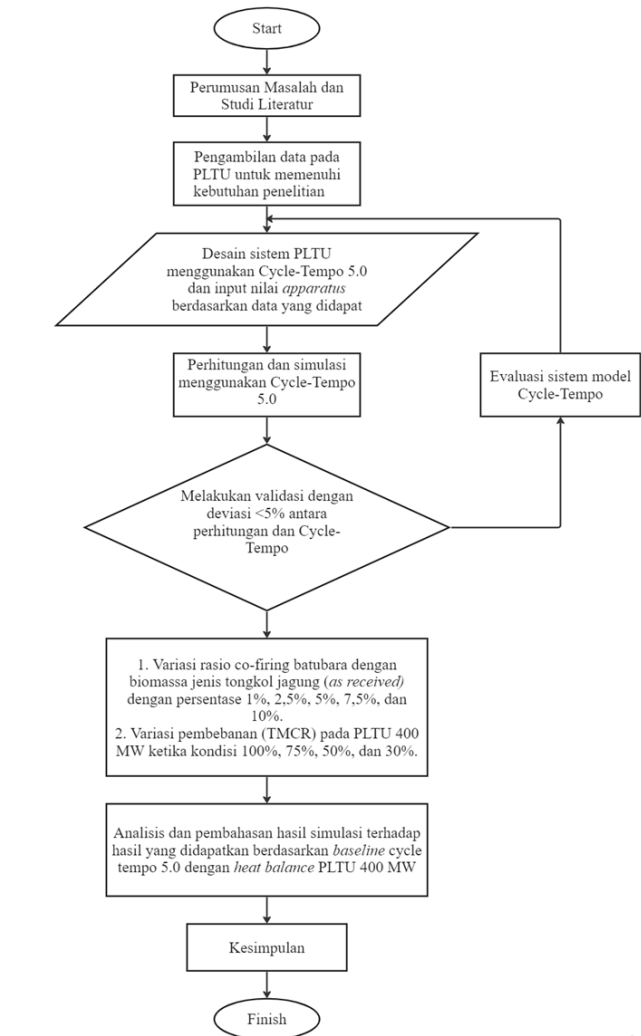
Kata Kunci—Biomassa, Co-firing, PLTU, Tongkol Jagung.

I. PENDAHULUAN

ENERGI merupakan kebutuhan penting bagi manusia dalam memenuhi segala kebutuhannya. Di Indonesia, sebagian besar energi yang digunakan berasal dari sumber energi fosil seperti batubara, minyak bumi, dan gas alam. Namun, sumber-sumber energi fosil ini tidak terbarukan dan akan semakin habis seiring berjalannya waktu. Oleh karena itu, diperlukan penggunaan energi yang efektif dan efisien tanpa mengurangi permintaan akan energi.

Indonesia memiliki komitmen internasional dalam menahan laju pemanasan global dengan target penurunan emisi Gas Rumah Kaca (GRK). Target penurunan emisi Indonesia adalah sebesar 29% dengan usaha sendiri dan 41% dengan dukungan internasional. Pada tahun 2022, Indonesia menaikkan target pengurangan emisi menjadi 31,89% dengan usaha sendiri dan 43,20% dengan bantuan internasional hingga tahun 2030. Seluruh sektor industri dituntut untuk berinovasi dalam mewujudkan target transisi energi bersih ini.

Salah satu upaya yang dilakukan untuk mengurangi emisi gas rumah kaca di Indonesia adalah program co-firing biomassa. Biomassa merupakan sumber energi yang dapat diolah dari berbagai bahan seperti tandan kosong kelapa sawit, sekam padi, dan tongkol jagung. Biomassa dapat



Gambar 1. Flowchart penelitian.

digunakan sebagai bahan bakar untuk menghasilkan listrik dan panas. Co-firing biomassa telah dilakukan di beberapa pembangkit listrik di Indonesia yang menggunakan batubara sebagai bahan bakar.

Penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan efisiensi penggunaan bahan bakar, mengurangi emisi gas rumah kaca, dan meningkatkan ketersediaan listrik di daerah terpencil melalui metode co-firing biomassa, khususnya menggunakan tongkol jagung sebagai salah satu bahan bakar untuk Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dengan variasi rasio co-firing. Penelitian ini menggunakan PLTU 400 MW sebagai objek penelitian dan perangkat lunak Cycle-Tempo 5.0 untuk melakukan simulasi.

Rumusan masalah penelitian ini meliputi perubahan daya pemakaian sendiri pada PLTU sebelum dan setelah co-firing,

Tabel 1.
Komposisi Bahan Bakar yang Digunakan pada Simulasi

Parameter	Batubara	Tongkol Jagung	Unit
Proximate Analysis			
Total Moisture	35,22	7,52	% wt
Ash Content	2,87	2,45	% wt
Volatile Matter	31,69	71,16	% wt
Fixed Carbon	30,21	17,86	% wt
HHV	4200	4149,13	kcal/kg
Ultimate Analysis			
Carbon	44,1	44,58	% wt
Hydrogen	3,04	4,91	% wt
Oxygen	13,98	40,18	% wt
Nitrogen	0,68	0,36	% wt
Sulfur	0,11	0,00	% wt
HGI	45	<32	-

Tabel 2.
Komposisi Bahan Bakar Setelah Dilakukan Pencampuran Bahan Bakar

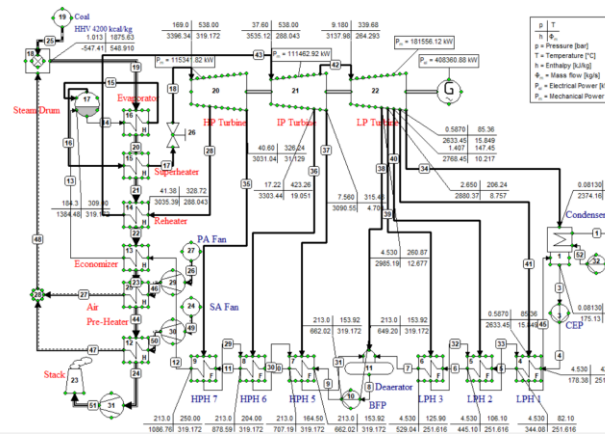
Comp.	Rasio				
	1% TJ + 99% BB	2,5% TJ + 97,5% BB	5% TJ + 95% BB	7,5% TJ + 92,5% BB	10% TJ + 90% BB
C	44,10	44,11	44,12	44,14	44,15
H	3,06	3,09	3,13	3,18	3,23
O	14,24	14,64	15,29	15,95	16,60
N	0,68	0,67	0,66	0,66	0,65
S	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10
H2O	34,94	34,53	33,84	33,14	32,45
Ash	2,87	2,86	2,85	2,84	2,83
Total	100	100	100	100	100
HHV	4199,4	4198,7	4197,4	4196,1	4194,9

pengaruh variasi rasio co-firing terhadap efisiensi dan NPHR (Net Plant Heat Rate) pada PLTU, serta pengaruh co-firing terhadap ekonomi pembangkit setelah dilakukan co-firing. Penelitian ini memiliki batasan dan asumsi tertentu, seperti analisis berdasarkan data desain heat balance diagram PLTU 400 MW, penggunaan batubara dengan nilai HHV 4200 kcal/kg, dan simulasi yang dilakukan dengan kondisi steady state.

II. URAIAN PENELITIAN

Prosedur penelitian ini terdiri dari beberapa tahapan. Pertama, dilakukan studi literatur untuk mempelajari penelitian terdahulu, jurnal, tesis, dan objek penelitian yang relevan dengan bahan bakar, pembangkit listrik, termodinamika, dan pembakaran pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), serta implementasi Cycle-Tempo dalam pembuatan model pembangkit.

Selanjutnya, dilakukan pengambilan data yang diperlukan untuk penelitian ini, termasuk heat balance diagram dan komposisi bahan bakar. Data yang diambil meliputi komponen-komponen PLTU 400 MW, seperti kondenser, pemanas tekanan rendah (*low pressure heater*), deaerator, pemanas tekanan tinggi (*high pressure heater*), boiler, turbin tekanan tinggi (*high pressure turbine*), turbin tekanan menengah (*intermediate pressure turbine*), dan turbin tekanan rendah (*low pressure turbine*). Bahan bakar yang digunakan oleh PLTU ini adalah batubara dengan nilai kalor tertentu (*Higher Heating Value/HHV*) sebesar 4200 kcal/kg. Kemudian, dilakukan pembuatan baseline pada perangkat lunak Cycle-Tempo sesuai dengan heat balance diagram yang diperoleh dari objek penelitian. Setelah itu, Cycle-Tempo dijalankan, dan apabila tidak ada error atau peringatan



Gambar 2. Hasil simulasi baseline cycl PLTU 400 MW.

Tabel 3.
Validasi Perhitungan Manual dengan Simulasi Cycle Tempo 5.0

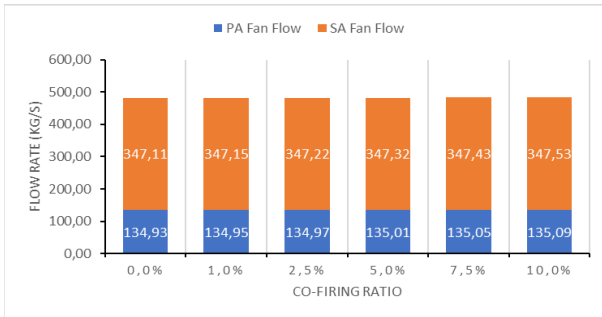
Parameter	Perhitungan Manual	Cycle Tempo	Deviasi	Unit
W HPT	115057,57	115340,54	0,25%	kW
W IPT	111699,5	111464,09	0,21%	kW
W LPT	181313,79	181555,42	0,13%	kW
Qfuel	1175879	1175879	0,00%	kW
Thermal Efficiency	36,2	35,04	3,29%	%
NPHR	2613,3	2596,6	0,64%	Kcal/kWh
Daya Pemakaian Sendiri	12774,9716	12774,65	0,00%	kW

(warning) yang muncul, dilakukan validasi hasil simulasi dengan model PLTU yang ada di Cycle-Tempo. Validasi dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi dengan kondisi eksisting pada parameter suhu, tekanan, laju aliran massa, dan entalpi. Jika deviasi antara hasil simulasi dan kondisi eksisting kurang dari 5%, maka model pada Cycle-Tempo dapat digunakan untuk melakukan variasi.

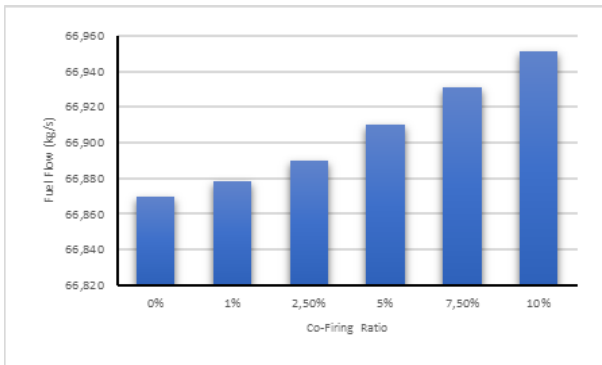
Variasinya adalah mengubah komposisi bahan bakar dengan mencampurkan batubara bernilai 4200 kcal/kg dengan biomassa jenis tongkol jagung. Rasio campuran biomassa tongkol jagung yang digunakan adalah 1%, 2,5%, 5%, 7,5%, dan 10% dari total laju aliran massa yang dibutuhkan oleh PLTU. Selanjutnya, dilakukan pengambilan data heat balance diagram pada pembebanan 100%, 75%, 50%, dan 30%.

Hasil simulasi dianalisis dalam bentuk grafik untuk dapat dianalisis dan dibahas, yaitu terlihat pada Gambar 1. Terakhir, penelitian ini diakhiri dengan pembuatan kesimpulan berdasarkan rumusan masalah dan tujuan penelitian yang telah ditetapkan. Untuk melakukan co-firing, diperlukan dua jenis bahan bakar yang berbeda.

Dalam penelitian ini, bahan bakar menggunakan batubara tipe LRC dengan nilai HHV 4200 kcal/kg dan biomassa jenis tongkol jagung (corn cob). Kedua bahan bakar ini memiliki kandungan yang berbeda, proximate dan ultimate analysis yang berbeda membutuhkan perhitungan rasio agar dapat ternilai hasil akhir pencampurannya. Pencampuran ini diasumsikan dengan tidak adanya reaksi tambahan pada prosesnya. Contohnya, ketika menggunakan rasio co-firing batubara sebesar 95% dan 5% lainnya adalah biomassa. Untuk menghitung nilai kandungan setiap unsur yang ada pada ultimate analysis dilakukan perhitungannya pada Tabel 1 [1].



Gambar 3. Laju alir massa udara pada *co-firing* dengan kondisi TMCR 100%.



Gambar 4. Laju alir massa bahan bakar pada *co-firing* dengan kondisi TMCR 100%.



Gambar 5. Daya pemakaian sendiri terhadap rasio *co-firing*.

$$C \rightarrow 99\% (\%wt, \text{batubara}) + 1\% (\%wtC, \text{biomassa})$$

$$C \rightarrow 0,99(40,83) + 0,01(45,01)$$

$$C \rightarrow 40,87\%wt (\text{basis massa})$$

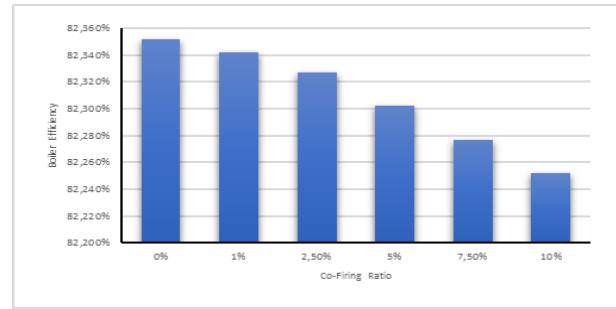
Perhitungan Tabel 1 menyimpulkan bahwa ketika dilakukan *co-firing* dengan pencampuran antara 40,83% wt per 100 kg batubara dengan 45,01% wt per 100 kg biomassa akan menghasilkan campuran bahan bakar dengan kandungan karbon yang baru sebesar 40,87% wt per 100 kg bahan bakar campuran. Untuk menghitung unsur yang lainnya dalam ultimate analysis, dilakukan metode perhitungan yang sama (Tabel 2).

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

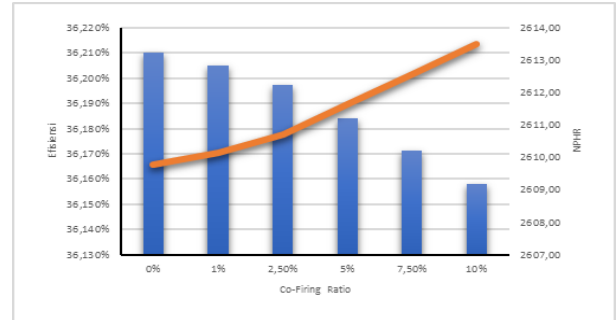
Gambar 2 merupakan data hasil simulasi permodelan pembangkit pada perangkat lunak Cycle Tempo.

A. Analisis Kebutuhan Udara Pada Bahan Bakar

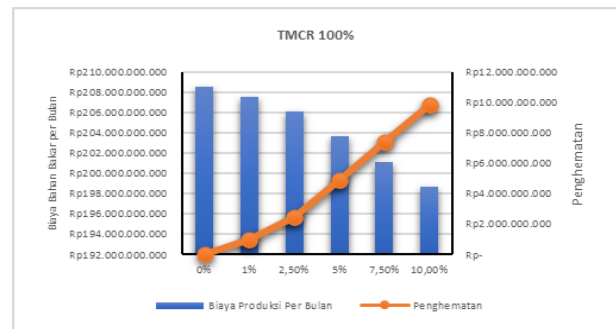
Berikut ini adalah reaksi pembakaran pada kondisi perhitungan menggunakan bahan bakar 100% batubara yang digunakan pada objek penelitian PLTU 400 MW.



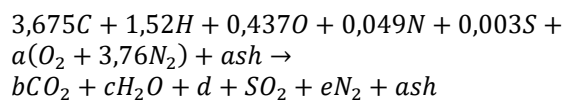
Gambar 6. Efisiensi boiler terhadap rasio *co-firing*.



Gambar 7. Nilai efisiensi termal dan NPHR terhadap rasio *co-firing* pada TMCR 100%.



Gambar 8. Biaya bahan bakar per bulan dan penghematan terhadap rasio *co-firing* pada TMCR 100%.



Berdasarkan reaksi di atas, berikut ini adalah hasil setiap koefisien untuk setiap unsur yang ada dalam kandungan bahan bakar.

Carbon

$$C \rightarrow b = 3,675$$

Hidrogen

$$H \rightarrow 1,52 = 2c$$

$$c = 0,76$$

Sulfur

$$S \rightarrow d = 0,003$$

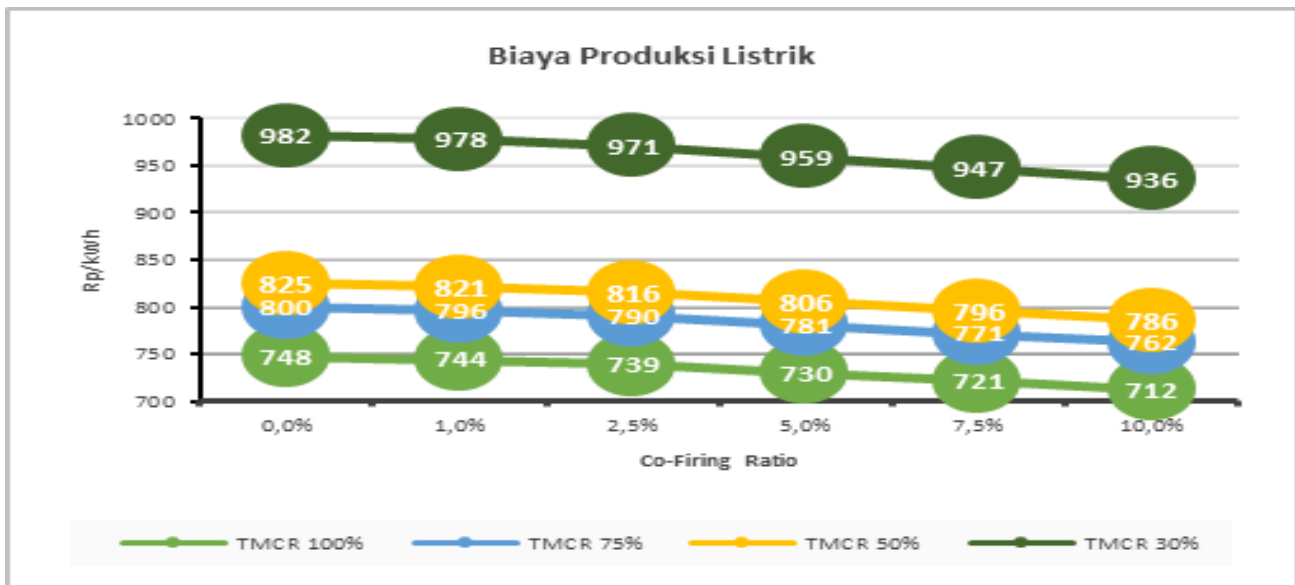
Oksigen

$$O \rightarrow 0,437 + 2a = 2b + c + 2d$$

$$a = \frac{2(3,675) + 0,76 + 2(0,003) - 0,437}{2}$$

$$a = 3,840$$

Nitrogen



Gambar 9. Biaya produksi listrik terhadap rasio co-firing.

$$N \rightarrow 0,049 + a(3,76) = 2e$$

$$e = 7,225$$

Berdasarkan perhitungan di atas, dapat dilihat bahwa kebutuhan O_2 pada reaksi adalah sebesar 3,840 kmol. Berikutnya adalah perhitungan kebutuhan udara teoritis (*theoretical air*) dengan cara mengasumsikan 1 kmol udara mengandung 0,2097 kmol O_2 .

$$\text{Theoretical Air} = (3,840 \text{ kmol } O_2) \left(\frac{1 \text{ kmol air}}{0,2097 \text{ kmol } O_2} \right)$$

$$\text{Theoretical Air} = 18,31 \frac{\text{kmol air}}{\text{kmol fuel}}$$

Selanjutnya, dilakukan perhitungan udara kering (*dry air*) dengan mengasumsikan massa molar udara sebesar 28,97 kg udara/kmol udara.

$$\text{Dry Air} = \left(18,31 \frac{\text{kmol air}}{\text{kmol fuel}} \right) \left(28,97 \frac{\text{kg air}}{\text{kmol air}} \right)$$

$$\text{Dry Air} = 530,49 \frac{\text{kg air}}{100 \text{ kg fuel}}$$

$$\text{Excess Air} = 16\%$$

$$\text{Total Dry Air} = 530,49 \frac{\text{kg air}}{100 \text{ kg fuel}} (1 + 16\%)$$

$$\text{Total Dry Air} = 610,1 \frac{\text{kg air}}{\text{kg fuel}}$$

Lalu, perhitungan Kebutuhan Udara Aktual (*Actual Air Supplied*) dengan kondisi udara pada temperatur 30 derajat celsius dengan mempunyai *relative humidity* sebesar 80%, mempunyai nilai *absolute humidity* sebesar 0,0216.

$$\text{Kebutuhan Udara Aktual} = 610,1 \frac{\text{kg air}}{\text{kg fuel}} (1 + 0,0216)$$

$$\text{Kebutuhan Udara Aktual} = 623,2 \frac{\text{kg air}}{100 \text{ kg fuel}}$$

$$\text{AFR} = 6,23 \frac{\text{kg air}}{\text{kg fuel}}$$

B. Perhitungan Daya Pemakaian Sendiri

Selanjutnya, untuk menentukan daya setiap komponen, dilakukan perhitungan tingkat keadaan entalpi menggunakan termodinamika berdasarkan data temperatur dan tekanan yang diketahui.

1) Condensate Cooling Water Pump

$$\dot{m}_2 = 11063 \text{ kg/s}$$

$$(P_2, T_2)h_2 = 122,29 \text{ kJ/kg}$$

$$(P_{52}, T_{52})h_{52} = 122,45 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_{CCWP} = \dot{m}_2(h_{52} - h_2)$$

$$\dot{W}_{CCWP} = 11063,047 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (122,45 - 122,29) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\dot{W}_{CCWP} = 1750,1552 \text{ kW}$$

2) Condensate Extraction Pump

$$\dot{m}_3 = 251,616 \text{ kg/s}$$

$$(P_3, T_3)h_3 = 175,13 \text{ kJ/kg}$$

$$(P_3, T_3)h_4 = 178,38 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_{CEP} = \dot{m}_3(h_4 - h_3)$$

$$\dot{W}_{CEP} = 251,616 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (178,38 - 175,13) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\dot{W}_{CEP} = 817,752 \text{ kW}$$

3) Boiler Feed Pump

$$\dot{m}_8 = 319,172 \text{ kg/s}$$

$$(P_8, T_8)h_8 = 649,20 \text{ kJ/kg}$$

$$(P_8, T_8)h_9 = 662,02 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_{BFP} = \dot{m}_8(h_9 - h_8)$$

$$\dot{W}_{BFP} = 319,172 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (662,02 - 649,20) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\dot{W}_{BFP} = 4091,78 \text{ kW}$$

4) Primary Air Fan

$$\dot{m}_{46} = 134,93 \text{ kg/s}$$

$$(P_{26}, T_{26})h_{26} = -157,13 \text{ kJ/kg}$$

$$(P_{26}, T_{26})h_{26} = -151,04 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_{PAF} = \dot{m}_{26}(h_{46} - h_{26})$$

$$\dot{W}_{PAF} = 134,93 \frac{kg}{s} (-151,04 - (-157,13)) \frac{kJ}{kg}$$

$$\dot{W}_{PAF} = 822,89 kW$$

5) Secondary Air Fan

$$\dot{m}_{49} = 347,110 kg/s$$

$$(P_{49}, T_{49})h_{49} = -157,13 kJ/kg$$

$$(P_{50}, T_{50})h_{50} = -155,64 kJ/kg$$

$$\dot{W}_{SAF} = \dot{m}_{49}(h_{50} - h_{49})$$

$$\dot{W}_{SAF} = 347,110 \frac{kg}{s} (-155,64 - (-157,13)) \frac{kJ}{kg}$$

$$\dot{W}_{SAF} = 517,19 kW$$

6) Induced Draft Fan

$$\dot{m}_{24} = 548,91 kg/s$$

$$(P_{24}, T_{24})h_{24} = -2888,83 kJ/kg$$

$$(P_{51}, T_{51})h_{51} = -2884,48 kJ/kg$$

$$\dot{W}_{IDF} = \dot{m}_{24}(h_{51} - h_{24})$$

$$\dot{W}_{IDF} = 548,91 \frac{kg}{s} (-2994,48 - (-2888,83)) \frac{kJ}{kg}$$

$$\dot{W}_{IDF} = 2387,75 kW$$

7) Pulverizer

$$\dot{m}_{fuel} = 66,87 \frac{kg}{s} = 240,732 STPH$$

$$X_f = 1600 \mu m$$

$$X_p = 100 \mu m$$

$$HGI = 45$$

$$\dot{W}_{pulverizer} = \dot{m}_{fuel} \left(\frac{511}{HGI^{0,96}} \right) \left(\frac{10}{\sqrt{X_p}} - \frac{10}{\sqrt{X_f}} \right)$$

$$\dot{W}_{pulverizer} = 240,732 \left(\frac{511}{45^{0,96}} \right) \left(\frac{10}{\sqrt{100}} - \frac{10}{\sqrt{1600}} \right)$$

$$\dot{W}_{pulverizer} = 2471,45 kW$$

C. Perhitungan Daya yang Dihasilkan Turbin

Perhitungan daya yang dihasilkan turbin meliputi sebagai berikut:

1) High Pressure Turbine (HPT)

Menghitung entalpi pada setiap keadaan pada HP Turbine.

$$\dot{m}_{18} = 319,172 kg/s$$

$$\dot{m}_{28} = 288,043 kg/s$$

$$\dot{m}_{35} = 31,129 kg/s$$

$$(P_{18}, T_{18})h_{18} = 3395 kJ/kg$$

$$(P_{28}, T_{28})h_{28} = 3035 kJ/kg$$

$$(P_{35}, T_{35})h_{35} = 3030 kJ/kg$$

$$\dot{W}_{HPT} = \dot{m}_{18}(h_{18} - h_{28}) + \dot{m}_{35}(h_{28} - h_{35})$$

$$\dot{W}_{HPT} = 319,172 \frac{kg}{s} \left(3395 \frac{kJ}{kg} - 3035 \frac{kJ}{kg} \right) + 31,129 \frac{kg}{s} \left(3035 \frac{kJ}{kg} - 3030 \frac{kJ}{kg} \right)$$

$$\dot{W}_{HPT} = 115057,565 kW$$

2) Intermediate Pressure Turbine (IPT)

$$\dot{m}_{43} = 288,043 kg/s$$

$$\dot{m}_{36} = 19,051 kg/s$$

$$\dot{m}_{37} = 4,7 kg/s$$

$$\dot{m}_{42} = 264,293 kg/s$$

$$(P_{43}, T_{43})h_{43} = 3535 kJ/kg$$

$$(P_{36}, T_{36})h_{36} = 3303 kJ/kg$$

$$(P_{37}, T_{37})h_{37} = 3090 kJ/kg$$

$$(P_{42}, T_{42})h_{42} = 3137 kJ/kg$$

$$\dot{W}_{IPT} = \dot{m}_{43}(h_{43} - h_{36}) + (\dot{m}_{43} - \dot{m}_{36})(h_{36} - h_{37})$$

$$+ (\dot{m}_{43} - \dot{m}_{36} - \dot{m}_{37})(h_{37} - h_{42})$$

$$\dot{W}_{IPT} = 111699,501 kW$$

3) Low Pressure Turbine (LPT)

$$\dot{m}_{42} = 264,293 kg/s$$

$$\dot{m}_{38} = 12,677 kg/s$$

$$\dot{m}_{39} = 8,757 kg/s$$

$$\dot{m}_{40} = 10,217 kg/s$$

$$\dot{m}_{41} = 15,849 kg/s$$

$$(P_{42}, T_{42})h_{42} = 3137 kJ/kg$$

$$(P_{38}, T_{38})h_{38} = 2985 kJ/kg$$

$$(P_{39}, T_{39})h_{39} = 2880 kJ/kg$$

$$(P_{40}, T_{40})h_{40} = 2768 kJ/kg$$

$$(P_{43}, T_{43})h_{41} = 2633 kJ/kg$$

$$(P_{34}, T_{34})h_{34} = 2374 kJ/kg$$

$$\dot{W}_{LPT} = \dot{m}_{42}(h_{42} - h_{38}) + (\dot{m}_{42} - \dot{m}_{38})(h_{38} - h_{39})$$

$$+ (\dot{m}_{42} - \dot{m}_{38} - \dot{m}_{39})(h_{39} - h_{40})$$

$$+ (\dot{m}_{42} - \dot{m}_{38} - \dot{m}_{39} - \dot{m}_{40})(h_{40} - h_{41})$$

$$+ (\dot{m}_{42} - \dot{m}_{38} - \dot{m}_{39} - \dot{m}_{40} - \dot{m}_{41})(h_{41} - h_{34})$$

$$\dot{W}_{LPT} = 181313,794 kW$$

D. Perhitungan Performa Boiler

Perhitungan performa boiler meliputi:

1) Perhitungan Q boiler

$$\dot{Q}_{total} = \dot{Q}_{boiler} + \dot{Q}_{reheater}$$

$$\dot{Q}_{total} = \dot{m}_{boiler}(h_{18} - h_{12}) + \dot{m}_{reheater}(h_{43} - h_{28})$$

$$\dot{Q}_{total} = 319,172 \frac{kg}{s} \left(3395 \frac{kJ}{kg} - 1086 \frac{kJ}{kg} \right)$$

$$+ 288,043 \frac{kg}{s} \left(3535 \frac{kJ}{kg} - 3035 \frac{kJ}{kg} \right)$$

$$\dot{Q}_{total} = 1069920 kW$$

2) Perhitungan Q bahan bakar

$$\dot{Q}_{fuel} = \dot{m}_{fuel}HHV_{fuel}$$

$$\dot{Q}_{fuel} = 66,87 \frac{kg}{s} 17584,55 \frac{kJ}{kg}$$

$$\dot{Q}_{fuel} = 1175879 kW$$

3) Perhitungan Efisiensi Boiler

$$\eta_{boiler} = \frac{\dot{Q}_{boiler}}{\dot{Q}_{fuel}}$$

$$\eta_{boiler} = \frac{1069920,0 kW}{1175879 kW} \times 100\%$$

$$\eta_{boiler} = 82,352 \%$$

E. Perhitungan Performa PLTU 400 MW

Perhitungan performa PLTU 400 MW meliputi:

1) Perhitungan Gross Power

$$\dot{W}_{gross} = \dot{W}_{HPT} + \dot{W}_{IPT} + \dot{W}_{LPT}$$

$$\begin{aligned} \dot{W}_{gross} &= 115057,565 \text{ kW} + 111699,501 \text{ kW} \\ &\quad + 181313,794 \text{ kW} \\ \dot{W}_{gross} &= 399909,443 \text{ kW} = 399909,443 \text{ MW} \end{aligned}$$

2) Perhitungan Auxiliary Power (Daya Pemakaian Sendiri)

$$\begin{aligned} \dot{W}_{auxiliary} &= \dot{W}_{CCWP} + \dot{W}_{CEP} + \dot{W}_{BFP} + \dot{W}_{PAF} + \dot{W}_{SAF} \\ &\quad + \dot{W}_{IDF} + \dot{W}_{PULVERIZER} \\ \dot{W}_{auxiliary} &= 1750,1552 \text{ kW} + 817,752 \text{ kW} \\ &\quad + 4091,78 \text{ kW} + 822,89 \text{ kW} \\ &\quad + 517,19 \text{ kW} + 2387,75 \text{ kW} \\ &\quad + 2387,437 \\ \dot{W}_{auxiliary} &= 12774,9716 \text{ kW} \end{aligned}$$

3) Perhitungan Nett Power

$$\begin{aligned} \dot{W}_{nett} &= \dot{W}_{gross} - \dot{W}_{auxiliary} \\ \dot{W}_{nett} &= 399909,443 \text{ kW} - 12774,9716 \text{ kW} \\ \dot{W}_{nett} &= 387134,471 \text{ kW} \end{aligned}$$

4) Perhitungan Efficiency

$$\begin{aligned} \eta_{nett} &= \frac{\dot{W}_{turbine} - \dot{W}_{auxiliary}}{\dot{Q}_{in}} \\ \eta_{nett} &= \frac{387134,471 \text{ kW}}{1069920 \text{ kW}} \\ \eta_{nett} &= 36,2\% \end{aligned}$$

5) Perhitungan Nett Plant Heat Rate

$$\begin{aligned} NPHR &= \frac{\dot{m}_{fuel} \times HHV_{coal}}{\dot{W}_{nett}} \\ NPHR &= \frac{66,87 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \times \frac{3600 \text{ s}}{\text{h}} \times 17584,55 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \times 0,239 \frac{\text{kCal}}{\text{kJ}}}{387418 \text{ kW}} \\ NPHR &= 2596,6 \frac{\text{kCal}}{\text{kWh}} \end{aligned}$$

6) Perbandingan Hasil Perhitungan dan Hasil Simulasi

Perbandingan hasil perhitungan dan hasil simulasi ditunjukkan pada Tabel 3.

F. Perhitungan Ekonomi Pembangkit

Berikut ini adalah perhitungan konsumsi bahan bakar pada PLTU pada kondisi sebelum dan setelah co-firing. Harga 1 kg tongkol jagung yang telah digiling adalah Rp620/kg. Sedangkan harga batubara untuk HHV 4200 kcal/kg adalah Rp1203/kg [2]. Contoh perhitungannya antara lain adalah.

1) Biaya Penghematan per Bulan

Berikut ini adalah perhitungan harga kebutuhan batubara atau biaya bahan bakar dalam 1 bulan untuk kondisi penggunaan 100% batubara.

$$\begin{aligned} \text{Biaya Produksi 100\% Batubara} &= \dot{m}_{batubara} \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari} \\ \text{Biaya Produksi 100\% Batubara} &= 240732 \frac{\text{kg}}{\text{jam}} \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari} \\ \text{Biaya Produksi 100\% Batubara} &= \text{Rp}208.551.254.377 \end{aligned}$$

Selanjutnya, melakukan perhitungan biaya bahan bakar dalam 1 bulan untuk kondisi 90% batubara (BB) dan 10% biomassa jenis tongkol jagung (TJ) [3].

$$\begin{aligned} \text{Biaya Produksi (90\%BB + 10\%TJ)} &= \dot{m}_{batubara} \text{Rp}_{batubara} \\ &\quad + \dot{m}_{biomass} \text{Rp}_{biomass} \\ \text{Biaya Produksi (90\%BB + 10\%TJ)} &= 216950,3 \frac{\text{kg}}{\text{jam}} \times \text{Rp}1203 \\ &\quad + 24073,2 \frac{\text{kg}}{\text{jam}} \times \text{Rp}620 \\ \text{Biaya Produksi (90\%BB + 10\%TJ)} &= \frac{\text{Rp}275.965.279}{\text{jam}} \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari} \\ \text{Biaya Produksi (90\%BB + 10\%TJ)} &= \text{Rp}198.695.000.712 \end{aligned}$$

Kemudian, dilakukan perhitungan penghematan pada saat menggunakan 10% co-firing batubara dengan biomassa jenis tongkol jagung.

$$\begin{aligned} \text{Penghematan} &= \\ \text{Biaya Produksi 100\% Batubara} &\quad - \text{Biaya Produksi (90\%BB + 10\%TJ)} \\ \text{Penghematan dalam satu bulan} &= \text{Rp}208.551.254.377 \\ &\quad - \text{Rp}198.695.000.712 \\ \text{Penghematan dalam satu bulan} &= \text{Rp}9.856.253.665 \end{aligned}$$

2) Specific Fuel Consumption

$$\begin{aligned} SFC &= \frac{\text{Mass}}{\text{kWh}} \\ SFC &= \frac{240732 \text{ kg}}{387418 \text{ kWh}} \\ SFC &= 0,621 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \end{aligned}$$

3) Perhitungan Biaya produksi Listrik per kWh

$$\begin{aligned} \text{Biaya produksi Listrik per kWh} &= SFC \times \frac{\text{Rp}_{fuel}}{\text{kg}} \\ \text{Biaya produksi Listrik per kWh} &= 0,621 \times \frac{\text{Rp}1203}{\text{kg}} \\ \text{Biaya produksi Listrik per kWh} &= \text{Rp}748 \end{aligned}$$

G. Hasil Simulasi dan Pembahasan

Hasil simulasi dan pembahasan ditunjukkan sebagai berikut:

1) Analisis Co-Firing pada Pembebanan Pembangkit 100%

Gambar 3 menunjukkan bahwa nilai rasio co-firing yang meningkat menyebabkan peningkatan nilai laju alir massa udara yang dibutuhkan pada PLTU. Pada rasio 0% hingga 10%, nilai laju alir massa udara masing-masing adalah 482,04 kg/s, 482,10 kg/s, 482,19 kg/s, 482,33 kg/s, 482,48 kg/s, dan 482,62 kg/s. Terdapat dua nilai laju alir massa yaitu Primary Air (134,93 kg/s hingga 135,09 kg/s) dan Secondary Air (347,11 kg/s hingga 347,53 kg/s) untuk setiap rasio co-firing tersebut.

Gambar 4 menunjukkan bahwa penggunaan biomassa dengan nilai HHV lebih rendah dari batubara menyebabkan peningkatan laju alir massa udara dan bahan bakar. Campuran batubara dan biomassa memerlukan lebih banyak bahan bakar untuk mempertahankan nilai Q yang tetap, sehingga

laju alir massa bahan bakar berbanding lurus dengan laju alir massa udara yang lebih banyak diperlukan.

2) Nilai Daya Pemakaian Sendiri

Gambar 5 menunjukkan peningkatan total daya pemakaian sendiri seiring meningkatnya rasio co-firing batubara dengan biomassa. Pada rasio 0% hingga 10%, total daya pemakaian sendiri berturut-turut adalah 12774,65 kW, 12783,55 kW, 12796,20 kW, 12817,52 kW, 12839,24 kW, dan 12861,25 kW, dengan nilai terbesar terjadi pada rasio co-firing 10%.

3) Nilai Efisiensi Boiler

Gambar 6 menunjukkan penurunan nilai efisiensi boiler pada setiap rasio co-firing. Efisiensi boiler pada rasio 0% hingga 10% adalah 82,352%, hingga 82,252%. Penurunan ini disebabkan oleh perbedaan nilai HHV antara batubara dan biomassa yang menyebabkan penurunan nilai Q bahan bakar. Sehingga, efisiensi boiler menurun seiring penurunan nilai Q bahan bakar.

4) Nilai Efisiensi Termal dan NPHR

Gambar 7 menunjukkan Penurunan efisiensi disebabkan oleh peningkatan total daya pemakaian sendiri seiring meningkatnya rasio co-firing, sedangkan peningkatan NPHR terjadi karena peningkatan nilai total daya pemakaian sendiri yang lebih tinggi menunjukkan kurangnya konversi energi panas menjadi energi listrik.

5) Analisis Ekonomi PLTU Terhadap Rasio Co-Firing dan Pembebanan

Gambar 8 menunjukkan penurunan nilai biaya bahan bakar dan peningkatan nilai penghematan pada produksi listrik PLTU seiring dengan meningkatnya rasio co-firing batubara dan biomassa yang digunakan. Ini disebabkan karena harga biomassa yang lebih rendah daripada batubara. Biaya bahan bakar per bulan pada rasio batubara 0% hingga 10% adalah Rp208.551.254.377 hingga Rp198.695.000.712. Nilai penghematan karena penggunaan biomassa masing-masing adalah Rp0, hingga Rp9.856.253.665.

6) Biaya Produksi Listrik (Rp/kWh)

Gambar 9 menunjukkan biaya bahan bakar listrik per kWh pada setiap pembebanan yang diterapkan terhadap rasio co-firing batubara dan biomassa. Pada pembebanan TMCR 100%, biaya produksi listrik per kWh pada rasio 0% hingga

10% adalah Rp748 hingga Rp712.

IV. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan didapatkan kesimpulan sebagai berikut: (1) Berdasarkan analisis penelitian ini, co-firing pada PLTU 400 MW menggunakan Cycle-Tempo 5.0 menunjukkan pengaruh signifikan terhadap performa pembangkit listrik. Terjadi peningkatan daya komponen fan hingga mencapai sekitar 86 kW pada rasio co-firing 10%, sehingga total daya pemakaian sendiri meningkat. Hal ini menyebabkan penurunan nilai nett efisiensi termal dari 36,21% menjadi 36,158% dan peningkatan nilai NPHR dari 2609,77 kcal/kWh menjadi 2612,96 kcal/kWh. (2) Perbedaan nilai kalor antara batubara dan biomassa jenis tongkol jagung menyebabkan penurunan efisiensi dan peningkatan NPHR. Biomassa tongkol jagung memiliki nilai HHV 4149,13 kcal/kg yang lebih rendah daripada batubara dengan nilai HHV 4200 kcal/kg. Akibatnya, dibutuhkan lebih banyak bahan bakar campuran untuk menghasilkan kalor yang setara. Pada rasio co-firing 10%, efisiensi turun sebesar 0,052% dan NPHR naik sebesar 3,19 kcal/kWh. (3) Penggunaan co-firing dengan rasio 10% biomassa tongkol jagung menyebabkan penghematan biaya operasional sebesar Rp9.856.253.665 per bulan. Dalam satu bulan, penggunaan 240732 kg batubara pada kondisi 100% batubara memerlukan biaya Rp208.551.254.377, sementara pada rasio co-firing 90% batubara dan 10% biomassa hanya memerlukan 215950 kg batubara dan 24073,2 kg biomassa dengan biaya sebesar Rp198.695.000.712. Namun, perlu diperhatikan bahwa rantai pasok biomassa yang terbatas dapat menjadi kendala dalam implementasi co-firing ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] S. Nurdjanah, "Produksi Granul Tongkol Jagung Sebagai Usaha Nilai Tambah Produksi Jagung Pipilan," Jurusan Teknologi Hasil Pertanian, Universitas Lampung, 2018.
- [2] Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, "Grafik Harga Acuan Mineral dan Batubara." Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta, 2023.
- [3] C. Zhou, G. Liu, X. Wang, and C. Qi, "Co-combustion of bituminous coal and biomass fuel blends: Thermochemical characterization, potential utilization and environmental advantage," *Bioresour. Technol.*, vol. 218, pp. 418-427, 2016, doi: 10.1016/j.biortech.2016.06.134.