

# Analisis Pengaruh Rasio *Reheat Pressure* dengan *Main Steam Pressure* terhadap Performa Pembangkit dengan Simulasi *Cycle-Tempo*

Raditya Satrio Wibowo dan Prabowo

Departemen Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)

*e-mail*: prabowo@me.its.ac.id

**Abstrak**—Pembangkit listrik modern memiliki setidaknya satu tahap *reheat* dalam pengoperasiannya. Pada siklus *reheat*, rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* dapat berpengaruh terhadap performa pembangkit. Penelitian mengenai pengaruh rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* ini dilakukan dengan analisis termodinamika yang dibantu dengan pemodelan dan simulasi menggunakan perangkat lunak *Cycle-Tempo 5.1*. Pemodelan dilakukan dengan memodelkan pembangkit listrik sub-critical berkapasitas 660 MW berdasarkan data design pada *heat balance diagram*. Dan variasi rasio yang dilakukan dimulai dari rasio 15%, berlanjut pada rasio 18%, 20%, 25%, 28%, 30%, dan 35%. Hasil dari penelitian ini menunjukkan bahwa rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* akan mempengaruhi daya yang dihasilkan pembangkit serta energi panas yang dibutuhkan boiler untuk memanaskan fluida kerja. Sehingga dibutuhkan titik optimum dimana menghasilkan keuntungan yang maksimal dari kedua faktor tersebut. Titik optimum untuk pembangkit ideal *reheat* (teoritis) berada pada rasio 22.96% dan untuk pembangkit *reheat-regenerative* (pembangkit kompleks) berada pada rasio 30%. Pergeseran titik optimum ini disebabkan karena adanya batasan variasi tekanan *reheat* pada pembangkit kompleks oleh tekanan uap ekstraksi yang menyuplai panas untuk komponen *feedwater heater*. Hasil lain dari penelitian ini menunjukkan bahwa penerapan siklus *reheat-regenerative* pada pembangkit, dapat menurunkan *net turbine cycle heat rate* secara drastis sebesar 1216.47 kJ/kWh.

**Kata Kunci**—*Reheat pressure*, rasio optimum, *net turbine cycle heat rate*, *net plant efficiency*.

## I. PENDAHULUAN

PEMBANGKIT listrik tenaga uap (PLTU), merupakan pembangkit listrik yang paling banyak digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik di Indonesia. Pada akhir Desember 2015, total kapasitas terpasang dan jumlah unit pembangkit PLN (Holding dan Anak Perusahaan) mencapai 40,265.26 MW dan 5,218 unit, dengan prosentase kapasitas terpasang untuk PLTU sebesar 21,087.15 MW atau 52.37% dari total kapasitas terpasang [1]. Oleh karena itu, performa pembangkit listrik menjadi faktor krusial agar dapat memenuhi kebutuhan listrik masyarakat Indonesia secara maksimal.

Pembangkit listrik modern memiliki setidaknya satu tahap *reheat* dalam pengoperasiannya [2]. Siklus *reheat* merupakan fitur penting dalam sebuah pembangkit listrik. Tujuan utama dari siklus *reheat* adalah untuk meningkatkan *power output* dan juga meningkatkan performa pembangkit [3]. Ada berbagai macam kondisi dimana tekanan *reheat* dapat bervariasi. Pada setiap tingkat kondisi uap, nilai optimum dari tekanan *reheat* akan menghasilkan performa terbaik pada pembangkit [4]. Untuk itu, perlu dilakukan pemodelan dan simulasi dalam

perancangan sebuah pembangkit listrik modern. Pemodelan dan simulasi dilakukan untuk mengetahui pengaruh variasi serta mendapatkan konfigurasi optimum rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure*. Hasil dari pemodelan dan simulasi berupa *net power output*, *fuel consumption*, *net turbine cycle heat rate*, dan *net plant efficiency*.

Pada penelitian ini digunakan pembangkit listrik subcritical, yaitu PLTU Paiton Unit 9 dengan kapasitas energi bangkitan sebesar 660 MW sebagai acuan. Beberapa batasan masalah yang digunakan dalam penelitian ini diambil berdasarkan kondisi desain *heat balance diagram* pada PLTU Paiton Unit 9 – 660 MW, yaitu batas atas (tekanan uap ekstraksi turbin HP menuju HPH 1) variasi rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* sebesar 59.32 bar dan batas bawah (tekanan uap ekstraksi turbin IP menuju HPH 3) sebesar 18.49 bar.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui konfigurasi optimum dari rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure*. Serta, untuk membandingkan peningkatan performa pembangkit *Ideal Rankine Cycle* dengan pembangkit yang telah diaplikasikan siklus *reheat* dan ditambahkan *feedwater heater* (*Reheat-Regenerative Rankine Cycle*) dalam pengoperasiannya.

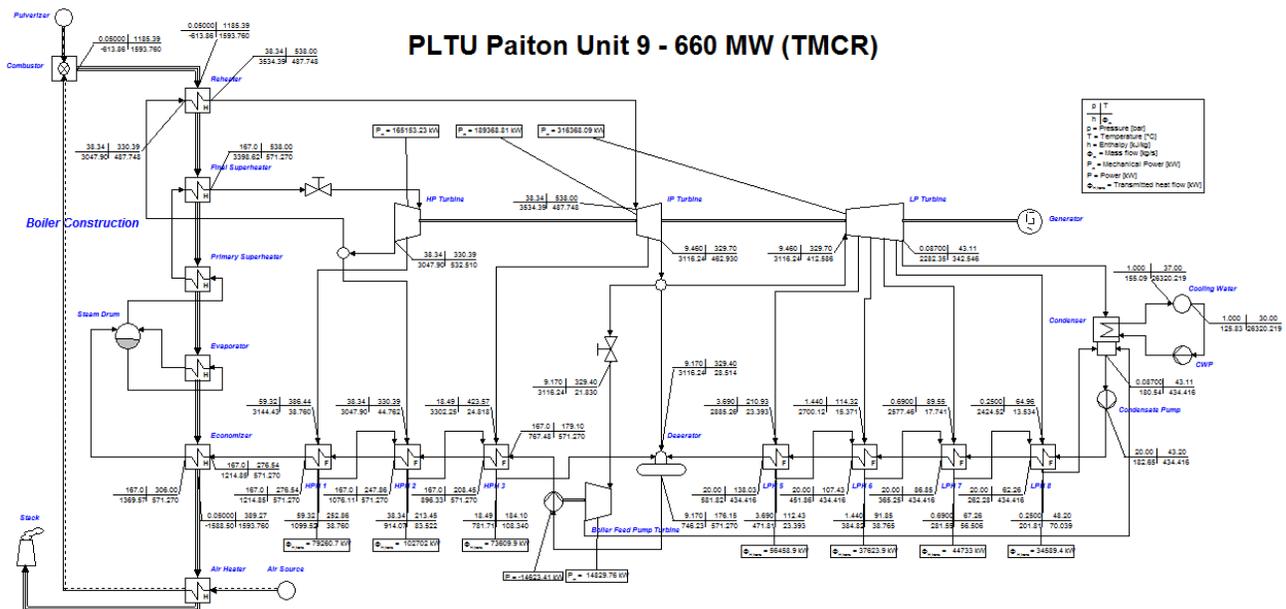
## II. METODE PENELITIAN

### A. Pengumpulan Data dan Penentuan Batasan Masalah

Dalam melakukan pemodelan dan simulasi, diperlukan data awal sistem pembangkit sebagai referensi. Data referensi tersebut akan digunakan sebagai acuan dalam validasi pemodelan dan analisis performa pembangkit. Data referensi pembangkit yang digunakan adalah data *heat balance diagram* dan data spesifikasi PLTU Paiton Unit 9 – 660 MW.

Pada penelitian ini juga digunakan beberapa asumsi dan batasan masalah yang diambil berdasarkan kondisi aktual dan data *heat balance diagram* PLTU Paiton Unit 9 – 660 MW, diantaranya:

1. Pada komponen *boiler*, dibuat menjadi susunan yang lebih kompleks yaitu dengan menggunakan *combuster* sebagai *furnace* dan menggunakan beberapa komponen *heat exchanger* untuk mendefinisikan perubahan fasa yang terjadi di dalam *boiler*. *Heat exchanger* yang digunakan berjumlah lima buah, yang merepresentasikan komponen: *reheater*, *final superheater*, *primary superheater*, *evaporator*, dan *economizer*. Penggunaan *combuster* dan susunan *heat exchanger* ini digunakan untuk menghitung konsumsi bahan bakar.



Gambar 1. Hasil Pemodelan PLTU Paiton Unit 9 – 660 MW pada Perangkat Lunak Cycle-Tempo 5.1

2. Batas atas dalam melakukan variasi tekanan reheat dibatasi oleh tekanan ekstraksi pada turbin HP menuju ke high pressure heater 1 (HPH 1) yaitu sebesar 59.32 bar.
3. Batas bawah dalam melakukan variasi tekanan reheat dibatasi oleh tekanan ekstraksi pada turbin IP menuju high pressure heater 3 (HPH 3) yaitu sebesar 18.49 bar.

**B. Membangun Pemodelan Berdasarkan Data Heat Balance Diagram**

Sebelum melakukan analisis terhadap performa pembangkit, pemodelan harus dilakukan untuk mempermudah proses pengambilan data dan analisis lebih lanjut. Pemodelan dilakukan berdasarkan data *heat balance diagram* dengan menggunakan perangkat lunak *Cycle-Tempo 5.1* seperti pada gambar 1. Pemodelan dan analisis performa pembangkit pada penelitian ini dilakukan pada kondisi TMCR (*Turbine Maximum Continuous Rating*).

**C. Perhitungan dan Analisis Berdasarkan Turbine Cycle Heat Rate**

Pada penelitian ini analisis dan perhitungan yang digunakan mengacu pada data *heat balance diagram*. Dimana perhitungan  $\dot{Q}_{boiler}$ , *heat rate*, dan perhitungan performa pembangkit lainnya didapatkan berdasarkan perhitungan *Turbine Cycle Heat Rate (TCHR)*. Persamaan yang digunakan untuk menghitung  $\dot{Q}_{boiler}$  (kW) adalah dengan cara menghitung jumlah energi panas yang diserap oleh fluida kerja pada setiap komponen *heat exchanger* di dalam boiler. Persamaan yang digunakan adalah:

$$\sum \dot{Q}_{boiler} = \dot{m}_{wf} \times (h_{out} - h_{in}) \text{ of every HE components } (2)$$

Keterangan:

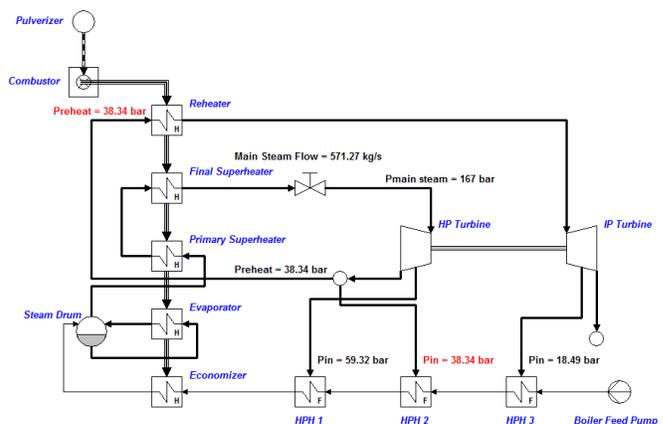
$\dot{m}_{wf}$  = mass flow rate dari fluida kerja (*working fluid*)

Dan untuk perhitungan *Turbine Cycle Heat Rate* (kJ/kWh) digunakan persamaan:

$$Net\ TCHR = \frac{\sum \dot{Q}_{boiler}}{\sum W_{net}} \times \left( \frac{3600\ s}{1\ h} \right) \quad (3)$$

**D. Variasi Rasio Reheat Pressure dengan Main Steam Pressure pada Perangkat Lunak Cycle-Tempo 5.1**

Setelah melakukan validasi pemodelan pembangkit dengan data *heat balance diagram*, langkah selanjutnya yang dilakukan pada penelitian ini adalah dengan melakukan variasi pada tekanan reheat dan tekanan uap ekstraksi yang menuju ke komponen HPH 2. Setiap variasi yang dilakukan akan disimulasikan pada perangkat lunak *Cycle-Tempo 5.1* dan data yang didapatkan akan dianalisis. Variasi ini dilakukan dengan parameter *main steam flow* yang dijaga tetap sebesar 571.27 kg/s, tekanan ekstraksi uap yang masuk ke HPH 1 sebesar 59.32 bar, dan tekanan ekstraksi uap yang masuk pada HPH 3 sebesar 18.49 bar. Kemudian, uap keluaran turbin HP dibagi dengan menggunakan *splitter* untuk menuju reheat dan HPH dengan besartekanan yang sama, yaitu 38.34 bar.



Gambar 2. Kondisi Eksisting pada Pemodelan Cycle-Tempo 5.1 untuk Tekanan Reheat dan Tekanan Ekstraksi Menuju HPH 2

Pada penelitian ini, rasio dari tekanan reheat dan tekanan ekstraksi uap menuju HPH 2 terhadap *main steam pressure* akan divariasikan untuk mengetahui pengaruh terhadap *thermal*

properties dan mengetahui rasio optimumnya. Variasi rasio yang dilakukan dimulai dari rasio 15%, berlanjut pada rasio 18%, 20%, 25%, 28%, 30%, dan 35%.

E. Tahap Analisis dan Pengambilan Kesimpulan

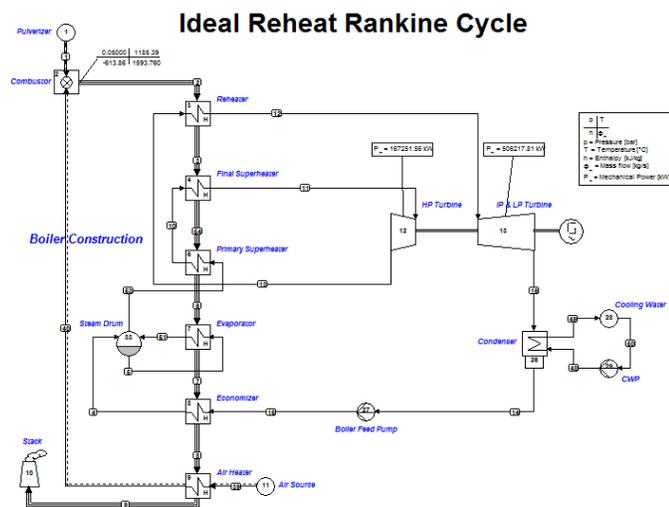
Tahap ini merupakan tahap akhir dari analisis simulasi dan termodinamika dengan menarik kesimpulan yang didapat berupa thermal properties pada setiap tingkat rasio reheat pressure dengan boiler initial pressure, dan perubahan net power output, fuel consumption, net turbine cycle heat rate, dan net plant efficiency.

III. HASIL DAN DISKUSI

A. Analisis Perbandingan Performa Pembangkit Ideal Reheat (Teoritis) dengan Pembangkit Reheat-Regenerative (Kompleks)

Pada penelitian ini akan dilakukan analisis dari perbandingan efisiensi Preheat/Pmain steam teoritis pada pembangkit ideal reheat Rankine cycle dengan efisiensi Preheat/Pmain steam dari hasil simulasi pada pembangkit reheat-regenerative Rankine cycle (pembangkit kompleks) yang pada penelitian ini adalah PLTU Paiton Unit 9 – 660 MW. Analisis dilakukan untuk mengetahui pengaruh dari siklus reheat-regenerative terhadap performa pembangkit dan juga untuk menganalisis perbedaan hasil titik efisiensi optimum yang didapatkan pada hasil simulasi dengan titik efisiensi optimum Preheat/Pmain steam teoritis.

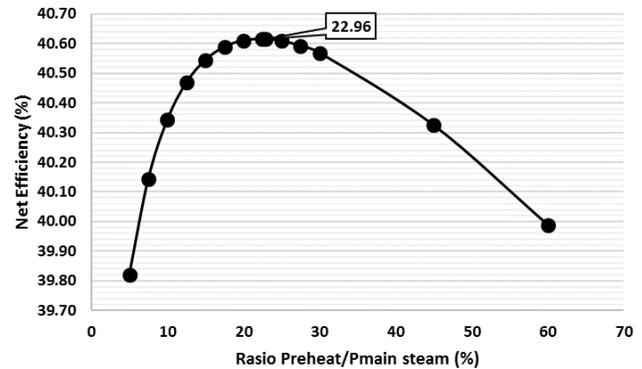
Selain itu, pada analisis ini akan dibandingkan juga performa dari ketiga buah pembangkit (ideal Rankine cycle, ideal reheat Rankine cycle, dan reheat-regenerative Rankine cycle) dari sisi net plant heat rate. Dimana, pada analisis ini dilakukan pemodelan ketiga buah pembangkit tersebut pada perangkat lunak Cycle-Tempo 5.1 dengan menentukan parameter output yang sama, yaitu net power output sebesar 660 MW. Dari hasil simulasi tersebut, selanjutnya akan dibandingkan sisi performa dari ketiga pembangkit tersebut.



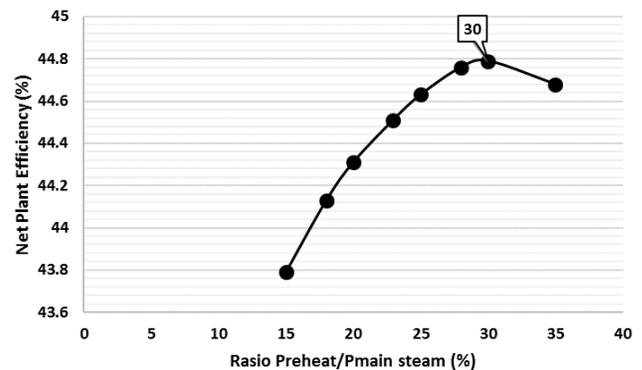
Gambar 3. Hasil Pemodelan Pembangkit Ideal Reheat Rankine Cycle

Jika dibandingkan antara pembangkit Ideal Reheat Rankine Cycle dengan model pembangkit reheat-regenerative Rankine cycle yang lebih kompleks, dimana terdapat komponen feedwater heater dan juga susunan turbin bertingkat, maka

dapat dilihat adanya perbedaan titik efisiensi optimum. Pada gambar 4 titik efisiensi optimum pembangkit ideal reheat Rankine cycle terdapat pada rasio 22.96%, yaitu dengan nilai efisiensi sebesar 40.62%. Di sisi lain, pada gambar 5 untuk pembangkit reheat-regenerative Rankine cycle memiliki titik rasio optimum pada rasio 30%, yaitu dengan nilai efisiensi sebesar 44.79%.



Gambar 4. Grafik Net Plant Efficiency Pembangkit Ideal Reheat Rankine Cycle



Gambar 5. Grafik Net Plant Efficiency Pembangkit Reheat-Regenerative Rankine Cycle

Dapat dilihat pada tabel 1 bahwa dengan diaplikasikannya siklus reheat, net turbine cycle heat rate pada pembangkit dapat menurun sebesar 213.33 kJ/kWh. Dan jika diaplikasikan siklus reheat-regenerative pada rasio 30%, maka net plant heat rate pembangkit yang awalnya hanya berbentuk ideal Rankine cycle dengan Net TCHR sebesar 9253.73 kJ/kWh, dapat menurun drastis sebesar 1216.47 kJ/kWh hingga menjadi 8037.26 kJ/kWh.

Tabel 1. Hasil Perbandingan Performa Pembangkit

Model Pembangkit	Ideal Rankine Cycle	Ideal Reheat	PLTU Paiton Unit 9 (Reheat-Regenerative)
Rasio Optimum	-	22.96%	30%
Net Turbine Cycle Heat Rate (kJ/kWh)	9253.73	9040.40	8037.26

Dapat terlihat jelas bahwa dengan mengaplikasikan siklus reheat-regenerative, yaitu dengan adanya siklus reheat dan penambahan komponen feedwater heater pada pembangkit, akan meningkatkan performa pembangkit tersebut secara signifikan.

Selain itu, dapat dilihat bahwa terjadi pergeseran titik optimum dari rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure*. Fenomena ini terjadi karena, pada pemodelan *ideal reheat Rankine cycle* rasio tekanan *reheat* dapat bervariasi mulai dari rasio yang sangat kecil, yaitu rasio 5%. Hal ini dapat dilakukan karena pembangkit tidak memiliki batasan tekanan ekstraksi, mulai dari batas atas pada ekstraksi pada komponen turbin HP maupun batas bawah pada ekstraksi turbin IP.

Berbeda halnya dengan pembangkit dengan susunan yang lebih kompleks, yaitu pembangkit yang mengaplikasikan siklus *reheat-regenerative Rankine cycle*, dimana pembangkit memiliki komponen *feedwater heater* yang uap pemanasnya disuplai dari uap ekstraksi turbin. Pada pemodelan pembangkit ini terdapat batasan dalam melakukan variasi rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure*. Batas atas dibatasi oleh tekanan uap ekstraksi turbin HP yang menuju ke HPH 1 sebesar 59.32 bar (rasio 35.5%) dan batas bawah dibatasi oleh tekanan uap ekstraksi yang menuju ke HPH 3 sebesar 18.49 bar (rasio 11.1%).

Hal ini menyebabkan variasi rasio hanya dapat disimulasikan dan dianalisis mulai dari rasio 15% hingga ke rasio 35%. Sehingga yang awalnya grafik teoritis dimulai dari rasio 5% dan mencapai titik optimum pada rasio 22.96%, pada grafik pembangkit *reheat-regenerative Rankine cycle* baru dapat divariasikan dengan titik awal di rasio 15% dan mendapatkan kondisi optimum pada rasio 30% dikarenakan adanya pengaruh tekanan ekstraksi ke komponen *feedwater heater*.

**B. Analisis Titik Optimum Rasio Reheat Pressure dengan Main Steam Pressure pada Pembangkit Reheat-Regenerative Rankine cycle**

Untuk mengetahui pengaruh dari variasi rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* maka dilakukan beberapa variasi pada penelitian ini. Kondisi pemvariasian ini dilakukan dengan menjaga *main steam pressure* tetap, yaitu sebesar 167 bar dan *main steam flow* tetap, yaitu sebesar 571.27 kg/s. Tekanan ekstraksi yang menuju ke HPH 1 dan HPH 3 juga dijaga tetap, yaitu 59.32 bar dan 18.49 bar. Variasi dilakukan dengan ketentuan seperti pada tabel berikut:

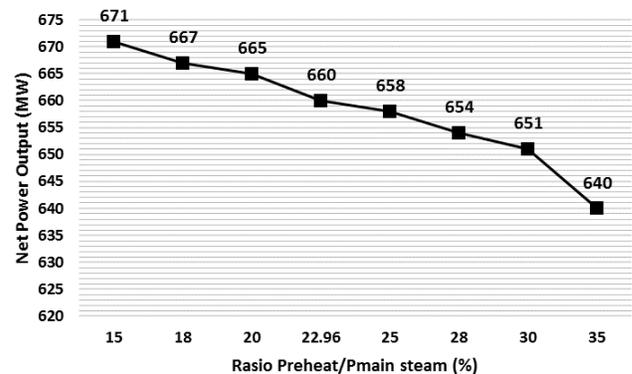
Tabel 3. Performa Pembangkit setelah Dilakukan Variasi

Rasio	Net Power Output MW	Qboiler MW	Fuel Cons. kg/s	Net TCHR kJ/kWh	Net Plant Eff. %
15%	671	1531	98.82	8220.88	43.79
18%	667	1512	97.57	8157.60	44.13
20%	665	1501	96.82	8125.06	44.31
22.96% (eksisting)	660	1485	95.81	8087.28	44.51
25%	658	1475	95.16	8066.87	44.63
28%	654	1461	94.27	8043.28	44.76
30%	651	1452	93.71	8037.26	44.79
35%	640	1432	92.42	8057.02	44.68

**C. Analisis Net Power Output setelah Variasi**

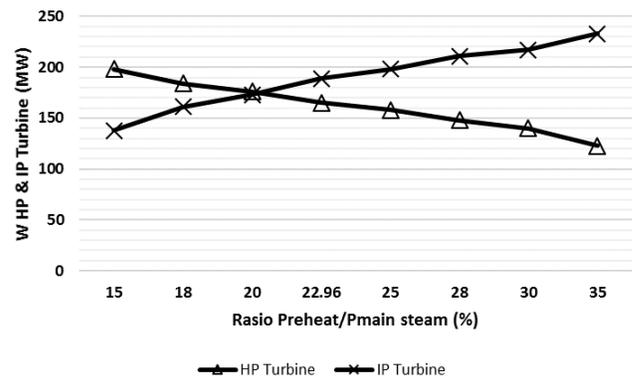
Hasil yang didapatkan pada gambar 6 menunjukkan tren grafik *net power output* mengalami penurunan seiring dengan semakin besarnya rasio *reheat pressure* dengan *main steam*

*pressure*. Dengan kata lain semakin meningkatnya tekanan *reheat*, daya netto yang dihasilkan pembangkit semakin menurun. Hal ini terjadi karena tekanan *reheat* pada PLTU Paiton Unit 9 – 660 MW diambil dari uap *exhaust* dari turbin HP. Sehingga, semakin kecil tekanan uap *exhaust* pada turbin HP, dengan *main steam pressure* yang sama tentu akan menghasilkan daya turbin HP yang semakin besar karena memiliki  $\Delta P$  yang besar. Dan sebaliknya, semakin besar tekanan *exhaust* dari turbin HP, dengan *main steam pressure* yang sama, akan menghasilkan daya yang lebih rendah karena  $\Delta P$  yang dihasilkan semakin kecil.



Gambar 6. Grafik Net Power Output setelah Dilakukan variasi

Untuk turbin IP dalam kondisi ini, memiliki kondisi yang terbalik dengan turbin HP. Dimana dapat dilihat pada gambar 7, dengan tekanan *exhaust* turbin IP yang dijaga pada 9.46 bar, daya yang dihasilkan akan meningkat seiring dengan semakin besarnya tekanan *reheat* karena akan menghasilkan  $\Delta P$  yang semakin besar.

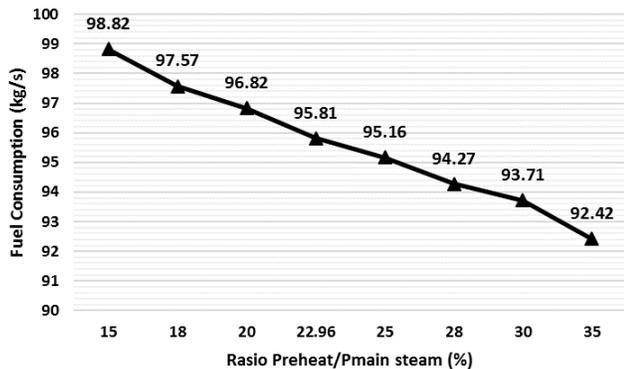


Gambar 7. Grafik Daya yang Dihasilkan HP dan IP Turbin

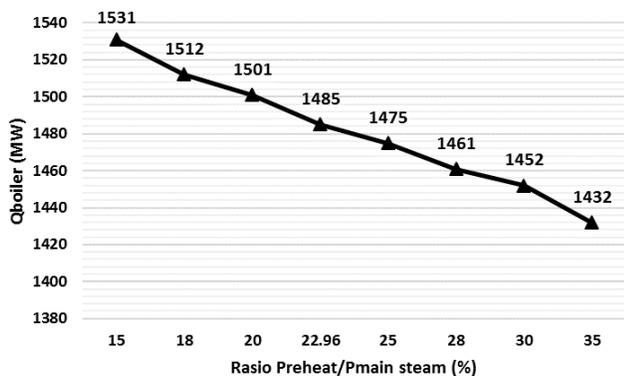
**D. Analisis Fuel Consumption setelah Variasi**

Nilai konsumsi bahan bakar diperoleh berdasarkan jumlah panas yang dibutuhkan *boiler (Qboiler)* dalam memanaskan fluida kerja. Jumlah panas yang dibutuhkan *boiler* pada kondisi ini sangat dipengaruhi oleh komponen *reheater* dalam memanaskan ulang uap keluaran turbin HP. Dapat dilihat pada gambar 9 bahwa *Qboiler* meningkat seiring dengan semakin kecilnya rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure*. Dengan kata lain *Qboiler* meningkat seiring dengan semakin kecilnya tekanan *reheat*. Fenomena ini terjadi karena semakin kecil tekanan *reheat* akan berbanding lurus dengan semakin

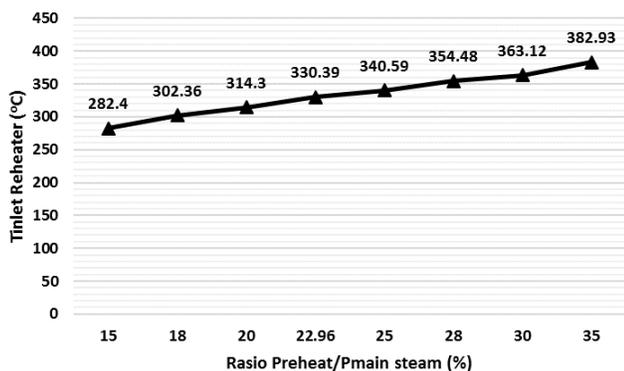
kecilnya temperatur *inlet* yang akan dipanaskan oleh *reheater*. Sehingga dibutuhkan panas yang lebih besar untuk mencapai temperatur keluaran *superheater* yang sama.



Gambar 8. Grafik *Fuel Consumption* setelah Dilakukan Variasi



Gambar 9. Grafik *Qboiler* setelah Dilakukan Variasi



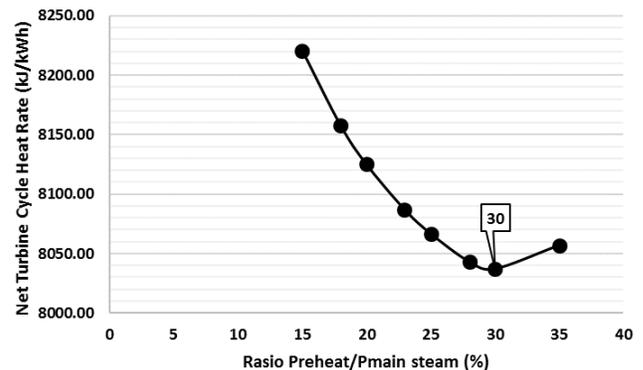
Gambar 10. Grafik *Tinlet Reheater* setelah Dilakukan Variasi

Dapat dilihat pada gambar 10, pada kondisi ini temperatur *outlet* dari *reheater* dijaga sebesar 538 °C. Sehingga untuk memanaskan suhu yang terendah, yaitu dari 282.4 °C pada rasio 15% hingga mencapai 538 °C, akan dibutuhkan energi panas yang lebih besar jika dibandingkan dengan memanaskan suhu yang tertinggi, yaitu 382.93 °C pada rasio 35% hingga mencapai 538 °C.

**E. Analisis Net Turbine Cycle Heat Rate**

Pengertian *heat rate* dalam bahasa yang sederhana adalah berapa banyak energi yang dibutuhkan untuk mendapatkan unit daya yang berguna (*useful energy*). Dengan kata lain nilai *heat*

*rate* didapatkan dari nilai *Qin* yang dibutuhkan pembangkit dibagi dengan *Wnet* yang dihasilkan pembangkit. Berbanding terbalik dengan efisiensi, nilai *heat rate* yang lebih rendah menandakan semakin baiknya performa pembangkit tersebut.



Gambar 11. Grafik *Net Turbine Cycle Heat Rate* setelah Dilakukan variasi

Data pada gambar 11 didapatkan langsung dari hasil simulasi pada perangkat lunak *Cycle-Tempo 5.1*. Berdasarkan grafik pada gambar 11, kondisi eksisting pembangkit berdasarkan pemodelan pada perangkat lunak *Cycle-Tempo 5.1* terletak pada rasio 22.96%, yaitu dengan nilai *net turbine cycle heat rate* sebesar 8087.28 kJ/kWh.

Pada kondisi rasio 15%, dapat dilihat bahwa pada kondisi ini pembangkit memiliki nilai *net turbine cycle heat rate* tertinggi, yaitu sebesar 8220.88 kJ/kWh. Hal ini disebabkan pada kondisi rasio 15%, pembangkit menghasilkan daya netto tertinggi tetapi kebutuhan energi panas untuk memanaskan fluida kerja pada *boiler (Qboiler)* juga memiliki nilai yang sangat tinggi. Sehingga kerugian penambahan jumlah bahan bakar jauh lebih besar dibandingkan dengan keuntungan yang diambil dari hasil daya netto yang besar.

Dari gambar 11, didapatkan titik terendah dari nilai *net turbine cycle heat rate* yaitu pada rasio 30% sebesar 8037.26 kJ/kWh. Terjadi penurunan yang sangat drastis dari rasio 15%. Fenomena ini dapat terjadi karena pada kondisi ini pembangkit memiliki rasio terbaik antara kebutuhan energi panas pada *boiler (Qboiler)* dengan daya netto yang dihasilkan. Sehingga, pada kondisi ini dapat dinyatakan bahwa pembangkit berada pada kondisi optimumnya. Tetapi, tren grafik pada gambar 11 mengalami kenaikan nilai *net turbine cycle heat rate* kembali setelah rasio optimum pada titik 30%. Pada rasio 35%, nilai *net turbine cycle heat rate* kembali naik cukup drastis. Hal ini dikarenakan pada rasio 35% pembangkit menghasilkan daya netto terendah dan membutuhkan energi panas pada *boiler (Qboiler)* pada titik terendah juga. Sehingga, keuntungan yang diambil dari kebutuhan energi panas yang kecil tidak sebanding dengan kerugian akibat rendahnya daya netto yang dihasilkan pembangkit.

**IV. KESIMPULAN/RINGKASAN**

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan pengaruh rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* pada PLTU Paiton Unit 9 – 660 MW, didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Penerapan *reheat-regenerative* pada pembangkit dapat menurunkan *net turbine cycle heat rate* secara drastis

sebesar  $1216.47 \text{ kJ/kWh}$ . (Dibandingkan dengan pembangkit *Ideal Rankine Cycle*)

2. Semakin rendah rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* akan menghasilkan *net power output* yang semakin besar, akan tetapi membutuhkan asupan energi panas yang semakin besar juga, begitu juga sebaliknya. Sehingga, harus didapatkan rasio optimum untuk keduanya agar keuntungan dari kedua faktor tersebut berada pada hasil yang maksimal.
3. Titik optimum dari rasio *reheat pressure* dengan *main steam pressure* terdapat pada rasio 22.96% untuk pembangkit dengan siklus *ideal reheat (teoritis)* dan terdapat pada rasio 30% untuk pembangkit dengan siklus *reheat-regenerative (pembangkit kompleks)*.
4. Pergeseran titik optimum dari rasio *reheat pressure* dengan

*main steam pressure* pada kondisi teoritis yang awalnya berada pada rasio 22.96% dan menjadi berada pada rasio 30% pada pembangkit kompleks, dikarenakan adanya batasan, yaitu uap ekstraksi dari turbin menuju ke komponen *feedwater heater*.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anonymous, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2016–2025," Jakarta, 2015.
- [2] P. Kiameh, *Power Generation Handbook: Selection, Application, Operation, and Maintenance*. New York: Mc Graw Hill, 2002.
- [3] M. J. Moran and H. N. Saphiro, *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. Chichester: John Wiley & Sons Inc, 2011.
- [4] J. B. Kitto and S. C. Stultz, *Steam: its generation and use*. Ohio: The Babcock & Wilcox Company, 2005.