

## PREDIKSI KENAIKAN *HEAT RATE* TURBIN UAP PADA PEMBANGKIT LISTRIK BERKAPASITAS 660 MW

Muhammad Sagaf\* dan Saharul Alim

Jurusan Teknik Elektro Universitas Islam Nahdlatul Ulama

Jalan Taman Siswa (Pekeng) Tahunan Jepara

\*Email: sagaf\_mnwr@yahoo.com

### Abstrak

Kebutuhan energi listrik yang semakin meningkat harus diimbangi dengan peningkatan performance dan efisiensi dari pembangkit listrik untuk mengurangi jumlah sumber daya alam yang dikonversi menjadi energi listrik. Turbin heat rate merupakan salah satu indikator performance atau unjuk kerja dari Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU). Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan prediksi nilai kenaikan turbin heat rate pada PLTU berkapasitas 660 MW dengan menggunakan metode regresi linear. Dari hasil penelitian didapatkan kenaikan turbin heat rate untuk Unit 3 sebesar 13,54 KJ/kWh per-tahun dan untuk Unit 4 sebesar 15,8 KJ/kWh per-tahun.

**Kata kunci:** performance, turbine heat Rate, regresi linear

### PENDAHULUAN

Kebutuhan energi listrik merupakan kebutuhan yang mendasar dalam aktivitas manusia. Dan secara nasional semakin meningkat sejalan dengan pertumbuhan penduduk, kemajuan teknologi dan perkembangan dunia industri. Permasalahan yang terjadi adalah seiring dengan peningkatan kebutuhan energi listrik maka semakin tinggi pula kebutuhan sumber daya yang harus dikonversi menjadi energi listrik. Sehingga penerapan program efisiensi energi menjadi sebuah tuntutan yang harus dipenuhi untuk mengendalikan jumlah pemakaian dan eksploitasi terhadap sumber daya, baik dari sisi proses produksi maupun dari segi penggunaan energi listrik.

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Tanjung Jati B merupakan sebagian dari pembangkit listrik swasta yang ada dan mempunyai 4 unit pembangkit listrik yang masing-masing berkapasitas 660 MW. Energi listrik yang dihasilkan digunakan untuk menyuplai listrik di wilayah Jawa, Madura dan Bali (Jamali) dengan kontribusi sekitar 12%. Berdasarkan Rapat Alokasi Energi (RAE) PLN sampai bulan Juli 2019, PLTU Tanjung Jati B unit 3 dan 4 menempati urutan pertama dalam hal merit order. Merit order merupakan daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan : biaya start-up dan shut-down, minimum start-up dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lainnya.

Untuk menyuplai listrik di wilayah Jamali, dan menghasilkan merit order urutan pertama dengan biaya operasional terendah, unit pembangkit dilengkapi dengan peralatan yang mendukung dalam sistem PLTU secara keseluruhan dan pola operasi yang optimal. Salah satu peralatan utamanya adalah turbin uap. Yang berfungsi untuk mengubah energi panas yang dihasilkan oleh boiler menjadi energi mekanis atau putaran. Energi putaran dari turbin kemudian digunakan untuk memutar generator untuk membangkitkan listrik. PLTU Tanjung Jati B unit 3 dan 4 mulai beroperasi sejak commercial operation day (COD) pada Oktober tahun 2011 dan unit 4 COD pada bulan Januari 2012.

Performance atau unjuk kerja PLTU meliputi: heat rate atau tara kalor, efisiensi boiler, turbin-generator, UAT (Unit Auxiliary Transformer) atau pemakaian listrik untuk keperluan sendiri dan efisiensi plant atau pembangkit secara keseluruhan. Heat rate adalah ukuran dari thermal performance boiler-turbine-generator yang dioperasikan secara gabungan sebagai suatu unit. Heat Rate didefinisikan sebagai jumlah dari energi bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan sejumlah energi listrik selama waktu satu jam. Satuan Heat Rate adalah KJ/kWh. Dimana heat rate semakin meningkat dengan semakin bertambah umur suatu pembangkit listrik yang berbanding terbalik dengan efisiensinya, efisiensi akan semakin menurun dengan bertambahnya umur pembangkit listrik. Dengan fenomena seperti di atas maka sangat perlu

dilakukan analisa terhadap perubahan *performance* pembangkit.

Tujuan penelitian ini adalah melakukan analisa *performance* pembangkit dengan menghitung perubahan nilai turbin *heat rate* mulai saat COD sampai dengan tahun terakhir untuk dapat digunakan dalam memprediksi kenaikan nilai *turbine heat rate*.

Sunarwo (2015) melakukan penelitian tentang *heat rate* pada turbin uap di PLTU Tanjung Jati B Unit 3 dengan berdasarkan *performance test* ke-1 sampai ke-4. Didapatkan nilai *heat rate* turbin terendah sebesar 7981,97 KJ/kWh dengan efisiensi turbin 45,1%, dan nilai *heat rate turbine* tertinggi 8043,12 KJ/kWh dengan efisiensi turbin 44,75%.

Jamaludin (2017) melakukan perhitungan daya dan efisiensi turbin uap pada unit 1 dan 2 di PLTU Banten 3 Lontar. Dari hasil penelitian disimpulkan bahwa perubahan daya dan efisiensi turbin untuk unit 1 dan 2 tidak mengalami perubahan yang signifikan. Penyebab perubahan antara lain karena perubahan turbin *heat rate*, tidak sempurna pembakaran batu bara, karakteristik batu bara, penurunan beban, lamanya waktu pemeliharaan, kesalahan operasi dan perawatan serta faktor yang lain.

Karakurt (2017) melakukan penelitian tentang *performance* turbin uap yang dioperasikan pada beban parsial. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *performance* turbin uap maupun pembangkit berkurang ketika pembangkit listrik beroperasi pada kondisi beban parsial.

Dari hasil penelitian Dab (2017) didapatkan bahwa *monitoring* dan ketepatan nilai *heat rate* sangat terkait langsung terhadap profit pembangkit. Dan semakin tinggi nilai *heat rate*, maka semakin tidak efisien pembangkit tersebut.

Berdasarkan penelitian Rana (2013) mengenai energi dan *exergy extraction cum back pressure steam* turbin dihasilkan bahwa kondisi operasi turbin pada 85% *maximum continuous rating (MCR)* menunjukkan perbaikan *heat rate* sebesar 17,01 KJ/kWh, penurunan konsumsi batu bara 16,46 kg/jam, penurunan emisi CO<sub>2</sub> sebesar 26,89 kg/jam, emisi SO<sub>2</sub> berkurang 0,62 kg/jam, *ash* yang dihasilkan berkurang 41.47 kg/hari dibandingkan pada kondisi operasi 70% MCR.

*Turbine heat rate* dapat dihitung dengan persamaan dasar sebagai berikut (ASME, 2004):

$$HR_T = \frac{\text{Net Heat to the Cycle}}{\text{Output}}$$

*Turbine heat rate* pada 100% ECR dihitung menggunakan rumus sebagai berikut (Toshiba, 2011):

$$HR_T = ((M1 \times H1) - (M1 + Mmu) \times Hfw + M2 \times (H3 - H2) + Mis \times (Hfw - His)) / (Pg - Pexc) \quad (1)$$

dengan:

$$M_1 = Mf + Mis - Mmu \quad (2)$$

$$M_2 = M1 - Gs2 - G11 - G12 - G22 - G23 - Mex7 - Mex6 \quad (3)$$

$$M_{mu} = Mm - Mcs - Mds - Mbd \quad (4)$$

dimana:

HR<sub>T</sub> : *heat rate turbine* (KJ/kWh)

Pg : *output turbine generator* (kW)

Pece : *Generator excitation power* (kW)

M1 : Laju aliran massa *main steam* pada inlet *main stop valve* (kg/h)

M2 : Laju aliran massa *cold reheat steam* pada inlet *reheater* (kg/h)

Mmu : Laju aliran massa *make up water* (kg/h)

Mis : Laju aliran massa *Super heater spray water* (kg/h)

Mf : Laju aliran massa *feed Water* (kg/h)

Mex7 : Laju aliran massa *extraction steam* ke HP#7 *heater* (kg/h)

Mex6 : Laju aliran massa *extraction steam* ke HP#6 *heater* (kg/h)

Mm : Laju aliran massa *make up water* ke *condenser* (kg/h)

Mds : *deaerator tank storage* (kg/h)

Mcs : *Condenser hotwell storage* (kg/h)

Mbd : *Boiler Drum storage* (kg/h)

Gs2 : Laju aliran massa *Control valve steam 2nd leak-off* (kg/h)

G11 : Laju aliran massa #1 *Gland 1st leak-off* (kg/h)

G12 : Laju aliran massa #1 *gland 2nd leak-off* (kg/h)

G22 : Laju aliran massa #2 *gland 2nd leak-off* (kg/h)

G23 : Laju aliran massa #2 *gland 3rd leak-off* (kg/h)

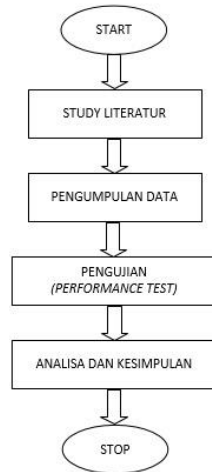
Hfw : *Entalpi feed water* (kJ/kg)

H2 : *Entalpi cold reheat steam* (KJ/kg)

H3 : *Entalpi Hot reheat steam* (KJ/kg)

## METODE

Metode yang digunakan untuk menghitung *net plant heat rate* PLTU Tanjung Jati B Unit 3 dan 4 adalah seperti pada Gambar 1 :



**Gambar 1. Diagram alir penelitian**

### 1. Studi Literatur

Metode ini dilakukan dengan membaca buku-buku sebagai referensi yang berupa manual *book* di Perpustakaan PLTU Tanjung Jati B dan buku *heat rate handbook* dari bagian perencanaan dan pengendalian operasi atau buku yang berkaitan dengan sistem pembangkit listrik tenaga uap, serta mencari sumber informasi lainnya sebagai dasar teori.

### 2. Pengumpulan data

Pengambilan data ditujukan untuk memperoleh parameter-parameter yang diperlukan dalam analisa. Pengambilan data harus dilakukan sesuai dengan prosedur. Pengambilan data dilakukan dengan cara sebagai berikut :

- Untuk data-data yang masih tersimpan pada *data base* komputer DCS, data parameter-parameter dapat secara langsung diambil.
- Sedangkan untuk data-data yang sudah tidak tersimpan pada data Base komputer DCS, maka data parameter-parameter diambil dengan cara melihat data arsip pada bagian operasional.

### 3. Pengujian (*Performance Test*)

Pengujian (*Performance Test*) turbin uap dilakukan pada beban 660 MW (100 % load). Pengujian dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan data kinerja pembangkit terbaru.

Pengujian dilakukan dengan kondisi :

#### a. Kondisi Eksternal

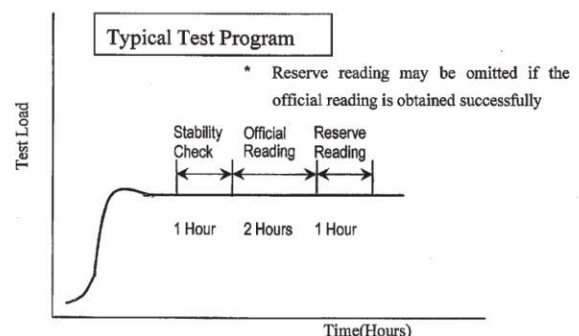
Pengujian ini dilakukan 2 kali per-tahun pada kedua unit. Dan dilakukan pada dua musim yang berbeda. Pengujian pertama dilaksanakan pada pertengahan tahun saat musim kemarau dan pengujian kedua pada akhir tahun saat musim hujan. Hal ini untuk menjaga pengaruh variasi musim yang mungkin berpengaruh terhadap kadar kandungan air pada batu bara, temperatur udara (*ambient temperature*) dan kandungan air (*moisture*).

#### b. Kondisi Internal

Kondisi pengujian internal harus dilakukan sesuai standar pada masing-masing pengujian untuk memperoleh hasil pengujian yang dapat diandalkan dan diperbandingkan dari waktu ke waktu.

Hal-hal yang harus dilakukan sebelum pengujian antara lain :

- Output *generator* harus sesuai dengan parameter pengujian dan terjaga kestabilannya yaitu pada 660 MW net.
- Operasi stabil
- Kondisi turbin selama beroperasi harus pada mode normal. Dan selama proses pengujian, unit harus dijaga dalam kondisi aliran (*flow*) yang stabil, tekanan dan temperaturnya. Sehingga diperlukan setidaknya waktu selama 1 jam sebelum mulai untuk membuat kondisi ini. Proses Isolasi Keakuratan hasil pengujian tergantung pada isolasi dari sistem. Aliran-aliran yang tidak diperlukan harus diisolasi dari sistem.



**Gambar 2. Typical Test Program**

- Udara pembakaran *boiler* harus terkontrol pada kondisi yang optimum
- Selama pengujian berlangsung jangan dihentikan atau mengganti komponen yang ada.

Hal-hal yang dilakukan selama pelaksanaan pengujian yaitu :

- a) Pengujian ini harus dilaksanakan selama 2 jam.
- b) *Interval* pengambilan data dilakukan setiap 15 menit.
- c) Sampel batu bara yang diambil dari masing-masing *silo* dilakukan sebanyak 3, yaitu pada saat pengujian baru saja dimulai, setengah pengujian dan akhir pengujian. Dengan jumlah sampel masing-masing adalah 1 kg.
- d) Sampel *fly ash* yang diambil dari ESP A dan B pada *field* 1-4 dilakukan sebanyak tiga kali yaitu pada saat pengujian baru saja dimulai, setengah pengujian dan akhir pengujian dengan jumlah sampel masing-masing sebanyak 100 gram.
- e) Pengambilan sampel *bottom ash* hanya dilakukan 1 kali segera setelah pengujian selesai sebanyak 100 gram dari *bottom ash hopper*.
- f) Pengambilan sampel *flue gas* dilakukan pada *inlet* dan *outlet air preheater* sesaat setelah pengujian selesai, kemudian mencatat hasil analisa dari sampel *probe*.

#### 4. Analisa dan Kesimpulan

Metode ini dilakukan pengolahan data yang telah didapatkan untuk menentukan nilai turbin *heat rate*. Dengan hasil tersebut dilakukan analisa deskriptif berdasarkan grafik dari hasil pengolahan data yang kemudian didapatkan kesimpulan.

#### HASIL DAN PEMBAHASAN

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data *performance test* pada saat mulai COD sampai dengan pelaksanaan *performance test* yang terakhir pada tahun 2019. Data parameter turbin *heat rate* untuk Unit 3 seperti terlihat pada Tabel 1. Dan untuk Unit 4 ditunjukkan pada Tabel 2.

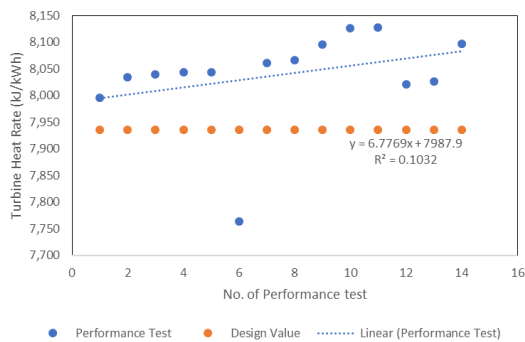
Nilai turbin *heat rate* Unit 3 tertinggi sebesar 8.127 KJ/kWh terjadi pada *performance test* ke-11 dan terendah 7.764 KJ/kWh terjadi pada *performance test* ke-6 seperti terlihat pada Tabel 1. Sedangkan pada Unit 4 nilai turbin *heat rate* tertinggi sebesar 8.117 KJ/kWh terjadi pada *performance test* ke-12 dan terendah sebesar 7.978 KJ/kWh terjadi pada *performance test* ke-4 seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2

Tabel 1. Data parameter turbin *heat rate* Unit 3

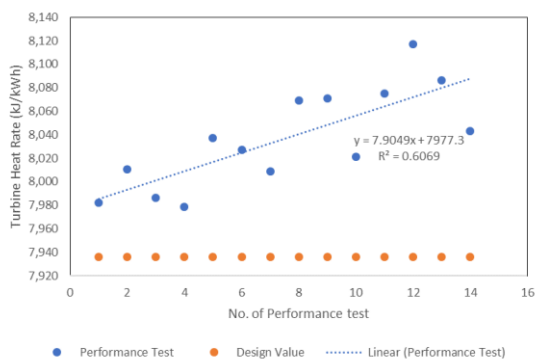
Items	Units	Design	1 <sup>st</sup> Test	2 <sup>nd</sup> Test	3 <sup>rd</sup> Test	4 <sup>th</sup> Test	5 <sup>th</sup> Test	6 <sup>th</sup> Test	7 <sup>th</sup> Test	8 <sup>th</sup> Test	9 <sup>th</sup> Test	10 <sup>th</sup> Test	11 <sup>th</sup> Test	12 <sup>th</sup> Test	13 <sup>th</sup> Test	14 <sup>th</sup> Test	
Main Steam	Temperature	°C	538	535	539	530	532	530	525	533	533	531	527	532	530	532	530
	Pressure	bara	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
	Enthalpy	kJ/kg	3.399	3.389	3.401	3.375	3.381	3.377	3.360	3.385	3.384	3.377	3.368	3.381	3.375	3.383	3.377
	Flow	(10 <sup>3</sup> ) kg/hr	2.124	2.183	2.198	2.210	2.211	2.201	2.117	2.217	2.207	2.221	2.229	2.207	2.186	2.197	2.215
Hot Reheat	Heat input	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	7.217	7.399	7.474	7.459	7.475	7.431	7.114	7.505	7.469	7.503	7.508	7.461	7.379	7.430	7.482
	Temperature	°C	538	546	543	543	542	547	543	541	546	544	543	548	547	542	542
	Pressure	bara	35	36	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Enthalpy	kJ/kg	3.537	3.554	3.548	3.548	3.546	3.557	3.548	3.543	3.553	3.550	3.547	3.559	3.558	3.545	3.545
Final Feed Water	Flow	(10 <sup>3</sup> ) kg/hr	1.790	1.814	1.827	1.834	1.837	1.831	1.853	1.847	1.840	1.836	1.859	1.841	1.825	1.835	1.851
	Heat input	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	6.331	6.448	6.480	6.507	6.512	6.511	6.575	6.545	6.537	6.518	6.594	6.552	6.493	6.507	6.560
	Temperature	°C	286	288	289	288	288	288	288	288	287	287	287	287	287	286	287
	Pressure	bara	-	187	188	188	188	188	188	189	189	189	189	189	188	189	189
Cold Reheat	Enthalpy	kJ/kg	1.261	1.275	1.278	1.275	1.275	1.272	1.271	1.270	1.269	1.268	1.268	1.267	1.267	1.264	1.266
	Flow	(10 <sup>3</sup> ) kg/hr	1.999	2.170	2.179	2.202	2.204	2.187	2.106	2.207	2.200	2.214	2.219	2.200	2.168	2.192	2.209
	Heat Output	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	2.520	2.765	2.784	2.807	2.809	2.782	2.677	2.804	2.791	2.806	2.812	2.787	2.747	2.771	2.796
	Pressure	bara	-	40	40	40	40	40	41	41	41	41	40	40	40	40	41
SH Spray	Enthalpy	kJ/kg	3.026	3.048	3.058	3.040	3.044	3.042	3.030	3.050	3.049	3.042	3.037	3.045	3.039	3.046	3.042
	Flow	(10 <sup>3</sup> ) kg/hr	1.790	1.814	1.827	1.834	1.837	1.831	1.853	1.847	1.840	1.836	1.859	1.841	1.825	1.835	1.851
	Heat Output	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	5.416	5.530	5.585	5.576	5.590	5.569	5.615	5.634	5.609	5.586	5.645	5.607	5.547	5.590	5.630
	Temperature	°C	-	173	173	173	173	173	173	174	173	174	174	173	173	173	173
Total Heat Input	Pressure	bara	-	197	199	201	203	209	210	214	211	215	212	212	205	212	211
	Enthalpy	kJ/kg	731	742	743	743	744	745	746	746	746	747	747	745	744	744	746
	Flow	kg/hr	125.000	13.270	18.980	7.473	7.472	12.364	11.014	14.227	7.768	7.622	9.978	6.430	20.512	7.295	7.224
	Heat Output	(10 <sup>3</sup> ) kJ/hr	91.400	9.850	14.095	5.556	5.556	9.206	8.211	10.614	5.792	5.691	7.450	4.793	15.266	5.428	5.386
Total Heat Input	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	13.549	13.847	13.954	13.965	13.987	13.942	13.689	14.050	14.006	14.021	14.102	14.013	13.872	13.937	14.041	
Total Heat Output	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	8.027	8.306	8.383	8.389	8.404	8.361	8.300	8.449	8.406	8.397	8.465	8.399	8.309	8.367	8.431	
Total Heat consumption	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	5.521	5.542	5.571	5.577	5.583	5.582	5.389	5.601	5.600	5.624	5.637	5.614	5.563	5.570	5.610	
Generator Output	kW	695.700	694.900	695.207	695.459	695.918	695.492	695.623	696.721	695.818	696.231	695.298	692.785	695.479	695.562	694.835	
Excitation loss	kW	0	1.808	1.762	1.790	1.801	1.599	1.567	1.939	1.605	1.601	1.594	2.054	1.873	1.687	1.978	
Gross Output	kW	695.700	693.092	693.444	693.669	694.117	693.893	694.056	694.783	694.213	694.630	693.703	690.731	693.606	693.875	692.857	
Turbine Heat rate	kJ/kWh	7.936	7.996	8.034	8.039	8.043	8.044	7.764	8.061	8.067	8.096	8.126	8.127	8.021	8.027	8.098	

**Tabel 2. Data parameter turbin *heat rate* Unit 4**

Items	Units	Design	1 <sup>st</sup> Test	2 <sup>nd</sup> Test	3 <sup>rd</sup> Test	4 <sup>th</sup> Test	5 <sup>th</sup> Test	6 <sup>th</sup> Test	7 <sup>th</sup> Test	8 <sup>th</sup> Test	9 <sup>th</sup> Test	10 <sup>th</sup> Test	11 <sup>th</sup> Test	12 <sup>th</sup> Test	13 <sup>th</sup> Test	14 <sup>th</sup> Test	
Main Steam	Temperature	°C	538	536	541	539	531	536	532	536	535	529	533	531	534	527	532
	Pressure	bara	167	167	167	167	167	167	167	166	167	167	167	167	167	167	167
	Enthalpy	kJ/kg	3.399	3.392	3.406	3.400	3.379	3.393	3.380	3.394	3.389	3.373	3.384	3.379	3.386	3.368	3.383
	Flow	(10 <sup>6</sup> ) kg/hr	2.124	2.201	2.187	2.199	2.196	2.216	2.203	2.196	2.218	2.235	2.205	2.214	2.223	2.215	2.183
	Heat input	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	7.217	7.467	7.450	7.478	7.422	7.520	7.447	7.453	7.515	7.538	7.461	7.480	7.527	7.461	7.384
Hot Reheat	Temperature	°C	538	541	547	541	543	545	545	547	547	540	545	546	547	545	545
	Pressure	bara	35	36	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	36
	Enthalpy	kJ/kg	3.537	3.544	3.556	3.544	3.548	3.552	3.551	3.556	3.556	3.540	3.552	3.554	3.555	3.551	3.551
	Flow	(10 <sup>6</sup> ) kg/hr	1.790	1.825	1.822	1.824	1.820	1.837	1.825	1.820	1.840	1.849	1.831	1.839	1.855	1.842	1.821
	Heat input	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	6.331	6.468	6.478	6.464	6.459	6.527	6.483	6.472	6.541	6.546	6.504	6.535	6.594	6.540	6.466
Final Feed Water	Temperature	°C	286	291	291	291	290	291	291	290	291	290	290	289	289	289	288
	Pressure	bara	-	188	186	188	188	188	188	187	188	189	188	189	189	188	188
	Enthalpy	kJ/kg	1.261	1.287	1.288	1.286	1.283	1.286	1.285	1.284	1.286	1.284	1.280	1.279	1.278	1.278	1.273
	Flow	(10 <sup>6</sup> ) kg/hr	1.999	2.189	2.136	2.186	2.184	2.208	2.191	2.195	2.204	2.238	2.195	2.206	2.194	2.194	2.160
	Heat Output	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	2.520	2.817	2.751	2.810	2.802	2.838	2.816	2.818	2.835	2.874	2.811	2.822	2.804	2.805	2.751
Cold Reheat	Pressure	bara	-	40	40	40	40	40	40	40	41	40	40	41	40	40	
	Enthalpy	kJ/kg	3.026	3.050	3.063	3.057	3.042	3.054	3.042	3.053	3.050	3.038	3.046	3.043	3.050	3.034	3.046
	Flow	(10 <sup>6</sup> ) kg/hr	1.790	1.825	1.822	1.824	1.820	1.837	1.825	1.820	1.840	1.849	1.831	1.839	1.855	1.842	1.821
	Heat Output	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	5.416	5.566	5.580	5.577	5.538	5.611	5.553	5.557	5.610	5.618	5.577	5.596	5.657	5.587	5.545
	Temperature	°C	-	173	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	175	174
SH Spray	Pressure	bara	-	197	196	199	204	205	207	207	209	213	206	212	212	200	202
	Enthalpy	kJ/kg	731	744	746	745	746	749	747	748	750	750	748	749	751	748	747
	Flow	kg/hr	125.000	16.017	56.241	21.054	20.726	23.646	13.950	12.78	12.862	0	11.805	9.860	28.678	23.827	25.275
	Heat Output	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	91.400	11.923	41.966	15.695	15.468	17.701	10.427	9.55	9.640	0	8.834	7.390	21.532	17.817	18.876
	Total Heat Input	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	13.549	13.935	13.928	13.943	13.881	14.047	13.930	13.925	14.056	14.085	13.966	14.015	14.120	14.001	13.850
Total Heat Output	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	8.027	8.395	8.373	8.403	8.356	8.467	8.380	8.376	8.454	8.492	8.397	8.425	8.482	8.409	8.315	
Total Heat consumption	(10 <sup>6</sup> ) kJ/hr	5.521	5.540	5.555	5.540	5.525	5.580	5.550	5.549	5.601	5.593	5.568	5.589	5.638	5.591	5.535	
Generator Output	kW	695.700	695.868	695.098	695.361	694.091	695.802	693.033	694.488	695.785	694.529	695.802	694.008	696.289	693.182	689.777	
Excitation loss	kW	0	1.815	1.663	1.691	1.566	1.584	1.596	1.554	1.582	1.569	1.581	1.850	1.659	1.750	1.630	
Gross Output	kW	695.700	694.052	693.436	693.670	692.525	694.218	691.437	692.933	694.203	692.960	694.221	692.158	694.630	691.432	688.146	
Turbine Heat rate	kJ/kWh	7.936	7.982	8.011	7.986	7.978	8.037	8.027	8.009	8.069	8.071	8.021	8.075	8.117	8.086	8.043	



**Gambar 3. Kenaikan *turbine heat rate* Unit 3**



**Gambar 4. Kenaikan *turbine heat rate* Unit 4**

Metode *regresi linear* digunakan untuk memprediksi kenaikan turbin heat berdasarkan hasil penelitian Jangamshetti (2015). Dari hasil perhitungan seperti terlihat pada Tabel 1 dan dalam Gambar 3, nilai kenaikan turbin *heat rate* Unit 3 sebesar 6,77 KJ/kWh per-semester (6

bulan) atau 13,54 KJ/kWh pertahunan. Sedangkan kenaikan turbin *heat rate* Unit 4 sebesar 7,90 KJ/kWh per semester atau 15,8 KJ/kWh per-tahun seperti terlihat pada Tabel 2 dan Gambar 4.

**KESIMPULAN**

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Turbin *heat rate* Unit 3 tertinggi sebesar 8.127 KJ/kWh dan terendah 7.764 KJ/kWh. Sedangkan pada Unit 4 nilai turbin *heat rate* tertinggi sebesar 8.117 KJ/kWh dan terendah sebesar 7.978 KJ/kWh.
2. Dengan menggunakan metode regresi linear didapat perkiraan kenaikan turbin *heat rate* untuk Unit 3 sebesar 13,54 KJ/kWh per-tahun dan untuk Unit 4 sebesar 15,8 KJ/kWh per-tahun.

**DAFTAR PUSTAKA**

A H Rana, (2013), Energy and Exergy Analysis of Extraction cum Back Pressure Steam Turbine, International Journal of Modern Engineering Research (IJMER), Vol.3, Issue.2, March-April. 2013 pp-626-632.  
 A Sinan Karakurt, (2017), Performance Analysis Of A Steam Turbine Power Plant At Part Load Conditions, Journal of Thermal Engineering, Vol. 3, No. 2, pp. 1121-1128.  
 Arundhatee Dab, (2017), A Case Study on Heat Rate of Boiler and Turbine in NSPCL

- Durgapur, International Journal of Latest Technology in Engineering, Management & Applied Science (IJLTEMAS), Volume VI, Issue VIII.
- ASME, (2004), Steam Turbine Performance Test Codes 6.
- C. C. L., D. S. Jangamshetti, and S. Sonoli, (2015), Boiler efficiency estimation from hydrogen content in fuel, International Conference on Advances in Computing, Communications and Informatics (ICACCI), pp. 1107–1110.
- Jamaludin, (2017), Analisis Perhitungan Daya Turbin Yang Dihasilkan dan Efisiensi Turbin Uap pada Unit 1 dan Unit 2 di PT Indonesia Power UBOH UJP Banten 3 Lontar. Jurnal Universitas Muhammadiyah Tangerang. Vol 1 No.2 .
- Sunarwo, (2015), Analisa Heat Rate pada Turbin Uap berdasarkan Performance Test PLTU Tanjung Jati B Unit 3, EKSERGI Jurnal Teknik Energi, Vol 11 No.3.
- Toshiba, (2011), Performance Test Procedure for Turbine Generator.