Tabel 1. *Heat Rate* PLTGU Tambak Lorok Blok 1 dan Blok 2

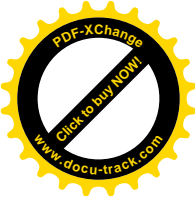
Pola	<i>Load</i>	<i>Gross Plant Heat Rate</i>	<i>Net Plant Heat Rate</i>
	MW	kCal/kWh	kCal/kWh
<i>Open cycle</i> GT 1.1 Blok 1	29.02	4,861.52	4,915.95
	49.33	3,726.04	3,750.90
	74.73	3,206.18	3,220.23
	88.73	3,094.02	3,105.61
<i>Open cycle</i> GT 2.1 Blok 2	30.19	5,358.81	5,509.22
	50.24	4,184.56	4,203.89
	75.36	3,658.62	3,671.23
	100.77	3,423.91	3,435.96

Dari Tabel 1 diatas terlihat bahwa beban maksimum yang tercapai pada pengujian GT 1.1 dengan bahan bakar HSD adalah sebesar 88.73 MW. Dengan daya terpasang 109 MW, pada saat pengujian dengan bahan bakar HSD GT 1.1 mengalami penurunan *power output* dikarenakan adanya perubahan *setting control* bahan bakar saat dilakukan MFO-nisasi pada PLTGU Tambak Lorok Blok 1.

Dari hasil perhitungan GPHR (*Gross Plant Heat Rate*) pada PLTGU Tambak Lorok GT 1.1 memiliki nilai GPHR paling rendah pada beban 88.73 MW yaitu sebesar 3,094.02 kCal/kWh, sedangkan untuk nilai GPHR paling tinggi didapat pada beban 29.02 MW yaitu sebesar 4,861.52 kCal/kWh. Untuk GT 2.1 memiliki nilai GPHR paling rendah pada beban 100.77 MW yaitu sebesar 3,423.91 kCal/kWh dan untuk GPHR tertinggi berada pada beban 30.19 MW yaitu sebesar 5,358.81 kCal/kWh.

Nilai NPHR (*Net Plant Heat Rate*) paling rendah pada GT 1.1 pada beban 88.73 MW yaitu sebesar 3,105.61 kCal/kWh, sedangkan nilai NPHR paling tinggi terdapat pada beban 29.02 MW, yaitu sebesar 4,915.95 kCal/kWh. Pada GT 2.1 memiliki nilai *Net Plant Heat Rate* paling rendah pada beban 100.77 MW yaitu sebesar 3,435.96 kCal/kWh, sedangkan nilai NPHR paling tinggi didapat pada beban 30.19 MW yaitu sebesar 5,509.22 kCal/kWh.

Nilai kalor yang digunakan pada pengujian ini seperti yang tercantum dalam Tabel 2 diperoleh dari hasil uji bahan bakar HSD di Laboratorium PT. Sucofindo dan pengambilan sampel bahan bakar HSD dilakukan sebanyak 1 (satu) kali selama pengujian berlangsung untuk setiap *Gas Turbine*. Pengambilan sampel satu kali



mewakili seluruh beban karena selama pengujian *Gas Turbine* menggunakan bahan bakar yang berasal dari satu *tank* dan bahan bakar dianggap seragam. Titik pengambilan sampel untuk GT 1.1 terletak pada *strainer forwarding pump*, sedangkan untuk GT 2.1 titik pengambilan sampel terletak pada *flow divider*.

Tabel 2. Nilai Kalor Bahan Bakar

Parameter	Unit	GT 1.1	GT 2.1	Methods
Density @15 °C	kg/m <sup>3</sup>	850.6	851.0	ASTM D. 4052-09
Sulfur Content	% wt	0.217	0.202	ASTM-D. 4294-10
Gross Heating Value	BTU/lb	19,541	19,541	ASTM-D.4868-00 (Reapproved 2011)

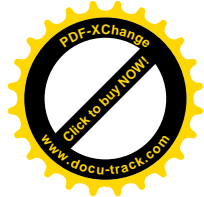
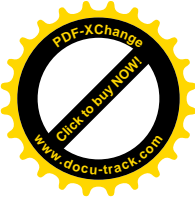
Tabel 3. *Power output* dan *Gross Heat Rate* Sebelum dan Sesudah Koreksi pada GT 1.1

Load (MW)	Power Output GT 1.1 (MW)		Gross Heat Rate GT 1.1 (kCal/kWh)	
	Before Correction	After Correction	Before Correction	After Correction
29.02	29.02	32.15	4,861.52	4,857.17
49.33	49.33	48.91	3,726.04	3,721.07
74.73	74.73	74.68	3,206.18	3,194.66
88.73	88.73	88.78	3,094.02	3,082.35

*Power output* GT 1.1 pada beban 29.02 MW, setelah dikoreksi mengalami peningkatan sebesar 10.8 % dibanding dengan sebelum dilakukan koreksi. Penurunan *power output* setelah dikoreksi terbesar terjadi pada beban 49.33 MW yaitu sebesar 0.84 %. Nilai *heat rate* pada beban 88.73 MW mengalami penurunan sebesar 0.38 % dari 3,094.02 kCal/kWh menjadi 3,082.35 kCal/kWh.

Tabel 4. *Power output* dan *gross heat rate* Sebelum dan Sesudah Koreksi pada GT 2.1

Load (MW)	Power Output GT 2.1 (MW)		Gross Heat Rate GT 2.1 (kCal/kWh)	
	Before Correction	After Correction	Before Correction	After Correction
30.19	30.19	30.18	5,358.81	5,358.83
50.24	50.24	51.52	4,184.56	4,163.99
75.36	75.36	75.41	3,658.62	3,656.31
100.77	100.77	100.93	3,423.91	3,423.79



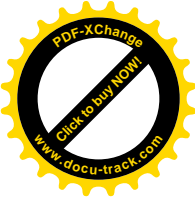
*Power output* GT 2.1 pada beban 50.24 MW mengalami peningkatan nilai setelah dikoreksi sebesar 2.56 % dibanding dengan *power output* sebelum dikoreksi. Penurunan nilai *power output* setelah dikoreksi terjadi pada beban 30.19 MW yaitu sebesar 0.05 %. Penurunan nilai *heat rate* setelah dikoreksi sebesar 0.49 % terjadi pada beban 50.24 MW.

Jika dibandingkan kedua *Gas Turbine* pada beban yang sama, GT 2.1 memiliki nilai *heat rate after correction* yang lebih tinggi daripada GT 1.1. Dari Tabel 3 dan 4, GT 1.1 pada beban 74.73 MW memiliki nilai *heat rate after correction* 3,194.66 kCal/kWh sedangkan GT 2.1 pada beban 75.36 MW memiliki nilai *heat rate after correction* yang lebih tinggi yaitu 3,356.31 kCal/kWh. Hal ini juga terjadi pada beban 30 MW dan 50 MW.

Tabel 5. Efisiensi Turbin dan Kompresor PLTGU Blok 1 dan Blok 2

Pola	<i>Load</i>	<i>Gas Turbine Plant Efficiency</i>	<i>Compressor Efficiency</i>
	(MW)	(%)	(%)
<i>Open cycle</i> GT 1.1 Blok 1	29.02	17.69	82.66
	49.33	23.08	84.21
	74.73	26.82	85.27
	88.73	27.79	85.68
<i>Open cycle</i> GT 2.1 Blok 2	30.19	16.05	82.96
	50.24	20.55	84.72
	75.36	23.50	85.52
	100.77	25.11	86.07
	103.12 (komisioning)	31.84	92.87

Selain *heat rate*, *performance* PLTGU Tambak Lorok Blok 1 dan Blok 2 dapat dilihat dari efisiensi *gas turbine plant* dan efisiensi kompresor yang hasilnya terdapat pada Tabel 5. Berdasarkan tabel tersebut, nilai *gas turbine plant efficiency* GT 1.1 tertinggi pada beban 88.73 MW sebesar 27.79 % dengan efisiensi kompresor sebesar 85.68 %, sedangkan terendah pada beban 29.02 MW sebesar 17.69 % dan efisiensi kompresornya sebesar 82.66 %. Untuk efisiensi *gas turbine* GT 2.1 tertinggi pada beban 100.77 MW sebesar 25.11 % dan efisiensi kompresornya sebesar 86.07 %, sedangkan efisiensi *gas turbine* terendah pada beban 30.19 MW sebesar 16.05 % dan efisiensi kompresornya sebesar 82.96 %.



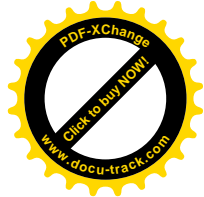
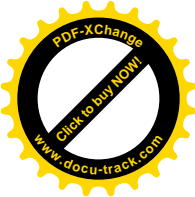
Tabel 6 merupakan perbandingan parameter operasi GT 2.1 pada saat komisioning 7 Juli 1997 dan pengujian 28 Juni 2013. Pada GT 2.1 terjadi penurunan daya mampu sebesar 2.28 % dari 103.12 MW saat komisioning tahun 1997 menjadi 100.77 MW saat pengujian *heat rate* bulan Juni 2013. Nilai *heat rate corrected* pada pengujian saat ini lebih tinggi 26.78 % dibanding dengan hasil komisioning, dimana nilai *heat rate* saat ini sebesar 3,423.91 kCal/kWh. Untuk parameter *relative humidity*, terjadi peningkatan yang signifikan yaitu sebesar 160.12 % dibanding dengan pengujian pada saat komisioning. Perbandingan parameter operasi GT 1.1 pada saat komisioning dengan pengujian Juni 2013 tidak dapat dilakukan karena data komisioning untuk GT 1.1 tidak ada.

Tabel 6. Perbandingan komisioning dengan pengujian pada GT 2.1

Parameter	Komisioning	Pengujian	Deviasi
	7 Juli 1997	28 Juni 2013	(%)
<i>Power Output (MW)</i>	103,12	100,77	-2,28
<i>Power Output Corrected (MW)</i>	107,71	-	-100,00
<i>Heat Rate (kCal/kWh)</i>	2.722,37	3.610,09	32,61
<i>Heat Rate Corrected (kCal/kWh)</i>	2.700,63	-	-100,00
<i>Fuel Flow (kg/h)</i>	27.499,25	31.762,30	15,50
<i>Ambient Temperature (°C)</i>	33,59	26,80	-20,21
<i>Relative Humidity (%)</i>	34,10	88,70	160,12
<i>Specific humidity (kg/kg)</i>	0,01	0,02	72,57
<i>Ambient Pressure (mbar)</i>	1.009,30	1.005,25	-0,40

Efisiensi pada siklus brayton dapat ditingkatkan dengan menaikkan *pressure ratio*, menurunkan *inlet temperature* atau menaikkan turbin *inlet temperature*<sup>(4)</sup>. Faktor dibawah ini berpengaruh dalam penurunan efisiensi *gas turbine*, yaitu :

1. Kenaikan *compressor inlet temperature*
2. Penurunan *compressor outlet air pressure*
3. Kenaikan *exhaust turbine temperature*

Tabel 7. Perbandingan parameter *GT Compressor* saat komisioning dengan pengujian

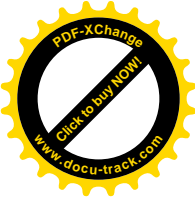
Item	Code	Calculation Formula	Unit	Result	
				GT 2.1	GT 2.1
				Komisioning 1997	Pengujian 2013
GT compressor inlet air temperature	T1C	measured	°C	33,59	26,80
GT compressor outlet air temperature	T2C	measured	°C	363,00	352,40
GT compressor outlet air pressure	PCS	measured	kg/cm <sup>2</sup> (A)	11,60	10,32
Ambient pressure	Pa	measured	kg/cm <sup>2</sup> (A)	1,03	1,03
GT compressor efficiency	$\eta_c$	$((T1C+273.15)/(T2C-T1C)) \times (((PCS)/Pa)^{0.19}) - 1 \times 100$	%	92,87	86,07

Pada Tabel 7 dapat dilihat bahwa *compressor outlet air pressure* mengalami penurunan sebesar 11 % dari nilai komisioningnya. Penurunan *compressor outlet air pressure* dapat menjadi indikasi terjadi pengotoran (*fouling*) di sudu kompresor. Disamping itu *self cleaning filter* untuk udara masuk kompresor tidak berfungsi. Hal ini menyebabkan terakumulasinya kekotoran pada *filter* udara masuk kompresor yang memberikan kontribusi terjadinya penurunan efisiensi kompresor.

## 5. KESIMPULAN

Dari pengujian heat rate dan efisiensi PLTGU Tambak Lorok Blok 1 dan Blok 2 diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. PLTGU Tambak Lorok GT 1.1 blok 1 memiliki nilai GPHR (*Gross Plant Heat Rate*) paling rendah pada beban 88.73 MW yaitu sebesar 3,094.02 kCal/kWh, sedangkan untuk nilai GPHR paling tinggi didapat pada beban 29.02 MW yaitu sebesar 4,861.52 kCal/kWh. Untuk GT 2.1 Blok 2 memiliki nilai GPHR paling rendah pada beban 100.77 MW yaitu sebesar 3,423.91 kCal/kWh dan untuk GPHR tertinggi berada pada beban 30.19 MW yaitu sebesar 5,358.81 kCal/kWh.
2. Nilai (NPHR) *Net Plant Heat Rate* paling rendah pada GT 1.1 pada beban 88.73 MW yaitu sebesar 3,105.61 kCal/kWh, sedangkan nilai NPHR paling tinggi terdapat pada beban 29.02 MW, yaitu sebesar 4,915.95 kCal/kWh. Pada GT 2.1 memiliki nilai *Net Plant Heat Rate* paling rendah pada beban 100.77 MW yaitu sebesar 3,435.96 kCal/kWh, sedangkan nilai NPHR paling tinggi didapat pada beban 30.19 MW yaitu sebesar 5,509.22 kCal/kWh.
3. Turbin dan kompresor GT 1.1 memiliki efisiensi tertinggi pada beban 88.73 MW yaitu 27.79 % untuk efisiensi turbin dan 85.68 % untuk efisiensi kompresor. Sedangkan pada GT 2.1 nilai efisiensi turbin dan kompresor tertinggi pada beban 100.77 MW yaitu 25.11 % untuk efisiensi turbin dan 86.07 untuk efisiensi kompresor.



4. PLTGU Tambak Lorok mengalami penurunan daya mampu sebesar 2.28 % dari 103.12 MW pada saat komisioning tahun 1997, menjadi 100.77 MW pada pengujian *heat rate* bulan Juni 2013.
5. Telah terjadi penurunan tekanan *discharge* kompresor sebesar 11 % dibandingkan dengan nilai komisioning. Penurunan *compressor outlet air pressure* dapat menjadi indikasi terjadi pengotoran (*fouling*) di sudu kompresor.

## 6. SARAN

Perlu dimaksimalkan pengoperasian *self-cleaning* pada *inlet air filter* secara *continue* dan benar. Disamping itu juga perlu dilakukan *washing compressor* secara berkala agar degradasi kompresor dapat diminimalisir.

## 7. REFERENSI

1. *The American Society of Mechanical Engineers, "Gas Turbine Power Plants", Performance Test Code 22, 2005.*
2. *ISO-2314, "Specification for Gas Turbine : acceptance tests", 2009.*
3. *Performance Test Procedure PLTGU Tambak Lorok Blok 2, 1997.*
4. Boyce. Meherwan P., 1982, *Gas Turbine Engineering Handbook*, Gulf Publishing Company, Texas.