

Kajian Potensi Kerugian Akibat Penggunaan BBM pada PLTG dan PLTGU di Sistem Jawa Bali

Luqman Nur Imansyah, Rony Seto Wibowo, dan Soedibyo

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)

Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111

E-mail: imansyah11@mhs.ee.its.ac.id, ronyseto@ee.its.ac.id, soedieb@ee.its.ac.id

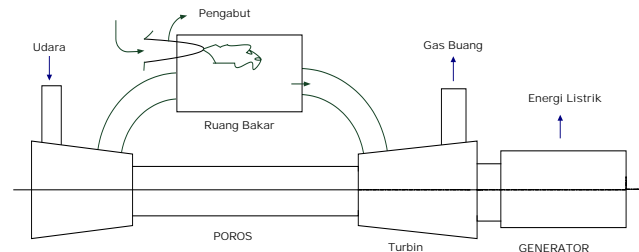
Abstrak—Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik perlu dilakukan meminimalisasi biaya operasi atau *fuel cost*. Tujuannya agar daya beban tetap terpenuhi, sedangkan biaya operasi dapat ditekan. Faktor yang menjadi pertimbangan dalam meminimalkan biaya operasi adalah harga bahan bakar. Selama ini pemakaian Bahan Bakar Minyak (BBM) dalam pengoperasian pembangkit listrik menimbulkan kerugian dari sisi biaya operasi. Hal tersebut dikarenakan potensi gas alam yang dalam penggunaannya lebih efisien dan murah oleh pemerintah Indonesia lebih dikhususkan untuk kebutuhan ekspor. Maka, kajian didalam tugas akhir ini ialah mengenai seberapa besar dampak kerugian penggunaan BBM pada pembangkit listrik. Alasan PLTG dan PLTGU dipilih yaitu karena pembangkit ini memiliki efisiensi *thermal* yang tinggi, sehingga dapat menggunakan bahan bakar dari berbagai jenis minyak. *Dynamic Optimal Power Flow (DOPF)* dipakai untuk menghitung biaya operasi dengan menggunakan metode *Quadratic Programming*. DOPF dilakukan dengan menggunakan program Matpower dan *software matlab*. Sistem yang digunakan yaitu PLTG dan PLTGU yang beroperasi pada sistem kelistrikan Jawa Bali 500 kV.

Kata Kunci— Kata kunci : Biaya Operasi Pembangkitan, *Dynamic Optimal Power Flow (DOPF)*, *Quadratic Programming*.

I. PENDAHULUAN

Energi listrik merupakan suatu faktor penunjang yang sangat penting bagi perkembangan secara menyeluruh suatu bangsa. Di Indonesia, dengan semakin meningkatnya kegiatan industri dan jumlah penduduknya, maka kebutuhan energi listrik juga mengalami peningkatan. Ada beberapa faktor yang mempengaruhi ketersediaan listrik di Indonesia, antara lain ketersediaan energi primer dan harga bahan bakar. Telah diketahui bahwa biaya terbesar dari pembiayaan pembangkit listrik adalah untuk bahan baku energi (sekitar 80 %), selain itu naik/turunnya biaya pembangkitan selalu terkait dari penggunaan energi listrik oleh beban[3].

Pemakaian Bahan Bakar Minyak (BBM) dalam pengoperasian pembangkit listrik tentu menimbulkan kerugian dari sisi biaya operasi. Pada 2009 pemerintah Indonesia mengeluarkan kebijakan untuk mengkonversi penggunaan BBM ke Gas. Kebijakan ini tentu beralasan karena mengingat pemakaian gas lebih murah dan Indonesia sendiri kaya akan gas bumi[3]. Merujuk pada data yang dikeluarkan oleh kementerian ESDM bahwa cadangan gas bumi masih sangat



Gambar 1. Prinsip Kerja unit pembangkit turbin gas

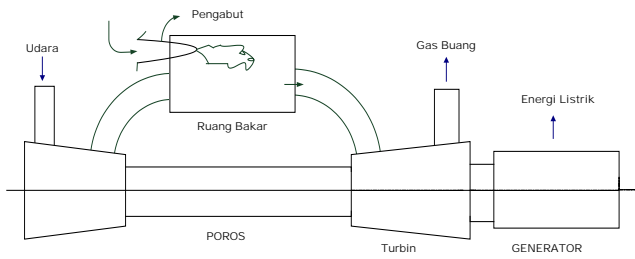
potensial, namun pemanfaatan di dalam negeri khususnya untuk pembangkit listrik masih minimal. Hal tersebut dikarenakan lebih dari 50% gas bumi untuk kebutuhan ekspor. Hal ini menjadi sorotan pemerintah bahwa penggunaan BBM pada pembangkit harus dibatasi dan penggunaan gas bumi harus dimaksimalkan[4]. Oleh karena itu, di tugas akhir ini akan dikaji mengenai seberapa besar dampak kerugian penggunaan BBM pada pembangkit listrik yang terhubung dengan sistem 500 kV. PLTG dan PLTGU dipilih karena pembangkit ini memiliki efisiensi *thermal* yang tinggi, sehingga dapat menggunakan bahan bakar dari jenis minyak. Dalam Tugas Akhir ini, fokus perhitungan pada perbedaan biaya operasi tahunan penggunaan minyak HSD dan Gas alam pada PLTG dan PLTGU yang terhubung dengan sistem 500 kV.

Perhitungan *fuel cost* dilakukan dengan DOPF (*Dynamic Optimal Power Flow*) dan dengan menggunakan metode *quadratic programming* yang dilakukan pada enam pembangkit *thermal* yang terhubung langsung dengan sistem Jawa Bali 500 kV.

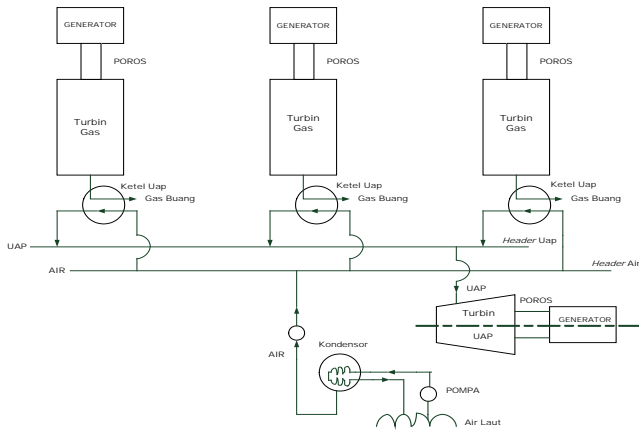
II. DYNAMIC OPTIMAL POWER FLOW

A. Pusat Listrik Tenaga Gas

Prinsip kerja pembangkit listrik tenaga gas ialah berawal dari udara yang masuk ke kompresor untuk dinaikkan tekannya, kemudian udara tersebut dialirkan ke ruang bakar. Di dalam ruang bakar, udara yang telah dinaikkan tekannya ini dicampur dengan bahan bakar dan dibakar. Apabila digunakan Bahan Bakar Gas (BBG), maka gas dapat langsung dicampur dengan udara untuk dibakar, tetapi apabila digunakan Bahan Bakar Minyak (BBM), maka BBM ini harus dijadikan kabut terlebih dahulu kemudian baru dicampur



dengan udara untuk dibakar.



Gambar 2. Skema sebuah blok PLTGU yang terdiri dari 3 unit PLTG dan sebuah unit PLTU

B. Dynamic Optimal Power Flow (DOPF)

Dynamic Optimal Power Flow Arus Searah merupakan pengembangan dari OPF Arus Searah yang digunakan untuk melakukan penjadwalan pembangkit dengan beban bersifat dinamis.

Dalam permasalahan *realtime*, pembangkitan generator harus disesuaikan dengan perubahan beban. Di sisi lain perubahan daya pembangkitan generator harus dijaga pada batas tertentu yang disebut dengan *ramp rate*, hal ini berfungsi untuk menjaga *life time* dari pembangkit dan peralatan pendukung pembangkit.

Cost function dari unit Generator ke-*i* pada level waktu ke-*t* dimodelkan dengan persamaan :

$$\text{minimize } C = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^N F_i(P_{it}) \tag{1}$$

dengan, $F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$ (2)

Keterangan : *T* adalah jumlah level beban, *N* adalah jumlah generator, *P_i* adalah daya keluaran dari unit ke-*i* dan *a_i*, *b_i* dan *c_i* adalah *cost coefficient* unit generator ke-*i*.

Fungsi objektif tersebut diminimalkan melalui batasan :

- *equality constraint* : “ *active power balance*”

$$P_i^t + P_{gi}^t = P_{di}^t \tag{3}$$

$$P_i^t = \sum_{j=1}^n \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \tag{4}$$

dengan *P_i^t* adalah injeksi daya aktif semua saluran *ij* yang terhubung di bus-*i* saat *t*, *P_{gi}^t* adalah injeksi daya aktif generator pada bus-*i* saat *t*, sedangkan *P_{di}^t* adalah daya aktif beban pada bus- *i* saat *t*. *X_{ij}* adalah reaktansi saluran *ij* dan *θ_i* adalah sudut bus *i*.

- *inequality constraint*

$$P_i^{min} \leq P_i^t \leq P_i^{max} \tag{5}$$

P_i^t merupakan daya keluaran dari unit ke-*i*, *P_i^{min}* dan *P_i^{max}* merupakan kapasitas pembangkitan minimum dan maksimum unit generator ke-*i*.

$$-P_{ij}^{max} \leq P_{ij}^t \leq P_{ij}^{max} \tag{6}$$

P_{ij}^t adalah daya aktif yang mengalir di saluran *ij* saat *t*, sedangkan *P_{ij}^{max}* adalah kapasitas saluran *ij*.

$$-\delta_i \leq P_{i(t+1)} - P_{it} \leq \delta_i \tag{7}$$

P_i^t merupakan daya keluaran dari unit ke-*i*, *δ* adalah *ramp limit* dari generator-*i*.

C. Quadratic Programming

Quadratic programming (QP) merupakan masalah optimasi dari fungsi objektif berupa persamaan kuadrat dengan *constraints* linear. Batasan linear digunakan untuk membatasi nilai variabel yang dioptimasi.. Secara umum algoritma *quadratic programming* dapat ditulis sebagai :

Meminimalkan fungsi :

$$F(x) = f + g^T x + \frac{1}{2} x^T H x \tag{8}$$

Sesuai dengan *constraint* sistem linier

$$lb \leq Ax \leq ub \tag{9}$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \tag{10}$$

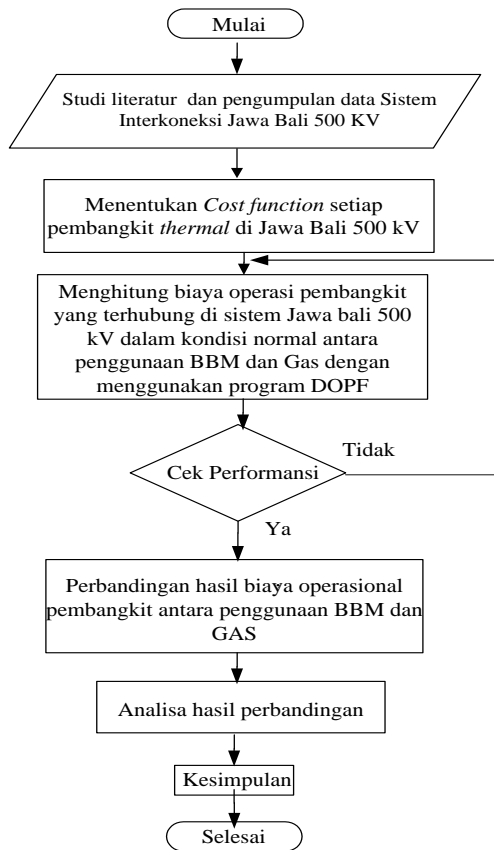
III. SISTEM JAWA BALI 500 KV

A. Flowchart Penyelesaian Tugas Akhir

Pada tugas akhir ini dilakukan dengan mempelajari sistem 500 kV dalam keadaan stabil.

Data-data yang dibutuhkan dalam pengerjaan tugas akhir ini didapat dari P3B pusat jakarta pada september 2013. Proses pengolahan data melalui beberapa tahapan, yakni data pembangkitan yang diperoleh dikali dengan data lain yang kemudian dikalikan dengan harga bahan bakar yang digunakan di tiap-tiap pembangkit. Setelah didapat suatu nilai koefisien biaya operasi dari hasil pengalihan dengan harga bahan bakar tersebut, kemudian data dimasukkan ke dalam program pada *software* matlab.

Dari hasil running didapat nilai biaya operasi keseluruhan pada sistem 500 kV. Dari hasil perbandingan, kemudian dianalisis dan disimpulkan sebagai kesimpulan tugas akhir. *Flowchart* pengerjaan tugas akhir ini seperti pada gambar 3.



Gambar 3. Flowchart penyelesaian tugas akhir Tabel 1.

Data beban Sistem Jawa bali 500 kV

No Bus	Nama Bus	Type Bus	Beban	
			P (MW)	Q (MVar)
1	Suralaya	Slack	220	69
2	Cilegon	Load	186	243
3	Kembangan	Load	254	36
4	Gandul	Load	447	46
5	Cibinong	Load	680	358
6	Cawang	Load	566	164
7	Bekasi	Load	621	169
8	MuaraTawar	Generator	0	0

B. Data Pembebanan

Sistem pembangkit 500 kV terdiri dari beberapa bus yang memiliki data beban berbeda pada masing – masing busnya. Data pembebanan pada masing-masing bus dapat dilihat pada tabel 1.

Pada sistem 500kV Jawa Bali memiliki 8 pembangkit, 30 saluran dan 25 bus. Bus tersebut terdiri dari 1 buah *slack bus*, 7 buah *generator bus*, dan 17 *load bus*. Total beban maksimal yang terpasang adalah 9493 MW dan 3678 MVAR.

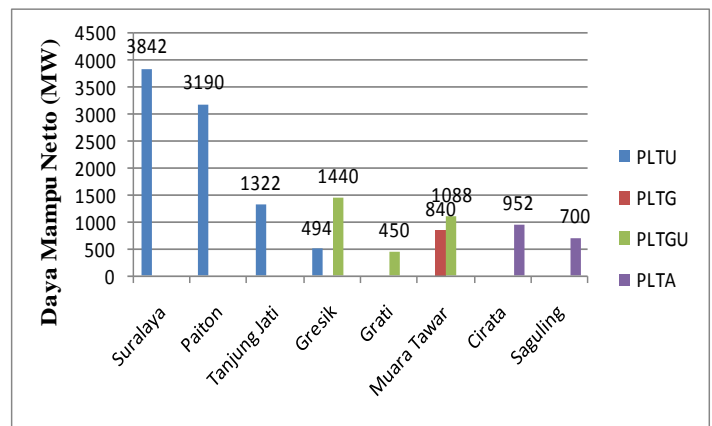
Jumlah Unit Pembangkit di Sistem 500 kV

Gambar 5 merupakan data jumlah unit pembangkit pada sistem Jawa Bali 500 kV. Jumlah unit pembangkit yang ada diasumsikan selalu terdapat 35 generator dan selalu dalam keadaan menyala.

Tabel 1.

Data beban Sistem Jawa bali 500 kV (lanjutan)

No Bus	Nama Bus	Type Bus	Beban	
			P (MW)	Q (MVar)
9	Cibatu	Load	994	379
10	Cirata	Generator	550	177
11	Saguling	Generator	0	0
12	Bandung Selatan	Load	666	400
13	Mandiracan	Load	293	27
14	Ungaran	Load	494	200
15	Tanjung Jati	Generator	0	0
16	Surabaya barat	Load	440	379
17	Gresik	Generator	123	91
18	Depok	Load	327	67
19	Tasik Malaya	Load	213	73
20	Pedan	Load	530	180
21	Kediri	Load	551	153
22	Paiton	Generator	267	50
23	Grati	Generator	111	132
24	Balaraja	Load	681	226
25	Ngimbang	Load	279	59



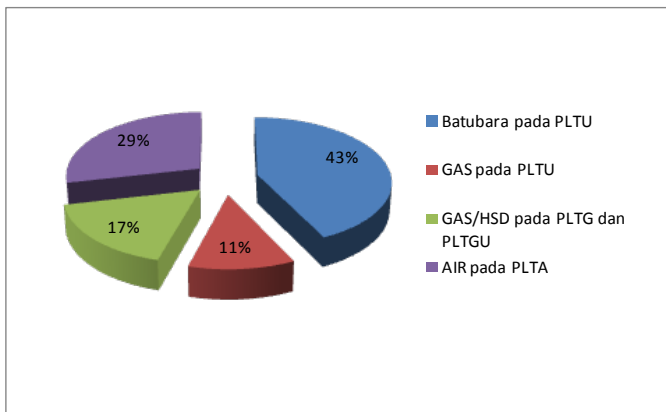
Gambar 4.. Grafik Jumlah Unit Pembangkit 500 kV

Kemudian dari sisi penggunaan bahan bakar, pembangkit yang terhubung di Sistem 500 kV 43% menggunakan batubara. Dimana penggunaan terbesar batubara dipakai di pembangkit PLTU. Untuk pembangkit PLTG dan PLTGU, masing unit pembangkitnya menggunakan dual bahan bakar, yakni menggunakan gas dan HSD.

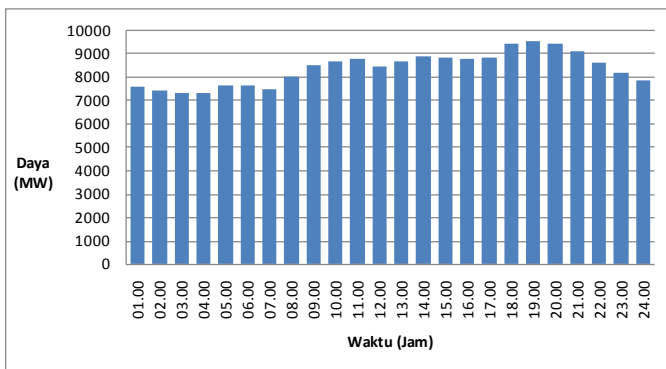
Dari kurva dapat dilihat bahwa penggunaan HSD masih dominan dipakai untuk bahan bakar dalam operasi pembangkit.

B. Kurva Beban Harian

Pada tugas akhir ini dibutuhkan data beban selama 1 tahun. Data beban diolah agar didapat beban harian dalam setahun. Beban tersebut kemudian dibagi dalam 4 layer, yakni data beban senin sampai kamis, data beban jumat, data beban sabtu, dan data beban minggu. Data beban senin sampai kamis dijadikan 1 layer karena dalam 4 hari itu diasumsikan bebannya sama. Data beban yang dipakai pada layer senin



Gambar 5. Prosentase penggunaan bahan bakar pada unit pembangkit yang terhubung di Sistem 500 Kv.



Gambar 6. Kurva beban harian dalam setahun yang mewakili hari senin sampai kamis.

sampai kamis adalah data beban hari rabu. Hari rabu adalah kondisi dimana beban paling besar dan beban puncak terjadi pada pukul 19.00.

Data beban dibutuhkan untuk mengetahui biaya pembangkitan tiap jam. Untuk data beban pada layer senin sampai kamis dapat dilihat pada Gambar 6. Pada kurva terlihat bahwa beban pada saat jam 19:00 merupakan beban puncak. Kemudian beban akan turun lagi setelah jam 19:00. Beban pada jam 19.00 adalah beban yang terbesar dalam 1 minggu.

IV. HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

A. Perhitungan Fungsi Biaya Pembangkit Thermal

Hal yang paling mendasar dalam operasi ekonomis adalah membuat kurva fungsi biaya pembangkit. Fungsi biaya pembangkit tersebut berasal dari karakteristik *input-output* pada masing-masing unit pembangkit yang terhubung pada Sistem 500 kV. Perhitungan karakteristik *input-output* pembangkit thermal pada tabel 2.

Berdasarkan tabel 2 dan tabel 3 didapatkan koefisien biaya dengan cara memasukkan data *heatrate* dan batasan daya ke dalam program *Matlab*.

Harga yang tertera pada tabel 4 dan tabel 5 adalah hasil bagi antara harga gas dan HSD dengan kandungan kalori, maka harga gas dan HSD yang digunakan adalah 0,274 Rp/kkal dan 1,4546 Rp/kkal, kemudian menentukan karakteristik *input-output* dalam R/h :

Tabel 2.
Koefisien biaya pembangkit PLTG Muara Tawar blok 3

Daya (MW)	Heatrate (kcal/MWh)	(kcal/h)	Koefisien biaya pembangkit (kcal/h) ap^2+bp+c
35	4419890	154696150	a= -1869,124015
80	3141720	251337600	b= 2347727,7375
120	2741120	328934400	c= 74956583,885
140	2624670	367453800	

Tabel 3.
Koefisien biaya pembangkit PLTGU Muara Tawar Blok1

Daya (MW)	Heatrate (kcal/MWh)	(kcal/h)	Koefisien biaya pembangkit (kcal/h) ap^2+bp+c
315	2591000	816165000	a= 1583,757822
410	2313000	948330000	b= 272114,3781
504	2211000	1114344000	c= 572626027,67
585	2176000	1272960000	

Tabel 4.
Harga bahan bakar pembangkit PLTG Muara Tawar blok 3 Pemakaian gas

Harga Gas (Rp/MMBTU)	Kandungan kalori (kcal/MMBTU)	Harga (Rp/kcal)
69.153,88	252000	0,274

Tabel 5.
Harga bahan bakar pembangkit PLTG Muara Tawar blok 3 Pemakaian HSD

Harga Gas (Rp/MMBTU)	Kandungan kalori (kcal/MMBTU)	Harga (Rp/kcal)
69.153,88	252000	0,274

Tabel 6.
Harga Bahan Bakar Pembangkit PLTGU Muara Tawar Blok 1 pemakaian gas

Harga Gas (Rp/MMBTU)	Kandungan kalori (kcal/MMBTU)	Harga (Rp/kcal)
69.153,88	252000	0,274

Tabel 7. Harga Bahan Bakar Pembangkit PLTGU Muara Tawar Blok 1 pemakaian HSD

Harga HSD (Rp/Liter)	Kandungan kalori (kcal/Liter)	Harga (Rp/kcal)
13.229,87	9095	1,4546

$$F_{PLTG \text{ blok 3 pemakaian gas}} = H_i \times 0.274 = -512,888 P^2 + 644216,49P + 20568086,62Rp/h$$

$$F_{PLTG \text{ blok 3 pemakaian HSD}} = H_i \times 1.4546 = -2718,9 P^2 + 3415004,7P + 109031846,9Rp/h$$

Harga yang tertera pada tabel 6 dan tabel 7 hasil bagi antara harga gas dan HSD dengan kandungan kalori, maka harga gas dan HSD yang digunakan adalah 0,274 Rp/kkal dan 1,4546 Rp/kkal, kemudian menentukan karakteristik *input-output* dalam R/h :

$$F_{PLTGU \text{ blok 1 pemakaian gas}} = H_i \times 0.274 = 434,5831464 P^2 + 74668,18533P + 157128582 Rp/h$$

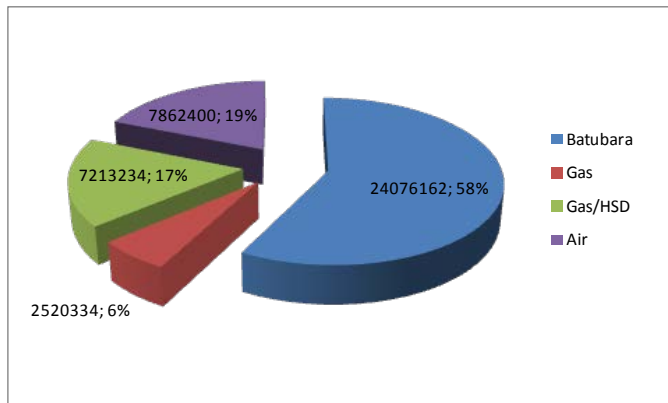
$$F_{PLTGU \text{ blok 1 pemakaian HSD}} = H_i \times 1.4546 = 2303,734128 P^2 + 395817,5743P + 832941819,8 Rp/h$$

Pada Tabel 8 dapat diketahui nilai Pmin dan Pmax dari unit pembangkit Gresik. Data ini juga akan diproses di matlab

Tabel 8.

Data batasan generator pembangkit Muara Tawar

Unit Pembangkit	P min (MW)	P max (MW)
PLTU 1-2	35	140
PLTU 3-4	315	585



Gambar 7 Prosentase Energi (MWh) pada hari Senin-Kamis

agar daya yang dibangkitkan oleh generator tidak melampaui kapasitasnya dan sesuai batasan ramp rate pada DOPF.

B. Perhitungan Energi (MWh) Tahunan Pada Sistem Jawa Bali 500 kV

Untuk menentukan energi, maka dibutuhkan daya generation pada masing-masing layer. Setelah diketahui daya generation yang disimulasikan pada DOPF, maka dihitung energi berdasarkan bahan baku primer pada pembangkit listrik yang terhubung di sistem 500 kV. Selanjutnya dicari energi tahunan. Energi tahunan dapat dirumuskan pada persamaan 11 dan 12

$$\text{Energi Mingguan} = 4 \times \text{energi hari senin-kamis} \quad (11)$$

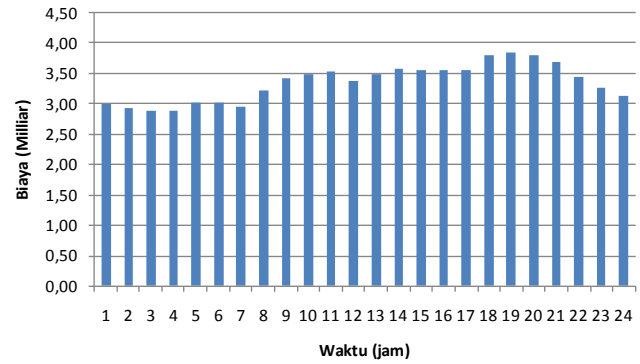
$$\text{Energi Tahunan} = \text{Energi mingguan} \times 52 \text{ minggu} \quad (12)$$

Gambar 7 merupakan hasil perhitungan energi tahunan yang dilakukan pada hari senin sampai kamis dengan daya generation yang diwakili oleh kurva beban senin sampai kamis.

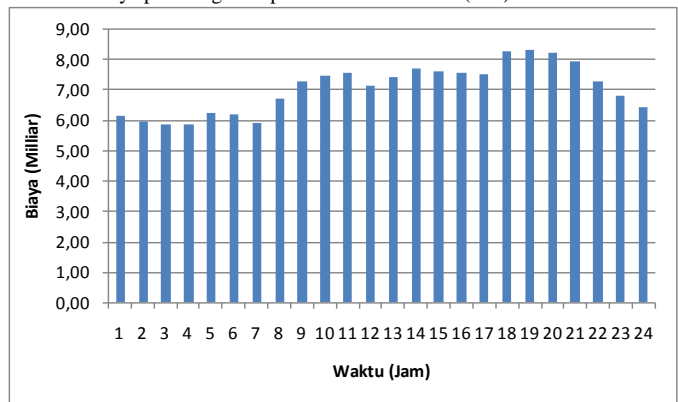
C. Simulasi Biaya Operasi

1) Simulasi Biaya Operasi Harian Dalam Setahun Penggunaan Bahan Bakar Gas

Dalam tugas akhir ini perhitungan biaya operasi keadaan sistem stabil dan diasumsikan semua generator dalam keadaan menyala. Biaya akan disimulasikan dengan beban yang tampak pada kurva beban senin-kamis, kurva beban jumat, kurva beban sabtu dan kurva beban minggu. Gambar 8 merupakan hasil simulasi dari biaya operasi pada senin-kamis saat PLTG dan PLTGU menggunakan gas. Biaya pada jam 19.00 adalah yang terbesar. Biaya operasi mencapai puncak tertinggi pada saat beban puncak.



Gambar 8 biaya pembangkitan pada hari senin-kamis (Gas)



Gambar 9 biaya pembangkitan pada hari senin-kamis (HSD)

1) Simulasi Biaya Operasi Harian Dalam Setahun Penggunaan Bahan Bakar HSD

Biaya operasi mengalami kenaikan sekitar dua kali lipat dibanding penggunaan gas. Hal ini disebabkan oleh harga beli bahan bakar yang besar dan berdampak kepada biaya operasi yang juga ikut meningkat. Kenaikan beban saat beban puncak berimbas langsung kepada biaya operasi yang juga meningkat.

2) Perbandingan Biaya Operasi Pada Saat PLTG dan PLTGU menggunakan Bahan Bakar Gas dan Biaya Operasi saat menggunakan Bahan Bakar HSD

Perbandingan biaya dilakukan pada saat PLTG dan PLTGU pada sistem 500 kV menggunakan Gas dengan menggunakan HSD. Dari hasil simulasi dapat terbukti penggunaan gas lebih murah dari penggunaan HSD.

Tabel 9.
Hasil Simulasi Biaya Pada Hari Senin-Kamis

Jam	Biaya operasi hari senin - kamis		Selisih
	Penggunaan Gas	Penggunaan HSD	
1	Rp 3.006.600.000	Rp 6.155.100.000	Rp 3.148.500.000
2	Rp 2.938.900.000	Rp 5.988.600.000	Rp 3.049.700.000
3	Rp 2.885.000.000	Rp 5.856.400.000	Rp 2.971.400.000
4	Rp 2.890.400.000	Rp 5.854.600.000	Rp 2.964.200.000
5	Rp 3.032.700.000	Rp 6.234.600.000	Rp 3.201.900.000
6	Rp 3.028.700.000	Rp 6.209.600.000	Rp 3.180.900.000
7	Rp 2.963.100.000	Rp 5.930.000.000	Rp 2.966.900.000
8	Rp 3.212.900.000	Rp 6.706.300.000	Rp 3.493.400.000
9	Rp 3.423.400.000	Rp 7.294.400.000	Rp 3.871.000.000
10	Rp 3.502.700.000	Rp 7.485.500.000	Rp 3.982.800.000
11	Rp 3.543.600.000	Rp 7.587.300.000	Rp 4.043.700.000
12	Rp 3.390.000.000	Rp 7.137.200.000	Rp 3.747.200.000
13	Rp 3.483.200.000	Rp 7.427.600.000	Rp 3.944.400.000
14	Rp 3.592.900.000	Rp 7.706.100.000	Rp 4.113.200.000
15	Rp 3.561.300.000	Rp 7.629.600.000	Rp 4.068.300.000
16	Rp 3.549.400.000	Rp 7.600.500.000	Rp 4.051.100.000
17	Rp 3.554.400.000	Rp 7.517.300.000	Rp 3.962.900.000
18	Rp 3.812.900.000	Rp 8.309.100.000	Rp 4.496.200.000
19	Rp 3.847.500.000	Rp 8.322.200.000	Rp 4.474.700.000
20	Rp 3.803.300.000	Rp 8.222.200.000	Rp 4.418.900.000
21	Rp 3.688.800.000	Rp 7.969.800.000	Rp 4.281.000.000
22	Rp 3.454.600.000	Rp 7.281.700.000	Rp 3.827.100.000
23	Rp 3.271.000.000	Rp 6.798.100.000	Rp 3.527.100.000
24	Rp 3.133.200.000	Rp 6.445.300.000	Rp 3.312.100.000
Total	Rp80.570.500.000	Rp169.669.100.000	Rp89.098.600.000

Tabel 10.
Hasil Simulasi Biaya gabungan pada Hari Senin-Kamis

Jam	Biaya Operasi hari Senin-Kamis
	Penggunaan Bahan Bakar Gabungan
1	Rp 3.006.600.000
2	Rp 2.938.900.000
3	Rp 2.885.000.000
4	Rp 2.890.400.000
5	Rp 3.032.700.000
6	Rp 3.028.700.000
7	Rp 2.963.100.000
8	Rp 3.212.900.000
9	Rp 3.423.400.000
10	Rp 3.502.700.000
11	Rp 3.543.600.000
12	Rp 3.390.000.000
13	Rp 3.483.200.000
14	Rp 3.592.900.000

3) Simulasi Biaya Operasi Harian Dalam Setahun Penggunaan Bahan Bakar Gabungan.

Penggunaan bahan bakar gabungan ini diasumsikan jika pada jam 01.00- 16.00 pembangkitan menggunakan Gas dan pada jam 17.00-22.00 pembangkitan menggunakan HSD serta pada jam 23.00-24.00 kembali menggunakan Gas. Pada jam 17.00-22.00 adalah beban puncak. Jadi, hal ini dimaksudkan untuk meminimalkan biaya pembangkitan saat terjadi keterbatasan gas dan dengan pemakaian gabungan diharapkan bisa mengurangi kerugian pemakaian bahan bakar minyak.

Tabel 10.
Hasil Simulasi Biaya Pada Hari Senin-kamis (lanjutan)

Jam	Biaya Operasi hari Senin-Kamis
	Penggunaan Bahan Bakar Gabungan
15	Rp 3.561.300.000
16	Rp 3.549.400.000
17	Rp 7.517.300.000
18	Rp 8.309.100.000
19	Rp 8.322.200.000
20	Rp 8.222.200.000
21	Rp 7.969.800.000
22	Rp 7.281.700.000
23	Rp 3.271.000.000
24	Rp 3.133.200.000
Total	Rp 106.031.300.000

Tabel 11.
Biaya Tahunan penggunaan gas, HSD, dan Gabungan

	Total Biaya Seminggu	Total Biaya Setahun
GAS	Rp 544.318.600.000	Rp 28.304.567.200.000
HSD	Rp 1.137.467.900.000	Rp 59.148.330.800.000
Gabungan	Rp 715.310.100.000	Rp 37.196.125.200.000

D. Analisa Hasil Simulasi

Pada tabel 11 dapat dilihat perbandingan biaya tahunan antara penggunaan gas, penggunaan HSD, dan penggunaan gabungan.

V. KESIMPULAN

Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa penggunaan HSD sebagai bahan bakar pembangkit lebih mahal daripada penggunaan Gas. Akan tetapi penggunaan bahan bakar gabungan dalam sehari dapat mengurangi kerugian yang besar jika pemakaian HSD dalam sehari.

Dari hasil simulasi menunjukkan biaya operasi pembangkitan dengan menggunakan bahan bakar gabungan dalam setahun adalah Rp 37.196.125.200.000. Sedangkan biaya operasi pembangkitan dengan menggunakan gas dalam setahun adalah Rp 28.304.567.200.000. Jika memang ketersediaan pasokan gas sedang mengalami keterbatasan maka penggunaan bahan bakar gabungan dapat meminimalkan biaya operasi pembangkitan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Sidarjanto, "Diktat Kuliah Manajemen Sistem Tenaga Listrik", Jurusan Teknik Elektro -FTI -ITS.
- [2] Allen J.W. dan Bruce F.W., "Power Generation, Operation and Control", John Willey & Sons Inc, America, 1996
- [3] Ontoseno, Penangsang, "Diktat Kuliah Pengoperasian Optimum Sistem Tenaga Listrik", Jurusan Teknik Elektro -FTI -ITS.
- [3] Suryoatmojo, Heri, "Diktat kuliah Pembangkit Sistem Tenaga Listrik", Jurusan Teknik Elektro -FTI -ITS.
- [4] <http://www.dpr.go.id/id/berita/komisi7/2013/feb/06/5062/penggunaan-pembangkit-bbm-harus-dibatasi>
- [5] Cerdin, Cernas, "Sistem Tenaga Listrik," Andi, Yogyakarta, 2006
- [6] Nursidi, "Direct Current Dynamic Optimal Power Flow Using Quadratic Programming", Jurusan Teknik Elektro -FTI ITS, 2013.
- [7] PT PLN(Persero), "Statistik PLN 2012 dan RUPTL 2012-2021"
- [8] Marsudi, Djiteng, "Pembangkit Energi Listrik", Erlangga, Jakarta, 2005
- [9] Marsudi, Djiteng, "Operasi Sistem Tenaga Listrik," Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006