

BAB 5

ANALISIS PERHITUNGAN SISTEM KOGENERASI

5.1. Analisis Teknis

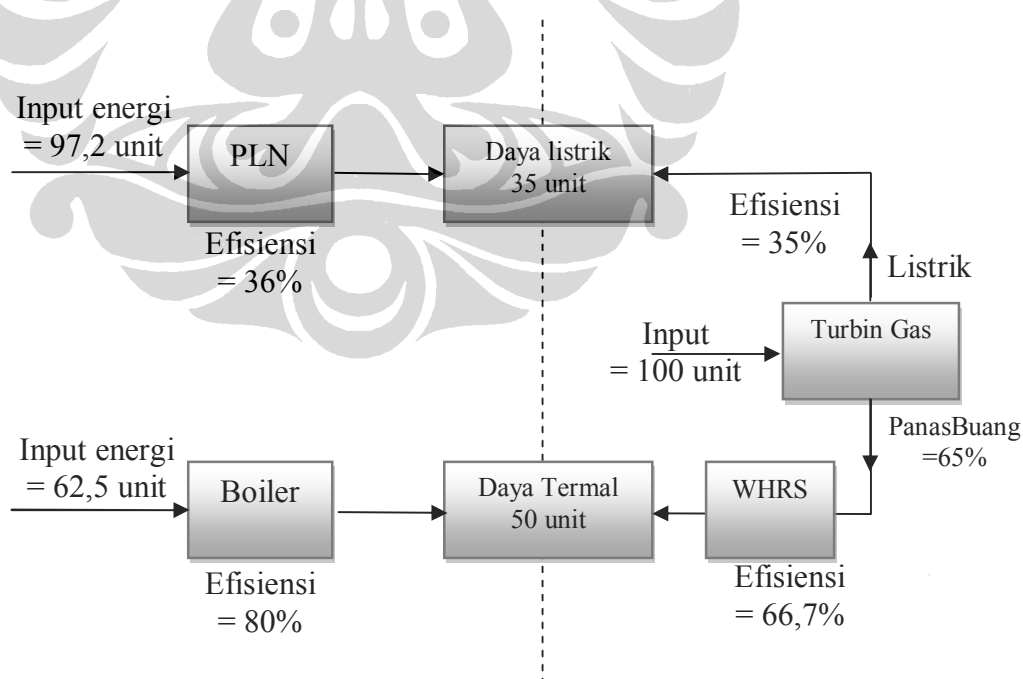
Perlu diperhitungkan faktor keamanan kapasitas, dimana kapasitas desain diasumsikan 20% lebih besar dari kebutuhan dasar daya.

Total kebutuhan dasar daya = $(1.041+252)$ kW, sehingga kapasitas desain sistem kogenerasi dapat diperkirakan sebesar = $1.293 \text{ kW} / 0,8 \approx 1.617 \text{ kW}$. Dengan menyesuaikan kapasitas tersebut, dipilih jenis penggerak mula yang tersedia dipasaran yaitu:

- Jenis Turbin Gas : Alstom Hurricane 1.630 kW
- Jenis *Reciprocating Machine* : Caterpillar G3516C 1.656 kW

Berikut ini akan dianalisa keseimbangan kebutuhan energi untuk mengetahui berapa besar efisiensi sistem kogenerasi, serta membandingkan dengan sistem konvensional.^[6]

- Dengan turbin gas ($E_{tr} = 50/35=1,4$)



Gambar 5.1 Keseimbangan Energi Konvensional & Kogenerasi Turbin Gas

Jumlah input energi pada sistem konvensional sebesar $97,2 + 62,5 = 159,7$ unit, artinya bahwa pada sistem konvensional ini, input energi lebih besar $159,7-100 = 59,7\%$ dari sistem kogenerasi. Turbin gas beroperasi dengan efisiensi listrik sebesar 35%, sehingga panas buang sebesar 65% dari input. Sistem pemulihan panas / *Waste Heat Recovery System* (WHRS) akan meningkatkan efisiensi panas buang sebesar 66,7%, sehingga keluaran termal menjadi $0,65 \times 66,7\% = 50\%$ dari input energi.

Efisiensi total (η) sistem kogenerasi diperoleh sebagai berikut:

$$h_{kogenerasi} = \left(\frac{\text{output listrik} + \text{pemulihan panas buang}}{\text{input energi}} \right) \times 100\% \quad (5.1)$$

$$h_{kogenerasi} = \left(\frac{35 + \{0,667 \times (100 - 35)\}}{100} \right) \times 100\% = 85\%$$

Sedangkan efisiensi sistem konvensional:

$$h_{konvensional} = \left(\frac{\text{output listrik} + \text{output termal}}{\text{total input energi}} \right) \times 100\% \quad (5.2)$$

$$h_{konvensional} = \left(\frac{35 + 50}{159,7} \right) \times 100\% = 53,2\%$$

Sehingga perbedaan efisiensi dari kedua sistem ini $85\% - 53,2\% = 31,8\%$. Apabila rasio termal: listrik ditingkatkan menjadi 2:1, kebutuhan termal menjadi 70 unit. Suplai tambahan termal akan diperoleh dari boiler sebesar :

Total kebutuhan termal – jumlah termal dari kogenerasi = $70 - 50 = 20$ unit.

Oleh karena itu input energi dari boiler := Suplai termal dari boiler / $\eta_B = 25$ unit

Input energi sistem kogenerasi ditambah tambahan termal dari boiler = 125 unit.

Efisiensi keseluruhan (kogenerasi+boiler) adalah:

$$h_{kogenerasi+boiler} = \left(\frac{\text{total keluaran termal dan listrik}}{\text{total input energi}} \right) \times 100\% = \frac{35 + 70}{125} = 84\% \quad (5.3)$$

Input energi yang dibutuhkan dari sistem konvensional:

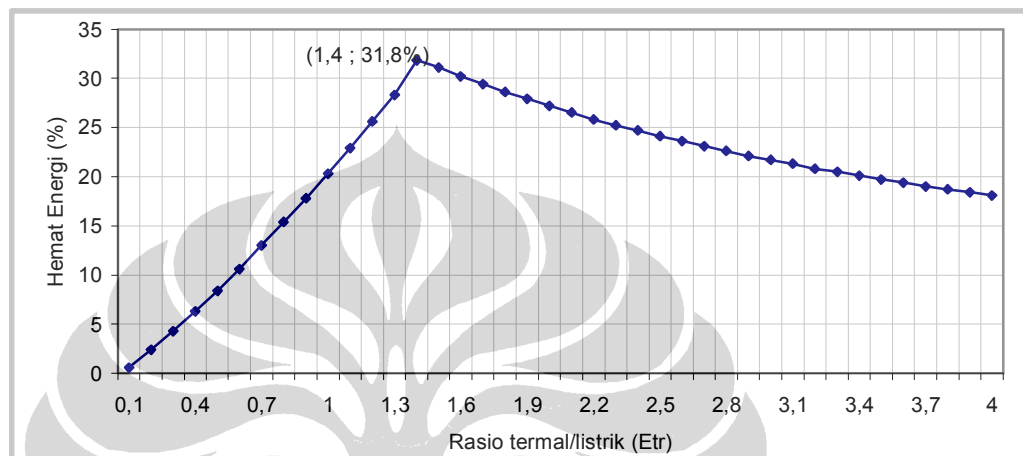
Untuk listrik: $35/0,36 = 97,2$ unit

untuk termal = $70/0,8 = 87,5$ unit

total input energi = 184,7 unit

$$h_{konvensional} = \left(\frac{35 + 70}{184,7} \right) \times 100\% = 56,8\%$$

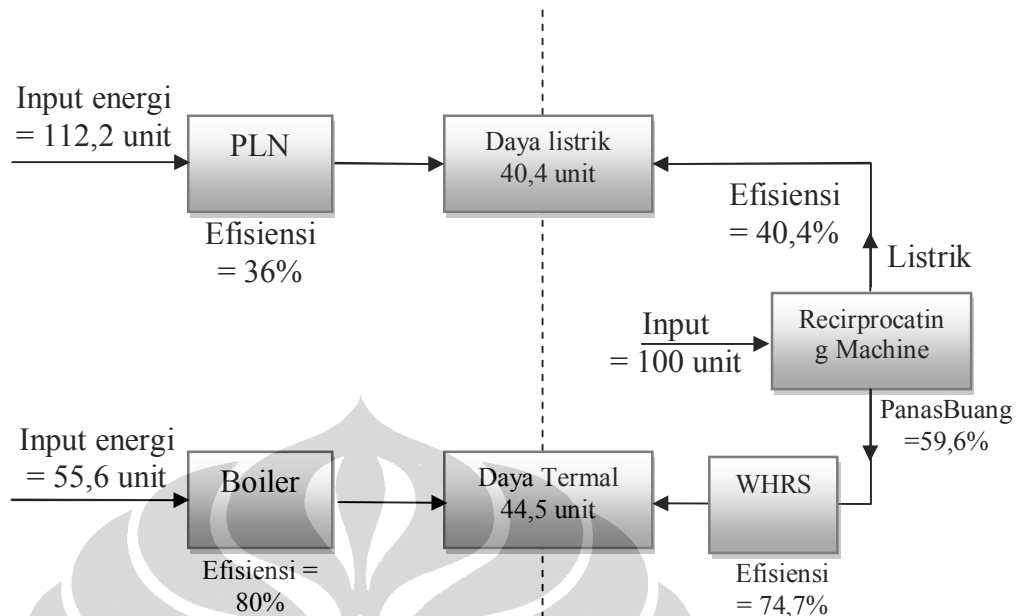
Perbedaan efisiensi kedua sistem ini menjadi $84\% - 56,8\% = 27,2\%$. Perbedaan ini sebanding dengan besarnya penghematan energi yang dihasilkan. Dari beberapa nilai E_{tr} yang dihitung, diperoleh karakteristik prosentase penghematan energinya.



Gambar 5.2 Karakteristik E_{tr} Turbin Gas dan Prosentase Hemat Energi

Dari gambar 5.2, keseimbangan kebutuhan energi antara sistem konvensional dengan sistem kogenerasi, optimum berada pada rasio $E_{tr} = 1,4$ yang menghasilkan besar prosentase penghematan energi 31,8% relatif terhadap sistem konvensional. Dengan menurunkan rasio E_{tr} yang berarti menurunkan kebutuhan termal. Kondisi ini akan lebih jauh menurunkan efisiensi dari sistem kogenerasi sedangkan efisiensi dari sistem konvensional menurun lebih kecil dari optimumnya, sehingga selisih efisiensi dari kedua sistem tersebut menurun lebih signifikan. Sedangkan untuk kondisi rasio E_{tr} yang meningkat yang berarti meningkatkan kebutuhan termal, sehingga kekurangan termal dari kondisi optimum disuplai dari boiler. Dengan tambahan kebutuhan termal ini akan meningkatkan efisiensi total dari sistem konvensional dan sistem kogenerasi lebih kecil dari optimumnya, sehingga perbedaan efisiensi antara sistem kogenerasi dengan sistem konvensional tidak signifikan menurun.

- Dengan reciprocating machine ($E_{tr} = 44,5 / 40,4 = 1,1$):



Gambar 5.3 Keseimbangan energi Konvensional & Reciprocating

Jumlah input energi pada sistem konvensional sebesar 167,8 unit, artinya bahwa pada sistem konvensional ini, input energi lebih besar $167\% - 100\% = 67,8\%$ dari sistem kogenerasi. *Reciprocating machine* beroperasi dengan efisiensi listrik sebesar 40,4%, sehingga panas buang sebesar 59,6% dari input. Sistem pemulihan panas / *Waste Heat Recovery System* (WHRS) akan meningkatkan efisiensi panas buang sebesar 74,7%, sehingga keluaran termal menjadi $0,596 \times 74,7\% = 44,5\%$ dari input energi.

Efisiensi total (η) sistem kogenerasi diperoleh sebagai berikut:

$$h_{kogenerasi} = \left(\frac{\text{output listrik} + \text{pemulihan panas buang}}{\text{input energi}} \right) \times 100\%$$

$$h_{kogenerasi} = \left(\frac{40,4 + \{0,747 \times (100 - 44,5)\}}{100} \right) \times 100\% = 84,9\%$$

Sedangkan efisiensi sistem konvensional:

$$h_{konvensional} = \left(\frac{\text{output listrik} + \text{output termal}}{\text{total input energi}} \right) \times 100\%$$

$$h_{konvensional} = \left(\frac{40,4 + 44,5}{167,8} \right) \times 100\% = 50,6\%$$

Sehingga perbedaan efisiensi dari kedua sistem ini $84,9\% - 50,6\% = 34,3\%$. Apabila rasio termal: listrik ditingkatkan menjadi 2:1, kebutuhan termal menjadi 80,8 unit.

Suplai tambahan termal akan diperoleh dari boiler sebesar :

Total kebutuhan termal – jumlah termal dari kogenerasi = $80,8 - 44,5 = 36,3$ unit.

Oleh karena itu input energi dari boiler := Suplai tambahan termal boiler / η_B
 $= 36,6 / 0,8 = 45,4$ unit.

Input energi sistem kogenerasi ditambah tambahan termal dari boiler = 145,4 unit.

Efisiensi keseluruhan (kogenerasi+boiler) adalah:

$$h_{kogenerasi+boiler} = \left(\frac{\text{total keluaran termal dan listrik}}{\text{total input energi}} \right) \times 100\% = \frac{40,4 + 80,8}{145,4} = 83,4\%$$

Input energi yang dibutuhkan dari sistem konvensional:

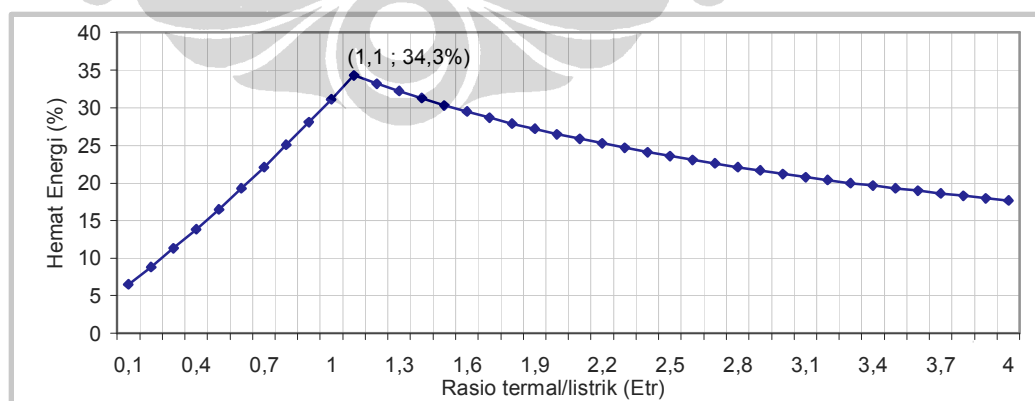
Untuk listrik: $40,4 / 0,36 = 112,2$ unit

untuk termal = $80,8 / 0,8 = 101$ unit

total input energi = 213,2 unit

$$h_{konvensional} = \left(\frac{40,4 + 80,8}{213,2} \right) \times 100\% = 56,9\%$$

Perbedaan efisiensi kedua sistem ini menjadi $83,4\% - 56,9\% = 26,5\%$. Dari beberapa nilai E_{tr} yang dihitung, diperoleh karakteristik prosentase penghematan energinya.



Gambar 5.4 Karakteristik E_{tr} Reciprocating dan Prosentase Hemat Energi

Dari gambar 5.4, keseimbangan kebutuhan energi antara sistem konvensional dengan sistem kogenerasi, optimal berada pada rasio $E_{tr} = 1,1$ yang menghasilkan besar prosentase penghematan energi 34,3% relatif terhadap sistem konvensional. Dengan menurunkan rasio E_{tr} yang berarti menurunkan kebutuhan termal. Kondisi ini akan lebih jauh menurunkan efisiensi dari sistem kogenerasi sedangkan efisiensi dari sistem konvensional menurun lebih kecil dari optimumnya, sehingga selisih efisiensi dari kedua sistem tersebut menurun lebih signifikan. Sedangkan untuk kondisi rasio E_{tr} yang meningkat yang berarti meningkatkan kebutuhan termal, sehingga kekurangan termal dari kondisi optimum disuplai dari boiler. Dengan tambahan kebutuhan termal ini akan meningkatkan efisiensi total dari sistem konvensional dan sistem kogenerasi lebih kecil dari optimumnya, sehingga perbedaan efisiensi antara sistem kogenerasi dengan sistem konvensional tidak signifikan menurun.

5.1.1. Kondisi Awal

Pada kondisi awal, semua energi termal disuplai oleh boiler konvensional sedangkan energi listrik disuplai oleh PLN.

- Perhitungan konsumsi energi

Dengan menggunakan rata-rata kebutuhan listrik dan termal:

- Total konsumsi energi listrik = kebutuhan listrik x jam operasi aktual
 $= 1.041 \text{ kW}_e \times 8760 \text{ jam} = 9.115.960 \text{ kWh}$
- Total konsumsi termal = kebutuhan energi termal x jam operasi aktual
 $= 252 \text{ kW}_{th} \times 8760 \text{ jam}$
 $= 2.210.630 \text{ kWh} \simeq 7,96 \text{ TJ}$

- Perhitungan Emisi GHG

Dari tabel 4.2 dan 4.3 dapat dihitung:

$$\begin{aligned} \text{Total konsumsi bahan bakar solar} &= 184.320 \text{ liter} \simeq 172.800 \text{ kg/tahun} \\ &= 1,946 \times 10^9 \text{ kcal} \simeq 8,15 \text{ TJ / tahun} \end{aligned}$$

Emisi GHG terdiri dari emisi GHG dari penggunaan bahan bakar solar dan pemanfaatan energi listrik.

Dengan menggunakan koefisien emisi dari tabel 4.1

Emisi GHG penggunaan bahan bakar solar = $(8,15 \text{ TJ/tahun} \times 20 \text{ tons C/TJ} \times 0,99 \times 44 \text{ tons CO}_2 / 12 \text{ tons C}) \simeq 591,69 \text{ ton CO}_2 / \text{tahun}$

Emisi GHG dari energi listrik = faktor emisi baseline x energi listrik yang dibangkitkan

Dengan menggunakan faktor emisi baseline untuk grid JAMALI (yang disetujui oleh pemerintah) yaitu 0,888 tons CO₂/ MWh dan listrik yang dibangkitkan 9.115,96 MWh/ tahun (lihat tabel 4.4)

Emisi GHG = 0,888 tons CO₂/ MWh x 9.115,96 \simeq 8.095 tons CO₂ / tahun

Sehingga : Total Emisi GHG \simeq 8.687 ton CO₂ / tahun

5.1.2 Kogenerasi Dengan Turbin Gas (EM)

- Kebutuhan listrik = 1.041 kW (total kebutuhan termal = 7,96 TJ/tahun)
- Produksi listrik pertahun = kebutuhan listrik x jam operasi aktual per tahun
 $= 1.041 \text{ kW} \times 8760 \text{ jam} \simeq 9.115.960 \text{ kWh}$
 $\simeq 32,82 \text{ TJ /tahun}$
- Rate termal = kebutuhan listrik x $E_{tr} = 1.046 \text{ kW} \times 1,4 \simeq 0,0054 \text{ TJ/jam}$
- Produksi termal pertahun = rate termal x jam operasi aktual per tahun
 $= 0,0054 \text{ TJ/jam} \times 8760 \text{ jam} \simeq 46,88 \text{ TJ/tahun}$
- Kelebihan termal = produksi termal pertahun - Total kebutuhan termal
 $= 46,88 \text{ TJ/tahun} - 7,96 \text{ TJ/tahun} \simeq 38,92 \text{ TJ/tahun}$
- Emisi GHG = $(32,82 + 46,88) \text{ TJ/ tahun} \times 15.3 \text{ tons C/TJ} \times 0.995 \times 44 \text{ tons CO}_2 / 12 \text{ tons C}) \simeq$ 4.449 ton CO₂ / tahun

5.1.3 Kogenerasi Dengan Turbin Gas (TM)

- Kebutuhan termal = 252 kW = 0,0009 TJ/jam (total kebutuhan listrik = 32,99 TJ/tahun)
- Produksi termal pertahun = kebutuhan termal x jam operasi aktual per tahun
 $= 0,0009 \text{ TJ/jam} \times 8760 \text{ jam} \simeq 7,96 \text{ TJ /tahun}$
- Rate listrik = kebutuhan termal / $E_{tr} = 252 \text{ kW} / 1,4 = 176,7 \text{ kW}$
- Produksi listrik pertahun = rate listrik x jam operasi aktual per tahun
 $= 176,7 \text{ kW} \times 8760 \text{ jam} = 1.547.564 \text{ kWh} \simeq 5,57 \text{ TJ/tahun}$

- Kekurangan listrik = total kebutuhan listrik - produksi termal pertahun
 $= 9.115.960 \text{ kWh} - 1.547.564 \text{ kWh} = 7.568.397 \text{ kWh}$
- Emisi GHG = $(7,96 + 5,57) \text{ TJ/ tahun} \times 15.3 \text{ tons C/TJ} \times 0.995 \times$
 $44 \text{ tons CO}_2 / 12 \text{ tons C} \simeq \underline{755 \text{ ton CO}_2 / \text{tahun}}$
- Kekurangan listrik akan disuplai dari PLN yang mengeluarkan emisi:
 Emisi GHG = $0,888 \text{ tons CO}_2 / \text{MWh} \times 7.617,075 \simeq 6.721 \text{ tons CO}_2 / \text{tahun}$
 Sehingga : Total Emisi GHG $\simeq \underline{7.476 \text{ ton CO}_2 / \text{tahun}}$

Total emisi GHG dengan menggunakan turbin gas yang model produksinya mengikuti kebutuhan listrik aktual (EM) dapat mereduksi emisi GHG hingga 4.238 ton CO₂ pertahun, sedangkan dengan turbin gas yang model produksinya mengikuti kebutuhan termal aktual (TM) hanya dapat mereduksi emisi GHG sebesar 1.211 ton CO₂ pertahun.

5.1.4 Kogenerasi Dengan Reciprocating Machine (EM)

- Kebutuhan listrik = 1.041 kW (total kebutuhan termal = 7,96 TJ/tahun)
- Produksi listrik pertahun = kebutuhan listrik x jam operasi aktual per tahun
 $= 1.041 \text{ kW} \times 8760 \text{ jam} \simeq 9.115.960 \text{ kWh}$
 $\simeq 32,82 \text{ TJ /tahun}$
- Rate termal = kebutuhan listrik x $E_{tr} = 1.041 \text{ kW} \times 1,1 \simeq 0,0041 \text{ TJ/jam}$
- Produksi termal pertahun = rate termal x jam operasi aktual per tahun
 $= 0,0041 \text{ TJ/jam} \times 8760 \text{ jam} \simeq 36,15 \text{ TJ/tahun}$
- Kelebihan termal = produksi termal pertahun - Total kebutuhan termal
 $= 36,15 \text{ TJ/tahun} - 7,96 \text{ TJ/tahun} \simeq 28,19 \text{ TJ/tahun}$
- Emisi GHG = $(32,82 + 28,19) \text{ TJ/ tahun} \times 15.3 \text{ tons C/TJ} \times 0.995 \times$
 $44 \text{ tons CO}_2 / 12 \text{ tons C} \simeq \underline{3.850 \text{ ton CO}_2 / \text{tahun}}$

5.1.5 Kogenerasi Dengan Reciprocating machine (TM)

- Kebutuhan termal = 252 kW = 0,0009 TJ/jam (total kebutuhan listrik = 32,99 TJ/tahun)
- Produksi termal pertahun = kebutuhan termal x jam operasi aktual per tahun
 $= 0,0009 \text{ TJ/jam} \times 8760 \text{ jam} \simeq 7,96 \text{ TJ /tahun}$

- Rate listrik = kebutuhan termal / $E_{tr} = 252 \text{ kW} / 1,1 = 229,1 \text{ kW}$
- Produksi listrik pertahun = rate listrik x jam operasi aktual per tahun
 $= 229,1 \text{ kW} \times 8760 \text{ jam} = 2.007.113 \text{ kWh} = 7,23 \text{ TJ/tahun}$
- Kekurangan listrik = total kebutuhan listrik - produksi termal pertahun
 $= 9.115.960 \text{ kWh} - 2.007.113 \text{ kWh} = 7.108.847 \text{ kWh}$
- Emisi GHG = $(7,96 + 7,23) \text{ TJ/tahun} \times 15.3 \text{ tons C/TJ} \times 0.995 \times$
 $44 \text{ tons CO}_2 / 12 \text{ tons C} \simeq \underline{848 \text{ ton CO}_2 / \text{tahun}}$
- Kekurangan listrik akan disuplai dari PLN yang mengeluarkan emisi:
 Emisi GHG = $0,888 \text{ tons CO}_2 / \text{MWh} \times 7.108,847 \text{ MWh}$
 $\simeq 6356 \text{ tons CO}_2 / \text{tahun}$
 Sehingga : Total Emisi GHG $\simeq \underline{7.160 \text{ ton CO}_2 / \text{tahun}}$

Total emisi GHG dengan menggunakan *reciprocating machine* yang produksinya mengikuti kebutuhan listrik aktual (EM) dapat mereduksi emisi GHG hingga 4.837 ton CO₂ pertahun, sedangkan dengan turbin gas yang produksinya mengikuti kebutuhan termal aktual hanya dapat mereduksi emisi GHG sebesar 1.527 ton CO₂ pertahun.

Tabel 5.1. Ringkasan Skenario Sistem Kogenerasi

Uraian	Unit	Kondisi Awal	Turbin Gas		Reciprocating Machine	
			EM	TM	EM	TM
Kapasitas Listrik	kW	1.041	1.041	177	1.041	229
Produksi Listrik	kWh/thn	9.115.960	9.115.960	1.547.564	9.115.960	2.007.113
Kelebihan(+)/ Kekurangan(-) Listrik	kWh/thn	-	-	(7.568.397)	-	(7.108.847)
Kapasitas Termal	TJ/jam	0,001	0,005	0,001	0,004	0,001
Produksi Termal	TJ/thn	7,96	46,88	7,96	36,15	7,96
Kelebihan(+)/ Kekurangan(-) Termal	TJ/thn	-	38,92	-	28,19	-
Emisi GHG	tons/thn	8.687	4.449	7.476	3.850	7.160

Dilihat dari data yang diberikan dalam Tabel 5.1, kita dapat menyimpulkan bahwa bahwa reduksi emisi GHG menggunakan jenis turbin gas dan reciprocating machine dengan model operasi produksinya yang mengikuti karakteristik beban

listrik aktual (EM) lebih baik, sehingga untuk analisis ekonomi selanjutnya hanya membandingkan kedua model ini.

5.2. Analisis Ekonomi

5.2.1. Biaya Investasi dan Biaya Operasi & Pemeliharaan

Menurut buku pedoman kogenerasi untuk rumah sakit, dalam menentukan biaya investasi awal sistem kogenerasi, diperkirakan dengan pendekatan grafis. Biaya operasi dan pemeliharaan dihitung per kWh dari produksi energi. Ringkasan biaya investasi awal dan biaya operasi dan pemeliharaan untuk sistem kogenerasi diperlihatkan pada Tabel 5.2.

Tabel 5.2. Biaya Investasi dan Biaya Operasi & Pemeliharaan

Kogenerasi	Kapasitas	Produksi	Biaya Investasi	Total Biaya Investasi	O&M	Total Biaya O&M
	(kW)	(kWh)	(US\$ /kW)	(US\$)	(US\$ /kWh)	(US\$)
Turbin Gas (EM)	1.630	11.423.040	1.492	2.431.960	0,008	91.384
Reciprocating Machine (EM)	1.656	11.605.248	1.465	2.426.040	0,010	116.052

Sedangkan besar biaya investasi peralatan pipa gas termasuk pemasangan untuk sampai ke lokasi dengan perhitungan sebagai berikut:

- Standard harga USD 63/ meter.inchi termasuk MRS (*Meter Regulator Static*)
- Panjang pipa 2.000 meter
- Diameter pipa 6 inchi

Sehingga total investasi untuk peralatan ini adalah:

$$\begin{aligned}
 &= \text{Panjang pipa} \times \text{Diameter pipa} \times \text{Standar harga} \\
 &= 2.000 \text{ meter} \times 6 \text{ inchi} \times \text{USD } 63 / \text{meter.inchi} \\
 &= \text{USD } 756.000
 \end{aligned}$$

5.2.2. Biaya Bahan Bakar

Total biaya bahan bakar untuk sistem kogenerasi ini dihitung dengan menggunakan persamaan:

Total biaya bahan bakar = harga bahan bakar \times (produksi listrik dari setiap skenario/nilai kalori)

Ringkasan biaya bahan bakar ditunjukkan pada Tabel 5.3

Table 5.3. Total Biaya Bahan Bakar Sistem Kogenerasi

Skenario	Konsumsi bahan bakar / tahun (m ³)	Biaya bahan bakar (\$)
Turbin Gas (EM)	1.082.183	194.793
Reciprocating Machine (EM)	1.099.445	197.900

5.2.3. Revenue Tahunan (*Annual Revenue*)

Dalam kasus ini, total *annual revenue* berasal dari potensi penghematan dari:

- Biaya listrik eksisting (kondisi awal)
- Biaya termal eksisting(kondisi awal)
- Biaya beban listrik eksisting (kondisi awal)
- Kelebihan listrik (kogenerasi siklus bawah)
- Perdagangan emisi gas rumah kaca (kogenerasi siklus atas dan bawah)

Perumusan yang digunakan untuk perhitungan adalah sebagai berikut:

- Biaya Listrik = konsumsi listrik (kWh) \times tarif listrik (US \$ / kWh);
- Biaya thermal boiler = konsumsi (liter / tahun) \times harga solar (US \$ / liter);
- Biaya beban listrik tahunan= biaya beban (US \$ / bulan) \times 12 bulan;
- Penjualan listrik = kelebihan listrik (kWh) \times biaya penjualan (US \$ / kWh)
- Perdagangan Emisi GHG = (emisi GHG (kondisi awal) - emisi GHG (dengan kogenerasi)) \times harga pengurangan GHG.

Untuk perhitungan perdagangan emisi GHG, harga emisi GHG diasumsikan pada harga US \$10/ ton CO₂. Ringkasan Potensi Biaya Penghematan ditunjukkan pada

Tabel 5.4

Tabel 5.4. Ringkasan Potensi Biaya Penghematan (Revenue)

Penghematan (\$)	Turbin gase	Reciprocating Machine
	EM	EM
Biaya Listrik	534.242	534.242
Biaya Termal	164.045	164.045
Biaya Beban Listrik	111.789	111.789
Penjualan Listrik	92.283	99.572
Emisi GHG	31.123	37.862
Total	933.482	947.509

5.2.4. Analisis Capital Budgeting

Dalam mengevaluasi proyek sistem kogenerasi ini, dapat digunakan analisis *capital budgeting* yaitu *Pay Back Period (PBP)*, *Net Present Value (NPV)* dan *Internal rate of return (IRR)*, dimana beberapa asumsi yang diperlukan:

- Usia Ekonomis: 20 tahun
- Suku bunga: 10%

Dengan asumsi ini, kita dapat menguraikan aliran arus kas . Arus kas terdiri dari arus kas masuk dan arus kas keluar. Dalam hal proyek ini, arus kas keluar dan arus masuk telah ditemukan dari analisis sebelumnya. Arus keluar kas terdiri dari biaya investasi awal, operasi dan biaya pemeliharaan dan biaya bahan bakar. Sementara itu, kas masuk berasal dari biaya potensi penghematan dan kelebihan listrik dijual kepada utilitas publik. Selain biaya operasional, biaya penyusutan juga dipertimbangkan dalam perhitungan ini. Biaya penyusutan diasumsikan sebuah depresiasi garis lurus di mana biaya.konstan setiap tahun selama proyek.

Tabel 5.5. Aliran Kas Tahunan Sistem Kogenerasi

Uraian	Turbin Gas	Reciprocating Machine
	EM	EM
Biaya Investasi Awal	3.187.960	3.182.040
<i>Annual cash flow</i>		
Biaya O & M	(91.384)	(116.052)
Biaya Bahan Bakar	(194.793)	(197.900)
Tambahan Biaya Listrik	-	
Tambahan Biaya Termal	-	
Potensi Penghematan (Revenue)		
- Biaya Listrik	534.242	534.242
- Biaya Termal	164.045	164.045
- Biaya Beban Listrik	111.789	111.789
- Kelebihan Listrik	92.283	99.572
- Emisi GHG	31.123	37.862
Operating cash flow	647.305	633.557
Biaya Depresiasi	(159.398)	(159.102)
Net Cash Flow	487.907	474.455
NPV @ 10%	\$965.867	\$857.260
IRR (%)	14,4	13,9
PBP (Year)	6,5	6,7

Dari tabel 5.5 dapat dijelaskan bahwa jenis turbin gas dan *Reciprocating machine* layak dipilih, karena nilai NPV yang dihasilkan lebih besar dari nol serta nilai IRR lebih besar dari tingkat suku bunga 10%.

Perbandingan harga energi pada kondisi awal terhadap sistem kogenerasi yang diimplementasikan untuk setiap jenis penggerak mula yang dipilih dapat dilihat dari tabel 5.6.

Tabel 5.6. Perbandingan Harga Energi

Uraian	Unit	Kondisi Awal	Kogenerasi	
			Turbin Gas	Reciprocating Machine
Kebutuhan Listrik	kWh	9.115.960	9.115.960	9.115.960
Biaya Listrik	USD/tahun	534.242	-	-
Biaya Beban Listrik	USD/tahun	111.000	-	-
Biaya Depresiasi	USD	-	159.398	159.102
Biaya O&M	USD/tahun	-	91.384	116.052
Biaya Bahan Bakar	USD/tahun	164.045	194.793	197.900
Biaya Penghematan	USD	-	933.482	947.509
Harga Energi	USD/kWh	0,089	0,054	0,052

5.3. Analisis Sensitivitas

Sensitivitas akan diuji berdasarkan skenario yang layak menurut tabel 5.5, dimana dianalisis menurut eskalasi harga bahan bakar gas, eskalasi tarif listrik dan eskalasi modal investasi terhadap IRR dan *Pay Back Period (PBP)*.

Sensitivitas masing-masing teknologi dapat dilihat dalam grafik, dengan dua singkatan yang digunakan:

GTEM : *Gas Turbine (Electrical Match)*

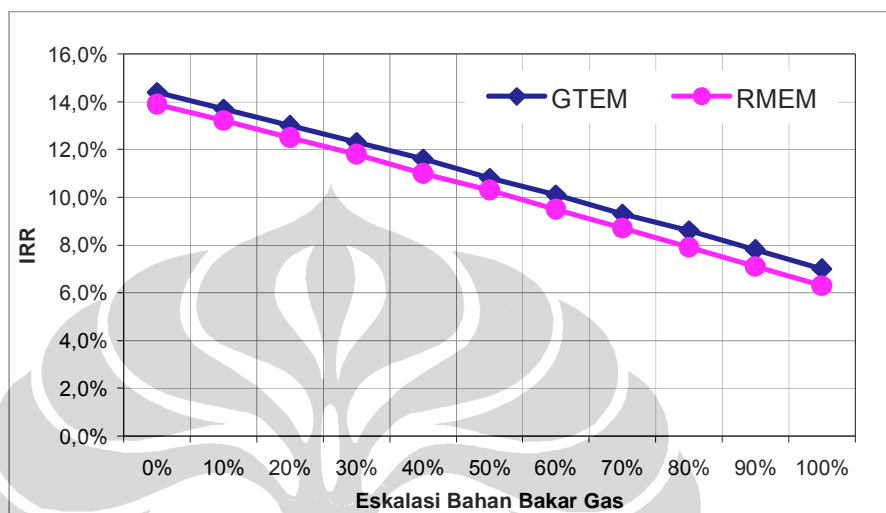
RMEM : *Reciprocating Machine (Electrical Match)*

5.3.1. Eskalasi Harga Bahan Bakar

Dengan menggunakan harga bahan bakar gas sesuai tabel 4.5, untuk eskalasi bahan bakar 10% dari kondisi awal yaitu $0,18 \text{ USD/m}^3 \times 110\% = 0,198 \text{ USD/m}^3$, sehingga perubahan pada arus kas terutama pada biaya bahan bakar menjadi USD 214.272 untuk konsumsi jumlah bahan bakar gas konstan. Perubahan harga bahan bakar ini, selanjutnya akan mempengaruhi nilai IRR menjadi 13,78%, NPV menjadi USD 800.029 dan PBP 6,8 tahun. Dengan cara

yang sama dapat diperoleh nilai IRR dan PBP untuk eskalasi diambil skala kenaikan 10%.

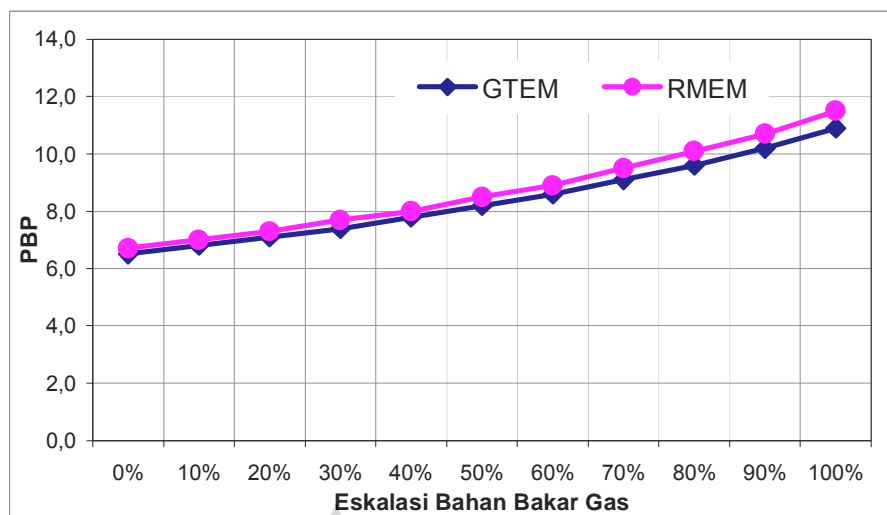
Sensitivitas IRR untuk dua alternatif terhadap eskalasi harga bahan bakar hingga 100% dapat dilihat dalam Gambar 5.1.



Gambar 5.5. Analisis Sensitivitas IRR vs Eskalasi Harga Bahan Bakar Gas

Dari analisis ini, dapat diamati bahwa dengan harga bahan bakar gas USD 0,18 / m³, sistem kogenerasi menggunakan turbin gas masih layak dipilih secara ekonomi dengan eskalasi hingga 60 % (0,29 USD/m³) dan tidak layak lagi untuk eskalasi lebih dari 60%, karena perubahan IRR menjadi kurang dari besarnya suku bunga 10%. Sementara itu, untuk sistem kogenerasi menggunakan *Reciprocating machine*, secara ekonomi layak hingga eskalasi 50% (0,27 USD/m³).

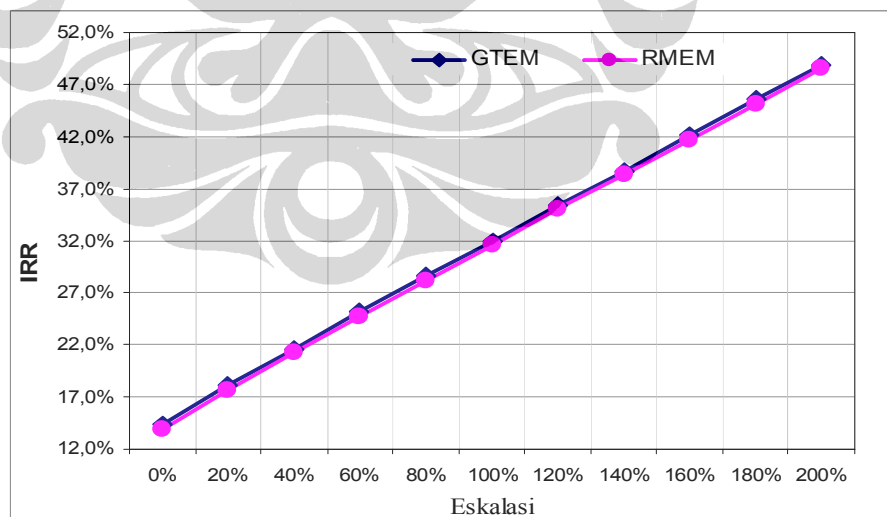
Untuk, sensitivitas *Pay Back Period (PBP)* untuk dua pilihan dengan eskalasi harga bahan bakar hingga 100% disajikan pada Gambar 5.2



Gambar 5.6. Analisis Sensitivitas PBP vs Eskalasi Harga Bahan Bakar Gas

Dari grafik analisis sensitivitas PBP terhadap eskalasi harga bahan bakar gas menunjukkan bahwa sistem kogenerasi turbin gas lebih layak dipilih daripada sistem kogenerasi *Reciprocating machine* dimana dalam eskalasi harga gas hingga 50%, untuk PBP turbin gas = 8,2 tahun, sedangkan untuk *reciprocating machine* dengan eskalasi bahan bakar hingga 50%, PBP = 8,5 tahun.

5.3.2. Eskalasi Tarif Listrik

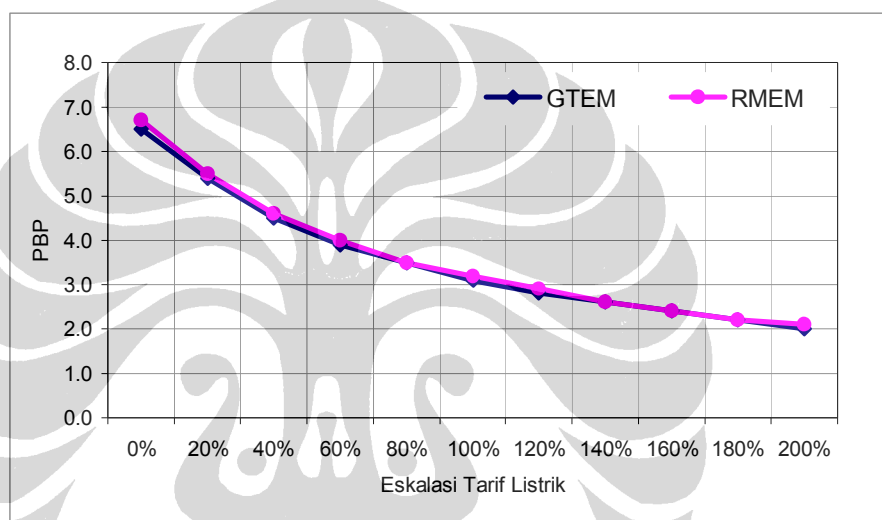


Gambar 5.7. Analisis Sensitivitas IRR Terhadap Eskalasi Tarif Listrik

Dari analisis ini, kedua sistem kogenerasi ini sangat layak secara ekonomi dan dapat diamati bahwa sistem kogenerasi *turbin gas* terlihat lebih sensitif terhadap

perubahan tarif listrik, sehingga lebih layak dipilih karena dengan perubahan tarif listrik yang sama diantara keduanya, nilai IRR untuk turbin gas lebih tajam meningkat, akibatnya dalam pengembalian modal investasi awal akan lebih cepat. Dengan eskalasi tarif ini, juga menyebabkan potensi penjualan listrik dari jumlah kelebihan listrik yang ada akan meningkat, sehingga revenue nya meningkat pula. Akibatnya akan meningkatkan nilai arus kas yang diperoleh serta nilai IRR nya.

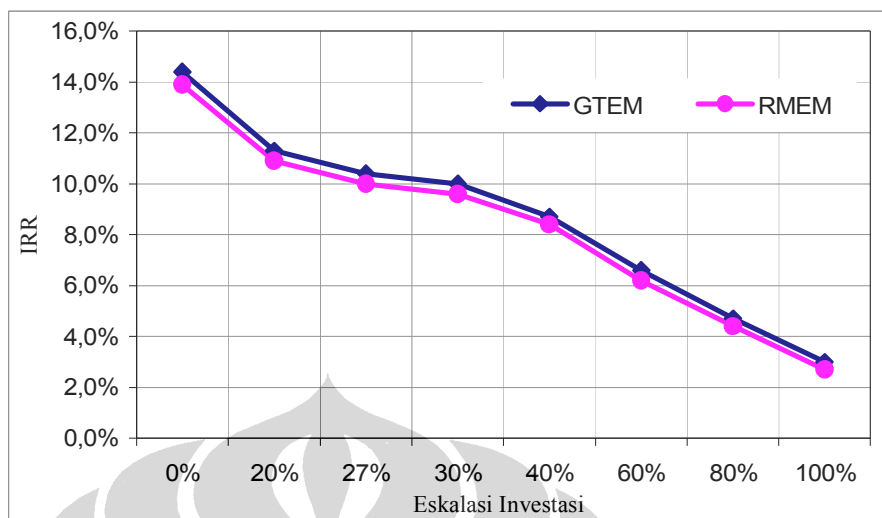
Sementara, sensitivitas *Pay Back Period (PBP)* untuk dua pilihan dengan eskalasi tarif listrik hingga 200% persen disajikan pada Gambar 5.4.



Gambar 5.8. Analisis Sensitivitas PBP Terhadap Eskalasi Tarif Listrik

Dari grafik analisis sensitivitas PBP terhadap eskalasi tarif listrik menunjukkan bahwa sistem kogenerasi *turbin gas* lebih layak dipilih daripada sistem kogenerasi *reciprocating machine* dimana dalam eskalasi tarif listrik hingga 200 %, jenis turbin gas lebih cepat dalam pengembalian modal investasi awal.

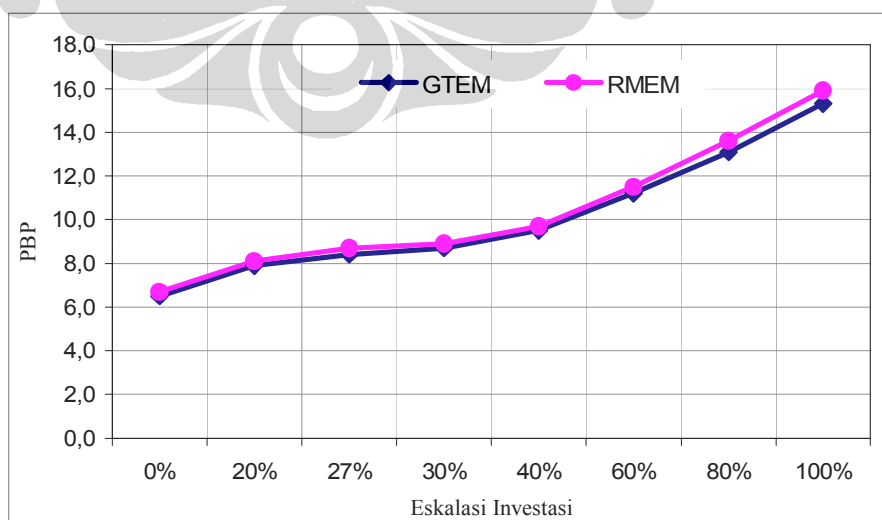
5.3.3. Eskalasi Investasi



Gambar 5.9. Analisis Sensitivitas IRR Terhadap Eskalasi Investasi

Dari analisis ini, dapat dilihat bahwa dengan *reciprocating machine*, masih layak digunakan dengan eskalasi investasi hingga 27%, sedangkan dengan turbin gas, eskalasi investasi hingga 30%. Artinya bahwa dengan perubahan nilai investasi yang terjadi, turbin gas lebih layak digunakan.

Sementara, sensitivitas *Pay Back Period (PBP)* untuk dua pilihan dengan eskalasi investasi hingga 100% persen disajikan pada Gambar 5.4.



Gambar 5.10. Analisis Sensitivitas PBP Terhadap Eskalasi Investasi

Dari grafik analisis sensitivitas PBP terhadap eskalasi tarif listrik menunjukkan bahwa sistem kogenerasi *turbin gas* lebih layak dipilih daripada sistem kogenerasi *Reciprocating machine* dimana dalam eskalasi tarif listrik hingga 100 %, jenis turbin gas lebih cepat dalam pengembalian modal investasi awal.

Dari pengujian sensitivitas harga bahan bakar, tarif listrik serta besarnya investasi terhadap IRR dan PBP, sistem kogenerasi yang akan diterapkan di gedung rumah sakit Dharmais

