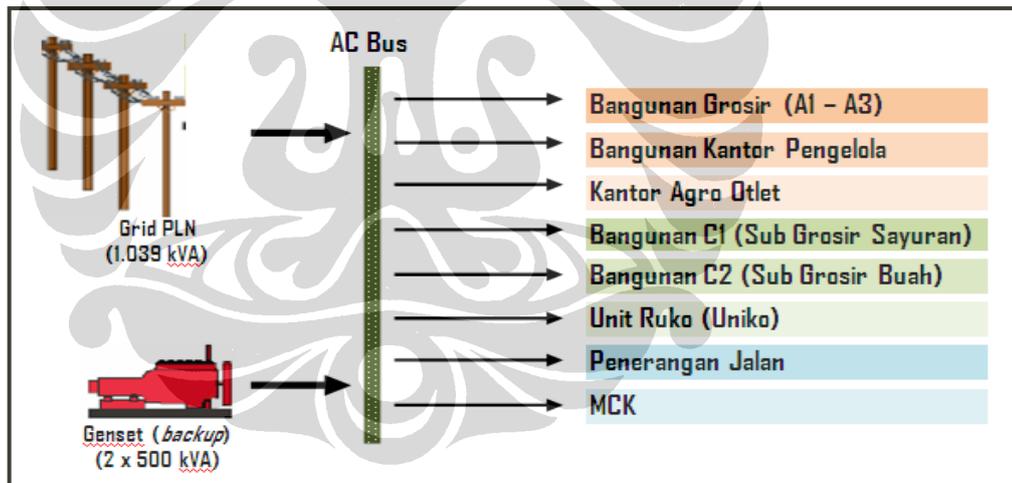


BAB IV PEMBAHASAN DAN ANALISIS

4.1 Karakteristik Beban pada Pemakaian Energi Listrik di Pasar Induk Kramat Jati

Pasar Induk Kramat Jati ini merupakan salah satu pelanggan besar sektor bisnis dengan tarif B3 dengan daya terpasang 1.039 kVA. Pasar induk ini masuk dalam wilayah pelayanan PT PLN (Persero) distribusi Jakarta Raya dan Tangerang, Area Jaringan Kramat Jati. Kebutuhan energi listrik di area pasar saat ini sepenuhnya disuplai dari PT. PLN (Persero) melalui 2 gardu yaitu gardu E38 dan gardu E254N. Selain mengandalkan pasokan energi listrik dari PLN, pasar induk juga memiliki sumber energi cadangan sebesar 1.100 kVA yang terdiri dari genset diesel dengan kapasitas (2 x 550 kVA) yang dioperasikan bila pasokan beban dari PLN terputus atau untuk acara-acara khusus yang diselenggarakan di area pasar induk.



Gambar 4.1 Sistem Suplai Listrik Pada Pasar Induk Kramat Jati

Suplai listrik dari PLN digunakan sebagai sumber energi untuk beban sistem penerangan di dalam bangunan, sistem penerangan jalan umum, sistem pendingin ruangan (AC), peralatan elektronik (televisi, kipas angin, radio, dispenser, lemari es), peralatan kantor (komputer PC/laptop, printer, telepon/faximili, mesin fotocopy), serta utilitas lainnya (berupa pompa untuk air bersih/MCK).

Berdasarkan pengamatan secara langsung di area pasar dan pengumpulan informasi dari pihak pengelola pasar, rata-rata beban listrik bulanan tahun 2009 di Pasar Induk Kramat Jati adalah seperti Tabel 4.1 berikut:

Tabel 4.1 Rata-rata Beban Bulanan Tahun 2009 di Pasar Induk Kramat Jati

Bulan	Beban Listrik (kW)	Bulan	Beban Listrik (kW)
Januari	307,431	Juli	340,183
Februari	302,605	Agustus	351,047
Maret	309,495	September	326,651
April	336,024	Oktober	370,535
Mei	332,017	November	384,800
Juni	343,851	Desember	390,720
Beban Rata-rata			341,28 kW

Dari tabel diatas dapat diketahui beban rata-rata yaitu 341,28 kW.

4.2 Perencanaan Digester

4.2.1 Perencanaan Ukuran Volume Bagian-Bagian Digester

Digester yang digunakan dalam perencanaan ini menggunakan tipe *floating dome* atau *floating drum digester type*, pada digester tipe ini mempunyai keuntungan dapat menghemat lahan/tempat karena bagian-bagian konstruksi digester dibangun dalam satu tempat saja, selain itu gas yang dihasilkan digester tipe ini mempunyai tekanan yang lebih stabil, sehingga cocok untuk pemanfaatan biogas untuk bahan bakar pembangkit yang memang membutuhkan volume dan tekanan gas yang stabil. Bagian-bagian konstruksi dalam digester tipe ini meliputi:

- Ruangan penampungan gas (*gas collecting chamber*)
- Ruangan Penyimpanan Gas (*gas storage chamber*)
- Volume Ruangan Fermentasi (*fermentation chamber*)
- Volume Ruangan Hidrolik (*hydraulic chamber*)
- Volume lapisan penampungan lumpur (*sludge layer*)

Perencanaan ukuran digester dilihat dari jumlah sampah organik harian, perbandingan komposisi campuran air dan sampah organik, waktu digestifikasi

dan jumlah volume biogas yang dihasilkan. Jumlah sampah organik harian yang dihasilkan Pasar Induk Kramat jati adalah 111,7 ton atau 111.700 kg. Sedangkan komposisi campuran air dan sampah organik adalah untuk mendapatkan padatan 8%, padatan mengacu pada jumlah Kg ts (*total solid*). Berdasarkan hasil perhitungan pada bab 3 sebelumnya, *total solid* yang dihasilkan adalah sebesar 30.940,9 Kg. Sehingga bahan baku sampah (sampah organik + air) untuk mendapatkan padatan 8% adalah:

$$30.940,9 \text{ Kg} = 8\% \times Q \text{ (bahan Baku)}$$

$$Q = 386.761,25 \text{ Kg}$$

Dari Gambar 2.3, pada suhu 25-35°C, waktu digestifikasi adalah kira-kira 25-35 hari, waktu digestifikasi yang pendek dapat mengurangi volume digester dan sebaliknya waktu digestifikasi yang panjang dapat menambah volume digester. Dengan ditentukan waktu digestifikasi adalah 33 hari, maka dengan persamaan 2.3 dan 2.4 dapat ditentukan volume kerja digester, dimana volume kerja digester merupakan penjumlahan volume ruangan digestifikasi (V_f) dan volume penyimpanan (V_{gs}) yaitu:

Volume kerja digester = $V_{gs} + V_f$ dimana $V_{gs} + V_f = Q \times \text{HRT}$ (waktu digestifikasi), maka:

$$\begin{aligned} V_{gs} + V_f &= Q \times \text{HRT} \\ &= 386.761,25 \text{ Kg/hari} \times 33 \text{ hari} \\ &= 12.763.121,25 \text{ Kg (untuk } 1000 \text{ Kg} = 1 \text{ m}^3) \\ &= 12.763,12 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Berdasarkan tabel 2.1 asumsi persamaan geometrikan untuk untuk ukuran tangki digester maka diperoleh:

$$V_{gs} + V_f = 80\% V \text{ sehingga } V = (v_{gs} + V_f)/0,8$$

$$V = 12.763,12/0,8$$

$$V = 15.953,90 \text{ m}^3$$

Jika membangun ukuran digester 15.953,90 m³ selain tidak praktis dalam perawatan juga kurang memungkinkan akibat keterbatasan lahan, selain itu

perencanaan digester sebaiknya mengacu pada jenis digester yang telah diproduksi beberapa *vendor* dengan ukuran volume tertentu. Dengan jumlah digester lebih dari 1 buah, memungkinkan untuk dilakukan perawatan dan jika terjadi kerusakan pada salah satu digester, maka digester yang lain masih mampu untuk menghasilkan biogas sebagai bahan bakar pembangkit listriknya. Maka dengan mengacu pada ukuran volume yang telah ada yaitu 3.000 m^3 , jumlah digester yang akan dibangun untuk ukuran masing-masing digester 3.000 m^3 adalah:

$$\begin{aligned}\text{Ukuran Digester} &= 15.953,90 \text{ m}^3 / 3000 \text{ m}^3 \\ &= 5,32 \approx 6 \text{ buah digester.}\end{aligned}$$

Untuk ukuran digester (V) 3000 m^3 , dengan meninjau kembali asumsi persamaan geometrikal pada Tabel 2.1, diperoleh:

$$\begin{aligned}V_{gs} + V_f &= 80\% V \\ &= 80\% \times 3.000 \\ &= 2.400 \text{ m}^3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Volume Ruangan penampungan gas (}V_c\text{)} &= 5\% \times V \\ &= 5\% \times 3000 \\ &= 150 \text{ m}^3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Volume lapisan penampungan lumpur (}V_s\text{)} &= 15\% \times V \\ &= 15\% \times 3000 \\ &= 450 \text{ m}^3\end{aligned}$$

$$\text{volume penyimpanan (}V_{gs}\text{)} = 0,5 (V_{gs} + V_f + V_s) K$$

K merupakan nilai laju produksi gas tiap m^3 per hari, berdasarkan pada tabel 3.4, nilai K untuk sampah organik adalah 0,676, maka:

$$\begin{aligned}V_{gs} &= 0,5 (V_{gs} + V_f + V_s) K \\ &= 0,5 \times (2400+450) \times 0,676 \\ &= 963,3 \text{ m}^3\end{aligned}$$

Dari nilai $V_{gs} = 963,3$ sehingga dapat diketahui nilai V_f , yaitu:

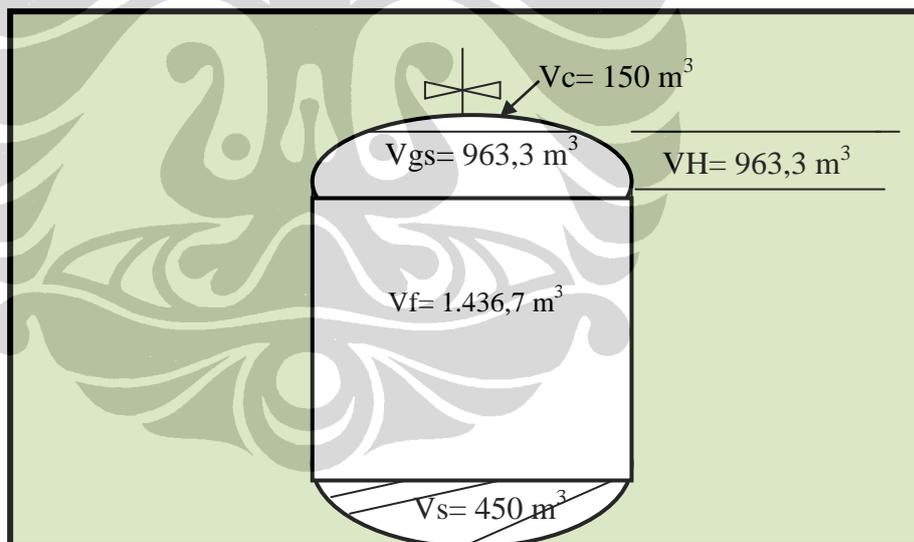
$$V_{gs} + V_f = 2400 \text{ m}^3$$

$$V_f = 2400 \text{ m}^3 - 963,3 \text{ m}^3$$

$$= 1.436,7 \text{ m}^3$$

Dari asumsi geometris juga diketahui $V_{gs} = V_H = 963,3 \text{ m}^3$, artinya biogas akan menempati seluruh ruang penyimpanan gas bahkan akan mendorong ruang itu (*floating drum digester type*) sesuai dengan volume gas yang dihasilkan. Sehingga diketahui volume masing-masing bagian digester, yaitu:

- V – Volume Total Digester = 3.000 m^3
- V_c – Volume Ruang Penampungan Gas = 150 m^3
- V_{gs} – Volume Ruang Penyimpanan Gas = $963,3 \text{ m}^3$
- V_f – Volume Ruang Fermentasi = $1.436,7 \text{ m}^3$
- V_H – Volume Ruang Hidrolik = $963,3 \text{ m}^3$
- V_s – Volume lapisan penampungan lumpur = 450 m^3



Gambar 4.2 Volume Bagian-bagian Digester

4.2.2 Perencanaan Dimensi Geometrikal Digester

Setelah diketahui ukuran volume bagian-bagian digester, maka dapat ditentukan ukuran digester secara dimensi geometrikal. Berdasarkan persamaan pada Tabel 2.1 diperoleh:

- a. Menghitung diameter digester (D)

$$D = 1,3078 \times V^{1/3} \text{ dengan } V = 3.000 \text{ m}^3 \text{ maka}$$

$$= 1,3078 \times 3.000^{1/3}$$

$$= 18,86 \text{ m}$$

Dengan diketahui $D = 18,86 \text{ m}$, maka berturut-turut dapat diketahui ukuran-ukuran dari digester, sebagaimana Tabel 4.2 berikut.

Tabel 4.2 Dimensi Ukuran Rancangan Digester

Dimensi	Rumus Dimensi	Nilai	Dimensi	Rumus Dimensi	Nilai
V1	$0,0827 \times D^3$	$554,95 \text{ m}^3$	f1	$D/5$	3,77 m
V2	$0,05011 \times D^3$	$336,20 \text{ m}^3$	f2	$D/8$	2,36 m
V3	$0,3142 \times D^3$	$2.107,80 \text{ m}^3$	S1	$0,911 \times D^2$	$324,04 \text{ m}^2$
R1	$0,725 \times D$	13,67 m	S2	$0,8345 \times D^2$	$296,83 \text{ m}^2$
R2	$1,0625 \times D$	20,04 m			

- b. Menghitung Tinggi efektif digester (H)

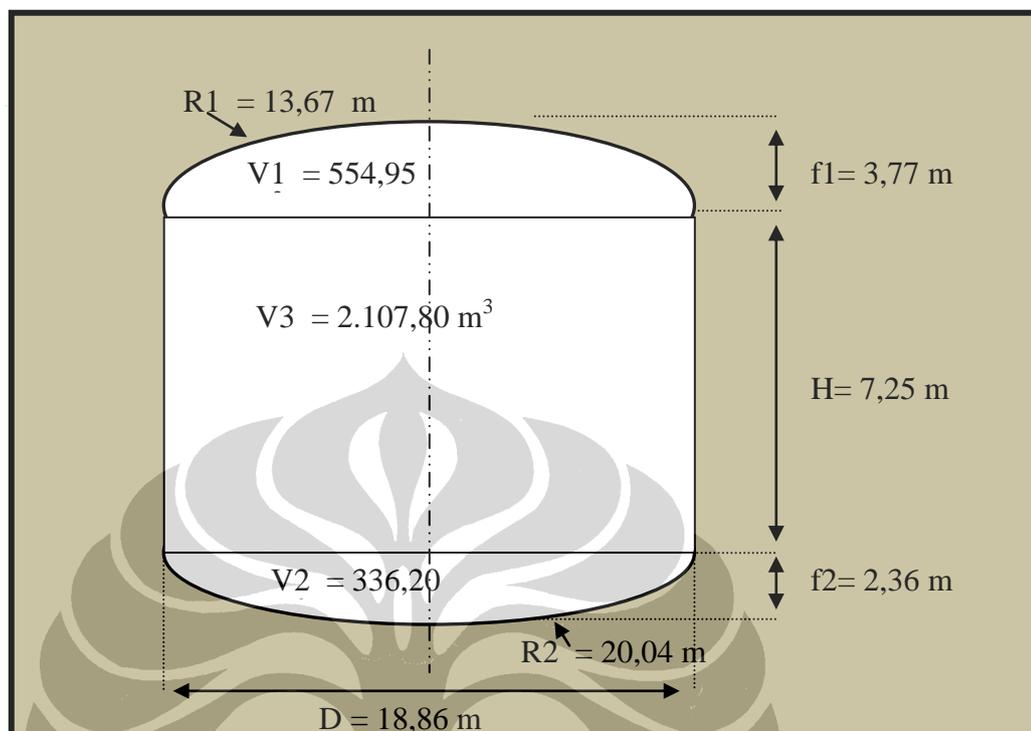
Dengan melakukan pendekatan dengan volume tabung, maka:

$$V3 = 1/4 \times 3,142 \times D^2 \times H \text{ untuk } V3 = 2.107,80 \text{ m}^3$$

$$H = 2.107,80 / (1/4 \times 3,142 \times 18,86^2)$$

$$= 7,54 \text{ m}$$

Berdasarkan dimensi ruangan digester yang telah diketahui, berikut gambar rancangan digester sampah organik Pasar Induk Kramat Jati.



Gambar 4.3 Dimensi Rancangan Digester

4.2.3 Penentuan Lokasi Digester

Beberapa aspek yang harus dipertimbangkan dalam penentuan lokasi digester adalah:

1. Ketersediaan lahan sesuai dengan luas digester yang akan dibangun.
2. Pemilihan lokasi yang lebih tinggi untuk menghindari genangan air atau banjir pada waktu musim hujan.
3. Lokasi dekat dengan tempat sumber bahan baku biogas.
4. Memilih lokasi digester yang mendapatkan sinar matahari sepanjang hari/tempat terbuka.
5. Jauh dari lokasi pepohonan, dimana pertumbuhan akar pohon akan merusak bangunan digester.
6. Dekat dengan lokasi yang akan memanfaatkan potensi biogas.
7. Memiliki konstur tanah yang stabil, sehingga konstruksi bangunan digester tidak mudah rusak.

Pada tulisan ini hasil rancangan digester yang akan dibangun memiliki diameter $D = 18,86$ m, sehingga digester tersebut mempunyai luasan alas $279,40$ m². Total luas alas 6 digester adalah $1.676,41$ m².

Total luas areal Pasar Induk Kramat Jati adalah $14,7$ ha atau 147.000 m², pada lokasi pasar induk terdapat bangunan dengan total luas 83.605 m² dan luas parkir 14.737 m². Sehingga total luas lokasi yang telah dimanfaatkan pada Pasar Induk Kramat Jati adalah 98.342 m². Dengan kondisi tersebut Pasar Induk Kramat Jati masih memiliki lahan bebas sebesar 48.658 m². Dengan demikian masih tersedia cukup lahan di lokasi untuk pembangunan pembangkit listrik tenaga biogas. Berdasarkan pengamatan lapangan, lokasi bebas bangunan berada disebelah utara gedung utama pedagang dan pengelola.

4.3 Analisis Teknis

4.3.1 Analisis Perhitungan Kapasitas dan Jumlah Pembangkit

Kapasitas pembangkit yang direncanakan berdasarkan beban rata-rata yaitu $341,28$ kW. Dengan kapasitas pembangkit ditentukan berdasarkan beban rata-rata sehingga jumlah pembangkit memungkinkan untuk dibuat lebih dari satu pembangkit, hal ini dimaksudkan untuk mengantisipasi jika terjadi gangguan pada salah satu pembangkit misalnya gangguan terhadap suplai bahan bakar (sisi digester) pembangkit maupun kerusakan pembangkit, keandalan untuk pasokan listrik dapat dipertahankan.

Analisa kapasitas dan jumlah pembangkit mengacu pada jenis teknologi konversi energi listrik dari biogas, proses konversi energi yang terjadi adalah perubahan energi potensial yang ada dalam biogas menjadi mekanik, kemudian energi mekanik menjadi energi listrik.

Jenis teknologi konversi energi listrik dari biogas yang akan di analisa pada tulisan ini adalah jenis gas engine dan gas turbin engine. Alasan dipakainya kedua teknologi tersebut adalah teknologi gas engine dan gas turbin engine cukup tersedia di pasaran dan merupakan jenis teknologi yang umum digunakan untuk konversi biogas menjadi tenaga listrik, dan ukuran kapasitas tersedia untuk beban yang telah direncanakan dalam tulisan ini. Dengan mengacu pada beban

rata-rata yaitu 341,28 kW, kapasitas pembangkit yang tersedia untuk kedua jenis teknologi tersebut adalah:

1. Gas Engine 526 kW dengan efisiensi 40,4%.
2. Gas Turbin Engine 600 kW dengan efisiensi 33%.

Produksi energi listrik yang dihasilkan oleh kedua jenis teknologi konversi tersebut dipengaruhi oleh volume gas metan, nilai kalor gas metan dan efisiensi dari masing-masing teknologi tersebut. Untuk menghitung besarnya potensi energi listrik yang dihasilkan, digunakan persamaan sebagai berikut:

$$El = V_{CH_4} \times H_{\text{metan}} \times \eta_{el} \dots\dots\dots(4.1)$$

dimana:

El = Energi Listrik (kWh)

V_{CH_4} = Volume gas metan (m^3)

H_{metan} = nilai kalor metan (kWh/m^3)

E = Potensi Energi Listrik

η_{el} = Efisiensi Listrik

1. Perhitungan Potensi Energi Listrik dan Jumlah Pembangkit untuk Jenis Gas Engine 526 kW dengan efisiensi 40,4%

Berdasarkan Tabel 3.7 volume gas metan yang telah dihitung yaitu 9.299,3 m^3 dan nilai kalor metan adalah 9,39 kWh/m^3 maka dengan menggunakan Persamaan 4.1 diatas besarnya produksi energi listrik yang dihasilkan jika menggunakan gas engine 526 kW dengan efisiensi 40,4% adalah:

$$\begin{aligned} El &= V_{CH_4} \times H_{\text{metan}} \times \eta_{el} \\ &= 9.299,3 \text{ m}^3 \times 11,17 \text{ kWh/m}^3 \times 40,4\% \\ &= 35.011,9 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Sehingga daya yang dibangkitkan adalah:

$$\begin{aligned} Pel &= El \text{ kWh}/24 \text{ h} = 35.011,9 \text{ kWh}/24 \text{ h} \\ &= 1.458,83 \text{ kW} \end{aligned}$$

Jumlah pembangkit yang akan dibangun adalah jumlah daya yang dibangkitkan dibagi jumlah kapasitas pembangkit, yaitu:

Jumlah pembangkit = jumlah daya yang dibangkitkan/ kapasitas pembangkit

$$= 1.458,83 \text{ kW}/526 \text{ kW}$$

$$= 2,77$$

≈ 3 buah pembangkit dengan masing –masing kapasitas 526 kW

2. Perhitungan Produksi Energi Listrik dan Jumlah Pembangkit untuk Jenis Gas Turbin Engine 600 kW dengan efisiensi 33%.

Berdasarkan Tabel 3.7 volume gas metan yang telah dihitung yaitu $9.299,3 \text{ m}^3$ dan nilai kalor metan adalah $9,39 \text{ kWh}/\text{m}^3$, maka dengan menggunakan Persamaan 4.1 diatas besarnya potensi energi listrik yang dihasilkan jika menggunakan gas turbin engine 600 kW dengan efisiensi 33% adalah:

$$\begin{aligned} El &= V_{\text{CH}_4} \times H_{\text{metan}} \times \eta_{\text{el}} \\ &= 9.299,3 \text{ m}^3 \times 9,39 \text{ kWh}/\text{m}^3 \times 33\% \\ &= 28.815,74 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Sehingga daya yang dibangkitkan adalah:

$$\begin{aligned} Pel &= El \text{ kWh}/24 \text{ h} = 28.815,74 \text{ kWh}/24 \text{ h} \\ &= 1.200,65 \text{ kW} \end{aligned}$$

Jumlah pembangkit yang akan dibangun adalah jumlah daya yang dibangkitkan dibagi jumlah kapasitas pembangkit, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{Jumlah pembangkit} &= \text{jumlah daya yang dibangkitkan}/ \text{kapasitas pembangkit} \\ &= 1.200,65 \text{ kW}/600 \text{ kW} \\ &= 2 \text{ buah pembangkit dengan masing-masing kapasitas } 600 \text{ kW} \end{aligned}$$

4.3.2 Analisis Perhitungan Produksi Biogas dan Energi Listrik dengan Memperhitungkan Jumlah Hari Operasi

Dalam waktu satu tahun tidak selamanya suatu sistem pembangkit listrik tenaga biogas dapat beroperasi secara penuh, perlu juga diperhatikan faktor pemeliharaan untuk masing-masing komponen sistem. Beberapa literatur menjelaskan bahwa jumlah hari pemeliharaan adalah 30 hari dalam satu tahun. Dengan menggunakan asumsi 30 hari waktu pemeliharaan, maka perhitungan produksi biogas (gas metan) dan energi listrik yang dapat dibangkitkan adalah sebagai berikut:

1. Produksi Gas Metan

Produksi gas metan perhari sebesar $9.299,3 \text{ m}^3$, maka dalam satu tahun operasi dengan memperhitungkan waktu pemeliharaan 30 hari adalah $9.299,3 \text{ m}^3 \times 335 = 3.115.265,5 \text{ m}^3$.

2. Produksi Energi Listrik Gas Engine 3 x 526 kW

Potensi energi listrik yang dapat dibangkitkan dalam satu hari adalah 35.011,9 kWh, dengan dengan memperhitungkan waktu pemeliharaan 30 hari maka energi listrik yang dapat dibangkitkan dalam 1 tahun operasi adalah $35.011,9 \text{ kWh} \times 335 = 11.728.986,5 \text{ kWh}$.

3. Produksi Energi Listrik Gas Turbin Engine 2 x 600 kW

Potensi energi listrik yang dapat dibangkitkan dalam satu hari adalah $2 \times 600 \times 24 \text{ h} = 28.800 \text{ kWh}$, dengan dengan memperhitungkan waktu pemeliharaan 30 hari maka energi listrik yang dapat dibangkitkan dalam 1 tahun operasi adalah $28.800 \text{ kWh} \times 335 = 9.648.000 \text{ kWh}$.

4.4 Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi kelayakan pemanfaatan sampah organik sebagai bahan baku biogas untuk pembangkit listrik dilakukan dengan menggunakan Teknik Analisis Anggaran Modal (*Budgeting Capital*) yang terdiri dari *Payback Period (PBD)*, *Net Present Value (NPV)* dan *Internal Rate of Return (IRR)*. Analisis ekonomi ini digunakan untuk mengetahui karakteristik finansial pemanfaatan PLT Biogas berdasarkan total aliran pendapatan tahunan (*inflow*) dan total aliran biaya tahunan (*outflow*) untuk masing-masing jenis teknologi konversi pembangkit yang digunakan yaitu gas engine 526 kW dan gas turbin engine 600 kW.

Komponen biaya terdiri dari biaya investasi *anaerob digestion system*, *Biogas Storage System*, biaya investasi penggunaan lahan, biaya untuk pengolahan limbah dan *sludge*, biaya investasi pembangkit, biaya operasional dan pemeliharaan (O&M) *anaerob digestion system*, biaya O&M *biogas handling*, biaya O&M pengolahan air limbah dan *sludge*, biaya O&M pembangkit. Sedangkan komponen pendapatan terdiri dari penjualan listrik, penjualan *sludge* dan sebagai pendapatan optional adalah pendapatan akibat pengurangan emisi CO_2 .

4.4.1 Perhitungan Komponen Biaya Produksi PLT Biogas

Pada bagian ini menggambarkan metodologi untuk mengestimasi biaya-biaya yang mungkin timbul dari pemanfaatan PLT Biogas. Biaya-biaya ini meliputi 2 (dua) komponen biaya utama yaitu biaya investasi modal dan biaya O&M. Perhitungan biaya produksi energi listrik PLT Biogas dibagi menjadi 2 (dua) tahap, yaitu:

1. Tahap perhitungan biaya produksi biogas
2. Tahap perhitungan biaya produksi energi listrik PLT Biogas

4.4.1.1 Biaya Investasi dan O&M Produksi Biogas

Biaya investasi dan O&M produksi biogas adalah sebagai berikut:

a. Biaya Investasi *Anaerob Digestion System*

Biaya investasi ini meliputi biaya investasi digester anaerob beserta komponen pelengkapannya seperti sistem kontrol emisi, pekerjaan sipil, pompa set, instalasi pipa, dan pekerjaan elektrikal. Jenis digester anaerob yang digunakan adalah batu bata campuran beton dilapisi dengan *coating-epoxy*. Jumlah digester yang dirancang pada penelitian ini berjumlah 6 buah digester, dengan volume masing-masing digester 3.000 m³. Perhitungan biaya investasi untuk 1 (satu) buah *anaerob digestion system* dapat diketahui dengan menggunakan persamaan (B.G. Yeoh, 2004):

$$\text{Biaya investasi anaerob digestion system} = 2,9 \times 10^5 \left(\frac{V_{\text{digester}}}{3800} \right)^{0,7} \text{ (US\$)}$$

Untuk V_{digester} adalah volume digester yaitu = 3.000 m³, maka:

$$\begin{aligned} \text{biaya investasi anaerob digestion system} &= 2,9 \times 10^5 (3.000/3.800)^{0,7} \\ &= 245.773,1 \text{ US \$} \end{aligned}$$

Untuk membangun 6 buah *anaerob digestion system*, biaya yang dibutuhkan adalah:

$$\begin{aligned} \text{biaya investasi 6 anaerob digestion system} &= 6 \times 245.773,1 \text{ US \$} \\ &= 1.474.638,64 \text{ US \$} \\ &= \text{Rp. 13.566.675.470,-} \end{aligned}$$

b. Biaya Investasi *Biogas Storage System*

Biaya investasi ini mencakup biaya *pressurized storage vessels* (tangki baja stainless steel), *scrubbers* (peralatan pemurnian biogas), kompresor, *piping*

dan *housing*. Perhitungan biaya investasi *biogas storage system* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (B.G. Yeoh, 2004):

$$\text{biaya investasi } \textit{biogas storage system} = 0,05407 V_{\text{biogas}} \text{ (US \$)}$$

Dimana, V_{biogas} adalah potensi produksi biogas ($\text{m}^3/\text{pertahun}$), dari Tabel 3.7 produksi biogas adalah $15.498,8 \text{ m}^3/\text{hari}$, sehingga produksi biogas pertahun dengan memperhitungkan waktu pemeliharaan (335 hari) adalah $15.498,8 \text{ m}^3 \times 335 = 5.192.098 \text{ m}^3$.

Maka biaya investasi *biogas storage system* adalah:

$$\begin{aligned} \text{biaya investasi } \textit{biogas storage system} &= 0,05407 V_{\text{biogas}} \text{ (US \$)} \\ &= 0,05407 \times 5.192.098 \text{ m}^3 \\ &= 280.736,74 \text{ US \$} \\ &= \text{Rp. } 2.582.777.998,- \end{aligned}$$

c. Biaya Investasi Lahan

Biaya investasi untuk lahan diperuntukkan bagi kegiatan penyiapan lahan tempat pemasangan *anaerob digestion system*. Besarnya biaya investasi untuk penggunaan lahan, ditentukan dari luas area yang diperlukan untuk tempat pemasangan *anaerob digestion system* dan harga lahan berdasarkan NJOP (Nilai Jual Obyek Pajak), dimana luasan alas digester adalah $279,40 \text{ m}^2$ sedangkan nilai NJOP di area Pasar Induk Kramat Jati sebesar $\text{Rp. } 4.000.000,-/\text{m}^2$. Perhitungan biaya investasi untuk penggunaan lahan 1 (satu) buah *anaerob digestion system* dapat diketahui dengan menggunakan persamaan:

$$\begin{aligned} \text{biaya investasi penggunaan lahan} &= \text{luasan alas digester} \times \text{NJOP} \\ &= 279,40 \times \text{Rp. } 4.000.000,- \\ &= \text{Rp. } 1.117.600.000,- \end{aligned}$$

Biaya investasi lahan untuk membangun 6 buah *anaerob digestion system* adalah:

$$\begin{aligned} \text{biaya investasi penggunaan lahan} &= 6 \times \text{Rp. } 1.117.600.000,- \\ &= \text{Rp. } 6.705.600.000,- \end{aligned}$$

d. Biaya Lahan Untuk Pengolahan Air Limbah dan *Sludge*

Selain untuk lahan *anaerob digestion system* dibutuhkan juga biaya lahan untuk pengolahan air limbah dan *sludge*. Termasuk dalam biaya ini adalah biaya yang digunakan untuk pengolahan kompos (*sludge*), pengolahan air limbah, pembersihan lokasi digester, bongkar material organik atau pemuatan kompos hasil digester, asumsi untuk biaya ini adalah 0,125 dari investasi lahan (B.G. Yeoh, 2004), sehingga biaya lahan untuk pengolahan air limbah dan *sludge* adalah $0,125 \times \text{Rp. } 6.705.600.000,- = \text{Rp. } 838.200.000,-$.

e. Biaya O&M *Anaerob Digestion System*

Biaya O&M *anaerob digestion system* terdiri dari biaya penggunaan tenaga kerja (*labour cost*) berupa operator untuk mengoperasikan peralatan, biaya pembelian air baku yang dikonsumsi untuk keperluan operasional, biaya penggantian *spare part*. Dalam literatur ditentukan biaya O&M pertahun sebesar 6,7 % dari biaya investasi *anaerob digestion system*-nya (B.G. Yeoh, 2004), sehingga diperoleh biaya O&M *anaerob digestion system* sebesar Rp. 908.967.255,5/tahun.

f. Biaya O&M *Biogas Handling*

Biaya O&M *biogas handling* terdiri dari biaya tenaga kerja untuk mengoperasikan kompresor, biaya pemeliharaan dan penggantian *spare part*. Dalam literatur ditentukan biaya O&M pertahun sebesar 10,2% dari biaya investasi *biogas storage system*-nya (B.G. Yeoh, 2004), sehingga diperoleh biaya O&M *biogas handling* sebesar Rp. 263.443.335,8/tahun.

g. Biaya O&M Pengolahan Air Limbah dan *Sludge*

Biaya O&M pengolahan air limbah dan *sludge* terdiri dari biaya penggunaan tenaga kerja dan bahan-bahan kimia yang diperlukan untuk operasional pengolahan air limbah dan pengolahan kompos (*sludge*) sisa dari

proses pencernaan dalam digester. Dalam literatur ditentukan biaya O&M pertahun sebesar 14,65% dari biaya investasi lahan -nya (B.G. Yeoh, 2004), sehingga diperoleh biaya O&M pengolahan air limbah dan *sludge* sebesar Rp. 982.370.400,-/tahun.

h. Perhitungan Biaya Produksi Biogas

Biaya produksi biogas pertahun ditentukan dari biaya operasional dan pemeliharaan tahunan serta biaya penyusutan dari modal selama masa usia proyek (20 tahun). Besarnya biaya penyusutan modal selama 20 tahun diperoleh berdasarkan hasil perhitungan:

$$\text{biaya penyusutan modal} = \frac{\text{total biaya investasi}}{\text{usia proyek}}$$

Dimana, total biaya investasi adalah biaya investasi *anaerob digestion system* + biaya investasi *biogas storage system* + biaya investasi penggunaan lahan + biaya lahan untuk pengolahan air limbah dan *sludge*, yaitu Rp. 13.566.675.470,- + Rp. 2.582.777.998,- + Rp. 6.705.600.000,- + Rp. 838.200.000,- = Rp. 23.693.253.470,-. Sehingga biaya penyusutan modal selama 20 tahun adalah:

$$\begin{aligned} \text{biaya penyusutan modal} &= \text{Rp. } 23.693.253.470,- / 20 \\ &= \text{Rp. } 1.184.662.673,- \end{aligned}$$

Total biaya produksi biogas pertahun, sebagaimana terlihat pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Biaya Produksi Biogas Pertahun

No.	Jenis	Biaya/tahun (Rp.)
1.	Biaya O&M <i>Anaerob Digestion System</i>	908.967.255,5,-
2.	Biaya O&M <i>Biogas Handling</i>	263.443.335,8,-
3.	Biaya O&M Pengolahan Air Limbah dan <i>Sludge</i>	982.370.400,-
4.	Biaya Penyusutan Modal (20 tahun)	1.184.662.673,-
	Biaya Produksi Biogas Pertahun	3.339.443.665,-

Biaya produksi biogas sebesar Rp. 3.339.443.665,- menghasilkan produksi gas metan 3.115.265,5 m³, sehingga biaya produksi gas metan sebesar Rp. 1.071,96,-/m³.

4.4.1.2 Biaya Investasi dan O&M Produksi Energi Listrik PLT Biogas

Perhitungan biaya investasi dan O&M produksi energi listrik PLT biogas dilakukan pada jenis teknologi konversi pembangkit yang tersedia di pasaran yaitu:

1. Gas Engine 526 kW
2. Gas Turbin Engine 600 kW

Biaya investasi adalah biaya yang dikeluarkan untuk membeli produk dari teknologi konversi. Dalam biaya investasi ini termasuk juga didalamnya adalah biaya instalasi atau pemasangan. Harga untuk gas engine 526 kW adalah Rp 7.089.428.000,-. Dalam tulisan ini perencanaan jumlah pembangkit yang akan dibangun adalah 3 unit pembangkit, sehingga total investasi untuk gas engine 3 x 526 kW adalah Rp. 21.268.284.000,-. Sedangkan harga gas turbin engine 600 kW adalah Rp. 8.235.840.000,-. Untuk perencanaan gas turbin engine sebanyak 2 unit, maka total investasi gas turbin engine 2 x 600 kW adalah Rp 16.471.680.000,-.

Biaya tetap operasi dan pemeliharaan biasanya terdiri dari biaya tenaga kerja dan biaya pemeliharaan. Biaya pemeliharaan terutama meliputi minyak pelumas, filter, baterai, busi dan sebagainya. Biaya operasi dan pemeliharaan untuk gas turbin adalah Rp 88,32/kWh sedangkan untuk gas engine Rp 110,4/kWh. Berdasarkan perhitungan energi listrik, produksi energi listrik per

tahun gas engine 3 x 526 kW adalah 11.728.986,5 kWh/tahun, sehingga biaya operasi dan pemeliharaan untuk gas engine adalah Rp 110,4/kWh x 11.728.986,5 kWh = Rp 1.294.880.110,-/tahun. Sedangkan produksi energi listrik gas turbin 2 x 600 kW adalah 9.648.000 kWh/tahun, sehingga biaya operasi dan pemeliharaan untuk gas engine adalah Rp 88,32/kWh x 9.648.000 kWh/tahun = Rp 852.111.360/tahun.

Ringkasan besarnya biaya investasi dan biaya O&M untuk gas engine 3 x 526 kW dan gas turbin engine 600 kW dapat dilihat pada Tabel 4.4 di bawah:

Tabel 4.4 Biaya Investasi dan Biaya O&M

Jenis	Kapasitas (kW)	Produksi Energi Listrik (kWh)	Biaya Investasi (Rp.)	Biaya O&M (Rp.)
Gas Engine ($\eta_e=40,4\%$)	3 x 526	11.728.986,5	21.268.284.000,-	1.294.880.110,-
Gas Turbin Engine ($\eta_e=33\%$)	2 x 600	9.648.000	16.471.680.000,-	852.111.360,-

Biaya penyusutan gas engine untuk umur pembangkit 20 tahun adalah Rp. 1.063.414.200,- dan gas turbin engine sebesar Rp. 823.584.000,-. Sehingga biaya produksi energi listrik pertahun dapat dilihat pada Tabel 4.5 berikut:

Tabel 4.5 Biaya Produksi Energi Listrik Pertahun PLT. Biogas

Jenis	Gas Engine 3 x 526 kW	Gas Turbin Engine 2 x 600 kW
Biaya Biogas	Rp. 3.339.443.665,-	Rp 3.339.443.665,-
Biaya Operasi dan Pemeliharaan	Rp. 1.294.880.110,-	Rp. 852.111.360,-
Biaya Penyusutan (20 tahun)	Rp. 1.063.414.200,-	Rp. 823.584.000,-
Biaya Produksi Energi Listrik/Tahun	Rp. 5.697.737.975,-	Rp. 5.015.139.025,-
Produksi Energi Listrik/tahun	11.728.986,5 kWh	9.648.000 kWh
Biaya Produksi Energi Listrik/kWh	Rp. 485,78/kWh	Rp. 519,81/kWh

4.4.2 Perhitungan Komponen Pendapatan

Komponen pendapatan terdiri dari penjualan listrik, penjualan *sludge* dan sebagai pendapatan optional terdiri dari pendapatan akibat pemanfaatan sampah pasar dan pendapatan akibat pengurangan emisi CO₂.

Sama seperti perhitungan komponen biaya, perhitungan komponen pendapatan dilakukan terhadap kedua jenis teknologi yang akan dipakai, yaitu gas engine 3 x 526 kw dan gas turbin engine 2 x 600 kW.

4.4.2.1 Pendapatan Penjualan Listrik

Pendapatan melalui penjualan listrik dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Penjualan listrik} = \text{produksi listrik (kWh)} \times \text{tarif listrik (Rp)}$$

Tarif listrik mengacu pada tarif penjualan PLN saat ini, yaitu sekitar Rp. 550,-/kWh.

a. Gas Engine 3 x 526 kW

Produksi energi listrik yang dihasilkan gas engine 3 x 526 kW tiap tahun adalah 11.728.986,5 kWh, sehingga potensi pendapatan penjualan listrik oleh gas engine 3 x 526 kW adalah:

$$\begin{aligned}
 \text{Penjualan listrik} &= \text{produksi listrik (kWh)} \times \text{tarif listrik} \\
 &= 11.728.986,5 \text{ kWh} \times 550/\text{kWh} \\
 &= \text{Rp. 6.450.942.575,-}
 \end{aligned}$$

b. Gas Turbin Engine 2 x 600 kW

Produksi energi listrik yang dihasilkan gas turbin engine 2 x 600 kW tiap tahun adalah 9.648.000 kWh, sehingga potensi pendapatan penjualan listrik oleh gas turbin engine 2 x 600 kW adalah:

$$\begin{aligned}
 \text{Penjualan listrik} &= \text{produksi listrik (kWh)} \times \text{tarif listrik} \\
 &= 9.648.000 \text{ kWh} \times 550/\text{kWh} \\
 &= \text{Rp. 5.306.400.000,-}
 \end{aligned}$$

4.4.2.2 Pendapatan Penjualan *Sludge*

Sludge adalah limbah keluaran berupa lumpur dari lubang pengeluaran digester setelah mengalami proses fermentasi *anaerobic*. Setelah ekstraksi biogas (energi), *sludge* dari digester merupakan produk samping dari sistem pencernaan digester. *Sludge* mengandung senyawa yang dapat membantu menyuburkan tanah dan meningkatkan produksi tanaman. Jumlah *sludge* yang dihasilkan dipengaruhi oleh prosentase bahan baku yang diubah menjadi biogas, bahan baku yang menguap dan bahan baku yang larut dalam air. Diasumsikan rata-rata jumlah *sludge* yang dihasilkan oleh suatu digester adalah 30% bahan baku dan mempunyai harga di pasaran Rp.400,-/Kg (Sri Wahyuni MP, 2008). Jumlah sampah organik sebagai bahan baku biogas pada Pasar Induk Kramat Jati adalah 117.000 Kg/hari, sehingga jumlah *sludge* yang dihasilkan adalah 35.100 Kg/hari atau 11.758.500 Kg/tahun.

Besarnya pendapatan dari hasil penjualan *sludge* dapat dituliskan dengan menggunakan persamaan:

$$\begin{aligned}
 \text{Penjualan } \textit{sludge} &= \text{Jumlah } \textit{sludge} \text{ (kg/tahun)} \times \text{Harga jual } \textit{sludge} \text{ (Rp./kg)} \\
 &= 11.758.500 \text{ Kg/tahun} \times \text{Rp.400,-/Kg} \\
 &= \text{Rp. 4.703.400.000,-/tahun}
 \end{aligned}$$

Ringkasan potensi pendapatan pemanfaatan PLT Biogas, dapat dilihat pada Tabel 4.6. berikut.

Tabel 4.6 Potensi Pendapatan Tahunan

Jenis Pendapatan	Gas Engine 3 x 526 kW	Gas Turbin Engine 2 x 600 kW
Penjualan Listrik	Rp. 6.450.942.575,-	Rp. 5.306.400.000,-
Penjualan <i>Sludge</i>	Rp. 4.703.400.000,-	Rp. 4.703.400.000,-
Total	Rp. 11.154.342.580,-	Rp. 10.009.800.000,-

4.5 Analisa Kelayakan Finansial

Analisis kriteria kelayakan finansial digunakan untuk menilai kelayakan pemanfaatan PLT Biogas di area Pasar Induk Kramat Jati. Analisa dilakukan terhadap penggunaan teknologi gas engine 3 x 526 kW dan gas turbin engine 2 x 600 kW untuk kriteria kelayakan usaha yaitu NPV, IRR dan *Payback Period*. Analisis kelayakan finansial dilakukan dengan menggunakan tingkat suku bunga 10 %. Tingkat suku bunga 10 % merupakan tingkat suku bunga rata-rata di beberapa Bank Pemerintah selama periode Januari 2009 – Juni 2010. Kriteria ini dilakukan untuk melihat sejauh mana kelayakan proyek tersebut jika menggunakan modal pinjaman dari Bank Pemerintah yang ada.

4.5.1 Analisa *Net Present Value* (NPV)

Metode ini menggunakan pertimbangan bahwa nilai uang sekarang lebih tinggi bila dibandingkan dengan nilai uang pada waktu mendatang, karena adanya faktor bunga. Metode NPV merupakan metode yang dipakai untuk menilai usulan proyek investasi yang mempertimbangkan nilai waktu dari uang (*time value of money*). Dengan usia pembangkit 20 tahun, faktor bunga sebesar 10%, pengeluaran biaya investasi awal untuk gas engine 3 x 526 kW sebesar Rp. 44.961.537.470,- pengeluaran tahunan sebesar Rp. 5.697.737.975,- serta pendapatan tahunan sebesar Rp. 11.154.342.580,-. Untuk gas turbin engine 2 x 600 kW biaya investasi awal sebesar Rp. 40.164.933.470,- pengeluaran tahunan sebesar Rp. 5.015.139.025,- serta pendapatan tahunan sebesar Rp. 10.009.800.000, maka *net present value* dapat dihitung sebagai berikut:

a. Gas Engine 3 x 526 kW

$$NPV = PW_{\text{pendapatan}} - PW_{\text{pengeluaran}}$$

$$= \sum_{k=0}^N R_k \left(\frac{P}{A}, i\%, k \right) - E_k \left(\frac{P}{A}, i\%, k \right)$$

Dimana:

R_k = pendapatan untuk tahun ke-k

E_k = pengeluaran untuk tahun ke-k termasuk biaya investasi

N = umur proyek

Maka:

$$NPV = \text{Rp. } 11.154.342.580,- \left(\frac{P}{A}, 10\%, 20 \right) - \left(\text{Rp. } 5.697.737.975,- \right)$$

$$\left(\frac{P}{A}, 10\%, 20 \right) - \text{Rp. } 44.961.537.470,-$$

$$= \text{Rp. } 5.456.604.605,- \left(\frac{P}{A}, 10\%, 20 \right) - \text{Rp. } 44.961.537.470,-$$

$$= \text{Rp. } 5.456.604.605,- (8,5136) - \text{Rp. } 44.961.537.470,-$$

$$= \text{Rp. } 46.455.348.970 - \text{Rp. } 44.961.537.470,-$$

$$= \text{Rp. } 1.493.811.495,-$$

b. Gas Turbin Engine 2 x 600 kW

$$NPV = PW_{\text{pendapatan}} - PW_{\text{pengeluaran}}$$

$$= \sum_{k=0}^N R_k \left(\frac{P}{A}, i\%, k \right) - E_k \left(\frac{P}{A}, i\%, k \right)$$

Maka:

$$NPV = \text{Rp. } 10.009.800.000,- \left(\frac{P}{A}, 10\%, 20 \right) - \left(\text{Rp. } 5.015.139.025,- \right)$$

$$\left(\frac{P}{A}, 10\%, 20 \right) - \text{Rp. } 40.164.933.470,-$$

$$= \text{Rp. } 4.994.660.975,- \left(\frac{P}{A}, 10\%, 20 \right) - \text{Rp. } 40.164.933.470$$

$$= \text{Rp. } 4.994.660.975,- (8,5136) - \text{Rp. } 40.164.933.470,-$$

$$= \text{Rp. } 42.522.545.680 - \text{Rp. } 40.164.933.470,-$$

$$= \text{Rp. } 2.357.612.207,-$$

4.5.2 Analisa *Payback Period* (PBP)

Waktu pengembalian adalah waktu yang diperlukan (jumlah tahun) untuk mengembalikan modal investasi awal. Untuk menghitung waktu pengembalian digunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Pay Back Period (tahun)} = \text{Jumlah investasi} / (\text{pendapatan} - \text{pengeluaran})$$

Pembangunan PLT Biogas dengan teknologi gas engine 3 x 526 kW membutuhkan investasi awal sebesar Rp. 44.961.537.470,- pengeluaran tahunan sebesar Rp. 5.697.737.975,- serta pendapatan tahunan sebesar Rp. 11.154.342.580,-, maka *Pay Back Period*-nya adalah:

$$\begin{aligned} \text{Pay Back Period (tahun)} &= \text{Jumlah investasi} / (\text{pendapatan} - \text{pengeluaran}) \\ &= 44.961.537.470,- / (11.154.342.580 - 5.697.737.975) \\ &= 8,24 \text{ Tahun} \end{aligned}$$

Sedangkan teknologi gas turbin engine 2 x 600 kW membutuhkan investasi awal sebesar Rp. 40.164.933.470,- pengeluaran tahunan sebesar Rp. 5.015.139.025,- serta pendapatan tahunan sebesar Rp. 10.009.800.000, maka *Pay Back Period*-nya adalah:

$$\begin{aligned} \text{Pay Back Period (tahun)} &= \text{Jumlah investasi} / (\text{pendapatan} - \text{pengeluaran}) \\ &= 40.164.933.470,- / (10.009.800.000 - 5.015.139.025) \\ &= 8,04 \text{ Tahun} \end{aligned}$$

4.5.3 Analisa *Internal Rate of Return* (IRR)

Tingkat pengembalian internal (*internal rate of return*-IRR) adalah tingkat bunga yang dapat menjadikan NPV sama dengan nol, karena PV arus kas pada tingkat bunga tersebut sama dengan investasi awalnya.

$$NPV = 0 = PW_{\text{pendapatan}} - PW_{\text{pengeluaran}}$$

a. Gas Engine 3 x 526 kW

$$\begin{aligned} 0 &= \text{Rp. } 11.154.342.580,- (P/A, i\%, 20) - (\text{Rp. } 5.697.737.975,-) \\ &\quad (P/A, i\%, 20) - \text{Rp. } 44.961.537.470,- \end{aligned}$$

Untuk mendapatkan nilai IRR (i'), akan dicoba nilai dengan menggunakan i' yang lebih rendah ($i'=5\%$) dan dengan menggunakan i' yang lebih tinggi ($i'=15\%$).

Pada $i' = 5\%$,

$$\begin{aligned} PW &= \text{Rp. } 11.154.342.580,- (P/A,5\%,20) - (\text{Rp. } 5.697.737.975,-) \\ &\quad (P/A,5\%,20) - \text{Rp. } 44.961.537.470,- \\ &= \text{Rp. } 5.456.604.605,- (P/A,5\%,20) - \text{Rp. } 44.961.537.470,- \\ &= \text{Rp. } 5.456.604.605,- (12,4622) - \text{Rp. } 44.961.537.470,- \\ &= \text{Rp. } 23.039.760.440,- \end{aligned}$$

Pada $i' = 15\%$,

$$\begin{aligned} PW &= \text{Rp. } 11.154.342.580,- (P/A,5\%,20) - (\text{Rp. } 5.697.737.975,-) \\ &\quad (P/A,5\%,20) - \text{Rp. } 44.961.537.470,- \\ &= \text{Rp. } 5.456.604.605,- (P/A,5\%,20) - \text{Rp. } 44.961.537.470,- \\ &= \text{Rp. } 5.456.604.605,- (6,2593) - \text{Rp. } 44.961.537.470,- \\ &= (\text{Rp. } 10.807.012.270,-) \end{aligned}$$

Dengan interpolasi polar, diperoleh tingkat suku bunga internal (IRR) sebesar :

$$\begin{aligned} \text{IRR (i)} &= 5(\%) + \frac{(\text{Rp. } 23.039.760.440 - 0)(15\% - 5\%)}{(\text{Rp. } 23.039.760.440 - - \text{Rp. } 10.807.012.270)} \\ &= 5(\%) + \frac{(\text{Rp. } 23.039.760.440 - 0)(15\% - 5\%)}{(\text{Rp. } 23.039.760.440 + \text{Rp. } 10.807.012.270)} \\ &= 11,81\% \end{aligned}$$

b. Gas Turbin Engine 2 x 600 kW

$$\begin{aligned} 0 &= \text{Rp. } 10.009.800.000,- (P/A,i\%,20) - (\text{Rp. } 5.015.139.025,-) \\ &\quad (P/A,i\%,20) - \text{Rp. } 40.164.933.470,-. \end{aligned}$$

Untuk mendapatkan nilai IRR (i'), akan dicoba nilai dengan menggunakan i' yang lebih rendah ($i'=5\%$) dan dengan menggunakan i' yang lebih tinggi ($i'=15\%$).

Pada $i' = 5\%$,

$$\begin{aligned}
 PW &= \text{Rp. } 10.009.800.000,- (P/A,5\%,20) - (\text{Rp. } 5.015.139.025,-) \\
 &\quad (\text{P/A},5\%,20) - \text{Rp. } 40.164.933.470,- \\
 &= \text{Rp. } 4.994.660.975,- (P/A,5\%,20) - \text{Rp. } 40.164.933.470,- \\
 &= \text{Rp. } 4.994.660.975,- (12,4622) - \text{Rp. } 40.164.933.470,- \\
 &= \text{Rp. } 22.079.530.530,-
 \end{aligned}$$

Pada $i' = 15\%$,

$$\begin{aligned}
 PW &= \text{Rp. } 10.009.800.000,- (P/A,5\%,20) - (\text{Rp. } 5.015.139.025,-) \\
 &\quad (\text{P/A},5\%,20) - \text{Rp. } 40.164.933.470,- \\
 &= \text{Rp. } 4.994.660.975,- (P/A,5\%,20) - \text{Rp. } 40.164.933.470,- \\
 &= \text{Rp. } 4.994.660.975,- (6,2593) - \text{Rp. } 40.164.933.470,- \\
 &= (\text{Rp. } 8.901.852.029,-)
 \end{aligned}$$

Dengan interpolasi polar, diperoleh tingkat suku bunga internal (IRR) sebesar :

$$\begin{aligned}
 \text{IRR (i)} &= 5(\%) + \frac{(\text{Rp. } 22.079.530.530,-0)(15\%-5\%)}{(\text{Rp. } 22.079.530.530,- - \text{Rp. } 8.901.852.029)} \\
 &= 5(\%) + \frac{(\text{Rp. } 22.079.530.530,-0)(15\%-5\%)}{(\text{Rp. } 22.079.530.530,- - \text{Rp. } 8.901.852.029)} \\
 &= 12,13 \%
 \end{aligned}$$

Resume hasil analisis kelayakan finansial pemanfaatan PLT Biogas di area Pasar Induk Kramat Jati dengan tingkat suku bunga sebesar 10% dapat ditunjukkan pada Tabel 4.7 di bawah.

Tabel 4.7. Hasil Analisis Kelayakan Finansial Pemanfaatan PLT Biogas

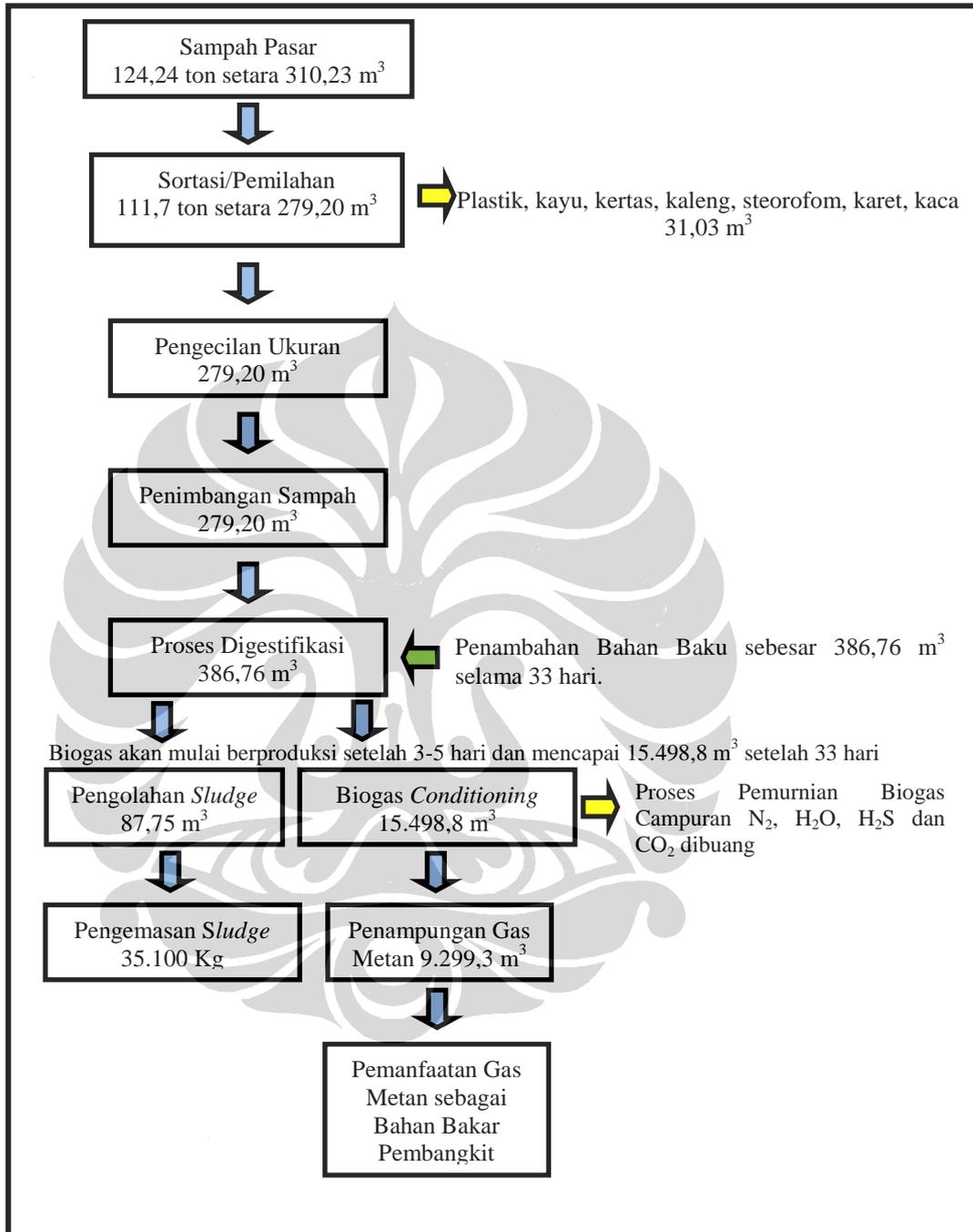
N0	Indikator	Satuan	Gas Engine 3 x 526 kW	Gas Turbin 2 x 600 kW
1.	Net Present Value (NPV)	Rp.	Rp. 1.493.811.495,-	Rp. 2.357.612.207,-
2.	Payback Period (PBP)	Tahun	8,24	8,04
3.	IRR	%	11,81 %	12,13 %

Dari Tabel 4.6 Nilai NPV untuk gas engine maupun gas turbin engine positif berarti dana yang diinvestasikan dalam proyek tersebut dapat menghasilkan *present value* arus kas lebih tinggi dari *present value* investasi awal. Hasil analisis tersebut juga menunjukkan bahwa nilai IRR yang diperoleh lebih

besar dari suku bunga 10%. Sehingga pembangunan pembangkit listrik tenaga biogas di Pasar Induk Kramat Jati layak dilaksanakan baik dengan teknologi gas engine 3 x 526 kW maupun teknologi gas turbin engine 2 x 600 kW.

Dari analisis teknis jumlah produksi energi listrik yang dihasilkan gas engine 3 x 526 kW lebih besar daripada produksi energi listrik gas turbin engine 2 x 600 kW dengan selisih 2.080.986,5 kWh, hal ini disebabkan efisiensi listrik gas turbin engine lebih kecil jika dibandingkan dengan efisiensi gas engine. Akibatnya jumlah pendapatan penjualan listrik gas turbin engine juga lebih kecil. Namun, biaya investasi serta operasional dan pemeliharaan gas turbin engine 2 x 600 kW lebih kecil jika dibandingkan gas engine 3 x 526 kW. Berdasarkan analisis kelayakan ekonomi gas turbin engine 2 x 600 kW memiliki *payback period* dan IRR yang lebih besar jika dibandingkan dengan gas engine 3 x 526 kW. Artinya berdasarkan *payback period* gas turbin engine 2 x 600 kW lebih cepat dalam mengembalikan investasi dan berdasarkan IRR gas turbin engine 2 x 600 kW lebih fleksibel terhadap kenaikan suku bunga sampai dengan 12,13%. Sehingga berdasarkan analisis tersebut diatas gas turbin engine 2 x 600 kW lebih direkomendasikan untuk dipilih sebagai teknologi konversi pada pembangunan pembangkit listrik tenaga biogas di Pasar Induk Kramat Jati.

4.6. Alur Proses Pemanfaatan Sampah Organik Sebagai Bahan Bakar Pembangkit dan *Sludge*



Gambar 4.4 Diagram Alur Proses Pemanfaatan Sampah Organik Sebagai Bahan Bakar Pembangkit dan *Sludge*

Proses pemanfaatan sampah organik menjadi bahan bakar pembangkit dan *sludge* meliputi tahapan sortasi/pemilahan sampah, pengecilan ukuran, penimbangan, proses digestifikasi. Selanjutnya tahapan pengolahan *sludge* dan

pengemasan *sludge* untuk pemrosesan *sludge* sedangkan tahapan biogas *conditioning*, penampungan gas metan dan pemanfaatan gas metan sebagai bahan bakar pembangkit untuk pemrosesan bahan bakar pembangkit. Alur proses pemanfaatan sampah organik menjadi bahan bakar pembangkit dan *sludge* disajikan secara lengkap pada Gambar 4.4. Uraian masing-masing tahapan adalah sebagai berikut:

1. Sortasi/Pemilahan

Sejak dari keranjang dan wadah, sampah dipilah menjadi sampah organik dan non organik, sampah organik terdiri dari sampah sayur-sayuran, umbi-umbian, jerami, buah-buahan, sisa nasi maupun bumbu-bumbuan sedangkan sampah organik yang meliputi plastik, kertas/kardus, styrofoam, kayu, kaleng. Selanjutnya sampah organik dikumpulkan di tempat penampungan untuk disiapkan sebagai bahan baku biogas. Untuk memudahkan sortasi dapat dilakukan sosialisasi kepada pedagang dan penghuni pasar untuk melakukan pemilahan, dan menyediakan tempat khusus untuk sampah organik dan non organik. Dari potensi sampah pasar sebesar 124,24 ton atau 310,23 m³ potensi sampah organik yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku adalah sebesar 310,23 m³.

2. Pengecilan Ukuran Sampah

Setelah dilakukan sortasi/pemilahan bahan baku sebesar 310,23 m³ dilakukan pengecilan ukuran sampah. Pengecilan ukuran sampah dimaksudkan supaya proses fermentasi dalam digester dapat berlangsung sempurna sehingga produksi biogas mencapai hasil maksimal. Pengecilan sampah dapat dilakukan dengan cara manual maupun dengan mesin pengcil/penghancur sampah. Ukuran sampah yang diinginkan adalah sekitar 1 cm.

3. Penimbangan

Setelah dilakukan pengecilan ukuran sampah, tahap selanjutnya dalam proses pengelolaan sampah menjadi bahan baku biogas adalah dilakukan penimbangan. Penimbangan dilakukan untuk menyesuaikan jumlah sampah yang dimasukkan ke dalam digester dengan kapasitas digester.

4. Proses Digestifikasi

Proses digestifikasi dalam digester terdiri dari dua tahap, yaitu:

a. Tahap Pengoperasian Awal Digester

Tahap pengoperasian ini adalah pada saat pertama kali digester dioperasikan maupun operasi pertama kali setelah digester dilakukan pembersihan/perawatan besar ataupun perbaikan. Digester diisi dengan air sampai penuh dan dibiarkan seharian, untuk memeriksa adanya kebocoran dan mengurangi jumlah oksigen yang ada didalam digester yang dapat membunuh bakteri anaerobik. Setelah itu sampah organik diisikan sampai mencapai bahan baku (sampah organik+air) yang direncanakan yaitu sebesar $386,76 \text{ m}^3$. Penambahan bahan baku sebesar $386,76 \text{ m}^3$ dilakukan selama 33 hari (sesuai waktu digestifikasi) secara berturut-turut. Setelah kira-kira satu minggu bakteri anaerobik akan terbentuk dan biogas mulai dihasilkan. Bila penyimpanan biogas sudah penuh, hasil awal biogas selama tiga hari berturut-turut sebaiknya dibuang karena banyak mengandung karbon dioksida.

b. Tahap Pengoperasian Harian Digester

Setelah 33 hari dari pengoperasian awal digester, tahapan selanjutnya adalah pengoperasian harian. Aktivitas pengoperasian harian terdiri dari memasukkan bahan baku setiap hari kedalam digester sesuai dengan perencanaan awal yaitu sebesar $386,76 \text{ m}^3$ dan pengeluaran *sludge* sampah digester sesuai dengan jumlah bahan baku yaitu $87,75 \text{ m}^3$. Pada tahap operasi harian dilakukan pengadukan dalam digester agar bahan baku baru dari pemasukkan harian dapat tercampur dengan bahan baku yang sudah ada dalam digester, sehingga didapatkan hasil biogas yang maksimal.

5. Pengolahan *Sludge* dan Biogas *Conditioning*.

Setelah mencapai waktu digestifikasi 33 hari produksi biogas akan mencapai akan mencapai $15.498,8 \text{ m}^3$, maka *sludge* sebesar $87,75 \text{ m}^3$ dalam digester dikeluarkan untuk selanjutnya ditampung dalam ruangan penampungan *sludge* untuk dilakukan pengolahan dan pengeringan *sludge*. Sedangkan biogas dialirkan dalam alat biogas *conditioning* untuk dilakukan proses pencucian dan pemurnian biogas menjadi gas metan. Proses pencucian dan pemurnian biogas menjadi gas metan dilakukan dengan membuang

Campuran N_2 , H_2O , H_2S dan CO_2 . Volume gas metan setelah dilakukan proses pencucian dan pemurnian adalah $9.299,3 \text{ m}^3$.

6. Pengemasan *Sludge* dan Penampungan Gas Metan.

Sludge hasil pengolahan, selanjutnya dikemas dalam ukuran tertentu untuk mempermudah pengangkutan dan proses penjualan. Gas metan hasil proses pencucian dan pemurnian dialirkan kedalam penampungan gas. Gas metan dalam penampungan ditekan dalam ukuran tekanan tertentu sesuai dengan tekanan yang dibutuhkan untuk bahan bakar pembangkit.

7. Pemanfaatan Gas Metan sebagai bahan bakar pembangkit.

Dengan tekanan tertentu, gas metan dari penampungan dialirkan kedalam saluran inlet pembangkit. Dan untuk selanjutnya pembangkit siap dioperasikan untuk menghasilkan energi listrik.

