

Optimalisasi Pemanfaatan Gas Metana sebagai Sumber Energi di Pabrik Kelapa Sawit

Sebagai Antisipasi Harga Jual Listrik Berdasarkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan

Optimization of Methane Gas Use as Energy Resource in Palm Oil Mill

As an Anticipated Selling Price of Electricity Based on The Existing Average Cost of Generation

IRHAN FEBIJANTO

Pusat Teknologi Sumberdaya Energi dan Industri Kimia, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi
Gedung Energi Klaster 5, Puspiptek Serpong, Tangerang Selatan 15314
irhan.febijanto@gmail.com

ABSTRACT

In the end of March 2017, a new regulation concerning electricity selling price was announced. Unfortunately, the new price was set to be lower than the previous one. This new set price will decrease the economic level of Biogas Power Plant (BPP) so the construction of BPP becomes less attractive for the investors. This condition will not be good for the environment of renewable energy development in Indonesia. For that, by using a case study of Trantam Biogas Power Plant development in Riau, it was proposed that the utilization of methane gas (biogas) is not only for fueling the biogas power plant but also for substituting palm shell used as fuel for boiler in POM. This paper proves the additional revenue from selling shell can increase the economic level of the biogas plant with capacity of 1,025 kW. The available amount of methane gas in this study was estimated by GHG calculation methodology proposed by United Nations Framework Convention on Climate Change. Due to the additional revenues, IRR increases from 11.45% to 16.41% and NPV increases from IDR $-1,086.4 \times 10^6$ to IDR $3,717.85 \times 10^6$.

Keywords: Biogas Power Plant, palm oil, methane gas, electricity

ABSTRAK

Pada akhir Maret 2017, telah dikeluarkan regulasi baru oleh pemerintah terkait harga jual listrik. Sayangnya, harga jual listrik yang baru ini lebih rendah dari pada harga jual listrik sebelumnya. Penetapan harga baru ini akan menurunkan tingkat keekonomian dari pengoperasian pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg), sehingga pembangunan PLTBg di Indonesia menjadi kurang menarik bagi para investor. Kondisi ini sangat tidak baik bagi iklim pembangunan energi terbarukan di Indonesia. Untuk itu berdasarkan studi kasus pembangunan PLTBg Terantam, Riau maka direkomendasikan pemanfaatan gas metana tidak hanya sebagai bahan bakar PLTBg saja tetapi juga sebagai pengganti sebagian bahan bakar cangkang di boiler PKS. Makalah ini membuktikan kenaikan tingkat keekonomian dari hasil penjualan cangkang untuk PLTBg dengan kapasitas 1.025 kW. Estimasi ketersediaan jumlah gas metana dilakukan dengan menggunakan metodologi UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*). Dengan adanya pendapatan tambahan, IRR naik dari 11,45% menjadi 16,41% dan NPV naik dari Rp. $-1.086,4 \times 10^6$ menjadi Rp $3.717,85 \times 10^6$.

Kata kunci: Pembangkit Listrik Tenaga Biogas, kelapa sawit, gas metana, tenaga listrik

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sejak dimulainya pasar karbon dengan Mekanisme Pembangunan Bersih (*Clean Development Mechanism*), pemanfaatan limbah kelapa sawit seperti cangkang, limbah cair (*Palm Oil Mill Effluent*) dan Tandan Kosong (TKS) menjadi bahan penelitian dan pengembangan,

dan telah diimplementasikan di beberapa lokasi Pabrik kelapa Sawit (PKS) di Sumatera dan Kalimantan.

Pabrik kelapa Sawit mengolah TBS, dan menghasilkan produk minyak kelapa sawit (*Crude Palm Oil/CPO*), minyak kernel (*Palm Kernel Oil/PKO*). Dari kegiatan pengolahan CPO menghasilkan limbah padat seperti TKS, cangkang dan serabut, serta limbah cair (*Palm*

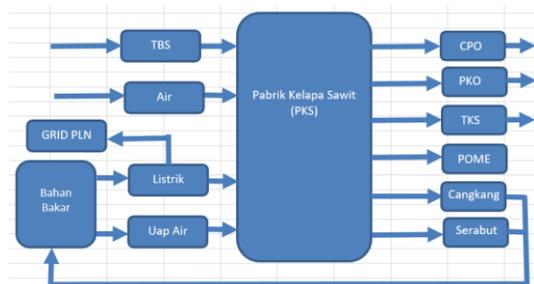
Oil Mill Effluent/POME). TKS umumnya digunakan untuk pupuk/*land application* dengan mengembalikannya ke lahan perkebunan atau digunakan untuk menimbun tanah di lahan perkebunan. Pemanfaatan TKS untuk bahan bakar membutuhkan *pre-treatment* untuk mengurangi kadar air, dan disain khusus tungku bakar untuk menanggulangi efek potassium, sehingga belum banyak dimanfaatkan. Umumnya PKS memanfaatkan seluruh serabut dan sebagian cangkang untuk bahan bakar boiler PKS guna menghasilkan uap air untuk keperluan proses PKS dan membangkitkan energi listrik. Sebagian cangkang yang tidak digunakan sebagai bahan bakar, dijual ke pasar dengan harga Rp 500.000/t-cangkang^(1,2).

Pada PKS Terantam yang beroperasi di bawah manajemen PT Perkebunan Nusantara V (PTPN V) di mana studi ini dilaksanakan terdapat tiga unit boiler di mana dua unit beroperasi dan satu unit untuk *standby*. Spesifikasi boiler tersebut ditunjukkan di Tabel 1⁽³⁾.

Tabel 1. Spesifikasi Boiler N-600SA, Takuma

Parameter	simbol	nilai	satuan
Tekanan outlet	P ₂	2.2	Mpa
Suhu outlet	T ₂	222	oC
Tekanan inlet	P ₁	3.1	MPa
Suhu inlet	T ₁	70	oC
Effisiensi boiler	h	80%	
Laju steam	m	22	t/jam

Pada PKS Terantam rasio produksi cangkang, serabut dan POME terhadap TBS adalah 7%, 13% dan 70%. Nilai rasio produksi cangkang dan serabut, sama dengan nilai rata-rata rasio cangkang dan serabut di PKS seluruh Sumatera Utara⁽⁴⁾. Sedangkan nilai rasio produksi POME di PKS Terantam sama dengan nilai rasio PKS lainnya yang dioperasikan dalam manajemen yang sama, dan terletak di sekitar PKS Terantam, yaitu PKS Sei Garo dan PKS Sei Galuh⁽⁵⁾, PKS Sei Tandun dan PKS Sei Tapung⁽⁶⁾, serta PKS Rokan⁽⁷⁾.



Gambar 1. Aliran Material di PKS

Makalah ini mengulas studi kasus pembangunan PLTBg (Pembangkit Listrik Tenaga Biogas) di PKS Terantam, yang mulai dibangun tahun 2017, dan rencana

beroperasi tahun 2018. Keekonomian pengoperasian PLTBg ini menjadi kurang menarik semenjak munculnya Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) No.12/2017 tentang “Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik”, tertanggal 30 Januari 2017. Berdasarkan Permen ini, harga jual listrik berubah berdasarkan BPP (Biaya Pokok Produksi) dan tidak lagi berdasarkan *Feed in Tariff* (FIT) yang sebelumnya diatur dengan Permen ESDM 27/2014 tentang “Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm) dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas (PLTBg) oleh PT PLN (Persero)”. Dengan Permen baru ini, harga jual listrik yang semula Rp. 1.312,5/kWh untuk tegangan menengah di wilayah Sumatera, berubah menjadi Rp. 1146,7/kWh (=85% x Rp 1.349/kWh).

Penurunan harga jual listrik ini memberi dampak terhadap tingkat keekonomian PLTBg Terantam (1.025 kW) yang ditunjukkan dengan penurunan IRR, (*Internal Rate of Return*) dari 17,97% menjadi 11,45%, dan NPV (*Net Present Value*) turun dari Rp 4.978.980.098 ke Rp. - 1.086.433.194. NPV negatif berarti secara keekonomian pengoperasian PLTBg tidak layak.

Mengingat jumlah PKS di Indonesia sekitar 700 unit lebih, dan masing masing mempunyai potensi pemanfaatan PLTBg dengan minimal potensi untuk tiap PKS adalah 1MW, maka penurunan keekonomian ini, memberi dampak luas terhadap ketertarikan pengembang untuk membangun PLTBg. Secara nasional, dampak ini juga akan mengurangi kontribusi PLTBg dalam target pencapaian bauran energi terbarukan di tahun 2025, yang ditargetkan mencapai 25%⁽⁸⁾.

Ditinjau dari segi komponen harga jual listrik PLTBg dengan teknologi *covered lagoon*, harga jual listrik minimal adalah Rp 1.276/kWh atau sama dengan 85% dari BPP (=Rp 1.500/kWh) di wilayah tersebut⁽⁹⁾. Namun harga Biaya Pokok Produksi (BPP) adalah Rp 1.500/kWh tidak tercapai di pulau Sumatera dan Kalimantan⁽¹⁰⁾, yang merupakan wilayah dengan jumlah perkebunan kelapa sawit terbesar. Sehingga tanpa adanya inovasi untuk menaikkan tingkat keekonomian PLTBg, penurunan harga jual listrik ini secara jelas dan pasti akan menghambat pengembangan PLTBg, terutama di daerah Sumatera dan Kalimantan yang memiliki lahan perkebunan terluas dan jumlah PKS terbanyak di Indonesia.

1.2 Tujuan Penelitian

Dalam makalah ini, dilakukan evaluasi tingkat keekonomian terhadap pembangunan PLTBg dari dua skema, yaitu skema lama dan skema baru, di mana,

- a) Pada skema lama, gas metana yang dihasilkan dari POME hanya digunakan untuk bahan bakar *gas engine* saja, dan pendapatan hanya berasal penjualan listrik ke PT PLN.
- b) Pada skema baru, gas metana selain digunakan untuk bahan bakar *gas engine*, juga dimanfaatkan sebagai bahan bakar pengganti cangkang di boiler PKS. Cangkang yang digantikan dijual ke pasar. Pendapatan berasal dari harga jual listrik ke PT PLN dan harga jual cangkang ke pasar.

Skema baru b), merupakan skema yang paling sesuai untuk lokasi yang terpencil, karena penjualan biogas secara langsung ke pabrik terdekat untuk substitusi bahan bakar seperti di Malaysia⁽¹¹⁾, atau evaluasi untuk bio-CNG⁽¹²⁾ dari segi skala tidak memungkinkan.

Parameter keekonomian IRR dan NPV digunakan untuk membandingkan keekonomian dua skema tersebut. Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui parameter-parameter yang sangat berpengaruh pada keekonomian PLTBg pada skema baru.

2. BAHAN DAN METODE

Penelitian ini merupakan penelitian kuantitatif dengan pengumpulan data-data lapangan. Untuk data TBS olah PKS Terantam, digunakan data realisasi 5 tahun ke belakang dan estimasi 5 tahun ke depan. Pengukuran COD, pH dan suhu POME, dilakukan selama tiga hari berturut-turut di kolam IPAL (Instalasi Pengolahan Air Limbah) PKS Terantam, pada saat PKS beroperasi dalam kondisi yang sama.



Gambar 2. Lokasi PKS Terantam, Riau

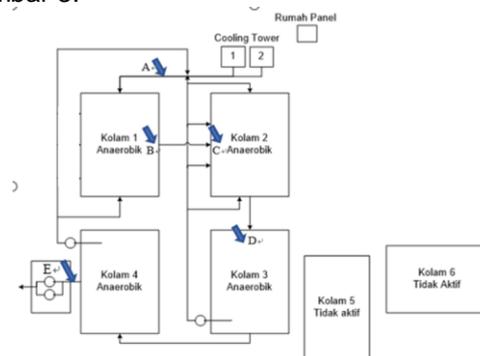
Perhitungan potensi gas metana membutuhkan hasil analisa COD, nilai rata-rata TBS olah dan rasio POME. Dari data-data tersebut dihitung potensi GRK (Gas Rumah Kaca) dan potensi gas metana dengan menggunakan metodologi AMS-III.H, ver.14⁽¹³⁾. Kemudian dilakukan analisa kebutuhan bahan bakar PLTBg, dan bahan bakar dua unit PKS boiler.

Dari hasil analisa diketahui kebutuhan kelebihan gas metana yang dapat disuplai ke PKS boiler untuk menggantikan bahan bakar boiler. Dan bahan bakar cangkang yang tergantikan, dapat dijual ke pasar. Kemudian dilakukan analisa keekonomian pada dua skema dan sensitivitas analisa untuk skema baru.

Waktu penelitian dilakukan antara bulan Juli 2016 dan November 2016, di PKS Terantam, Desa Kasikan, Kecamatan Tapung Hulu, Kabupaten Kampar, Propinsi Riau. PKS Terantam berkapasitas 60 ton TBS/jam, beroperasi dengan jam operasional rata-rata, 20 jam/hari. Gambar 2 menunjukkan lokasi PKS Terantam.

2.1 Bahan

Estimasi potensi gas metana diambil dari sample limbah cair yang diukur pada *inlet* dan *oulet* kolam aerobik seperti ditunjukkan pada gambar 3.



Gambar 3. Titik Pengambilan Sample COD

2.2 Metode



Gambar 4. Pengambilan Sample COD dan COD meter-Lovibond MD 100

Gambar 4 menunjukkan cara pengambilan sample di saluran inlet kolam ke-1 dan *COD meter-Lovibond MD 100* yang digunakan untuk pengukuran COD. Suhu limbah diukur dengan menggunakan thermometer air raksa, yang dimasukkan ke dalam air limbah.

Pengukuran COD, suhu dan pH pada POME dilakukan di beberapa titik seperti ditunjukkan pada gambar 3. Pengukuran titik A, berada pada inlet kolam 1 anaerobik, titik C pada inlet kolam 2 anaerobik, dan titik E pada outlet kolam 4. Setelah titik E, POME dialirkan ke lahan

perkebunan. Pengukuran COD di titik A dan di titik E merupakan pengukuran COD_{untreated}, dan COD_{discharged}, selisih dari keduanya merupakan COD_{removed}. Data rata-rata ini digunakan dalam perhitungan *Baseline Emission* untuk menentukan emisi GRK. Pengukuran di titik A, COD_{untreated}, dan di titik C, COD_{treated}, digunakan untuk menghitung emisi GRK pada *Project Emission* dan potensi gas metana di *covered lagoon* pada saat (Pembangkit Listrik Tenaga Biogas) PLTBg dioperasikan.

Ambang batas untuk pemakaian *land application*, nilai COD <10.000 mg/ltr⁽¹⁴⁾. Pengukuran COD di titik E secara periodik 3 bulan sekali dilaporkan ke BPLHD (Badan Pengendalian Lingkungan Hidup Daerah) Propinsi Riau untuk monitoring lingkungan.

2.3 Ketersediaan POME

Tabel 2 menunjukkan data realisasi TBS olah untuk 5 tahun ke belakang dan estimasi TBS olah untuk 5 tahun ke belakang untuk TBS olah, PKS Terantam, ditunjukkan di Tabel 2 dan Tabel 3.

Tabel 2. Realisasi TBS olah (ton)

2012	2013	2014	2015	2016
241.973	234.035	260.471	259.742	255.401

Tabel 3. Rencana TBS olah (ton)

2017	2018	2019	2020	2021
291.720	308.880	314.600	314.600	314.600

Nilai rata-rata realiasi TBS olah dari tahun 2012-2016, selama 5 tahun ke belakang adalah 250.324 ton/thn, dan estimasi TBS olah dari tahun 2017-2021, sampai 5 tahun ke depan adalah 308.880 ton/thn. Rata-rata tertimbang dari kedua nilai tersebut, adalah 279.602 ton/thn. Dengan nilai rasio 0,7 t-POME/t-TBS, maka rata-rata produksi POME adalah 195.772 t-POME/thn (=0,7 t-POME/t-TBS x 279.602 ton TBS /thn).

2.4 Emisi GRK

Pengurangan emisi GRK dihitung berdasarkan selisih emisi GRK, ER_y yang dikeluarkan sebelum PLTBg beroperasi, BE_y dan setelah PLTBg beroperasi, PE_y. Dihitung dengan persamaan (1).

$$ER_y = BE_y - PE_y - Ley \dots\dots\dots (1)$$

Di mana,

- Ery** : Selisih emisi GRK (t-CO₂/thn)
- Bey** : *Baseline Emission* (t-CO₂/thn)
- Pey** : *Project Emission* (t-CO₂/thn)
- Ley** : *Kebocoran/leakage* (t-CO₂/thn)

Pada pemanfaatan PLTBg dengan teknologi *covered lagoon* dan listrik yang dibangkitkan dikoneksikan dengan grid PT PLN, maka

perhitungan emisi GRK dihitung dengan menggunakan dua metodologi, sbb:

- a) Emisi GRK yang berasal dari penangkapan gas metana, dihitung berdasarkan metodologi AMS-III.H (*Approved Methodology*) (*version 14*): "*Methane recovery in waste treatment*"⁽¹³⁾.
- b) Emisi GRK yang berasal dari koneksi listrik PLTBg ke Sumatera grid, dan perhitungan emisi GRK karena koneksi dengan Sumatera grid dihitung dengan metodologi AMS-I.D (*Approved Methodology*) (*version 15*): "*Grid connected renewable electricity generation*"⁽¹⁴⁾.

2.5 Potensi Produksi Gas Metana

Dari data COD dan jumlah POME, potensi jumlah gas metana dihitung dengan metodologi dari AMS-III.H (*Approved Methodology*) (*version 14*): "*Methane recovery in waste treatment*"⁽¹⁵⁾. Dari potensi jumlah gas metana, dilakukan analisa ketersediaan dan kebutuhan gas metana untuk PLTBg dan sisanya untuk suplai ke boiler PKS.

2.6 Kapasitas Pembangkit

Direncanakan menggunakan *gas engine* SFGM 560 Guascor *Biogas Engine*, dengan spesifikasi⁽¹⁶⁾ sebagai berikut

Tabel 4. Spesifikasi *Gas Engine*

SFGM 560 Guascor	
Kapasitas	1025 kW
Efisiensi Listrik	39,6%
Kapasitas Faktor	95%

Listrik yang dihasilkan disambungkan ke jaringan teggangan menengah 20kV, selama 24 jam dalam 345 hari (CF=95%). Nilai kalor CH₄: 55.400 MJ/t-CH₄, konversi koefisien dari panas ke listrik: 0,278 kWh/MJ.

Kebutuhan gas metana untuk bahan bakar *gas engine*, MG_{burnt,y} dalam setahun adalah,

$$MG_{burnt,y} = \frac{1025(kW) \times 8760 \left(\frac{jam}{thn}\right) \times 95\%}{39,6\% \times 0,278 \left(\frac{kWh}{MJ}\right) \times 55.400 \left(\frac{MJ}{tCH_4}\right)} = 1.398,6 \text{ (t-CH}_4\text{/thn)}$$

Penggunaan listrik untuk kebutuhan sendiri adalah 10% dari listrik yang dibangkitkan.

2.7. Ketersediaan Bahan Bakar Boiler PKS

Boiler PKS menggunakan serabut dan cangkang sebagai bahan bakar. Jumlah ketersediaan serabut dan cangkang secara teoritis dapat dihitung dengan rasio masing-masing terhadap TBS, adalah 13% dan 7%. Tabel 5 menunjukkan ketersediaan jumlah dan

energi dari serabut dan cangkang pada PKS Terantam.

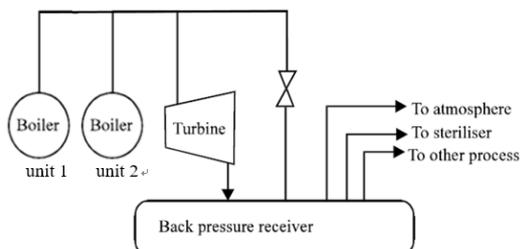
Total potensi energi dari serabut dan cangkang adalah 51.810 kW (kJ/det). Sebagian dari total potensi energi ini digunakan untuk memproduksi uap air kebutuhan proses minyak kelapa sawit dan pembangkit listrik, dan sisanya dijual ke pasar.

Tabel 5. Ketersediaan Jumlah dan Energi dari Serabut dan Cangkang

Parameter	simbol	nilai	satuan
Rata rata TBS olah	TBS	279,602	ton/thn
CF pabrik		53%	-
SERABUT			
Produksi serabut	$ms=13\% \times TBS$	36,348	ton/thn
Nilai kalor serabut	CVs	11,326	kJ/kg
Total energi serabut	$qs=ms \times CVs$	24,540	kJ/det
CANGKANG			
Produksi cangkang	$mc=7\% \times TBS$	19,572	ton/thn
Nilai kalor cangkang	CVc	23,374	kJ/kg
Total energi cangkang	$qc=mc \times CVc$	27,270	kJ/det
TOTAL ENERGI	$qtot=qs+qc$	51,810	kJ/det

2.8.Kebutuhan Bahan Bakar Boiler PKS

Kapasitas PKS Terantam adalah 60 t-TBS/jam. Rasio uap air yang dibutuhkan untuk membangkitkan listrik dan proses di PKS adalah 0,60 ton uap air/TBS^(17,18). Gambar 4 menunjukkan proses aliran uap air dari dua unit boiler, setelah menggerakkan *back pressure turbine*, uap air dikumpulkan di *back pressure receiver (header)* untuk disalurkan ke beberapa fasilitas proses, seperti sterilisasi, *digester*, pengeringan kernel, *purification* dan proses lainnya.



Gambar 4. Aliran Uap Air di Boiler PKS

Untuk memproduksi uap air sebanyak 36 t/jam ($=0,6 \text{ t-uap air/TBS} \times 60 \text{ t-TBS/jam}$) dibutuhkan pengoperasian dua unit boiler (NS-600A Takuma), berkapasitas masing-masing 22 t/jam.

Dengan menggunakan data spesifikasi boiler di Tabel 1, kebutuhan energi di tungku boiler dihitung berdasarkan perbedaan entalpi air di boiler *inlet* dan entalpi uap air di boiler *outlet*. Tabel 6 menunjukkan energi yang dihasilkan boiler dan kebutuhan bahan bakar di dua unit boiler. Untuk memenuhi kebutuhan energi, seluruh ketersediaan serabut dan ketersediaan

sebagian cangkang dibakar, dengan jumlah masing-masing 36.348 ton-serabut/thn (18.174 ton/thn per unit boiler) dan 11.903 ton-cangkang/thn (5,951 ton/thn per unit boiler). Sedangkan total sisa cangkang, 7.669 ton/thn dijual ke pasar.

Tabel 6. Kebutuhan Energi

Parameter	simbol	unit1	unit 2	satuan
Enthalpi outlet	h_2	2,811	2,811	kJ/kg
Enthalpi inlet	h_1	205	205	kJ/kg
Δ enthalphi	h_2-h_1	2,606	2,606	kJ/kg
Laju steam (2 unit)	m	5	5	kg/det
Energi uap air	$q'=m \times (h_2-h_1)$	13,030	13,030	kJ/det
Energi bahan bakar	$q = q' / \eta$	16,288	16,288	kJ/det
Energi dari cangkang	$q-q_s$	4,018	4,018	kJ/det
jumlah cangkang		0,35	0,35	kg/det
		5,951	5,951	ton/thn
serabut		18,174	18,174	ton/thn

2.9. Analisa Keekonomian

Dengan parameter IRR (*Internal Rate of Return*) dan NPV (*Net Present Value*), dilakukan analisa keekonomian untuk mengevaluasi tingkat keekonomian skema baru dan skema lama. Asumsi keekonomian pada skema lama ditunjukkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Asumsi Parameter Keekonomian

Parameter	Nilai	Unit
Total investment	40,200,000,000	Rp
Bunga bank	12,59%	
life time (n)	20	thn
Kontrak Penjualan	25	thn
Lama Pinjaman	10	thn
Ekuitas	30%	
Depresiasi	10	thn

Nilai investasi per MW pada Tabel 7, sedikit lebih rendah dari rata-rata nilai investasi lima PLTBg yang menggunakan teknologi *covered lagoon* untuk kegiatan *Clean Development Mechanism*, yaitu Rp. 41,34 x 10⁹/MW^{(6,7,(9,19,20))}.

Rata-rata suku bunga pinjaman, kurun waktu 2011-2016 untuk pinjaman modal dari bank milik negara adalah 12,59 %⁽²¹⁾. *Life time* PLTBg adalah 20 tahun, ini disesuaikan dengan usia pakai instalasi PLTBg, yang umumnya berkisar antar 20-30 tahun⁽²²⁾ dan usia pakai *gas engine-generator* yang bisa mencapai lebih dari 20 tahun⁽²³⁾. Pembiayaan PLTBg menggunakan ekuitas PTPN V dan pinjaman dari bank dengan rasio 30:70.

Tabel 8 menunjukkan biaya operasional di mana O&M tetap adalah biaya yang timbul untuk gaji pegawai/karyawan, biaya administasi, biaya manajemen dan lain lain. O&M variabel adalah biaya yang timbul karena perawatan mesin,

seperti biaya pelumas, penggantian *sparepart*, *overhaul* dan sebagainya. Umumnya semakin sering dan berat kerja pembangkit maka frekuensi perawatan semakin tinggi, dan ini mempengaruhi nilai dari komponen O&M variable.

Tabel 8. Biaya Operasional

Parameter	Nilai	Satuan
Biaya O&M tetap	804,000,000	Rp
Biaya O&M variabel	1,206,000,000	Rp
Eskalasi	3.5%	/thn

Besaran biaya O&M tetap dan biaya O&M variable masing masing adalah 2% dan 3% terhadap nilai investasi. Total estimasi O&M ini lebih tinggi dibandingkan estimasi O&M untuk simulasi PLTBg dengan teknologi *covered lagoon* di Malaysia, dengan nilai 4% dari total investasi⁽²⁴⁾. Biaya bahan bakar ditiadakan karena POME merupakan milik PKS Terantam sendiri. Nilai eskalasi, 3,5% merupakan rata-rata nilai inflasi per bulan di tahun 2016⁽²¹⁾.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Emisi GRK dari Penangkapan Gas Metana

Untuk menghitung potensi gas metana, dilakukan perhitungan pengurangan emisi GRK yang diakibatkan pengoperasian PLTBg terlebih dahulu. Di mana emisi GRK, ER_y , merupakan selisih emisi GRK pada kondisi awal sebelum PLTBg beroperasi (*Baseline Emission*), BE_y , dengan emisi GRK pada saat PLTBg beroperasi (*Project Emission*), PE_y , seperti ditunjukkan pada persamaan (1).

Hasil rata-rata pengukuran COD pada titik A dan titik C adalah $COD_{untreated} = 68.500 \text{ mg/l}$ dan $COD_{treated} = 13.700 \text{ mg/l}$. Maka yang hilang $COD_{removed} = COD_{untreated} - COD_{treated} = 54.800 \text{ mg/l}$. Rasio reduksi COD adalah 80% ($= (COD_{untreated} - COD_{treated}) / COD_{untreated}$). Namun nilai ini masih lebih rendah jika dibandingkan dengan PKS milik swasta yang mencapai 90% lebih^(25,26). Perbedaan rasio reduksi COD terkait dengan kondisi perawatan kolam yang berbeda, di mana pada kolam milik swasta memiliki kedalaman kolam yang lebih dalam, pembersihan kolam secara periodik dilakukan dengan benar.

Di kedua titik A dan B, nilai pH antara 6,45-7,5, di mana nilai tersebut masih berada pada interval optimal $pH = 7,0-8,0$ untuk bakteri metanogen, dan pH optimum untuk proses mesofilik adalah 6,5-8,0^(27,28,29). Hal ini berarti proses dekomposisi pada kolam dan proses terjadinya gas metana oleh bakteri berlangsung dengan normal dan aktif.

3.2. Baseline Emission (BE)

Perhitungan emisi *Baseline* adalah sebagai berikut,

$$BE_y = \{BE_{power,y} + BE_{ww,treatment,y} + BE_{s,treatment,y} + BE_{ww,discharge,y} + BE_{s,final,y}\} \dots \dots \dots (2)$$

di mana:

- BE_y : emisi baseline pada tahun y (t-CO₂)
- $BE_{power,y}$: emisi baseline dari listrik atau kebutuhan bahan bakar pada tahun y (t-CO₂)
- $BE_{ww,treatment,y}$: emisi baseline dari pengolahan POME (t-CO₂)
- $BE_{s,treatment,y}$: emisi baseline dari pengolahan sludge/lumpur (t-CO₂)
- $BE_{ww,discharge,y}$: emisi baseline dari pembusukan karbon organik dari hasil pengolahan POME yang dibuang ke sungai/laut (t-CO₂)
- $BE_{s,final,y}$: emisi baseline dari pembusukan an organik lumpur (t-CO₂)

Listrik yang digunakan untuk kebutuhan proses pengolahan POME seperti pompa di kolam aerobik, berasal dari generator PKS berbahan bakar cangkang dan serabut, sehingga tidak menghasilkan emisi (*carbon netural*), maka $BE_{power,y} = 0$. Pengolahan *sludge/lumpur* ini tidak ada, sehingga $BE_{s,treatment,y} = 0$. POME setelah melewati kolam *anaerobic* digunakan untuk *land application*, maka $BE_{ww,discharge,y} = 0$. Dan karena lumpur digunakan sebagai pupuk/*soil application* maka $BE_{s,final,y} = 0$. Dengan kondisi ini, maka persamaan *baseline* dalam kegiatan saat PLTBg belum beroperasi menjadi,

$$BE_y = BE_{ww,treatment,y} = \sum Q_{ww,i,y} \times COD_{removed,i,y} \times MCF_{ww,treatment,BL,i} \times B_{o,ww} \times UF_{BL} \times GWP_{CH_4} \dots \dots \dots (3)$$

di mana:

- $Q_{ww,i,y}$: Jumlah limbah air (t/thn)
- $COD_{removed,i,y}$: Nilai COD yang terambil/terolah.
- $MCF_{ww,treatment,BL,i}$: Koreksi factor gas metana untuk baseline pengolahan limbah air, 0,8 (kolam an aerobik dalam)
- $B_{o,ww}$: Kapasitas produksi gas metana pada limbah air, 0,25 (kg CH₄/kgCOD)
- UF_{BL} : Faktor koreksi model perhitungan ketidakpastian, 0,89
- GWP_{CH_4} : Potensi emisi gas metana pada sistem pengolahan POME yang dilengkapi sistem penangkap gas bio, 21

$$BE_y = 195.772 \text{ (m}^3\text{/thn)} \times 0,05845 \text{ (t/ m}^3\text{)} \times 0,8 \times 0,25 \text{ (kgCH}_4\text{/kgCOD)} \times 0,89 \times 21 = 42.762,4 \text{ (t-CO}_2\text{/thn)}$$

3.3. Project Emission (PE)

Emisi setelah PLTBg beroperasi, PE dihitung berdasarkan persamaan sebagai berikut :

$$PE_y = PE_{power,y} + PE_{ww,treatment,y} + PE_{s,treatment,y} + PE_{ww,discharge,y} + PE_{s,final,y} + PE_{fugitive,y} + PE_{biomass,y} + PE_{flaring,y} \dots\dots\dots(4)$$

di mana:

- PE_y** : emisi setelah PLTBg beroperasi pada tahun y (t-CO₂)
- PE_{power,y}** : emisi setelah PLTBg beroperasi dari listrik atau kebutuhan bahan bakar pada tahun y (t-CO₂)
- PE_{ww,treatment,y}** : emisi gas metana dari sistem pengolahan limbah air yang diakibatkan kegiatan setelah PLTBg beroperasi dan tidak dipasang penangkap gas, pada tahun y (t-CO₂)
- PE_{s,treatment,y}** : emisi gas metana dari sistem pengolahan lumpur yang diakibatkan kegiatan setelah PLTBg beroperasi dan tidak dipasang penangkap gas, pada tahun y (t-CO₂)
- PE_{ww,discharge,y}** : emisi setelah PLTBg beroperasi dari pembusukan karbon organik dari hasil pengolahan POME pada tahun y(t-CO₂)
- PE_{s,final,y}** : emisi setelah PLTBg beroperasi dari pembusukan an aerobik dari hasil akhir lumpur pada tahun y (t-CO₂)
- PE_{fugitive,y}** : emisi setelah PLTBg beroperasi dari biogas yang terlepas dari sistem penangkapan pada tahun y(t-CO₂)
- PE_{biomass,y}** : emisi gas metana dari penyimpanan biomasa pada kondisi anaerobik (t-CO₂)
- PE_{flaring,y}** : emisi gas metana dari ketidaksempurnaan pembakaran pada tahun y (t-CO₂)

PE_{power,y} terdiri dari emisi yang berasal dari kebutuhan listrik dan konsumsi bahan bakar fosil. Ketika PLTBg beroperasi sumber energi listrik adalah biogas, sehingga *PE_{power,y}*=0. Penggunaan listrik PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) untuk *start up* atau pada saat PLTBg tidak beroperasi diabaikan karena sangat kecil. Pengolahan lumpur tidak ada, maka emisi dari kegiatan tersebut tidak ada, *PE_{s,treatment,y}*=0. Sedangkan *sludge* tetap digunakan untuk pupuk/*soil application*, maka *PE_{s,final,y}* = 0. Proses pengolahan POME adalah sama dengan kondisi sebelum PLTBg beroperasi (*baseline*), sehingga kualitas air, COD (*Chemical Oxygen Demand*) setelah melewati kolam aerobik pada saat sebelum PLTBg beroperasi dan sebelum PLTBg beroperasi adalah sama, yaitu digunakan untuk *land application*, sehingga dapat dianggap *PE_{ww,discharge,y}*=0. Tidak ada penyimpanan biomasa dalam kondisi *anaerobik*, sehingga *PE_{biomass,y}*=0. Lumpur/*sludge* dari kolam *anaerobik* diambil secara periodik untuk menjaga

kualitas proses pengolahan air dan mencegah pendangkalan kolam. Lumpur diambil dari kolam, dikeringkan dengan sinar matahari dan kemudian dibuang ke lahan perkebunan terdekat sebagai pupuk, sehingga *PE_{s,final,y}*=0. Karena tidak ada biomasa yang disimpan dibawah kondisi *anaerobik*, *PE_{biomass,y}*=0.

Dengan kondisi ketika PLTBg beroperasi persamaan (5) menjadi,

$$PE_y = PE_{ww,treatment,y} + PE_{fugitive,y} + PE_{flaring,y} \dots\dots(5)$$

di mana:

$$PE_{ww,treatment,y} = \sum Q_{ww,i,y} \times COD_{removed,i,y} \times MCF_{ww,treatment,BL,i} \times B_{o,ww} \times UF_{BL} \times GWP_{CH4} \dots\dots(6)$$

MCF_{ww,treatment,BL,i} : Koreksi faktor gas metana untuk baseline pengolahan limbah air, 0,8 (kolam an aerobik dalam)

UF_{BL} : Faktor koreksi model perhitungan ketidakpastian, 1,12

maka,

$$PE_{ww,treatment,y} = 195.772 (m^3/thn) \times 0,00365 (t/m^3) \times 0,8 \times 0,25 (kgCH_4/kgCOD) \times 1,12 \times 21 = 3.360,5 (t-CO_2/thn)$$

$$PE_{fugitive,y} = PE_{fugitive,ww,y} + PE_{fugitive,s,y} \dots\dots\dots(7)$$

karena pada saat PLTBg beroperasi tidak ada sistem pengolahan *sludge*, maka nilai *PE_{fugitive,s,y}* =0. *PE_{fugitive,ww,y}* adalah emisi yang berasal dari ketidakefisienan dari sistem penangkapan gas, sehingga,

$$PE_{fugitive,y} = PE_{fugitive,ww,y} \dots\dots\dots(8)$$

$$PE_{fugitive,ww,y} = (1 - CFE_{ww}) \times MEP_{ww,treatment,y} \times GWP_{CH4} \dots\dots\dots(9)$$

di mana:

CFE_{ww} : Efisiensi penangkapan dari fasilitas penangkapan gas pada sistem pengolahan limbah, 0,95

GWP_{CH4} : Potensi emisi gas metana pada sistem pengolahan limbah air yang dilengkapi sistem penangkap gas bio, 21

MEP_{ww,treatment,y} : Potensi emisi gas metana dari kolam anaerobik yang dilengkapi dengan sistem penangkapan gasbio

Potensi emisi gas metana dari kolam anaerobik yang dilengkapi dengan sistem penangkapan gasbio, *MEP_{ww,treatment,y}* dinyatakan dalam persamaan di bawah ini,

$$MEP_{ww,treatment,y} = Q_{ww,y} \times B_{o,ww} \times UF_{PJ} \times \sum COD_{removed,PJ,k,y} \times MCF_{ww,treatment,PJ,k} \dots\dots\dots(10)$$

di mana:

- Q_{ww,y}** : Jumlah limbah air (t/m³)
- B_{o,ww}** : Kapasitas produksi gas metana pada limbah air, 0,25 kg (CH₄/kgCOD)

- UF_{PJ}** : Faktor koreksi model untuk perhitungan ketidakpastidak model, 1,12
- COD_{removed,PJ,k,y}** : Jumlah COD yang terambil/terolah.
- MCF_{ww,treatment,PJ,k}** 0,8 (kolam anaerobic dalam)

Jumlah potensi gas metana yang ditangkap di reaktor *covered lagoon*, adalah:

$$MEP_{ww,treatment,y} = 195.772 \text{ (m}^3/\text{thn)} \times 0,25 \text{ kg (CH}_4\text{/kgCOD)} \times 1,12 \times 0,05480 \text{ (t/ m}^3\text{)} \times 0,8 = 2.402,5 \text{ (t-CH}_4\text{/thn)}$$

Kemudian dari persamaan (9), jumlah emisi GRK yang terlepas ke atmosfer karena ketidakefisienan sistem *covered lagoon* adalah,

$$PE_{fugitive,ww,y} = (1-0,95) \times 2.402,5 \text{ (t-CH}_4\text{/thn)} \times 21 = 2.522,6 \text{ (t-CO}_2\text{/thn)}$$

Efisiensi sistem *flaring* diasumsikan 95%, sehingga emisi GRK yang terlepas ke atmosfer karena ketidakefisienan sistem *flaring* adalah sebagai berikut,

$$PE_{flare,y} = \sum_{h=1}^{8760} TM_{RG,h} \times (1-\eta_{flare,h}) \times \frac{GWP_{CH_4}}{1000} \quad (11)$$

di mana:

- TM_{RG,h}** : laju masa gas metana yang mengalir ke *flaring system* dalam jam, h
- η_{flare}** : efisiensi *flaring* dalam jam, 0,95

TM_{RG,h} adalah sama dengan sisa gas metana dibakar di *gas engine*, MG_{burnt,y} setelah dikurangi jumlah gas metana yang terlepas pada dari sistem *covered lagoon*, PE_{fugitive,ww,y}.

$$TM_{RG,h} = MEP_{ww,treatment,y} - MG_{burnt,y} - PE_{fugitive,ww,y} \quad (12)$$

$$= 2.402,5 - 1.398,6 - 120,1 \text{ (t-CH}_4\text{/thn)}$$

$$= 883,8 \text{ (t-CH}_4\text{/thn)}$$

maka

$$PE_{flare,y} = 883.768,2 \text{ (kg-CH}_4\text{/thn)} \times (1-0,95) \times 21/1000 = 928,0 \text{ (t-CO}_2\text{/thn)}$$

3.4. Kebocoran/Leakage

Ketika PLTBg beroperasi, instalasi sistem penangkapan dan pembakaran gas metana merupakan sistem/peralatan yang baru sehingga, kebocoran/*leakage* dianggap nol, LE=0.

3.5. Pengurangan Emisi (Emission Reduction)

Pengurangan emisi GRK akibat kegiatan penangkapan gas metana dan pengoperasian PLTBg ditunjukkan di Tabel 9.

3.6 Emisi GRK dari koneksi ke Grid Sumatera

Emisi GRK karena koneksi ke grid Sumatera dihitung dengan persamaan (12), di mana,

$$BE_y = EG_{BI,y} \times EF_{CO_2} \quad (12)$$

BE_y : Baseline Emission (t-CO₂/thn)

EG_{BI,y} : Energi listrik yang dikoneksikan ke Sumatera grid (kWh/thn)

EF_{CO₂} : Emisi faktor Sumatera grid

Untuk PLTBg, karena tidak menggunakan energi fosil maka PE_y=0, dan karena fasilitas baru maka LE_y=0.

Emisi faktor *grid* Sumatera pada tahun 2016 adalah 0,837 t-CO₂/MWh⁽³⁰⁾. Maka emisi GRK adalah

$$BE_y = 7.677,1 \text{ (MWh/thn)} \times 0,837 \text{ (t-CO}_2\text{/MWh)} = 6.425,7 \text{ (t-CO}_2\text{/thn)}$$

Total emisi GRK adalah penjumlahan emisi GRK dari pengoperasian PLTBg dan emisi GRK dari koneksi ke *grid* Sumatera, yaitu 42.377,1 (t-CO₂/thn) (=35,951,4+ 6.425,7 (t-CO₂/thn))

Tabel 9. Emisi GRK

Baseline	t-CO ₂ /thn	Project	t-CO ₂ /thn
BE _{power,y}	0	PE _{power,y}	0
BE _{ww,treatment,y}	42.762,4	PE _{ww,treatment,y}	3.360,5
BE _{s,treatment,y}	0	PE _{s,treatment,y}	0
BE _{ww,discharge,y}	0	PE _{ww,discharge,y}	0
BE _{s,final,y}	0	PE _{s,final,y}	0
		PE _{fugitive,y}	2.522,6
		PE _{biomass,y}	0
		PE _{flaring,y}	928,0
ΣBE_y	42.762,4	ΣPE_y	6.6811,1
ER_y	= ΣBB_y - ΣPE_y =		35.951,4

3.7 Skema Lama

Dari perhitungan GRK, dapat diketahui potensi gas metana yang dapat digunakan untuk bahan bakar PLTBg.

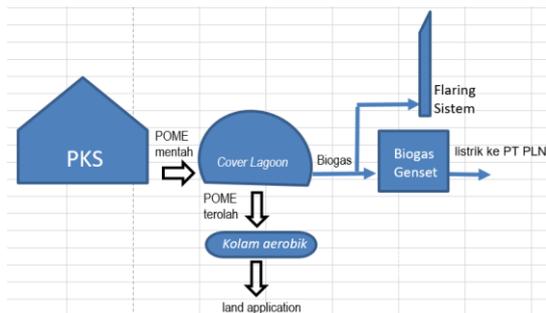
Seperti ditunjukkan pada gambar 5, pada skema lama, pemanfaatan gas metana hanya sebagai bahan bakar *gas engine* dan sisanya dibakar di *flaring* sistem. Pada skema lama,

- 1) Dihasilkan pengurangan emisi GRK sebesar 42.377,1 (t-CO₂/thn).
- 2) Listrik yang dijual ke PLN adalah selisih dari listrik yang dibangkitkan EL_{gen} dan listrik yang digunakan untuk kebutuhan sendiri EL_{cons}, yaitu kWh/thn (konsumsi listrik kebutuhan sendiri, EL_{cons} adalah 10% dari listrik yang dibangkitkan, EL_{gen}). Listrik yang dapat dijual, EL_{selling} adalah,

$$EL_{gen} - EL_{cons} = 8.530.050 - 853.005 \text{ (kWh/thn).} = 7.677.045 \text{ kWh/thn}$$

Pendapatan pertahun, hanya dari jual listrik ke PT PLN adalah Rp.8.803,27 x 10⁶/thn = (7.677.045 kWh/thn x Rp. 1.146,7/kWh)

- 3) Dengan asumsi keekonomian pada Tabel 7 dan Tabel 8, dan harga jual listrik berdasarkan BPP wilayah Riau, Rp. 1.146,7/kWh, didapat keekonomian PLTBg adalah IRR=11,45% dan NPV=Rp. -1.086.43 x 10⁶. Sebelumnya, ketika harga jual listrik berdasarkan FIT, untuk tegangan menengah di wilayah Sumatera, dengan harga jual listrik Rp. 1.312,5/kWh, keekonomian PLTBg adalah IRR= 17,97% dan NPV= Rp 4.978,98 x 10⁶.



Gambar 5. Skema Lama

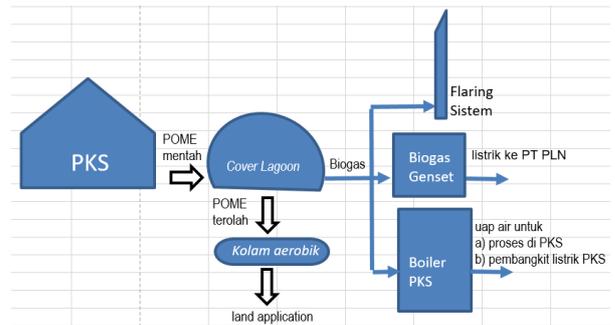
Dengan membandingkan hasil dari metoda perhitungan estimasi energi listrik yang dibangkitkan dari teknologi *covered lagoon* oleh Safrizal⁽³¹⁾, hasil dari studi ini lebih kecil 19%. Hal ini karena perhitungan dalam studi ini memperhitungkan faktor-faktor koreksi ketidakpastian, gas metana yang dibangkitkan, dan kedalaman kolam seperti ditunjukkan pada persamaan (6), dan persamaan (10).

3.8. Skema Baru

Gambar 6 menunjukkan skema baru, gas metana dari reactor *covered lagoon* digunakan sebagai bahan bakar *gas engine* dan sisanya sebagai substitusi bahan bakar cangkang pada boiler PKS. Penggunaan *system flare* kemungkinan hampir tidak digunakan, karena kelebihan gas metana langsung dialirkan ke boiler PKS untuk mensubstitusi cangkang. Gas metana yang mensuplai *gas engine* dan boiler telah melewati *scrubber* dan *dehumidifier*, sehingga dampak H₂S dan kadar air dapat dikurangi.

Implementasi skema baru b) (*covered lagoon* dan boiler dengan dua sumber bahan bakar (*dual fuel boiler*) ini sudah diaplikasikan di Malaysia seperti di Ulu Kanchong POM⁽³²⁾. Pada PKS Ulu Kachong, fasilitas *scrubber* dan *dehumidifier* tidak ada sehingga walaupun nilai investasinya lebih rendah, dampak dari H₂S dari biogas terhadap *tube boiler* sangat mengkuatirkan. Implementasi skema baru b), di

Indonesia belum ada. Di beberapa PKS lainnya seperti di PKS Sungai Kerang, PKS Syarakit Cahaya Muda, PKS Kim Loong menggunakan teknologi *Closed Anaerobic Digester Tank* dan boiler⁽³³⁾. *Covered Lagoon* merupakan sistem digester yang paling rendah efisiensinya dalam menghasilkan CH₄ dari POME⁽³⁴⁾, namun karena pemakaian bakteri yang alami dan pemakaian peralatan yang lebih sederhana, dianggap sesuai dengan kondisi PLTBg Terantam yang berada di daerah terpencil.



Gambar 6. Skema Baru

Tambahan investasi yang dibutuhkan sebesar Rp. 2.000 x 10⁶ untuk pengadaan pipa suplai gas CH₄ ke boiler PKS yang menggunakan pipa hitam *seamless* berdiameter 40 ft (1,016 m) panjang 250 m dari fasilitas *scrubber* ke boiler, dengan 2 saluran. Kemudian pengadaan blower 2 unit, dan burner 2 unit. Skema penggunaan gas metana ditunjukkan pada gambar 6, di mana selain ke biogas *genset*, gas metana juga dialirkan ke boiler dan ke *flare*.

Pada skema baru:

- 1) Pengurangan emisi GRK sama dengan skema lama, sebesar 42.377,1 (t-CO₂/thn).
- 2) Listrik yang dijual ke PLN dan pendapatan dari penjualan listrik adalah sama dengan skema lama, yaitu EL_{selling} =7.677.045 kWh/thn, dan Rp.8.803,27 x 10⁶/thn.
- 3) Penggunaan gas metana adalah sebagai berikut,

Tabel 10. Penggunaan Gas Metana

Potensi CH ₄	t-CH ₄ /thn
MEP _{ww,treatment,y}	2.402,5
MG _{burn,y}	1.398,6
PE _{fugitive,ww,y}	120,1
PE _{flare,y}	44,2
Suplai CH ₄ ke Boiler PKS	839,6

Gas metana yang ditangkap di *covered lagoon*, MEP_{ww, treatment,y}, dikurangi dengan penggunaan untuk bahan bakar di PLTBg, MG_{burn,y}, kebocoran pada sistem *covered lagoon*, PE_{fugitive,ww,y} dan kebocoran pada Sistem *flaring*, PE_{flare,y}, maka sisa gas metana yang dapat digunakan untuk mensubstitusi cangkang adalah 839,6 t-

CH₄/thn. Dengan menganggap kalor yang digantikan oleh gas metana adalah setara dengan kalor 46,5 x 10⁶ MJ, maka dengan memperhitungkan nilai kalor cangkang (17.300 MJ/t-PKS), jumlah cangkang yang dapat disubstitusi adalah 2.688,6 ton/thn. Dari penjualan cangkang didapat pendapatan sebesar, CA_{selling}=Rp 1.344,3 x 10⁶ /thn (=2.688,6 ton/thn x Rp 500.000/ton).

- 4) Dengan penambahan investasi sebesar Rp 2.000 x 10⁶, sehingga total investasi menjadi 42.000 x 10⁶ dan asumsi keekonomian yang lainnya adalah sama dengan Tabel 7 dan Tabel 8, maka keekonomian PLTBg adalah IRR= 16,41% dan NPV= Rp 3.717,85 x 10⁶.

4. KESIMPULAN

Dengan mengambil studi kasus di PLTBg Terantam, perubahan kebijakan pemerintah terkait dengan harga jual listrik yang baru akan dapat menurunkan tingkat keekonomian, dan kurang mendukung iklim investasi PLTBg di PKS tetapi masih dapat diatasi dengan mengoptimalkan pemanfaatan gas metana (biogas) yang dihasilkan. Pada PLTBg Terantam dengan memanfaatkan kelebihan gas metana sebagai substitusi bahan bakar cangkang di boiler Pabrik Kelapa Sawit, dan menjual kelebihan cangkang, maka didapatkan tambahan pendapatan yang dapat meningkatkan keekonomian PLTBg.

Faktor peningkatan Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN) dan harga jual listrik merupakan komponen penting dalam peningkatan nilai keekonomian PLTBg, karena mempunyai dampak untuk menurunkan investasi. Hal ini merupakan hal yang perlu dipikirkan untuk kelanjutan pembangunan PLTBg di PKS, sebagai dampak dari diberlakukannya Permen ESDM No.12/2017.

PERSANTUNAN

Diucapkan terima kasih atas bantuan informasi, data-data dan dukungan yang diberikan oleh pimpinan dan staf PT Perkebunan Nusantara V dan PKS Terantam.

DAFTAR PUSTAKA

1. Sihombing, A., and et. al. (2014). Analisis Perhitungan Ekonomi dan Potensi Penghematan Energi Listrik pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap di Pabrik Kelapa Sawit PT. X, Jurnal Reka Elkomika (Jurnal Online Institut Teknologi Nasional), 2 (2), 90-96.
2. Suci Anggraini Pricilia. (2014). Analisis Ekonomi Pemanfaatan Fiber dan Cangkang Kelapa Sawit Menjadi Energi Listrik, Studi

Kasus: PT. Bahan Karya Semesta, Kab. Sarolangun, Jambi, Skripsi Sarjana, Dept. Ekonomi Sumberdaya dan Lingkungan, Fak. Ekonomi dan Manajemen, Institut Pertanian Bogor, pp.53.

3. Takuma-boiler. (2017). <https://ivanemmo.wordpress.com/tag/takuma-n-600-sa/> [Diakses 11 Maret 2017]
4. Nasution, M. A., and et. al. (2014). Analysis of Palm Biomass as Electricity from Palm Oil Mills in North Sumatera, Energy Procedia, 47: 166-172.
5. PT KME (PT Karya Mas Energi). (2012). Biogas Bundled Project 2, ver. 12, 12/12/2012, <https://cdm.unfccc.int/filestorage/h/n/RPK5SJ0BCO7FEHQ9IXAYL68WNG3V2Z.pdf/9233-20121228-PDD.pdf?t=eFl8b25sZW5qfDDUeCshWhmew6EgRh6a3VSm>. [Diakses 11 Januari 2017]
6. PT KME (PT Karya Mas Energi). (2012). Biogas Bundled Project, ver.13.0, 16/11/2012, <https://cdm.unfccc.int/filestorage/l/c/0XZT8K1WPODJFUIEV9MHSBQ5Y74CNA.pdf/8944-%20PDD-2012%2012%2020.pdf?t=dIR8b25sZXV1fDD5hwJiSvvAnlei6858Oiin>. [Diakses 11 Januari 2017]
7. PT KME (PT Karya Mas Energi). (2012). Biogas Bundled Project 3, ver. 12, https://cdm.unfccc.int/filestorage/3/n/JAO4FR9MLTEU3Z6BC8SXXKQ5N2IDWVP.pdf/9234-%20PDD.pdf?t=T1R8b25sZXIfDCn8Hd1_5JsFbCQHdhvqF5A. [Diakses 15 Januari 2017]
8. Peraturan Presiden, No. 5 tahun 2006. (2006). tentang Kebijakan Energi Nasional
9. Febijanto, I. (2017). Tinjauan Komponen Harga Jual Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biogas dengan Teknologi *Covered lagoon*, Prosiding Seminar Nasional Kimia, 13 Mei 2017, Hotel Grand Quality, Yogyakarta, 72-73.
10. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. (2016). No:1404 K/20/MEM/2017, tentang Besaran Pokok Penyediaan Pembangkitan PT PLN (Persero).
11. B.G. Yeoh and M.Y. Roslan. (1991). Optimising Methane Yield in Anaerobic POME Treatment Through Temperature and Process Manipulations, Journal of Industrial Technology, 1(1), 19-31.
12. M.S. Shah, and et. al. (2017). Perspective of Biogas Conversion into Bio-CNG for Automobile Fuel in Bangladesh, Journal of

- Renewable Energy, Volume 2017, Article ID 4385295, 14 pages, <https://doi.org/10.1155/2017/4385295>.
13. UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*). (2017). concerning *Methane recovery in wastewater treatment*, III.H./Version 14, Sectoral Scope: 13 EB 53. https://cdm.unfccc.int/filestorage/A/N/F/ANF0MTK4BHZC9O7IEY68P5DJ2VRQ3X/EB53_repan17_Revision%20of%20AMS-III.H_ver14.pdf?t=bVZ8b3FuNnM5fDCh-HkC6dg9RQbKR6oj1KIY [Diakses 11 Januari 2017]
 14. Peraturan Menteri Lingkungan Hidup, No. 5/2014. (2014). tentang Baku Mutu Air Limbah.
 15. UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*). (2017). concerning *Grid connected renewable electricity generation*, I.D./Version 15, Sectoral Scope: 01 EB 50. https://cdm.unfccc.int/filestorage/7/Q/X/7QXA Z5036WN8BEYKUDFRPJGL21V4I9/EB50_repan29_AMS-I.D_ver15.pdf?t=ZW18b3FuNnptfDBFaM4bY5XhYq9fEufOyJGG [Diakses 11 Januari 2017]
 16. Guascor Power. (2010). ГПУ SFGM 560, Техническое описание, Природный газ, МОСКВА 2010 г.
 17. Nasrin, A.B., and et. al. (2011). Assessment of the Performance and Potential Export Renewable Energy (RE) from Typical Cogeneration Plants Used in Palm Oil Mills, *J. Engg. and App. Science* 6(6), 433-439.
 18. Denny, W. (2013). Analisis Pemenuhan Kebutuhan Uap PMS Parindu PTP Nusantara XIII (Persero), *Vokasi*, 9 (1), 11-20.
 19. PT. KDA (PT Kresna Duta Agroindo). (2013). Methane recovery and electricity generation from POME at Pelakar Mill, Jambi, Indonesia, ver.3, 05/02/2013, <https://cdm.unfccc.int/filestorage/a/n/FS5G08MC3JEU49WVKTAOXRPDZQB61H.pdf/7031%20PDD.pdf?t=VU58b25sZjN4fDBEYjTkyCgKQUCyefloZFH6>. [Diakses 15 Januari 2017]
 20. PT UL (PT Unggul Lestari). (2012). Methane Recovery and Utilisation at PT. Unggul Lestari Palm Oil Mill at Central Kalimantan, Indonesia. Ver. 09, 13/11/2012, <https://cdm.unfccc.int/filestorage/b/p/DZF2W3RPE8OA60BT9XUJN5LYS741IV.pdf/6728%20PDD%2028%20Nov%2012.pdf?t=S0N8b25sZmVhfDBQyINV7p15uBID6FhKb1Xj>, [Diakses 10 Januari 2017]
 21. Bank Indonesia. (2017). Statistik Ekonomi dan Keuangan Indonesia (SEKI), Februari 2017.
 22. Rick Tidball, and et. al. (2010). Cost and Performance for Modeling Electricity Generation Technology, ICF International, Fairfax, Virginia, Nov. 2010.
 23. Wealth Generator Power System, <http://www.wealth68.com/well/en/cpa.php?id=88> [diakses, 23 Mei Januari 2017].
 24. Chin May Ji, and et. al. (2013). Biogas from Palm Oil Mill Effluent (POME): Opportunities and Chalanges from Malaysua's perspective, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26, 717-726.
 25. Hayashi, K. (2007). "Environmental Impact of Palm Oil Industry in Indonesia", *Proceeding of International Symposium on Ecotopia Science 2007*, ISETS07.
 26. J. Wang, and et. al., Anaerobic Treatment of Palm Oil Mill Effluent in Pilot-Scale Anaerobic EGSB Reactor, *BioMed Research International*, Vol.1015, Article ID 398028, page 7. <http://dx.doi.org/10.1155/2015/398028> [diakses, 12 Januari 2017]
 27. Mahajoeno and et. al. (2008). Potensi Limbah Cair Pabrik Minyak Kelapa Sawit untuk Produksi Biogas, *Jurnal Bioversitas*, 9(1), 49.48-52
 28. Sosnowski, P., A, and et. al. (2003). "Anaerobic co-digestion os sewage sludge and organic fraction of municipal solid wastes, *Adv, Environ Res*, 7(3), 609-616.
 29. P. Subekti. (2017). Pengolahan Limbah Cair Pabrik Pengolahan Kelapa Sawit Menjadi Biogas Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Biogas (PLTBg), https://www.academia.edu/19830056/METHA_N_CAPTURE_LIMBAH_CAIR_PABRIK_KELAPA_SAWIT_SEBAGAI_ALTERNATIF_PEN_GURANGAN_EMISI_UDARA_Ditinjau_Dari_Penanganan_Prinsip_Kerja_Prinsip_Desain_Dan_Kondisi_Operasi, Skripsi Master, Institut Pertanian Bogor, 2015, [Diakses 25 Januari 2017]
 30. RUPTL/Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Lisrik PT PLN (Persero) tahun 2016-2025. (2016). PT PLN (Persero), 170.
 31. Safrizal. (2015). Small Renewable Energy Biogas Limbah Cair (POME) Pabrik Kelapa Sawit Menggunakan Tipe Covered Lagoon Solusi Alternatif Defisit Listrik Provinsi Riau, *Jurnal DISPROTEK*, ISSN: 2548-4168, Vol.6, 26-35
 32. National Biogas Implementation (EPP5). (2014). Biogas Capture and CDM Project

Implementation for Palm Oil Mills, National Key Economic Areas (NKEA), update June 2014, 9.

33. Chin May Ji, and et. al. (2013). Biogas from palm oil mill (POME): Opportunities and Challenges from Malaysia's Perspective, Renewable and Sustainable Energy Review,

26, pp.717-726.

34. Elijah Ige Ohimain and et. al. (2014). Potential of Biogas Production from Palm Oil Mills' effluent in Nigeria, Sky Journal of Soil Science and Environmental Management, 3(5), 50-58.