Harga Jual BioCNG dari *Palm Oil Mill Effluent* sebagai Sumber Energi Alternatif

Irhan Febijanto

Pusat Pengkajian Industri dan Proses Energi, BPP Teknologi

*Koresponden email : irhan.febijanto@gmail.com, irhan.febijanto@bpp.go.id

Diterima: 13 Juli 2019

Disetujui: 24 September 2019

Abstract

Indonesia as the largest producer of palm oil, produces huge palm oil wastewater. The wastewater produces biogas which contributes to global warming, and the utilization of the biogas reduces GHG emissions of methane gas. By increasing the concentration of methane gas in the biogas, and increasing the gas pressure of biomethane, so-called bioCNG (Compressed Natural Gas), the gas utilization easier in the transportation and the energy content of the gas increases. In this paper, an assessment of the economics of bioCNG production facility in the Palm Oil Mill (POM) with a capacity of 60 tons/hour was conducted. The investment cost is estimated based on the biogas flow rate produced from an aerobic digester in the POM. By using a covered lagoon technology for anaerobic digester, and technology of membrane for gas purification, and based on the natural gas trading regulations, the selling price of bioCNG is determined by 10.27 USD/MMBTU with an IRR of 12%. This price can compete with the prices of other fossil fuels. However, the support from government regulations are still needed to utilize bioCNG as a new renewable fuel that can contribute to national energy security, GHG reduction, and achievement of the mix energy target.

Keywords: *wastewater, palm oil mill, bioCNG, alternative, fuel.*

Abstrak

Indonesia sebagai produsen minyak kelapa sawit terbesar di dunia juga memiliki potensi terbesar untuk produksi limbah minyak kelapa sawit. Air limbah ini menghasilkan biogas yang berkontribusi terhadap pemanasan global, dan pemanfaatan biogas mengurangi emisi gas rumah kaca dari gas metana. Dengan meningkatkan konsentrasi gas metana dalam biogas, dan meningkatkan tekanan gas biometana, yang disebut bioCNG (Compressed Natural Gas), pemanfaatan gas lebih mudah dalam transportasi dan kandungan energi gas meningkat. Dalam tulisan ini, penilaian ekonomi fasilitas produksi bioCNG di sebuah Pabrik Kelapa Sawit (PKS) dengan kapasitas 60 ton/jam dilakukan. Biaya investasi diperkirakan berdasarkan laju aliran biogas yang dihasilkan dari digester aerobik di POM. Dengan menggunakan teknologi laguna tertutup untuk digester anaerob, dan teknologi membran untuk pemurnian gas, berdasarkan peraturan perdagangan gas alam yang ditetapkan, harga jual bioCNG ditentukan oleh 10,27 USD/MMBTU dengan IRR 12%. Harga ini mampu bersaing dengan harga bahan bakar fosil lainnya kecuali gas alam dari perpipaan dan batubara. Namun, peraturan dukungan masih diperlukan dari pemerintah untuk memanfaatkan bioCNG sebagai bahan bakar baru terbarukan yang dapat berkontribusi pada keamanan energi nasional, pengurangan GRK, dan pencapaian target energi campuran.

Kata Kunci: *limbah cair, pabrik kelapa sawit, bioCNG, alternatif, bahan bakar.*

1. Pendahuluan

1.1. Latar Belakang

Indonesia sebagai negara penghasil minyak kelapa sawit/CPO (*Crude Palm Oil*) terbesar di dunia, memiliki potensi biogas dari hasil degradasi zat-zat organik yang terkandung di limbah cair (POME/*Palm Oil Mill Effluent*) di pabrik-pabrik kelapa sawit (PKS). Namun, sampai saat ini, pemanfaatan biogas dari limbah cair di PKS masih terbatas pemanfaatan di lokasi saja, seperti pemanfaatan untuk bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas (PLTBg/Pembangkit Listrik Tenaga Biogas) (Febijanto, I, 2010; Rahayu, A.S, 2015) atau pemanfaatan bahan bakar tambahan di eksisting boiler (Misri, G, 2018 ; National Biogas Implementation, 2014). Pemanfaatan biogas ke lokasi yang lebih jauh dari PKS terkendala pada masalah transportasi. Salah satu teknologi untuk mengatasi masalah ini adalah pemurnian dan *upgrading* biogas atau mengubah biogas menjadi bioCNG (*bio Compressed Natural Gas*). Dengan mengubah biogas

menjadi bioCNG nilai kalor per satuan unit akan naik, dan lebih mudah untuk ditransportasikan atau pun dimanfaatkan di lokasi lain itu atau didistribusikan sebagai bahan bakar kendaraan.

Implementasi bioCNG dari biogas sudah ada di beberapa negara, terutama di negara-negara Eropa. Negara Jerman merupakan negara terbanyak memiliki pabrik bioCNG, diikuti Swedia, sedangkan di Asia, Korea memiliki pabrik bioCNG terbanyak (Bernhard, S., 2016 ; Angelidaki, I., 2018). Jumlah pabrik bioCNG cenderung naik dari tahun ke tahun sejalan dengan bertambahnya pabrik biogas dan telah dimulainya kecenderungan pemakaian bahan bakar yang ramah lingkungan.

BioCNG mempunyai karakteristik yang sama dengan CNG (*Compressed Natural Gas*) dari gas alam, sehingga dampak ke mesin (Chandra, R., 2011), serta emisi yang dikeluarkan terbukti sama dengan CNG dari gas alam. Hal ini membuat perlakuan bioCNG layak disamakan dengan CNG dari gas bumi. Oleh karena itu, bioCNG dapat dimanfaatkan untuk diinjeksikan ke jaringan gas (Chandra, R., 2011), atau sebagai bahan bakar pengganti dari LPG (*Liquid Petroleum Gas*), minyak solar/HSD (*High Speed Diesel/IDO (Industrial Diesel Oil)*) di beberapa pembangkit milik PT PLN ataupun dimanfaatkan untuk bahan bakar transportasi, seperti implementasi penggunaan CNG pada bus Trans-Jakarta (Budistrayo, C.A., 2018), kendaraan (Lim, C., 2015) atau taksi dan mikrolet (Nurdjanah, N., 2012). Potensi energi bioCNG berdasarkan produksi CPO Indonesia tahun 2016 adalah $80,8 \times 10^6$ TJ atau setara dengan 5,7% konsumsi solar pada tahun 2016. Pemanfaatan energi bioCNG memang tidak dapat mensubstitusi kebutuhan bahan bakar di Indonesia yang sangat besar, namun pemanfaatan bioCNG dapat membantu peningkatan keamanan energi nasional serta mengurangi ketergantungan terhadap bahan bakar fosil import, serta berkontribusi pada percepatan capaian target energi baru dan terbarukan, yang ditargetkan sebesar 25% dari rasio energi mix di tahun 2025 (Peraturan Pemerintah No.79/2014) dan target pengurangan GRK sebanyak 26% dengan upaya sendiri dan 41% dengan bantuan asing, di tahun 2030 (Perpres 61/2011).

Walaupun potensi biogas dari POME sangat besar sebagai sumber CNG baru-terbarukan yang ramah lingkungan, namun sampai saat ini pabrik bioCNG dengan bahan baku POME baru ada satu-satunya di PKS Sei Tengi, Malaysia, dimana produksi bioCNG digunakan untuk substitusi LPG (*Liquid Petroleum Gas*) (Nasrin, 2017).

Indonesia sebagai produsen CPO terbesar di dunia, jelas mempunyai potensi bioCNG terbesar, dan ini harus dapat dimanfaatkan secara optimal. Namun sampai saat ini penelitian dan kajian terkait pemanfaatan bioCNG dari POME di Indonesia sangat minim.

1.2. Proses Pembuatan BioCNG

1.2.1 Proses Pada *Anaerobic Biodigester*

Limbah cair yang dihasilkan dari proses pembuatan minyak kelapa sawit/CPO di PKS, mengandung zat organik, yang mengalami degradasi dan menghasilkan gas metana. Limbah cair ini mengandung lemak, protein dan karbohidrat, yang dialirkan melewati kolam lemak (*fat pit*) untuk diambil sisa lemaknya, dan setelah itu dialirkan ke kolam pendingin (*cooling pond*) untuk diturunkan suhunya agar mencapai suhu optimal yang sesuai dengan suhu yang dibutuhkan mikroorganisme di dalam AD (*Anaerobic Digester*). Di dalam AD, kandungan organik limbah cair diuraikan oleh mikroorganisme dalam kondisi anaerobik, yang terdiri dari bakteri asidogenik, bakteri asetogenik dan bakteri metanogen, sehingga menghasilkan gas. Gas ini dihasilkan dari aktivitas mikroba anaerobik atau fermentasi dari bahan-bahan organik yang terkandung di dalam limbah cair dalam kondisi anaerobik (Kalambe, S., 2012; NNFCC, 2016). Produksi gas metana ini dihasilkan dari proses hydrolysis, asetogenesis dan methanogenesis (Rahayu, A.S, 2015). Kandungan biogas terdiri dari gas metana (50-75%), karbondioksida (25-50%), nitrogen (<1-2%), hidrogen sulfida (0-1%), oksigen (<1%) (Talukder, A.T.N, 2013).

Proses pemurnian biogas adalah meningkatkan kadar CH_4 dengan memisahkan kandungan CO_2 dan gas-gas lain yang dapat menyebabkan terjadinya karat dan kerusakan mekanik pada peralatan fasilitas *upgrading* (Peterson, A., 2009). Kuantitas dan kualitas produksi biogas bergantung utamanya kepada jumlah limbah cair/POME (*Palm Oil Mill Effluent*) dan nilai COD (*Chemical Oxygen Demand*).

1.2.2. Proses Pada Fasilitas Pemurnian

Biogas yang keluar dari *anaerobic digester* dalam kondisi jenuh mengandung uap air, ketika berkondensasi dapat menyebabkan karat di pipa. Dengan meningkatkan tekanan atau menurunkan suhu atau dengan penyerapan air melalui SiO_2 , aktif karbon atau saringan molekular, kondensat dapat dihilangkan.

Hidrogen Sulfida, H_2S , terbentuk selama reduksi mikrobiologi senyawa yang mengandung sulfur. Konsentrasi H_2S dikurangi dalam cairan digester atau dengan penyerapan karbon aktif atau senyawa NaOH atau dengan rekasi biologis menggunakan mikroba.

Oksigen, O_2 , secara normal tidak terkandung dalam biogas, namun dengan penggunaan aerobik mikroorganisme di digester, oksigen masuk ke dalam biogas. Dan jika ada udara masuk ke dalam digester,

maka Nitrogen, N_2 akan masuk ke dalam biogas. N_2 dan O_2 dapat dihilangkan dengan aktif karbon, sarin-gan molekular atau membran.

Amonia, NH_4 , terbentuk selama degradasi protein, dan jumlah kandungannya komposisi subtract dan pH dalam digester. Partikulat dihilangkan dengan filter mekanik. Selama proses pemurni-an/*upgrading* ini tekanan biogas dinaikkan dari 1-20 barg.

1.2.3. Proses Pada Transfer Station

Setelah melalui proses permunian ini, kandungan biogas meningkat mendekati 99% dan disebut bi-ometana. Gas biometana ini ditingkatkan tekanannya dari 20 barg ke 200 barg kemudian disimpan dalam *vessel/storage*. Gas ini disebut bioCNG dan melalui dispenser bisa digunakan sebagai bahan bakar ken-daraan atau dipindahkan ke tempat lain.

1.3. Regulasi Bisnis

Sampai saat ini, regulasi bisnis bioCNG di Indonesia belum ada, sehingga untuk menyesuaikan dengan lingkungan bisnis CNG/gas alam yang diatur oleh peraturan dan keputusan presiden, maka pera-turan-peraturan yang terkait dengan keekonomian digunakan sebagai acuan dalam mengkaji kelayakan ekonomis bisnis bioCNG.

Penentuan harga jual gas diatur berdasarkan KepMen. ESDM No. 2261 K/12/MEM/2013, dimana harga jual gas bumi dari kontraktor bersama dan badan usaha pemegang izin usaha niaga gas bumi untuk gas transportasi, maksimum harga jual ditetapkan sebesar 4.72 USD/MMBTU. Sedangkan harga jual ke konsumen transportasi ditentukan Rp 3100/lsp (Kep. ESDM 2932 K/12/MEM2010) atau 6.78 USD/MMBTU dengan kurs 1 USD= Rp 14.500.

Harga jual gas bumi ke industri pupuk, petrokimia, oleokimia, industri baja, industri keramik, indus-tri kaca dan industri sarung tangan karet atau perubahannya diatur oleh Peraturan Presiden No.40/2016, dimana jika harga gas tidak memenuhi keekonomian industri dan harga gas lebih tinggi dari 6 USD/MMBTU pada titik serah dari kontraktor, maka Menteri dapat menentukan harga gas bumi kepada industri tersebut.

Keuntungan dari perusahaan pengembang infrastruktur gas bumi diatur dengan Permen ESDM No. 58/2017 dimana Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Niaga Minyak dan gas bumi yang melakukan pengembangan infrastruktur pada wilayah yang belum berkembang berhak mengusulkan IRR maksimal 12% dalam mata uang dolar Amerika Serikat. 7%

Badan usaha pembuatan bioCNG, merupakan badan usaha yang memproduksi bioCNG, mengem-bangkan infrastruktur untuk distribusi bioCNG di PKS, sehingga aturan Permen ESDM No.58/2017 dapat dianggap menjadi acuan untuk IRR sebuah badan usaha yang memproduksi dan mengembangkan infrastruktur bioCNG di PKS. Untuk menyesuaikan dengan peraturan yang berlaku, maka perhitungan keekonomian menggunakan satuan mata uang USD dan harga jual bioCNG dengan USD/MMBTU.

1.4. Komposisi Fasilitas Produksi BioCNG

Gambar 1. Fasilitas produksi BioCNG dan alur gas

Komposisi utama fasilitas bioCNG meliputi :

- Anaerobic Digester*,
- Purification Facility*,
- Transfer Station* (termasuk *Compressor*, *buffer storage*, *dispenser*).

Biaya investasi pemurnian biogas bergantung pada kualitas biogas, kualitas produksi bioCNG, dan kapasitas input biogas, dimana kapasitas input biogas merupakan faktor penting yang mempengaruhi nilai investasi (Yang, 2014).

1.4.1. Fasilitas Anaerobic Digester

Teknologi anaerobic digester yang digunakan adalah *covered lagoon*, yang mempunyai kehandalan dalam kondisi lingkungan yang remote dan rendah dalam nilai investasi (Rahayu, A.S, 2015). Gas biogas ditangkap oleh *cover High Density Polyethylene (HDPE)* dan dialirkan ke fasilitas pemurnian biogas. Panjang dan lebar *cover* sama dengan panjang dan lebar *lagoon/pond*.

1.4.2. Fasilitas Pemurnian Biogas Teknologi Membran

Fasilitas pemurnian biogas/*upgrading* yang berfungsi meningkatkan kadar gas metana dengan cara menghilangkan gas-gas lain yang tidak diinginkan. Sebelum dialirkan ke fasilitas pemurnian biogas, biogas sudah mengalami proses *pre-treatment*, yaitu pengeringan (pengurangan kadar H_2O) dan pengurangan H_2S . Proses *pretreatment* ini merupakan bagian dari fasilitas AD.

1.4.3. Fasilitas Transfer Station

Transfer station terdiri dari kompresor, dispenser, *dual hose time-fill*, *storage tank*, *fuel management system* dan *gas dryer* (Smith, M., 2014). Dari transfer station ini CNG dapat langsung dialirkan ke end user (tanki kendaraan/bus maupun jenis kendaraan lain yang dilengkapi tanki CNG, ataupun ke tanki mobil MRU (*Mobile Refuelling Unit*) untuk didistribusikan ke konsumen di wilayah lain. Biogas yang telah dimurnikan biasa disebut boCNG mempunyai karakteristik sama dengan gas alam, terbakar pada suhu $800^{\circ}C$, dengan titik nyala $650-750^{\circ}C$, sedangkan gas alam pada $1000^{\circ}C$ (Jain, P., 2012 ; Imam, 2013).

Kompresor berfungsi untuk menyesuaikan tekanan biogas setelah dimurnikan (bioCNG), ke tekanan penyimpanan bioCNG, 200 bar (Mohtar, A., 2018 ; Imran, 2017). Konsumsi energi kompresor ditentukan input bioCNG yang masuk pada tekanan inlet (20 bar) dan keluar pada tekanan outlet (200 bar). Storage tank berfungsi untuk menyimpan CNG bertekanan 200 bar untuk pemakaian selanjutnya. Dispenser digunakan untuk distribusi ke *end user*.

1.5. Tujuan Penelitian

Melakukan studi kasus analisa keekonomian produksi bioCNG di PKS Sei Galuh berkapasitas 60 ton/jam yang terletak 31.5 km sebelah barat dari kota Pekanbaru.

Langkah-langkah ditunjukkan di gambar 3, dimana,

- 1) dilakukan pengkajian teknologi pemurnian biogas yang rendah investasinya dan handal.
- 1) Melakukan estimasi produksi biogas dari anaerobic biodigester berdasarkan data primer dan data sekunder.
- 2) melakukan estimasi investasi tiap fasilitas produksi bioCNG meliputi *anarobic digester*, fasilitas pemurnian biogas dan fasilitas distribusi bioCNG/*transfer station*) berdasarkan input laju alir biogas dan bioCNG
- 3) mengkaji keekonomian tiap fasilitas produksi bioCNG berdasarkan nilai keekonomian yang ditetapkan oleh aturan yang berlaku di Indonesia.

Produksi bioCNG dari POME ini meliputi infrastruktur produksi bioCNG, dan distribusi bioCNG di lokasi PKS. Walaupun aturan terkait bioCNG ini belum ada, namun perlakuan bisnis bioCNG ini diasumsikan akan sama dengan gas bumi, sehingga dalam studi kasus ini digunakan Permen ESDM NO.58/2018, agar hasil studi kasus ini bisa mendekat kondisi bisnis dan regulasi yang berlaku di Indonesia.

2. Metode Penelitian

Langkah-langkah kajian yang dilakukan ditunjukkan di Gambar 2, dan penjelasan secara detil dijabarkan pada sub-bab berikut.

2.1. Pemilihan Teknologi

Seleksi teknologi dilakukan terhadap teknologi *water scrubbing (WS)*, *pressure swing adsorption (PSA)*, *amine scrubber (AS)*, and *permeation (MP)* (Awe, O.W., 2017). Ditinjau dari kemurnian gas metana, teknologi AS memiliki kemampuan memurnikan yang paling tinggi, > 99% (Singhal, S., 2017 ; Bakker B., 2013; Bauer F., 2013).

Dari segi penggunaan energi, teknologi *amine scrubber* mempunyai konsumsi energi paling rendah (Hoyer, 2016 ; Bauer F., 2013). menunjukkan MP dan PSA mempunyai konsumsi energi minimum 0.12

kWh/Nm³ dan maksimum 0.14 kWh/Nm³ pada kapasitas input tinggi dan rendah. AS selain membutuhkan konsumsi listrik, masih membutuhkan energi panas untuk membalikkan reaksi kimia dan membebaskan CO₂.

Kehilangan gas metana pada proses pemurnian biogas disebut *methane slip*, pada PSA menunjukkan rasio tertinggi, 1.8-2%, dan AS menunjukkan nilai mendekati, 0.1% (Bauer F., 2013; Hoyer, 2016).

Gambar 2. Langkah kajian

Dari data-data supplier terkait fasilitas pemurnian biogas yang dikumpulkan oleh Bauer F. (2013), Hoyer (2016) dan Peterson, A. (2009) menunjukkan adanya hubungan antara nilai satuan investasi fasilitas pemurnian biogas dari beberapa teknologi dengan nilai input biogas. Dari hubungan antara kedua parameter tersebut ditunjukkan bahwa, semakin kecil kapasitas input biogas maka nilai investasi fasilitas pembuatan bioCNG semakin tinggi, sebaliknya semakin besar kapasitas input biogasnya, maka nilai investasinya semakin rendah. Teknologi AS menunjukkan nilai investasi yang paling tinggi. Pada kapasitas input biogas skala menengah dan rendah, teknologi MP menunjukkan investasi yang paling rendah (Baer F., 2013). Hal ini juga ditunjukkan oleh Sun Q. (2015) dan Mohtar, A. (2018), yang membandingkan data-data nilai investasi dari beberapa jenis teknologi terhadap variasi nilai input biogas. Singhal S. (2017) menunjukkan bahwa dibandingkan dengan teknologi lain, MP juga mempunyai biaya operasional dan biaya investasi rendah serta tidak membutuhkan lahan luas untuk penempatan fasilitasnya. Selain itu tidak mengeluarkan limbah kimia, serta mampu dioperasikan pada input biogas skala rendah dan mudah pemasangannya (Sun Q., 2015). Permasalahan yang sering timbul pada MP adalah tersumbatnya membrane (Jonsson S., 2011), namun ini bukan masalah yang serius, mudah diatasi dengan penggantian fiber.

Dari data-data di atas, maka untuk kajian dalam makalah ini dipilih teknologi membran.

2.1.1. Mekanisme Teknologi Membran

Gambar 3 menunjukkan polimer fiber berongga yang dipakai pada teknologi membran untuk memurnikan gas metana (*upgrading*). Proses *upgrading* dilakukan dalam dua tingkatan, untuk meningkatkan kemurnian CH₄, dimana gas dialirkan ke dalam membran yang terdiri dari *hollow-fibers polymer*/polimer fiber berongga melalui beda tekanan dari 1 sampai 20 atm dengan menggunakan dua kompresor.

Polimer fiber berongga disatukan dalam *tube bundle* dengan tujuan untuk mendapatkan luasan kontak yang maksimum. Biogas dengan kandungan CH₄, CO₂, O₂, H₂O dan H₂S dialirkan dengan beda tekanan (1-20 bar) ke dalam fiber berongga tersebut, gas-gas CO₂, O₂, H₂O dan H₂S terdifusi menembus keluar melewati dinding fiber berongga. Sebagian kecil CH₄ juga terdifusi keluar dinding fiber, dan ini disebut *losses* biasanya sekitar 0.5-2% vol. Sedangkan sebagian besar gas CH₄ tetap di dalam fiber berongga dan biasanya masih bercampur CO₂ dengan persentase yang lebih rendah, sehingga untuk meningkatkan kemurniannya dialirkan ke membran ke dua, untuk proses yang sama. Kemurnian gas CH₄ mencapai 99% (Kalambe, S., 2012; UNNFC, 2016; Bauer F., 2013). Gas CO₂ yang keluar dari membran dilepas ke atmosphere.

Gambar 2. Polimer fiber berongga

Membran yang efektif adalah membran yang permeable terhadap molekul yang kecil seperti CO_2 dan kedap terhadap molekul yang besar seperti CH_4 .

2.2 Estimasi Potensi Gas Metana

Menggunakan metodologi perhitungan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) dari *UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change)* (UNFCCC, 2015). Persamaan (1) menunjukkan perhitungan jumlah gas metana dari kolam anaerobik yang dilengkapi dengan sistem penangkapan biogas, $\text{MEP}_{\text{ww,treatment,y}}$,

$$\text{MEP}_{\text{ww,treatment,y}} = Q_{\text{ww,y}} \times B_{\text{o,ww}} \times \text{UF}_{\text{PJ}} \times \Sigma \text{COD}_{\text{removed,PJ,k,y}} \times \text{MCF}_{\text{ww,treatment,PJ,k}} \dots \dots \dots (1)$$

dimana,

$\text{MEP}_{\text{ww,treatment,y}}$	: Potensi emisi gas metana dari limbah cair yang dilengkapi dengan sistem penangkapan gasbio (<i>cover lagoon</i>) ($\text{t-CH}_4/\text{yr}$)
$Q_{\text{ww,y}}$	: Jumlah limbah air (m^3)
$B_{\text{o,ww}}$	: Kapasitas produksi gas metana pada limbah air, 0,25 ($\text{kgCH}_4/\text{kgCOD}$)
UF_{PJ}	: Faktor koreksi model untuk perhitungan ketidakpastidak model, 1,12
$\text{COD}_{\text{removed,PJ,k,y}}$	: Jumlah COD yang terambil/terolah (t/m^3)
$\text{MCF}_{\text{ww,treatment,PJ,k}}$	0,8 (kolam anaerobic dalam)

Laju alir POME dihitung dari perbandingan antara TBS/POME=70% (PT KME, 2012), nilai perbandingan ini sama untuk seluruh PKS milik PTPN V (PT KME, 2012). Nilai COD diukur pada studi sebelumnya, dimana nilai COD di *inlet* kolam an-aerobik, 62,722 mg/ltr (PT KME, 2012). Nilai ini tidak jauh berbeda dengan hasil pengukuran di PKS lain yang berada di bawah manajemen PTPN V, yaitu PKS Terantam (Irhan F., 2018), PKS Sei Rokan (PT KME 2012), PKS Sei Tandun dan PKS Sei Tapung (UNFCCC, 2012; PT KME 2012). Efisiensi COD 90% dan volume gas metana adalah 60% dari volume biogas.

Dari potensi gas metana, 10% digunakan untuk energi suplai kebutuhan listrik fasilitas produksi bioCNG. Kapasitas gas engine dihitung dengan persamaan 2.

$$P = \frac{EF \times 278 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{MJ}} \right) \times CV_{\text{CH}_4} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{tCH}_4} \right) \times M_{\text{CH}_4} \left(\frac{\text{tCH}_4}{\text{thn}} \right)}{8760 \left(\frac{\text{jam}}{\text{thn}} \right) \times CF} \dots \dots (2)$$

dimana,

P	: Kapasitas Gas Engine (kW)
EF	: Efisiensi gas engine (40%)
CV_{CH_4}	: Nilai kalori gas metana (55.400 MJ/t CH_4)
M_{CH_4}	: Massa gas metana (t CH_4 /thn)
CF	: Kapasitas Faktor (%).

2.3. Nilai Investasi Fasilitas Produksi bioCNG

2.3.1. Anaerobic Digester

Nilai satuan investasi untuk PLTBg adalah 2,778,896 USD/MW (Rahayu, A.S, 2015) dan rasio nilai investasi komponen-komponen utama PLTBg ditunjukkan di Tabel 1. Nilai satuan investasi PLTBg di

atas, sedikit lebih rendah dibandingkan asumsi nilai investasi PLTBg di daerah lain, yaitu USD 2,851,034/MW (PT KME 2012; Febijanto I., 2017; PT KDA, 2013; PT UL, 2012) dan juga sedikit lebih rendah dibandingkan estimasi Abas, R. (2013), untuk nilai investasi PLTBg di Malaysia, yaitu $5,7 \times 10^6$ USD pada PKS berkapasitas 60 ton/hr.

Tabel 1. Rasio nilai investasi komponen PLTBg

Komponen	Rasio
Sistem Bio Digester	: 25%
Sistem Manajemen Biogas	: 16%
Sistem Kelistrikan& Instrumentasi	: 10%
Logistik, Pengiriman, Asuransi,	: 19%
Instalasi, Uji Coba	
Kontijensi Proyek	: 5%
Konversi Biogas ke Listrik	: 25%

Sumber: Rahayu, A.S, (2015)

Berdasarkan hasil perhitungan potensi gas metana, dilakukan estimasi nilai investasi, biaya O&M dan kebutuhan listrik fasilitas peralatan *Anaerobic Digester*, serta fasilitas pemurnian biogas dan *transfer station*.

Nilai investasi anaerobik biodigester dengan teknologi *covered lagoon* adalah 75% dari nilai investasi PLTBg atau rasio investasi per MW PLTBg (Pembangkit Listrik Biogas) dikurangi nilai investasi *gas engine* (Rahayu, A.S, 2015) dan fasilitas kelistrikan. Nilai O&M diasumsikan 5% (Rahayu, A.S, 2015) dari nilai investasi, meliputi upah tenaga kerja, asuransi, kalibrasi instrumen dan biaya pemeliharaan. Penggunaan listrik untuk menggerakkan pompa-pompa diasumsikan 10% dari potensi kapasitas PLTBg.

2.3.2. Fasilitas Pemurnian Biogas

Biaya investasi pemurnian biogas bergantung pada kualitas biogas, kualitas produksi bioCNG, dan kapasitas input biogas, dimana kapasitas input biogas merupakan faktor yang sangat mempengaruhi nilai investasi (Yang L., 2014).

Untuk kapasitas input biogas, 100 - 600 Nm³/h, nilai investasi pemurnian biogas dengan teknologi membran berkisar antara 5000 - 2.200 Euro/Nm³/h. Kapasitas input biogas skala kecil, 0-100Nm³/hr, memiliki nilai investasi tertinggi untuk semua jenis teknologi pemurnian biogas. Sedangkan biaya O&M fasilitas termasuk penggantian membran (tiap 5-10 tahun) berkisar antara 3-4% dari nilai investasi. Konsumsi listrik yang dibutuhkan berkisar 0.2-0.3 kWh/Nm³ (Bauer F., 2013).

2.3.3. Fasilitas Transfer Station

Nilai investasi dari transfer station disesuaikan dengan input bioCNG, dan digunakan sumber referensi dari U.S. Energy Report (Loh, H.P., 2002).

2.4. Keekonomian

Asumsi Parameter keekonomian ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Asumsi parameter keekonomian

Parameter	Nilai
Benchmark	12%
Ekuitas	100%
Life time (n)	15
Inflasi	4,3%
Depresiasi	15
Kenaikan harga jual	4,3%/5 tahun

Nilai rata-rata bunga bank pemerintah untuk pinjaman modal selama 5 tahun ke belakang (2014-2018) adalah 11,08%, sehingga benchmark IRR=12% sudah berada di atas rata-rata bunga pinjaman modal ke bank pemerintah. Pembangunan fasilitas pemurnian biogas merupakan proyek pioneer, diasumsikan akan sulit mendapat pinjaman dari bank, sehingga digunakan ekuitas 100%.

Usia pakai AD dan PT adalah 15 tahun (Ricardo Energy & Environment, 2018) Depresiasi diasumsikan sama dengan usia pakai proyek, 15 tahun. Nilai inflasi adalah nilai rata-rata inflasi dalam kurun 5 tahun ke belakang (2014-2018), yaitu 4,3%. Sesuai dengan Permen ESDM No. 58/2017, nilai jual gas bumi dievaluasi setiap 5 tahun sekali dan disesuaikan dengan kondisi keekonomian saat itu. Sehingga pada analisa keekonomian ini, nilai jual bioCNG disesuaikan setiap 5 tahun sekali terhadap rata-rata nilai inflasi 2013-2018.

Persamaan (3) digunakan untuk menghitung IRR dan harga jual bioCNG.

$$IRR = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \dots \dots \dots (3)$$

dimana,

- IRR : Internal Rate of Return 8%)
 T : Efisiensi gas engine (40%)
 t : periode proyek (thn)
 r : Bunga bank (%)
 C_t : Aliran kas selama proyek berjalan (USD)
 C_0 : Nilai investasi awal (USD)

Kemudian ditentukan harga jual bioCNG pada nilai IRR=12%, dan dihitung NPV serta BEP. Perhitungan IRR dilakukan dengan mata uang dollar Amerika Serikat untuk penyesuaian dengan Permen ESDM No. 58/2017.

3. Hasil dan Pembahasan

Gambar 4. menunjukkan fluktuasi jumlah TBS_{olah} PKS Sei Galuh tiap bulan selama 5 tahun ke belakang (2014-2018).

Gambar 3. Fluktuasi TBS_{olah} kurun 2014-2018

Tabel 3 menunjukkan hasil perhitungan potensi gas metana di PKS Sei Galuh. Jumlah POME didapat dari rasio $TBS_{olah}/POME=70\%$, $183.855 \text{ (t-POME/thn)} = 192.497 \text{ (t-}TBS_{olah}\text{/thn)} \times 70\%$.

Rasio reduksi COD=90%, sehingga, nilai COD yang dikonversikan ke CH_4 adalah $56.450 \text{ (mg/ltr)} = 62.722 \text{ (mg/ltr)} \times 90\%$.

Tabel 3. Data Perhitungan Potensi Gas Metana

Rata-rata TBS_{olah}	: 192.497 (t- TBS_{olah} /thn)
POME	: 183.855 (t-POME/thn)
COD	: 62.722 (mg/ltr)
Rasio reduksi COD	: 90%
Produksi Gas Metana	: 1.703,9 (t- CH_4 /thn)
Gas Metana untuk energi	: 86,6 (t- CH_4 /thn)
Gas Metana untuk bioCNG	: 1.617,3 (t- CH_4 /thn)
Potensi Kapasitas PLTBg	: 1,27 MW

Dari persamaan (1), potensi jumlah gas metana yang ditangkap di reaktor *cover lagoon*, adalah:

$$MEP_{ww,treatment,y} = 183.855 \text{ (t-POME}^3\text{/thn)} \times 0,25 \text{ kg (CH}_4\text{/kgCOD)} \times 1,12 \times 0,056450 \text{ (t/m}^3\text{)} \times 0,8 \\ = 1.703,9 \text{ (t-CH}_4\text{/thn)}$$

Dari potensi gas metana tersebut, 10% digunakan untuk energi suplai kebutuhan listrik dari fasilitas pemurnian biogas sebanyak, $170,4 \text{ t-CH}_4\text{/thn}$ ($= 1.703,9 \text{ (t-CH}_4\text{/thn)} \times 10\%$) atau setara $9,48 \times 10^6 \text{ MJ/thn}$ atau $1,17 \times 10^6 \text{ kWh/thn}$.

Dengan efisiensi gas engine 40%, dan kapasitas faktor pembangkit, $CF=90\%$, maka kebutuhan listrik dihitung dengan persamaan (2), dan kapasitas gas engine adalah 133 kW.

Nilai investasi *anerobic digester*, ditentukan oleh kapasitas PLTBg, yang dihitung dengan persamaan (2), dan kapasitasnya adalah 1.198 kW.

Dari potensi gas metana sebanyak 1.533,5 (t-CH₄/thn), dapat menghasilkan PLTBg dengan kapasitas 1,2 MW, yang beroperasi dengan CF (*capacity factor*) 90% dan efisiensi 40%.

Nilai investasi *Anaerobic Digester* dengan teknologi *covered lagoon*, adalah 75% dari nilai investasi PLTBg kapasitas 1,2 MW, yaitu 2.507.134 USD ($=2.778.896 \text{ (USD/MW)} \times 1,2 \text{ MW} \times 75\%$). Nilai investasi ini termasuk fasilitas *scrubber*, untuk mengurangi kadar H₂S sampai < 200 ppm.

Laju alir biogas, biometana dan bioCNG di tiap fasilitas peralatan produksi bioCNG ditunjukkan di Tabel 4.

Tabel 4. Potensi biogas

Massa Gas Metana	:	1.533,5 (t-CH ₄ /th)
Berat jenis CH ₄ di 20°C, 1 atm	:	0.668 (kg/m ³) ⁵⁰
Volume gas CH ₄	:	1,02x 10 ⁶ (m ³ /yr)
Volume gas CH ₄ /Biogas	:	60%
Volume biogas	:	1,71x 10 ⁶ (m ³ /yr)
Outlet Anaerobic Digester (atmospheric condition)		
Laju alir biogas	:	194,9 (m ³ /jam)
Outlet Purification Facility (input 20 barg)		
Laju alir biometana	:	5,8 (m ³ /jam)
Outlet Compressor (input 200 barg)		
Laju alir bioCNG	:	0,6 (m ³ /jam)

Volume biogas mengalami penurunan akibat kenaikan tekanan pada fasilitas pemurnian dari 1 barg ke 20 barg, dan mengalami pengurangan volume karena pemisahan komponen-komponen gas CO₂, H₂S dan lain lain, dan terakhir mengalami kenaikan tekanan di kompresor dari 20 barg ke 200barg. Laju alir bioCNG di outlet kompresor sebelum dialirkan ke *storage* adalah 0,6 (m³/jam). Pada proses pemurnian, kebocoran gas metana/*slip methane*, diabaikan.

Dengan laju alir biogas 194,9 (m³/jam), maka dalam penentuan nilai investasi laju alir biogas disetarakan dengan kapasitas nilai investasi fasilitas pemurnian biogas-teknologi membran dengan laju alir 200 (m³/jam). Berdasarkan grafik hubungan antara kapasitas laju alir biogas dengan nilai satuan investasi (Baur F., 2013), untuk 200 (m³/jam), nilai satuan investasi adalah 3.200 Euro/m³ ($=3.552\text{USD}$), sehingga nilai investasi adalah 710.400 USD ($=200 \text{ m}^3/\text{jam} \times 3.552 \text{ (USD/(m}^3/\text{jam))}$). Biaya O&M adalah 21.312 USD ($=710.400 \text{ USD} \times 3\%$).

Dengan output bioCNG sebesar 0,6 (m³/jam), nilai investasi transfer station adalah 123.000USD (Smith, M., 2014), dan biaya O&M adalah 6.150USD $=5\% \times 123.000\text{USD}$.

Nilai investasi gas engine berkapasitas 133 kW adalah 369.974 USD ($=0,133 \text{ MW} \times 2.778.896 \text{ (USD/MW)}$). Biaya O&M adalah 21.312 USD ($=710.400 \text{ USD} \times 3\%$).

Tabel 5. Nilai Investasi dan O&M (USD)

Fasilitas		Biaya (USD)
Anaerobic Digester	:	2.507.134
Purification Facility	:	710.440
Transfer station	:	123.000
Gas Engine (133kW)	:	369.974
Total	:	3.710.508

Tabel 6. Nilai O&M (USD)

Facilitas		Biaya (USD)
Anaerobic Digester	:	125.357
Purification Facility	:	21.312
Transfer station	:	6.150
Gas Engine (133 kW)	:	17.564
Total	:	170.383

Total nilai investasi fasilitas produksi bioCNG adalah 3.710.508 USD dan total nilai O&M adalah 170.383 USD/thn.

Perhitungan kebutuhan listrik *anaerobic Digester*, Pemurnian Biogas, *Transfer Station* dan *gas engine* masing masing adalah sebagai berikut.

474.199 kWh/thn ($=1200 \text{ kW} \times 8760 \times 90\% \times 5\%$), 307.306 kWh/thn ($=0.2 \text{ (kWh/m}^3\text{)} \times 194,9 \text{ m}^3\text{/jam} \times 8760 \text{ (jam/thn)} \times 90\%$), 7.884 kWh/thn ($=1 \text{ kWh} \times 8760 \text{ (jam/thn)} \times 90\%$) dan 1116.628 kWh/thn ($=133 \text{ kW} \times 8760 \text{ (jam/thn)} \times 90\%$). Hasil perhitungan ditunjukkan di Tabel 7.

Tabel 7. Kebutuhan Energi (kWh/thn)

Facility		kWh
Anaerobic Digester	:	474.199
Purification Facility	:	307.306
Transfer station	:	7.884
Gas Engine	:	116.628
Total	:	906.017

Total kebutuhan listrik adalah 906.017 kWh/thn, dan kebutuhan ini masih mencukupi untuk disuplai gas engine berkapasitas 133 kW.

Dengan asumsi keekonomian yang ditunjukkan pada Tabel 1, dan data investasi di Tabel 4 serta OPEX di Tabel 5, maka dengan persamaan 3 dilakukan perhitungan harga jual distribusi bioCNG dengan IRR=12%, dalam mata uang USD. Dari hasil yang didapat, harga jual bioCNG adalah 10,27 USD/MMBTU, nilai NPV adalah 476.282 USD, dan BEP tercapai dalam waktu 6 tahun. Harga limbah cair tidak masuk dalam biaya produksi, karena limbah cair tidak diperjualbelikan.

Gambar 5. menunjukkan perbandingan harga jual bioCNG dibandingkan dengan harga jual bahan bakar lain, gas alam dari jaringan pipa Perusahaan Gas Negara (PGN, 2019), MFO, MFD/IDO, minyak tanah, HSD, RON 88, LPG 50kg, LPG 12 kg dan batubara) dalam satuan USD/MMBTU. Dari hasil perbandingan, harga bioCNG lebih murah dibandingkan dengan harga bahan bakar lain kecuali terhadap gas alam dari jaringan pipa PGN dan harga batubara. Namun harga tersebut masih lebih tinggi dibandingkan harga jual CNG untuk bahan bakar transportasi, yang ditetapkan Rp 3100/lsp atau 6,78 USD/MMBTU (dengan kurs USD = Rp. 14.500) sesuai Kepmen ESDM No.2932/K/12/MEM/2010. Harga ini juga masih lebih tinggi jika dibandingkan terhadap harga jual gas alam untuk industri strategis (industri pupuk, petrokimia, oleokimia, baja, keramik, kaca dan industri sarung tangan karet atau perubahannya) yang ditentukan sebesar 6 USD/MMBTU berdasarkan Perpres 40/2016.

Harga jual bioCNG sangat dipengaruhi oleh skala produksi, dimana pada studi ini skala produksi hanya terbatas 233.851 pada BBTUD sedangkan produksi gas alam mencapai BBTUD. Sehingga produksi bioCNG tidak layak untuk konsumsi bioCNG dengan konsumsi besar, seperti pembangkit listrik atau industri-industri besar.

Gambar 4. Perbandingan harga bioCNG dengan harga bahan bakar lain

Dengan skala produksi dan sumber biogas yang sama, jika dibandingkan dengan harga bioCNG dari POME di Malaysia, yang dijual di harga 10.56-11.04 (USD/MMBTU) (Nasrin, 2017) tidak berbeda jauh.

Kondisi ini dapat diprediksi bahwa harga jual bioCNG tidak kompetitif jika didasarkan peraturan-peraturan yang diberlakukan untuk bisnis gas alam di Indonesia. Sehingga dibutuhkan aturan baru atau aturan pendukung yang memberikan lingkungan kondusif agar bioCNG bisa dijual dengan harga kompetitif dibandingkan harga jual gas alam. Hal ini seperti diberlakukannya peraturan jual beli listrik, yang membedakan antara harga jual beli listrik dengan sumber energi baru dan terbarukan dengan sumber energi fosil. Sehingga harga jual bioCNG dari sumber energi baru dan terbarukan tidak bersaing dengan bioCNG yang berasal dari gas bumi (bahan bakar fosil). Hal ini disebut regulator barrier, dimana adanya peraturan-peraturan yang tidak mendukung terjadinya bisnis bioCNG. Kondisi ini berbeda dengan di Ero-

pa dimana penjualan bioCNG di Eropa berpotensi mendapatkan pendapatan tambahan dari *credit carbon* atau penjualan pupuk

4. Kesimpulan dan Saran

Hasil dari kajian ini, dari PKS berkapasitas 60 t/jam dengan TBS olah rata-rata pertahun dapat di produksi biogas $194,9\text{m}^3/\text{jam}$ dan bioCNG, $0,6\text{m}^3/\text{jam}$. Dengan total investasi USD 3.710.508, dapat menjual bioCNG seharga 10.27 USD/MMBTU dengan IRR sesuai peraturan yang berlaku.

Namun untuk penjualan sebagai bahan bakar transportasi atau penjualan ke industri strategis mengalami kendala harga, karena terlalu mahal dari harga gas alam berdasarkan aturan yang berlaku. Sehingga dibutuhkan pemerintah aturan baru atau aturan pendukung dari pemerintah seperti:

- Memisahkan aturan harga jual gas dari sumber energi baru dan terbarukan dengan sumber energi fosil.
- Adanya insentif, karena penggunaan bioCNG/biomethane mendukung kebijakan pemerintah untuk pengurangan GRK dan tercapainya energi mix.
- Peningkatan penguasaan teknologi dan know-how bioCNG, yang mendorong peningkatan TKDN (Tingkat Kandungan Dalam Negeri) sehingga nilai investasi dan biaya O&M untuk fasilitas produksi bioCNG menurun/menjadi murah.

5. Daftar Pustaka

- Abas, R. and et al, Economic Feasibility Study on Establishing an Oil Palm Biogas Plant in Malaysia, *Oil Palm Industry Economic Journal*, 2013, Vol.13, pp.14-21.
- Aminullah Mohtar and et al, Palm Oil Mill Effluent (POME) Biogas Techno-Economic Analysis for Utilization as Bio Compressed Natural Gas, *Chem. Engg. Transactions*, 2018, 63, pp.265-270.
- Angelidaki, I., and et al, "Biogas Upgrading and Utilization: Current Status and Perspectives, *Biotechnology Advances*, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2018.01.011>.
- Bakker, B. and et al, Chances for Bio-LNG, 18th European Biosolids & Organics Resources Conferences & Exhibition, 2013.
- Bauer F, and et al, *Biogas Upgrading – Review of Commercial Technologies*. Svenskt Gastekniskt Center (SGC) AB: Malmö, Sweden, 2013, pp. 52-53.
- Bernhard, S., and et al, "Technical -economic analysis for determining the feasibility threshold for tradable biomethane certificates, 2016, *BIOSURF Fuelling Biomethane*.
- Biogas to Biomethane*, UNIDO, <https://www.biogas-to-biomethane.com/Download/BTB.pdf> (diakses 12/05/2019)
- Febijanto, I., "Potensi Penangkapan Gas Metana dan Pemanfaatannya sebagai Bahan Bakar Pembangkit Listrik di PTPN VI Jambi, *J.Ilm. Tek. Energi*, 2010, 1(10), pp. 30-47.
- 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.
- Hoyer, and et al, *Biogas upgrading - Technical Review*, 2016, Energiforsk.
http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/Svensson_NGV2014_SAfrica.pdf [diakses, 23 Juni 2019]
<https://materiselamasekolah.wordpress.com/2016/02/26/pembangkit-listrik-tenaga-gas-pltg/> [diakses 9 Juni 2019]
https://www.bi.go.id/seki/tabel/TABEL1_26.pdf [Diakses 18 Mei 2019]
https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html [Diakses 18 Mei 2019]
<https://www.inflation.eu/inflation-rates/indonesia/historic-inflation/cpi-inflation-indonesia.aspx> [diakses 16 Juli 2019]
- Imam, *Energy Resources of Bangladesh: Natural Gas, Oil Coal*, University Grants Commission of Bangladesh, Dhaka, Bangladesh, 2013
- Imran Ullah Khan and et al, Biogas as a renewable energy fuel-A review of biogas upgrading, utilization, and storage, *Energy Conversion and Management*, 2017, 150, pp.277-294.
- Irhan Febijanto, 2018, Optimalisasi Pemanfaatan Gas Metana sebagai Sumber Energi di Pabrik Kelapa Sawit, *Jurnal Teknologi Lingkungan*, 19(01), pp 49-60.
- Jonsson S., Westma J., *Cryogenic Biogas Upgrading Using Plate Heat Exchangers*, Chalmers University of Technology: Goteborg, Sweden, 2011.
- Keputusan ESDM No.2932 K/12/MEM/2010 tentang Harga Jual Bahan Bakar Gas yang digunakan Transportasi di Wilayah Jakarta.

- Lim C, an et al, Performance and emission characteristics of a vehicle fueled with enriched biogas and natural gases. *Appl Energy*, 2015, 139, pp.17–29.
- Loh, H.P et al, 2002, *Process Equipment Cost Estimation Final Report*, U.S. Department Energy, pp.70.
- Margareth Smith, and et al, *Cost Associated with Compressed Natural Gas Vehicle Fuel Infrastructure*, US. Departement of Energy. 2014.
- Misri Gozan and et al, Techno-Economic Analysis of Biogas Power Plant from POME (Palm Oil Mill Effluent), *International Journal of Applied Engineering Research*, 2018, 13(8), pp. 6151-6157.
- Nasrin Abu Bakar, et al, Bio-Compressed Natural Gas (BioCNG) Production from Palm Oil Mill Effluent (POME), *MPOB Information Series NO.618*, 2017, ISSN 1511-7871.
- National Biogas Implementation (EPP5), *Biogas Capture and CDM Project Implementation for Palm Oil Mills*, National Key Economic Areas (NKEA), 2014, update June 2014, 9.
- National Non-Food Crops Centre (NNFCC), “Renewable Fuels and Energy Factsheet: Anaerobic Digestion,” 2016, <http://www.nnfcc.co.uk/>.
- Nurdjanah, N., et al, Evaluasi Penggunaan CNG Pada Angkutan Umum (Bajaj, Taksi, dan Mikrolet) di Jakarta, *Jurnal Penelitian Transportasi Darat*, 2012, 14(2), pp.96-111.
- O. W. Awe, and et al, “A review of biogas utilisation, purification and upgrading technologies,” *Waste and Biomass Valorization*, 2018, Vol.8, no.2, pp. 267–283, 2017.
- P. Jain, “Renewable Natural Gas-Bio CNG, in: *Sustain, Outlook*,” 2012, [http://sblf.sustainabilityoutlook.in/file space/SBLF Sum-mit Presentations 2012/Green Brick Eco Solutions Prasun Joshi .pdf](http://sblf.sustainabilityoutlook.in/file%20space/SBLF%20Summit%20Presentations%202012/Green%20Brick%20Eco%20Solutions%20Prasun%20Joshi.pdf).
- Peraturan Pemerintah No:79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN).
- Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 61 Tahun 2011.
- Peterson, A. and et al., Biogas upgrading technologies-developments and innovations, *IEA Bioenergy*, 2009, pp. 12.
- PGN, *Investor Presentation Consolidated 3M-2019 Update*, 2019.
- PT KME (PT Karya Mas Energi). (2012). Biogas Bundled Project 3, ver. 12, [https://cdm.unfccc.int/filestorage/3/n/JAO4FR 9MLTEU3Z6BC8SXXKQ5N2IDWVP.pdf/9234-%20PDD.pdf?t=T1R8b25sZXltfDCn8Hd1_5JsFbCQHdhvqF5A](https://cdm.unfccc.int/filestorage/3/n/JAO4FR9MLTEU3Z6BC8SXXKQ5N2IDWVP.pdf/9234-%20PDD.pdf?t=T1R8b25sZXltfDCn8Hd1_5JsFbCQHdhvqF5A). [Diakses 18 Mei 2019]
- PT UL (PT Unggul Lestari). (2012). Methane Recovery and Utilisation at PT. Unggul Lestari Palm Oil Mill at Central Kalimantan, Indonesia. Ver.0,9 13/11/2012, <https://cdm.unfccc.int/filestorage/b/p/DZF2W3RPE8OA60BT9XUJN5LYS741IV.pdf/6728%20PDD%2028%20Nov%2012.pdf?t=S0N8b25sZmVhfDBQyINV7p15uBID6FhKb1Xj>, [Diakses 10 Januari 2017]
- 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=VU58b25sZjN4fDBEYjTkyCgKQUCyefIoZFH6](https://cdm.unfccc.int/filestorage/a/n/FS5G08MC3JEU49WVKTAOXRPDZQB61H.pdf/7031%20PDD.pdf?t=VU58b25sZjN4fDBEYjTkyCgKQUCyefIoZFH6). [Diakses 15 Januari 2017]
- R. Chandra, et al, 2011, “Performance evaluation of a constant speed IC engine on CNG, methane enriched biogas and biogas,” *Applied Energy*, 2011, vol. 88, no. 11, pp. 3969–3977.
- Rahayu, A.S, dkk, (2015) *Buku Panduan Konversi POME menjadi Biogas Pengembangan Proyek di Indonesia 2nd edition*, Winrock International, 2015, pp. 56-58.
- Ricardo Energy & Environment, *Assessment of Cost And Benefits of Biogas and Biomethane in Ireland*, Sustainable Energy Authority of Ireland, 2017, pp.52-53.
- S. Kalambe and et al, “Low Pressure Separation Technique of Biogas Into CH₄ and CO₂ Employing Pdms Membrane,” *International Journal of Engineering and Advanced Technology*, 2012, Vol.3, pp.311–315.
- Singhal, S., and et al, Upgrading techniques for transformation of biogas to bioCNG: Review, 2017, *Int. J. Energy Res.*
- Smith, M, *Associated with Compressed Natural Gas Vehicle Fueling Infrastructure*, U.S. Department of Energy, 2014, pp.12.
- Sun Q., and et al, Selection of appropriate biogas upgrading technology-A eview of biogas cleaning, upgrading and utilisation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 51, pp.521-532.
- T. N. Talukder and et al, 2013, “Technical and Economic Assessment of Biogas Based Electricity Generation Plant,” *International onference on Electrical Information and Communication Technology (EICT)*.
- 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-HkC6dg9RQbKR6oj1KlY
[Diakses 27 November 2018]

Yang L, and et al, 2014, Progress and Perspectives in Converting Biogas to Transportation Fuels., *Renew Sustain Energy Rev.*, 2014, 40, pp.1133–52.

Yang L, and et al., Progress and Perspectives in Converting Biogas to Transportation Fuels. *Renew Sustain Energy Rev.*, 2014, 40, pp.1133–52.