ANALISA TEKNO-EKONOMI BIO-CNG SEBAGAI BAHAN BAKAR GAS TERBARUKAN DI INDONESIA

Techno Economic Analysis of BioCNG as Renewable Gas Fuel in Indonesia

Yudiartono, Ira Fitriana, Ratna Etie Puspita Dewi, Prima Trie Wijaya,
Nona Niode, dan Nini Gustriani

Pusat Pengkajian Industri Proses dan Energi (PPIPE)

Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)

Klaster Inovasi dan Bisnis Teknologi, Gedung 720, Puspiptek, Tangerang Selatan

^{*)} Email: yudiartono@bppt.go.id

Abstract

The abundant production of POME in Indonesia is a supporting factor that needs attention, because it will cause environmental problems. For this reason, POME needs to be converted into biogas, then upgrading to biomethane, so that the pollution to the environment will decrease. The basic concept of upgrading biogas into biomethane is to increase the content of methane (CH_4) in raw biogas by reducing the content of carbon dioxide (CO_2), to increase the calorific value of raw biogas. In addition, the removal of corrosive products is also carried out, especially hydrogen sulfide (H_2S), water (H_2O), and several other impurities (H_2 , N_2 , O_2). This process can be done by applying various types of cleaning technology and improving the quality of biogas. These technologies include amine scrubbing, water scrubbing, pressure swing adsorption, and membrane separation. Distribution of biomethane can be in the form of BioCNG, commonly called CBM (Compressed Biomethane), to be used as fuel in the transportation and industrial sectors. The most appropriate pattern of distribution of BioCNG products is the use of BioCNG for vehicles onsite. The model used is in the form of small fast fill SPBG, which is a type of SPBG with a small size, where BioCNG filling is carried out quickly, such as filling fuel at a gas station. The cost of procuring the BioCNG is Rp. 4.242 / LSP up to Rp. 4.563 / LSP. But the type of distribution using tube trailers or GTM (Gas Transport Module) to SPBG Daughter is very uneconomical, because the cost of procuring the BioCNG is on average more than Rp. 8,000 / LSP. Thus, for this type of distribution is not recommended to be applied in Indonesia.

Keywords: BioCNG, Compressed Biomethane (CBM), SPBG, Gas Transport Module (GTM)

Abstrak

Produksi limbah cair pengolahan kelapa sawit (POME) yang berlimpah di Indonesia menjadi faktor pendukung yang perlu menjadi perhatian, karena akan menimbulkan masalah lingkungan. Untuk itu limbah POME perlu dikonversi misalnya menjadi biogas, kemudian *diupgrade* menjadi biometana, agar beban pencemaran terhadap lingkungan akan berkurang. Konsep dasar *upgrading biogas* menjadi biometana adalah untuk menaikkan kandungan metana (CH_4) dalam *raw biogas* dengan menurunkan kandungan karbondioksida (CO_2), untuk meningkatkan nilai kalori *raw biogas*. Selain itu, dilakukan pula penghapusan produk korosif, terutama hidrogen sulfida (H_2S), air (H_2O), dan beberapa unsur pengotor lainnya (H_2 , N_2 , O_2). Proses ini dapat dilakukan dengan menerapkan berbagai jenis teknologi pembersihan dan peningkatan kualitas biogas. Teknologi tersebut diantaranya adalah *amine scrubbing*, *water scrubbing*, *pressure swing adsorption*, dan pemisahan membran. Adapun distribusi biometana bisa dalam bentuk BioCNG, biasa disebut CBM (*Compressed Biomethane*), untuk digunakan sebagai bahan bakar pada sektor transportasi dan industri. Pola distribusi produk BioCNG yang paling layak adalah pemanfaatan BioCNG untuk kendaraan secara *onsite*. Model yang digunakan berupa SPBG *small fast fill*, yaitu tipe SPBG dengan ukuran kecil, dimana pengisian BioCNG dilaksanakan secara cepat, seperti pengisian BBM di SPBU. Biaya pengadaan BioCNG tersebut adalah sebesar Rp. 4.242/LSP s.d. Rp. 4.563/LSP. Namun jenis distribusi dengan menggunakan *tube trailers* atau GTM (*Gas Transport Module*) ke SPBG *Daughter* sangat tidak ekonomis, karena biaya pengadaan BioCNG-nya rata-rata lebih dari Rp. 8.000/LSP. Dengan demikian, untuk tipe distribusi jenis GTM - SPBG *Daughter* tidak dianjurkan untuk diterapkan di Indonesia.

Kata kunci: BioCNG, Compressed Biomethane (CBM), SPBG, Gas Transport Module (GTM)

1. PENDAHULUAN

Potensi gas CH_4 yang dapat dihasilkan dari limbah POME cukup besar. Menurut Pusat Data dan Sistem Informasi Pertanian, Sekjen Kementerian Pertanian, volume produksi CPO tahun 2017 sebesar 35,4 juta ton yang dihasilkan lebih dari 608 pabrik kelapa sawit, dengan kapasitas 34.280 ton TBS per jam (Hambali, 2017). Sebagian besar pabrik kelapa sawit ini berlokasi di Sumatera (70,6%), dan lainnya di Kalimantan (25%), Sulawesi (3%), Papua (1,2%) dan Jawa (0,3%). Sebagai ilustrasi, produksi TBS Indonesia pada tahun 2017 adalah sebesar 176,8 juta ton TBS. Produksi ini akan terus meningkat, dan pada tahun 2021 diperkirakan naik menjadi 192,9 juta ton TBS.

Tabel 1. Potensi pembentukan biogas dan CH_4 (Susanti *et al.*, 2017, Pusyantek, 2015)

Tahun	Juta Ton TBS***	Juta Ton CPO*	Juta Nm^3 biogas/year	Juta Nm^3 CH_4 /year
2012	130,10	26,02	2.397,32	1.318,53
2013	138,75	27,75	2.556,71	1.406,19
2014	147,55	29,51	2.718,87	1.495,38
2015	146,45	29,29	2.698,60	1.484,23
2016	166,15	33,23	3.061,60	1.683,88
2017	176,80	35,36	3.257,85	1.791,82
2018	176,90	35,38**	3.259,69	1.792,83
2019	182,45	36,49**	3.361,96	1.849,08
2020	187,85	37,57**	3.461,46	1.903,80
2021	192,90	38,58**	3.554,52	1.954,98

*) Data dari Outlook Kelapa Sawit 2017, Pusat Data dan Sistem Informasi Pertanian, Sekjen Kementerian Pertanian

**) Data proyeksi berdasarkan Outlook Kelapa Sawit 2017

***) Asumsi 1 ton TBS menghasilkan 200 kg CPO

Jumlah potensi biogas yang dihasilkan, dengan asumsi menggunakan sistem digester pada efisiensi 85%, nilai potensi produksi biogas sebesar $0,63 \text{ m}^3$ biogas/kg COD, rata-rata produksi POME $0,8 \text{ m}^3$ POME/ton TBS serta nilai COD pada besaran 42.685 mg/liter, akan diperoleh potensi pembentukan biogas sebesar 3.257,85 juta Nm^3 biogas/tahun pada tahun 2017. Apabila potensi kandungan CH_4 diasumsikan 55%, maka potensi pembentukan gas CH_4 secara nasional adalah sekitar 1.791,82 juta Nm^3 CH_4 per tahun.

Biogas yang dihasilkan dari proses anaerobik pada umumnya mengandung gas metana (CH_4), gas karbon dioksida (CO_2), air (H_2O), gas hidrogen sulfida (H_2S), Ammonia (NH_3) dan beberapa unsur pengotor lainnya. Dari semua unsur tersebut yang berperan dalam menentukan kualitas biogas adalah gas metana (CH_4). Bila kadar CH_4 tinggi, maka biogas tersebut akan memiliki nilai kalor yang tinggi. Sebaliknya, jika kadar air (H_2O), gas hidrogen sulfida (H_2S), Ammonia (NH_3) dan unsur lainnya yang tinggi, maka akan mengakibatkan nilai kalor biogas tersebut rendah. Oleh karena itu, untuk meningkatkan nilai kalor biogas maka kandungan gas H_2S , H_2O , NH_3 , dan CO_2 yang ada di dalam biogas perlu dikurangi/dihilangkan.

Adapun komposisi dan karakteristik biogas yang dihasilkan, dapat dilihat pada Tabel 2. Komposisi kandungan senyawa gas dalam biogas yang dihasilkan dari proses perombakan zat organik secara anaerob mengandung metana (CH_4) 50-75%, karbondioksida (CO_2) 25-45%, hidrogen sulfida (H_2S) kurang dari 2%, oksigen (O_2) dan nitrogen (N_2) kurang dari 2%, amonia (NH_3) dan hidrogen (H_2) kurang dari 1%. Dari data tersebut tampak jelas bahwa biogas adalah gas-gas campuran dengan kandungan tertinggi adalah gas metana, sehingga dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi alternatif (Hariastuti *et al.*, 2014).

Tabel 2. Komposisi dan karakteristik gas-gas penyusun biogas (Rahayu *et al.*, 2015)

Unsur	Rumus	Konsentrasi (% Volume)
Metana	CH_4	50 - 75
Karbon dioksida	CO_2	25 - 45
Uap Air	H_2O	2 - 7
Oksigen	O_2	< 2
Nitrogen	N_2	< 2
Hidrogen Sulfida	H_2S	< 2
Amonia	NH_3	< 1
Hidrogen	H_2	< 1

Biogas yang dihasilkan dari bio-digester ini dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar untuk pembangkit tenaga listrik dengan generator set (genset) maupun untuk kendaraan. Bila biogas akan digunakan untuk bahan bakar mesin penggerak genset, maka biogas harus dimurnikan lebih dulu untuk menghilangkan gas-gas pengotor (terutama H_2S) sehingga tidak menimbulkan korosi pada mesin. Begitu pula apabila biogas akan diterapkan di kendaraan. Biogas untuk mesin mobil perlu peningkatan kualitas lebih lanjut berupa peningkatan komposisi gas metana dengan cara pengurangan kandungan gas CO_2 , membuang kandungan H_2S dan kandungan air yang ada di biogas, serta menghilangkan gas – gas pengotor lainnya.

Biogas yang telah ditingkatkan kualitasnya dikenal dengan nama biometana. Berat jenis energi biometana sangat rendah pada tekanan ambien dan sebagai akibatnya harus dikompresi dengan tekanan yang relatif tinggi, sekitar 3000 hingga 3600 psia (200 hingga 250 bar) (Krich *et al.*, 2015). Dengan demikian dapat diangkut secara ekonomis melalui transportasi jalan darat. Biometana yang dikompresi ini dikenal dengan nama Bio-CNG (*Bio-Compressed Natural Gas*). Teknologi semacam ini telah diaplikasikan secara komersial. Bio-CNG disimpan pada tekanan tinggi (200 hingga 250 bar) ke dalam tangki penyimpanan yang berbentuk silinder di kendaraan. Selanjutnya, perbandingan dari spesifikasi Bio-CNG, biogas dan gas bumi ditunjukkan pada Tabel 3. Terlihat dengan jelas bahwa spesifikasi Bio-CNG mendekati spesifikasi gas bumi. Kandungan CH_4

dari Bio-CNG lebih dari 94%, kandungan CO₂ kurang dari 4%, serta kandungan H₂S kurang dari 10 ppm. Sedangkan nilai kalor dari Bio-CNG hampir menyamai nilai kalor gas bumi, yaitu sebesar 35.95 MJ/Nm³.

Tabel 3. Spesifikasi biogas (POME), bio-CNG, dan gas bumi (Abu Bakar, dkk., 2017)

Parameter	Biogas (POME)	Bio-CNG	Gas bumi
CH ₄ , % (Vol)	55 - 65	> 94	> 92
Hidrokarbon lainnya, % (Vol)	-	-	6
CO ₂ , % (Vol)	35 - 40	< 4	< 2
H ₂ S, ppm	2500 - 4000	< 10	< 3
Tekanan, bar	0,002 – 0,005	250	250
Nilai kalor, MJ/ Nm ³	20	35,95	36,61

2. BAHAN DAN METODE

2.1. Teknologi Pembersihan dan Peningkatan Kualitas Biogas

Untuk beberapa aplikasi tertentu, misalnya untuk sektor transportasi darat, kualitas biogas tersebut harus ditingkatkan agar memiliki kandungan metana di atas 94% vol. Parameter utama yang perlu dikurangi atau dihilangkan dalam peningkatan kualitas biogas adalah H₂S, H₂O, dan CO₂.

Ketika biogas dibakar, H₂S akan lebih berbahaya karena akan membentuk senyawa baru bersama-sama dengan oksigen, yaitu sulphur dioksida atau sulphur trioksida (SO₂/SO₃) yang bahkan lebih beracun dibandingkan dengan H₂S. Pada saat yang sama akan terbentuk sulphur acid (H₂SO₃) yang merupakan senyawa yang lebih korosif (Hariastuti, dkk., 2014).

Kandungan air dalam biogas akan menurunkan titik penyalan biogas serta dapat menimbulkan korosif. Kemudian, adanya uap air yang terkandung dalam biogas akan menurunkan nilai kalori dan menyebabkan matinya api dalam proses pembakaran, serta bersifat korosif pada alat-alat pembakar, sehingga juga perlu untuk dihilangkan. Penghilangan uap air dapat dilakukan dengan proses kondensasi atau dengan menggunakan *molecular sieves* (Hariastuti, dkk., 2014).

Penghilangan CO₂ akan diperlukan jika kualitas biogas perlu ditingkatkan sesuai dengan standar gas bumi atau untuk penggunaan bahan bakar kendaraan. Penghilangan karbon dioksida yang ada di biogas ini akan meningkatkan nilai energi biogas untuk dapat menjalankan kendaraan dengan jarak relatif jauh dengan volume penyimpanan gas yang tetap (Nozic, 2006). Penghilangan karbon dioksida juga memberikan kualitas gas yang konsisten terhadap nilai energi.

Saat ini ada beberapa metode berbeda yang digunakan secara komersial untuk menghilangkan gas gas pengotor (CO₂, H₂S, H₂O) dari biogas untuk mencapai standar bahan bakar kendaraan.

Namun, tidak semua teknologi direkomendasikan untuk aplikasi biogas karena harga dan atau masalah lingkungan. Metode-metode tersebut diantaranya adalah *amine scrubbing*, *water scrubbing*, *pressure swing adsorption*, dan pemisahan *membrane*.

Gambar 1. Teknologi pembersihan dan peningkatan kualitas biogas (IRENA, 2017)

2.1.1. Amine Scrubbing

Cara kerja *amine scrubbing* adalah mengikat molekul CO₂ dengan menggunakan reagen kimia dan mengeluarkannya dari gas. Hal ini paling sering dilakukan dengan menggunakan air larutan amina. Amina yang paling umum digunakan secara historis adalah *methyldiethanolamine* (MDEA), *diethnolamine* (DEA), *monoethanolamine* (MEA), dan terutama MDEA-aktif (aMDEA) yang merupakan campuran MDEA dan *piperazine* (Khana, et. al., 2017; Hoyer, et.al., 2016).

Pada proses *amine scrubbing*, raw biogas yang masih mengandung CO₂ dialirkan menuju absorber untuk dilakukan proses absorpsi (penyerapan). Absorpsi adalah proses pemisahan gas ikutan dari raw biogas berdasarkan perbedaan daya larut (*solubility*). Semakin besar perbedaan daya larut, maka pemisahan akan semakin mudah. Didalam absorpsi kimia, gas yang akan dihilangkan bereaksi dengan larutan amina dan akan tinggal dalam larutan (Hoyer, et. al., 2016). Absorpsi kimia ini menggunakan media pelarut kimia yang berfungsi sebagai absorben dan akan bereaksi dengan gas CO₂ menjadi senyawa lain, sehingga biogas yang dihasilkan sudah tidak lagi mengandung gas asam. Larutan amina MDEA merupakan salah satu pelarut yang digunakan dalam absorpsi kimia, yang dapat mengurangi kadar CO₂ dan H₂S. MDEA ini mempunyai sifat *reversible* atau bisa diregenerasi kembali dengan menggunakan *stripper*.

2.1.2. Water Scrubbing

Pada teknologi *water scrubbing*, air digunakan untuk memisahkan karbon dioksida dari biogas. Proses ini didasarkan pada perbedaan daya larut karbondioksida dan metana dalam air. Parameter proses seperti tekanan dan suhu dalam *water scrubbing* dipilih untuk dapat memaksimalkan perbedaan dalam kelarutan. Sekarang ini *water scrubber* dioperasikan pada tekanan sekitar 6 - 8

bar (Hoyer, *et.al.*, 2016).

Air digunakan sebagai pelarut dalam metode *pressurised water scrubbing*. *Water scrubbing* biasanya terjadi pada tekanan 4 hingga 10 bar, karena lebih banyak CO₂ yang terlarut dalam air ketika sistem ditekan. Kolom *scrubbing* tinggi digunakan, di mana air disemprotkan dari atas. Biogas diarahkan ke atas dari bagian bawah kolom *scrubbing*. Ketika naik, gas tersebut bersentuhan dengan cairan yang jatuh. Biometana yang dimurnikan, beserta gas-gas pengotor O₂ dan N₂, disedot keluar pada bagian atas kolom *scrubbing* (Wilken, *et. al.*, 2017).

Jadi, pemurnian biogas menggunakan water scrubbing berdasarkan proses absorpsi fisis. Pemurnian ini dilakukan dengan prinsip kontak gas-cair secara arus berlawanan pada suhu lingkungan dan tekanan tertentu. Gas CO₂ dan H₂S terlarut terikut di dalam cairan *absorben* melalui aliran bawah kolom. Hal ini disebabkan gas CO₂ dan H₂S lebih *soluble* dibanding gas CH₄ di dalam air. Air yang mengandung CO₂ dan H₂S kemudian diregenerasi ke dalam kolom stripper (Wahyu, dkk., 2012).

2.1.3. Pressure Swing Adsorption (PSA)

Pressure Swing Adsorption (PSA) adalah metode kering yang digunakan untuk memisahkan gas dengan menerapkan sifat-sifat fisik gas tersebut. Prinsip dasarnya adalah biogas mentah dikompres agar tekanan naik dan kemudian dimasukkan ke kolom adsorpsi, yang mempertahankan karbon dioksida tetapi bukan metana. Ketika bahan kolom jenuh dengan karbon dioksida, tekanan dilepaskan dan karbon dioksida dapat diserap dan dibawa ke dalam aliran gas (Hoyer, *et.al.*, 2016).

PSA menggunakan perbedaan adsorben, dalam tingkat adsorpsi, untuk menangkap gas-gas pengotor (CO₂, N₂, O₂) pada tekanan tinggi, kemudian pada tekanan rendah melepaskan adsorbat untuk meregenerasikan adsorben pada siklus adsorpsi berikutnya (Yang, *et.al.*, 2014). Adsorben adalah zat atau bahan yang dapat menyerap zat lain sehingga menempel pada permukaannya, sedangkan adsorbat adalah zat yang teradsorpsi (terserap) pada permukaan lain. Adapun regenerasi adalah proses pengaktifan kembali adsorben yang telah jenuh oleh gas pengotor (Hariastuti, 2016).

Pilihan adsorben, yang secara selektif menyerap CO₂ dari aliran gas mentah, sangat penting untuk fungsi unit PSA. Bahan adsorben umum adalah karbon aktif, zeolit alam dan sintetis, silika gel dan *Carbon Molecular Sieves*. Adsorben ini didesain mempunyai ukuran pori spesifik, karena itu memungkinkan proses adsorpsi dari molekul yang ukurannya lebih kecil dari ukuran pori adsorben. Ukuran molekul CH₄, CO₂, O₂ dan N₂ pada kondisi standar berturut turut adalah 4.0 Å, 2.8 Å, 2.8 Å, 3.0 Å. Oleh karena itu, adsorben dengan ukuran pori 3.7 Å tidak dapat menangkap CH₄, tetapi dapat menangkap CO₂, O₂ dan N₂. Dengan demikian, hal ini akan membersihkan biogas (Yang, *et.al.*, 2014).

2.1.4. Pemisahan Membrane

Teknologi pemisahan gas yg populer saat ini adalah dengan menggunakan membran, karena tidak membutuhkan larutan kimia dalam prosesnya sehingga lebih aman bagi lingkungan, serta kebutuhan energinya sangat minimum. Membran dapat bertindak sebagai filter yang sangat spesifik. Hanya molekul-molekul dengan ukuran tertentu saja yang bisa melewati membran, sedangkan sisanya akan tertahan di permukaan membran.

Ada dua aspek yang paling berpengaruh dalam pengoperasian membran. Aspek pertama adalah kinerja membran yang meliputi selektivitas dan permeabilitas. Membran diharapkan memiliki selektivitas dan permeabilitas gas yang baik. Aspek kedua adalah ketahanan membran terhadap kondisi operasi yang diterapkan. Permeabilitas merupakan ukuran mudah tidaknya suatu gas melewati membran, sedangkan selektivitas merupakan tingkat pemisahan campuran gas yang bisa dilakukan oleh membran (Irawan, 2012).

Selanjutnya, *membrane separation* adalah suatu teknik pemisahan campuran 2 atau lebih komponen tanpa menggunakan panas. Komponen-komponen akan terpisah berdasarkan ukuran dan bentuknya, dengan bantuan tekanan dan selaput semi-permeable. Hasil pemisahan berupa *retentate* (bagian dari campuran yang tidak melewati membran) dan *permeate* (bagian dari campuran yang melewati membran). Metana (CH₄) mempunyai molekul yang relatif besar, karena itu tidak dapat melewati pori-pori membran (*retentate*). Sedangkan karbondioksida (CO₂) dapat melewati sisi lain dari membran (*permeate*) (IRENA, 2017).

Prinsip disain *Membrane Separation* adalah dibawah tekanan tertentu, sekitar 10 hingga 20 bar (Hoyer, *et.al.*, 2016), gas dengan permeabilitas tinggi (ukuran molekul kecil dan *affinity* rendah) dapat dialirkan melalui membran. Hal ini terjadi pada gas gas pengotor dengan sifat *high permeable*, seperti CO₂, O₂, dan H₂O, yang dapat melewati membran sebagai *permeate*. Adapun gas dengan permeabilitas rendah, seperti CH₄ akan tertahan, biasa disebut *retentate* (Yang, *et. al.*, 2014).

2.2. Proses Produksi Penyimpanan dan Distribusi BioCNG

Pada tahap awal kualitas Biogas dapat ditingkatkan dengan cara purifikasi (*cleaning*), yaitu menghilangkan hidrogen sulfida, kandungan air dan karbondioksida (CO₂). Hal ini dapat dilakukan dengan menerapkan teknologi pembersihan dan peningkatan kualitas biogas, seperti *membrane separation*, *amine scrubber*, *pressure swing adsorption*, dan *pressurised water scrubber*. Hasil dari proses purifikasi ini berupa biogas bersih, biasa disebut biometana, dengan kandungan CH₄ lebih dari 94% dan O₂ kurang dari 2%. Selanjutnya, BioCNG kemudian diproduksi dengan memadatkan biometana (biogas bersih) hingga

kurang dari 1 persen dari volume yang ditempatinya pada tekanan atmosfer standar.

Sebuah BioCNG plant biasanya terdiri dari unit purifikasi, kompresor multi-tahap, dan tangki penyimpanan tekanan tinggi. Penyimpanan BioCNG atau CNG reguler sangat penting karena mempengaruhi waktu pengisian BioCNG di kendaraan, ketuntasan pengisian BioCNG, dan konsumsi energi. Ada dua sistem penyimpanan yang umum digunakan di industri: sistem penyimpanan penyangga (*Buffer storage system*) dan sistem penyimpanan kaskade (*Cascade storage system*). Sistem penyimpanan penyangga mempertahankan tekanan BioCNG dikisaran 20,5-25 MPa, dan menyediakan BioCNG untuk kendaraan kecil, melalui dispenser, dengan tekanan maksimum 20 MPa (Khana, *et. al.*, 2017 ; Shah, *et. al.*, 2017).

Gambar 2. Skema dari produksi, penyimpanan dan distribusi bio-CNG (Khana *et. al.*, 2017, Shah *et. al.*, 2017 dan Yang *et. al.*, 2014)

Pada kasus ini, stasiun pengisian BioCNG terhubung dan dipertahankan pada tekanan yang sama. Sebaliknya, sistem penyimpanan kaskade memiliki tiga reservoir dengan tekanan rendah, sedang, dan tinggi, serta menyediakan BioCNG untuk silinder di kendaraan dalam tiga langkah. Pertama tama silinder kendaraan terhubung ke reservoir tekanan rendah dan kemudian ke reservoir tekanan sedang, saat tekanan ditingkatkan ke silinder di kendaraan dan akhirnya ke reservoir bertekanan tinggi untuk menyelesaikan proses pengisian. Dibandingkan dengan kaskade, reservoir buffer menawarkan pengisian cepat dan mengisi gas 80% lebih banyak (Shah *et. al.*, 2017).

2.3. Konsep Penerapan Bahan Bakar Gas Terbarukan (BioCNG) untuk Sektor Transportasi di Indonesia

Untuk menggunakan BioCNG sebagai bahan bakar kendaraan, produk *raw biogas* harus

dibersihkan dan ditingkatkan kualitasnya sehingga memenuhi kriteria sebagai bahan bakar gas untuk kendaraan. Ada sejumlah teknik yang berbeda untuk membersihkan dan meningkatkan biogas untuk kendaraan. Pembersihan biogas terdiri dari penghapusan produk korosif, terutama hidrogen sulfida, air dan partikel. Sedangkan peningkatan kualitas biogas terdiri dari penurunan kandungan karbon dioksida di dalam biogas untuk meningkatkan nilai kalori biogas. Sekarang ini sejumlah teknologi peningkatan kualitas gas telah dikembangkan untuk pengolahan bogas, gas bumi, gas limbah, gas landfill dan lain-lain. Namun, tidak semua teknologi direkomendasikan untuk aplikasi biogas karena harga dan atau masalah lingkungan.

Selanjutnya, pada Gambar 3 terlihat adanya proses cooling. Ini dilakukan untuk menghilangkan kandungan uap air dengan didinginkan menggunakan *cooling water* (Fajrin, 2016). Karena saat meninggalkan digester, *raw biogas* jenuh dengan uap air, dan air ini dapat menyebabkan korosi.

Hidrogen sulfida (H_2S) merupakan gas pengotor yang terdapat dalam gas-gas komersial. Hidrogen sulfida merupakan gas yang berbau dan mematikan serta sangat korosif bagi berbagai jenis logam, sehingga membatasi penggunaannya untuk bahan bakar pada mesin. Hasil pembakaran gas yang mengandung H_2S menghasilkan belerang dan asam sulfat yang sangat korosif terhadap logam. Kandungan H_2S mencapai 200 ppm dapat menyebabkan kematian dalam waktu 30 menit. Standar keamanan dan kesehatan memberikan ijin maksimum pada tingkat 20 ppm (Negara, 2012). Gas hidrogen sulfida (H_2S) yang terkandung dalam gas hasil fermentasi mengurangi umur pakai (*lifetime*) dari sistem pemipaan pada instalasi yang menggunakan biogas. Gas ini juga beracun dan sangat korosif untuk sebagian besar jenis logam yang terbuat dari besi. Jika hidrogen sulfida yang terkandung dalam biogas terbakar, maka akan berubah menjadi sulphur oksida yang akan menyebabkan korosi pada komponen yang terbuat dari logam. Selain itu membuat minyak pelumas mesin menjadi asam jika digunakan misalnya pada mesin CHP (combines heat and power generation) (Negara, 2012). Agar dapat mencegah kerusakan yang ditimbulkan oleh hidrogen sulfide, maka gas ini harus dihilangkan atau minimal dikurangi kandungannya. Salah satu pertimbangan yang dapat dikembangkan untuk menghilangkan gas H_2S dari biogas adalah dengan mempertimbangkan penggunaan H_2S adsorber (lihat Gambar 3).

Penggunaan biogas sebagai bahan bakar kendaraan yang efektif itu harus mengandung metana yang tinggi. Hal ini dapat dicapai dengan penghilangan (mengurangi) karbon dioksida yang ada di biogas, pada akhirnya akan meningkatkan nilai energi biogas agar dapat menjalankan kendaraan dengan jarak relatif jauh dengan volume penyimpanan gas yang tetap.

Penghilangan karbon dioksida juga memberikan kualitas gas yang konsisten terhadap nilai energi. Saat ini ada beberapa metode berbeda yang digunakan secara komersial untuk menghilangkan karbon dioksida dari biogas untuk mencapai standar bahan bakar kendaraan. Namun pada kajian ini, untuk menghilangkan kandungan CO₂ tersebut diterapkan metoda *membrane modules*.

Setelah melalui *membrane modules*, biogas yang telah ditingkatkan kualitasnya dikenal dengan nama biometana. Meskipun biometana tersebut mempunyai nilai kalor tinggi per satuan berat, namun karena berat jenis gas biometana yang sangat ringan, sehingga untuk mendapatkan energi dalam jumlah tertentu akan memerlukan volume gas biometana dalam jumlah yang relatif besar. Oleh karena itu gas biometana tersebut perlu dikompresi sampai tekanan tertentu sehingga kerapatan energinya akan lebih besar. Biometana ini dikenal dengan nama Bio-CNG (*Bio-compressed natural gas*).

Pola distribusi produk BioCNG dapat dilakukan dengan mengikuti infrastruktur eksisting CNG Pertamina maupun PGN. Dengan demikian, tempat BioCNG plant beroperasi dapat bertindak sebagai SPBG *mother station*, dan dapat difungsikan sebagai tempat pengisian BioCNG untuk kendaraan secara langsung. Selanjutnya, model pengembangan infrastruktur BioCNG adalah dengan cara menerapkan model SPBG *mother-daughter*. *mother station* merupakan stasiun pengisian BioCNG untuk SPBG *daughter* maupun sistem MRU (*Mobile Refueling Unit*), dengan memanfaatkan *tube trailers* atau GTM (*Gas Transport Module*) (Pertamina, 2015; Taryono, dkk., 2012). Jadi, BioCNG didistribusikan ke pelanggan

menggunakan GTM. GTM ini adalah bejana baja berbentuk silinder yang dapat menahan tekanan tinggi dari BioCNG. Bejana baja silinder bertekanan tinggi ini dipasang ke rangka besi dari ukuran kontainer 10 feet berkapasitas 7.200 m³, kontainer 20 feet berkapasitas 18.000 m³ serta kontainer 40 feet berkapasitas 25.000 m³. Selanjutnya, BioCNG disalurkan ke konsumen, di sistem MRU atau *Daughter Station*, melalui *Pressure Regulator System* (PRS). MRU tersebut dioperasikan oleh anak perusahaan PGN di bidang hilir bisnis gas bumi, yaitu PT Gagas Energi Indonesia.

2.4. Metodologi

Analisa tekno-ekonomi BioCNG sebagai bahan bakar gas terbarukan di Indonesia (*Techno economic analysis of BioCNG as renewable natural gas in Indonesia*) dilakukan sebagai berikut:

- Tinjauan pustaka (pendalaman materi dengan review pustaka) meliputi teknologi pembersihan dan peningkatan kualitas biogas yang sudah diterapkan (*amine scrubbing, water scrubbing, pressure swing adsorption, pemisahan membran*), teknologi penyimpanan dan distribusi biogas, *Gas Transport Module* (GTM)-*Tube Trailer*, SPBG *Mother-Daughter*, sistem MRU (*Mobile Refueling Unit*), disain stasiun pengisian bahan bakar BioCNG;
- Identifikasi dan inventarisasi data meliputi data produksi CPO dan TBS yang diolah, data Capex dan Opex teknologi *upgrading biogas* serta teknologi *Gas Transport Module* (GTM)-*Tube Trailer*, SPBG *mother-daughter*, sistem MRU;

Gambar 3. Skema proses BioCNG dan metode distribusi bahan bakar BioCNG untuk kendaraan (Shah, et.al., 2017, Miltner, et.al., 2014, Pertamina, 2015 dan Taryono, 2012)

- c. Analisis dan pembahasan meliputi analisis potensi biogas dan biometana nasional, analisis teknologi *upgrading* biogas (*Pressure Swing Adsorption, Amine Scrubbing, Water Scrubbing, Membrane*), analisis penyimpanan dan distribusi biogas/BioCNG, analisis keuntungan dan kerugian teknis metode pembersihan biogas, analisis parameter ekonomi yaitu *discount rate, debt ratio-equity ratio, escalation/ inflation rate*, analisis finansial biometana/ BioCNG dengan distribusi melalui pipa gas atau BioCNG *fueling station*;
- d. Konsep penerapan bahan bakar gas terbarukan (BioCNG) untuk sektor transportasi di Indonesia, termasuk skema proses BioCNG dan metode distribusi bahan bakar BioCNG untuk kendaraan;
- e. Hasil kelayakan finansial *biomethane/ BioCNG plant* dengan distribusi gas melalui pipa atau BioCNG *fueling station* (SPBG).

Gambar 4. Alur metodologi analisa tekno-ekonomi BioCNG sebagai bahan bakar gas terbarukan di Indonesia

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil kelayakan finansial dilakukan melalui analisis IRR, *payback period*, dan *cost of energy* dengan menggunakan formula sebagai berikut (Martin, et. al., 1985, Park, 2008):

- a. IRR:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - I_0 = NPV = 0 \quad \dots\dots\dots(1)$$

dimana:

CF_t adalah *cash flow* tahunan setelah pajak dalam periode waktu t .

I_0 adalah pengeluaran awal proyek

n adalah harapan umur proyek

NPV adalah *net present value* proyek, dalam hal ini sama dengan nol

- b. Payback period:

biaya investasi awal / *annual return expected*

$$\frac{(CRF * I_0) - (S_n * SF) + \sum_{t=1}^n OC * SP * CRF}{total\ output\ biometana} \quad \dots\dots(2)$$

- c. *Cost of energy*:

$$CRF = \frac{i(i+1)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \dots\dots\dots(3)$$

Dimana

$$SP = \frac{1}{(1+i)^n} \quad SF = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

dengan i adalah *discount rate* proyek, S_n adalah *salvage value* proyek dan OC adalah *operating cost* proyek

Capex dan Opex teknologi *biogas upgrading* sangat bergantung pada proses teknologi yg dipilih, kualitas *raw-biogas*, kualitas produk BioCNG yg diinginkan, dan kapasitas BioCNG *plant*. Adapun metoda pengumpulan data yang digunakan dalam studi ini melalui penelusuran (*searching*) dari banyak sumber, seperti internet, jurnal atau artikel, kebijakan dan regulasi Pemerintah, dan interview dengan beberapa orang yang terlibat dalam industri *upgrading* biogas.

3.1. Data Teknis tentang Raw Biogas

Pada Tabel 4 ditunjukkan beberapa parameter teknis untuk menghitung potensi pembentukan biogas. Untuk faktor emisi CH_4 adalah sebesar 0,25 kg CH_4 /kg COD, dari IPCC 2006. Sedangkan densitas CH_4 pada kondisi tekanan dan temperatur normal adalah sebesar 0,716 kg CH_4 /Nm³. Dengan demikian potensi pembentukan CH_4 adalah sebesar 0,35 m³ CH_4 /kg COD. Dengan mempertimbangkan fraksi CH_4 dalam biogas adalah sebesar 0,55 m³ CH_4 /m³ biogas, maka akan diperoleh potensi produksi biogas sebesar 0,635 m³ biogas/kg COD. Adapun efisiensi digester diasumsikan sebesar 85%.

Selanjutnya, pada Tabel 5 ditunjukkan beberapa parameter bahan baku (*feedstock*), seperti suplai tandan buah segar (TBS) sebesar 30 ton/jam atau sebesar 199.800 ton per tahun. Produksi POME rata-rata 0,8 m³ POME/ ton TBS serta nilai COD (*Chemical Oxygen Demand*) adalah sebesar 40.000 mg/liter.

Dengan memperhitungkan parameter parameter tersebut, diperoleh *COD load* sebesar 6.393.600-ton COD per tahun. Pada akhirnya,

potensi pembentukan biogas adalah sebesar 518 Nm³ biogas per jam, sedangkan potensi pembentukan CH₄ adalah sekitar 285 Nm³ CH₄/jam.

Tabel 4. Parameter teknis untuk menghitung potensi pembentukan biogas

Parameter	Nilai	Unit
Faktor emisi CH ₄	0,25	kg CH ₄ /kg COD
Densitas CH ₄	0,716	kg CH ₄ / Nm ³
Potensi produksi CH ₄	0,34916	m ³ CH ₄ / kg COD
Fraksi CH ₄ dalam biogas	0,55	m ³ CH ₄ /m ³ biogas
Potensi produksi biogas	0,6348	m ³ biogas/kg COD
Efisiensi <i>digester</i>	0,85	%

Tabel 5. Parameter *feedstock* untuk menghitung potensi pembentukan biogas dan CH₄

Parameter Bahan Baku	Nilai	Unit
Suplai TBS	30	ton/jam
Jumlah hari kerja	333	hari/tahun
Jumlah jam kerja per hari	20	jam/hari
Suplai TBS	199.800	ton/tahun
Rata-rata produksi POME	0,8	m ³ POME/ton TBS
COD (<i>Chemical Oxygen Demand</i>)	40.000	mg/liter
COD <i>load</i>	6.393.600	ton COD/year
	3.450.076	Nm ³ biogas/tahun
Potensi pembentukan Biogas	10.360,59	Nm ³ biogas/hari
	518,03	Nm ³ biogas/jam
Potensi pembentukan CH ₄	284,92	Nm ³ CH ₄ /jam

Pada Tabel 6 ditunjukkan potensi pembentukan biogas dan CH₄ untuk kondisi suplai TBS 30 - 60 ton/jam. Pada saat suplai TBS mencapai 60 ton/jam, akan dihasilkan biogas sebesar 1.036 biogas/jam. Sedangkan potensi pembentukan CH₄ akan mencapai 569 Nm³ CH₄/jam. Khusus pada kajian ini hanya dipertimbangkan suplai TBS sebesar 30 ton/jam. Dengan demikian BioCNG *plant* yang diperhitungkan adalah BioCNG skala kecil.

Tabel 6. Potensi pembentukan biogas dan CH₄ untuk kondisi suplai TBS 30- 60 ton/jam

Suplai TBS (ton/jam)	Potensi Pembentukan Biogas (Nm ³ biogas/jam)	Potensi Pembentukan CH ₄ (Nm ³ CH ₄ /jam)
30	518,03	284,92
40	690,71	379,89
50	863,38	474,86
60	1.036,06	569,83

3.2. Data Biaya Investasi dan Opex

3.2.1. Biaya Investasi dan Opex Jenis Distribusi Biometana Gas Pipa

Biometana dapat didistribusikan ke titik akhir konsumsi, salah satunya melalui pipa gas alam. Jaringan pipa gas alam menawarkan sistem penyimpanan dan distribusi yang berpotensi tak terbatas untuk biometana. Namun harus dipastikan bahwa biometana yang disuntikkan ke jaringan pipa gas alam memenuhi standar kualitas pipa gas setempat (mis.komposisi gas). Setelah biometana disuntikkan ke jaringan pipa gas alam, gas tersebut dapat digunakan sebagai pengganti langsung gas alam dengan peralatan apapun yang terhubung ke jaringan gas alam, termasuk peralatan gas dalam negeri, peralatan gas komersial/industri, dan stasiun pengisian bahan bakar CNG.

Selanjutnya, pada Tabel 7 ditunjukkan biaya investasi dan biaya operasional *biomethane plant* skala kecil, disertai distribusi biometana gas pipa, dengan berbagai tipe teknologi *upgrading* biogas serta kapasitas olah biometana sebesar 150 m³/jam. Terlihat bahwa *upgrading* biogas jenis *gas permeation* mempunyai biaya investasi paling rendah, total sebesar USD 1,8 juta. Sedangkan *upgrading* biogas dengan teknologi *pressure swing adsorption (PSA)* mempunyai biaya investasi paling tinggi, sebesar USD 2,1 juta. Dilihat dari sisi biaya operasional, teknologi PSA tersebut memiliki biaya operasional terendah, yaitu sebesar USD 0,24 juta.

Tabel 7. Biaya investasi dan opex jenis distribusi biometana gas pipa (Stürmer, 2016)

Teknologi	Investasi (USD)	Opex (USD/a)
<i>Gas Permeation</i>	1.808.820	278.460
<i>Amine Scrubber</i>	1.987.830	293.670
<i>Pressure Swing Adsorption</i>	2.104.830	238.680
<i>Pressurized Water Scrubber</i>	2.066.220	255.060

3.2.2. Biaya Investasi dan Opex Jenis Distribusi Compressed Biomethane (BioCNG) dengan SPBG Skala Kecil dan Medium Tipe Small and Medium Station Fast Fill

Selain didistribusikan dengan gas pipa, biometana juga dapat digunakan di lokasi BioCNG *plant* berada. Hal ini dapat dilakukan apabila jaringan gas tidak tersedia. Gas tersebut disalurkan dalam bentuk biometana terkompresi (*Compressed Biomethane*, CBM), atau biasa juga disebut BioCNG, untuk keperluan bahan bakar kendaraan. Untuk itu dibutuhkan pembangunan SPBG, baik skala kecil maupun skala medium. Pada Tabel 8 ditunjukkan biaya investasi SPBG untuk BioCNG dengan tipe *small and medium station fast fill*, yaitu tipe SPBG dengan ukuran kecil dan sedang, dimana pengisian BioCNG dilaksanakan secara cepat, seperti pengisian BBM di SPBU. Untuk

small station fast fill mempunyai biaya investasi USD 400.000 s.d. USD 600.000, dengan komponen peralatan terdiri dari kompresor (40 - 75 scfm), *inlet gas pressure* (5 - 15 psi), *storage* (16.250 scf), dispenser dengan 1 hose tunggal. Selain itu, biaya investasi tersebut juga termasuk 65% biaya instalasi dari total biaya peralatan.

Adapun kapasitas SPBG skala kecil adalah sebesar 12,6 MSCF - 25,2 MSCF. SPBG skala kecil ini mampu melayani 15 - 25 mobil pickup serta 9 - 16 taxi atau truk (Smith, 2014). Sedangkan SPBG skala medium membutuhkan biaya investasi USD 700.000 - USD 900.000, mencakup komponen peralatan kompresor (180 - 300 scfm), *inlet gas pressure* (30 psi), *storage* (34000 scf), dispenser dengan *dual hose*, serta 65% biaya instalasi dari total biaya peralatan. Kapasitasnya adalah sebesar 63 - 101 MSCF dan dapat melayani armada 50 - 80 kendaraan ringan serta 45 s.d. 65 taxi (Smith, 2014).

Tabel 8. Biaya investasi SPBG skala kecil dan medium tipe *small and medium station fast fill* (Smith, 2014) USD 2015

Tipe	Kap. (MSCF)	Investasi/ Peralatan
SPBG skala kecil (Small Stat. Fast Fill) dapat melayani armada: - 15-25 pick up/vans - 9-16 taxi/truck	12,6- 25,2	\$400.000 - \$600.000 - Kompresor 40-75 scfm - 5-15 psi inlet gas press - 16250 scf storage - Dispenser 1 hose - Biaya pasang 65% alat
SPBG skala menengah (Medium Stat. Fast Fill) dapat melayani armada: - 50-80 kendaraan ringan - 45-65 taxi	63-101	\$700.000 - \$900.000 - Kompresor 180-300 scfm - 30 psi inlet gas press - 34000 scf storage - Dispenser 2 hose - Biaya pasang 65% alat

Tabel 9. Biaya Opex untuk tipe SPBG skala kecil dan menengah (Pusyantek, 2015) USD 2015

Tipe SPBG	Opex (USD)
SPBG skala kecil (Small Station Fast Fill)	77.760
SPBG skala medium (Medium Station Fast Fill)	81.330

Tabel 10. Biaya investasi dan opex jenis distribusi biometana SPBG skala kecil menengah (Stürmer, 2016; Smith, 2014) USD 2015

Teknologi	Investasi (USD)	Opex (USD/a)
<i>Gas Permeation</i>		
SPBG kecil	1.876.540	309.420
SPBG medium	2.176.540	312.990
<i>Amine Scrubber</i>		
SPBG kecil	2.055.550	324.630
SPBG medium	2.355.550	328.200
<i>Pressure Swing Adsorption</i>		
SPBG kecil	2.172.550	269.640
SPBG medium	2.472.550	273.210
<i>Pressurized Water Scrubber</i>		
SPBG kecil	2.133.940	286.020
SPBG medium	2.433.940	289.590

Untuk biaya Opex SPBG skala kecil dan medium ditunjukkan pada Tabel 9. Dengan mempertimbangkan Tabel 8 dan Tabel 9, diperoleh biaya investasi dan Opex untuk berbagai tipe *upgrading* biogas dengan kapasitas olah biometana sebesar 150 m³/jam serta jenis distribusi biometana SPBG skala kecil dan menengah, seperti yang ditunjukkan Tabel 10.

3.2.3. Biaya Investasi dan Opex Jenis Distribusi Compressed Biomethane (BioCNG) dengan GTM - SPBG Daughter Model Permanen

Biometana dapat didistribusikan melalui transportasi darat. Hal ini dapat dilakukan dengan cara gas tersebut diangkut dengan GTM (*Gas Transport Module - Tube Trailers*) sebagai bio-metana terkompresi (*Compressed Biomethane*, CBM), atau biasa juga disebut BioCNG. Biometana terkompresi, atau BioCNG, dapat diangkut dalam silinder baja atau material komposit pada tekanan 230 bar. Agar bisa menekan gas ke tekanan itu, dan untuk memenuhi harapan konsumen, gas biasanya diupgrade menjadi bahan bakar untuk kendaraan bermotor. GTM yang membawa tabung BioCNG, terbuat dari material komposit berbobot rendah dan berkapasitas dua kali lipat dari *steel tube containers*. Pada Tabel 11 ditunjukkan biaya investasi dan Opex untuk berbagai tipe *upgrading* biogas dengan kapasitas olah biometana sebesar 150 m³/jam serta jenis distribusi biometana dengan *Gas Transport Module* (GTM).

Tabel 11. Biaya investasi dan Opex jenis distribusi biometana dengan *gas transport module* (GTM) – SPBG *Daughter* (Stürmer, 2016, Taryono, 2012 dan Rilyadi, 2013) USD 2015

Teknologi	Investasi (USD)	Opex (USD/a)
<i>Gas Permeation</i>	2.894.806,78	730.373,05
<i>Amine Scrubber</i>	3.073.816,78	745.583,05
<i>Pressure Swing Adsorption</i>	3.190.816,78	690.593,05
<i>Pressurized Water Scrubber</i>	3.152.206,78	706.973,05

3.3. Data Ekonomis

Data data parameter ekonomi yang digunakan dalam kajian teknologi *upgrading* biogas serta distribusi BioCNG ini ditunjukkan pada Tabel 12.

Tahapan penentuan parameter ekonomi tersebut adalah sebagai berikut:

- Menentukan WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), sebagai dasar nilai *discount rate*, dengan mempertimbangkan biaya utang setelah pajak dan biaya ekuitas (*cost of equity*). Biaya ekuitas dihitung dengan memperhitungkan faktor risk free rate sebesar 8%, *company's beta* sebesar 1,05 dan terakhir *market risk premium* sebesar 7%.
- Menentukan rasio utang dan rasio ekuitas, masing masing sebesar 50%.

- c) Menentukan tingkat bunga sebesar 7%, pajak pendapatan sebesar 25%, serta umur ekonomis BioCNG *plant* selama 15 tahun.
- d) Menentukan harga jual biometana/ BioCNG sebesar 10,5 USD/MMBTU.
- e) Menentukan besar inflasi/eskalasi per tahun dari harga jual BioCNG serta biaya operasional, masing masing sebesar 1%.

Tabel 12. Data parameter ekonomi kajian *BioCNG Plant*

Parameter Ekonomi	Nilai
<i>Risk free rate</i>	8%
<i>Company's beta</i>	1.05
<i>Market risk premium</i>	7.0%
Tingkat diskonto	11,18%
Rasio kredit	50%
Rasio ekuitas	50%
Tingkat bunga	7%
Umur ekonomis	15 tahun
Pajak pendapatan	25%
Harga jual BioCNG	10.5 USD/MMBTU
Eskalasi/inflasi harga BioCNG	1%
Eskalasi/inflasi harga listrik	1%
Eskalasi/inflasi biaya perawatan	1%

3.4. Hasil Kelayakan Finansial

3.4.1. *Biomethane/BioCNG Plant* dengan Distribusi Gas Pipa

Dengan mempertimbangkan semua parameter – parameter teknis dan ekonomis yang terkait dengan *biomethane/BioCNG plant*, diperoleh hasil kelayakan finansial *Biomethane/BioCNG Plant* dengan distribusi gas pipa seperti ditunjukkan pada Tabel 13.

Tabel 13. Hasil kelayakan finansial biometana dengan distribusi gas pipa (*USD/MMBTU)

Teknologi <i>Upgrading</i>	IRR	<i>Payback Prd</i> (Thn)	<i>Cost</i> *
<i>Membrane Separation</i>	16,5%	7,14	8.30
<i>Amine Scrubber</i>	12,8%	8,90	8.97
<i>Pressure Swing Adsorption</i>	14,0%	8,25	8.62
<i>Pressurised Water Scrubber</i>	13,7%	8,40	8.72

Pada Tabel 13 tersebut ditunjukkan biaya pengadaan biometana, apabila diinjeksikan ke pipa gas alam yang telah ada. Dengan menerapkan teknologi *upgrading* biogas jenis *membrane separation*, diperoleh biaya pengadaan biometana termurah, sebesar USD 8.30/MMBTU. *Payback period*nya selama lebih dari 7 tahun, IRR sebesar 16.5%, dan NPV sekitar USD 413,285.55. Sedangkan teknologi *upgrading* biogas jenis

Amine Scrubber menghasilkan biaya pengadaan biometana termahal, sebesar USD 8.97/MMBTU. Adapun *payback period*-nya selama hampir 9 tahun, IRR sebesar 12,8%, serta NPV USD 137.553,04.

3.4.2. Hasil Kelayakan Finansial *Biomethane/BioCNG Plant* dengan Stasiun Pengisian Bahan Bakar BioCNG Jenis *Fast Filling Small and Medium Station*

Pada Tabel 14 dan Tabel 15 ditunjukkan biaya pengadaan biometana terkompresi, atau BioCNG, apabila digunakan di lokasi BioCNG *plant* berada. Distribusi BioCNG ini dilakukan melalui SPBG dengan tipe *small and medium station fast fill*, yaitu tipe SPBG dengan ukuran kecil dan sedang. Terlihat dari kedua Tabel tersebut, teknologi *upgrading* biogas *membrane separation* memiliki biaya pengadaan BioCNG termurah, baik untuk SPBG tipe *small fast fill* (Rp. 4.242,27/LSP) maupun *medium fast fill* (Rp. 4.654,05/LSP). Sedangkan teknologi *upgrading* biogas *amine scrubbing* memiliki biaya pengadaan BioCNG termahal, masing masing sebesar Rp. 4.563,08/LSP untuk tipe *small fast fill* dan Rp. 4.974,86/LSP untuk *medium fast fill*.

Tabel 14. Hasil kelayakan finansial *BioCNG* dengan *fueling station* jenis *fast fill-small station*

Teknologi <i>Upgrading</i>	IRR	<i>Pybck Prd</i> (Thn)	<i>Cost</i> *	<i>Cost</i> **
<i>Membrane Separation</i>	18,3%	6,47	8,86	4,242
<i>Amine Scrubber</i>	14,8%	7,87	9,53	4,563
<i>Pressure Swing Adsorption</i>	15,8%	7,42	9,18	4,395
<i>Pressurised Water Scrubber</i>	15,5%	7,53	9,27	4,439

*) USD/MMBTU **) Rp/LSP 1 USD = Rp. 14500, LSP = Liter Setara Premium

Tabel 15. Hasil kelayakan finansial BioCNG dengan *fueling station* jenis *fast fill-medium station*

Teknologi <i>Upgrading</i>	IRR	<i>Pybck Prd</i> (Thn)	<i>Cost</i> *	<i>Cost</i> **
<i>Membrane Separation</i>	13,7%	8,43	9,72	4,654
<i>Amine Scrubber</i>	10,7%	-	10,39	4,975
<i>Pressure Swing Adsorption</i>	11,8%	9,54	10,04	4,807
<i>Pressurised Water Scrubber</i>	11,6%	9,74	10,14	4,855

*) USD/MMBTU **) Rp/LSP 1USD = Rp. 14500, LSP = Liter Setara Premium

Secara keseluruhan dapat dilihat bahwa biaya pengadaan BioCNG tersebut, apapun teknologinya, untuk distribusi BioCNG dengan SPBG tipe *small fast fill* layak untuk dipertimbangkan. Namun demikian, untuk SPBG

tipe *medium fast fill*, sangatlah mahal, bila dibandingkan dengan harga jual BBG di SPBG yang sebesar Rp. 3.100,0/LSP. Nilai ekonomis harga jual gas kota di SPBG, menurut PGN, adalah sebesar Rp. 4.600,0/LSP. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa apabila harga jual BBG dinaikkan oleh PGN mendekati nilai ekonomisnya, maka penerapan teknologi *upgrading* biogas dengan distribusi BioCNG melalui SPBG tipe *small fast fill*, dari sisi analisis finansial, layak untuk dipertimbangkan saat ini.

3.4.3. Hasil Kelayakan Finansial *Biomethane/BioCNG Plant* Jenis Distribusi *Compressed Biomethane (BioCNG)* dengan *GTM - SPBG Daughter Model* Permanen

Pada Tabel 16 ditunjukkan hasil kelayakan finansial untuk setiap teknologi *upgrading* biogas, dimana BioCNG didistribusikan menggunakan *tube trailers* atau GTM ke SPBG *Daughter* permanen. Terlihat dengan jelas bahwa biaya pengadaan BioCNG, untuk semua jenis teknologi, menjadi sangat mahal, rata-rata lebih dari Rp. 8.000/LSP. Dengan demikian, untuk tipe distribusi seperti ini tidak dianjurkan untuk dikembangkan di Indonesia.

Tabel 16. Hasil kelayakan finansial BioCNG dengan distribusi GTM - SPBG *Daughter*

Teknologi Upgrading	IRR (%)	Payback Prd (Th)	Cost*	Cost**
Membrane Separation	-	-	16.72	8,006
Amine Scrubber	-	-	17.39	8,326
Pressure Swing Adsorption	-	-	17.04	8,159
Pressurised Water Scrubber	-	-	17.14	8,207

*) USD/MMBTU, **) Rp/LSP

4. KESIMPULAN

Untuk menggunakan biogas sebagai bahan bakar kendaraan, produk biogas harus dibersihkan dan ditingkatkan kualitasnya sehingga memenuhi kriteria sebagai bahan bakar gas untuk kendaraan. Pembersihan biogas ini terdiri dari penghapusan produk korosif, terutama hidrogen sulfida, air dan partikel. Sedangkan peningkatan kualitas biogas terdiri dari penurunan kandungan karbon dioksida di dalam biogas untuk meningkatkan nilai kalori biogas. Ada sejumlah teknik yang berbeda untuk membersihkan dan meningkatkan biogas untuk kendaraan, dan teknologi *upgrading* biogas yang paling layak untuk diterapkan, menurut hasil kelayakan finansial, adalah pemisahan membran (*membrane separation*).

Hasil produksi *upgrading* biogas, berupa biometana, dapat disalurkan dalam bentuk diistribusi gas melalui pipa, yaitu dengan cara diinjeksikan ke pipa gas alam *existing*. Biaya pengadaan biometana tersebut, dengan tingkat

bunga 7% dan umur ekonomis 15 tahun, adalah sebesar USD 8.3/ MMBTU s.d. USD 8.97/ MMBTU. Namun, dengan cara demikian sangat sulit untuk dilaksanakan, mengingat terbatasnya jaringan infrastruktur pipa gas di Indonesia.

Alternatif penyaluran biometana selanjutnya yaitu dalam bentuk *Compressed Biomethane (CBM)* atau biasa disebut BioCNG, yang memiliki dua metode yaitu metode pertama, menggunakan CBM atau BioCNG untuk disalurkan di SPBG agar bisa digunakan secara lokal (*onsite*). Biometana tersebut ditekan hingga mencapai 250 bar, kemudian disimpan untuk digunakan melalui SPBG *small fast fill* maupun *medium fast fill*. Biaya pengadaan BioCNG ini (tanpa converter kit), untuk SPBG *small fast fill*, adalah di kisaran Rp. 4.242/LSP (USD 8.86/MMBTU) s.d. Rp. 4.563/LSP (USD 9.53/MMBTU). Sedangkan SPBG *medium fast fill*, biaya pengadaan BioCNG adalah sebesar Rp. 4.654/LSP (USD 9.72/MMBTU) s.d. Rp. 4.975/LSP (USD 10.39/MMBTU). Biaya BioCNG tersebut diperoleh pada tingkat bunga 7% serta umur ekonomis 15 th. Harga jual BBG saat ini di SPBG adalah Rp. 3.100/LSP, serta nilai ekonomis BBG tersebut, menurut PGN, adalah Rp. 4.600/LSP. Dengan demikian, penerapan teknologi *upgrading* biogas jenis membran serta distribusi BioCNG melalui SPBG *small fast fill*, layak dipertimbangkan untuk diterapkan di lokasi pabrik kelapa sawit di Indonesia.

Adapun metode kedua, biometana (BioCNG) dapat disimpan di *tube trailer* atau GTM (*Gas Transport Module*), selanjutnya dikirim lewat jalan darat ke SPBG *daughter*. Di SPBG *daughter*, *tube trailer* tersebut dapat bertindak sebagai fasilitas penyimpanan BioCNG. Biaya pengadaan BioCNG melalui GTM – SPBG *daughter*, dengan tingkat bunga 7%, adalah sekitar Rp. 8.006/LSP (USD 16.72/MMBTU) s.d. Rp. 8.327/LSP (USD 17.39/MMBTU). Dengan skema ini terlihat bahwa biaya pengadaan BioCNG yang dihasilkan sangat mahal, tidak layak untuk diterapkan di pabrik kelapa sawit di Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

- Abu Bakar, N. dkk. (2017). Bio-Compressed Natural Gas (Bio-CNG), Production From Palm Oil Mill Effluent (POME). MPOB, Information Series, ISSN 1511-7871, July 2017. Hlm. 2.
- Fajrin, D.H., & Sinaga, N. (2016). Efek variasi kandungan air terhadap kerja gas engine cooler suatu pltb limbah organik pasar induk. Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro, POLITEKNOSAINS, Vol. XV, No 1, Maret 2016 ISSN 1829-6181. Hlm. 1-2.
- Hambali, E., & Rivai, M., (2017). The potential of palm oil waste biomass in indonesia in 2020 and 2030. International Conference on Biomass: Technology, Application, and Sustainable Development. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. Hlm. 5.
- Hariastuti, N., Purwanto, I. (2014). Kajian penggunaan karbon aktif dan zeolit secara terintegrasi dalam pembuatan *biomethane* berbasis biogas. Jurnal Riset Industri (Journal of Industrial Research) Vol. 8 No. 1, April 2014. Hlm. 66-68.

- Hariastuti, N. (2016). Pemurnian biogas untuk mencapai pipeline quality gas sebagai sumber energi terbarukan yang ramah lingkungan. Disertasi, Universitas Diponegoro. Hlm. xxiv.
- Hoyer, K. et.al., (2016). Biogas upgrading - technical review. ISBN 978-91-7673-275-5, Energiforsk. Hlm. 23-24.
- Irawan, B., Munir, M. (2012). Pemisahan gas dengan membran permeasi. Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Bandung Mei 2012. Hlm 1-2.
- RENA. (2017). *Biogas for road vehicles - technology brief*. International Renewable Energy Agency, March 2017, www.irena.org. Hlm 22.
- Khana, I. U., et.al., (2017). Biogas as a renewable energy fuel - a review of biogas upgrading, utilisation and storage. *Energy Conversion and Management*, www.elsevier.com. Hlm. 282.
- Krich, K., et.al., (2015). Biomethane from dairy waste. A Sourcebook for the Production and Use of Renewable Natural Gas in California, Prepared for Western United Dairymen. Hlm. 6.
- Miltner, M., Makaruk, A., Bala, H., & Harasek, M. (2014). Biogas upgrading for transportation purposes – operational experiences with Austria's first bio-cng fuelling station. Institute of Chemical Engineering, Vienna University of Technology. Hlm. 3.
- Martin, J.D., et.al. (1985). Basic financial management, fifth edition. Prentice-Hall, Inc., United States. Hlm 215.
- Negara, K. M. T., dkk. (2012). Pemurnian biogas dari gas pengotor hidrogen sulfida (H_2S) dengan memanfaatkan limbah geram besi proses pembubutan. *Jurusan Teknik Mesin Universitas Udayana, Jurnal Energi dan Manufaktur* Vol.5, No.1, Oktober 2012. Hlm. 35.
- Nozic, M., (2006). Removal of carbon dioxide from biogas. Department of Chemical Engineering, Lund University, Sweden. Hlm 1.
- Pertamina, (2015). Penggunaan BBG CNG untuk sektor transportasi. 15 Maret 2015. Hlm. 4.
- Pusyantek, (2015). Laporan Akhir Studi Kelayakan Pemanfaatan Biogas dari Limbah Cair Pabrik kelapa Sawit PTPN III untuk Pembangkit Listrik atau untuk Bahan Bakar Transportasi/Industri. Kerjasama PT. Pertamina (Persero) dengan Pusat Pelayanan Teknologi/BPPT Enjiniring, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT), Februari 2015. Hlm. 186.
- Park, C.S., (2008). *Fundamental of Engineering Economics*, second edition. Chapter 8, Prentice Hall, Inc., United States. Hlm 404.
- Rahayu, A. S., dkk. (2015). Buku panduan konversi POME menjadi biogas. Pengembangan Proyek di Indonesia, USAID, Winrock Int. Hlm. 10.
- Rilyadi, A. (2013). Penetapan harga bahan bakar gas untuk transportasi natural gas vehicle (ngv) dan liquefied natural gas (LNG) di Indonesia. Program Studi Magister Teknik Kekhususan Manajemen Gas, Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Hlm. 80-81.
- Shah, M. S., Halder, P. K., Shamsuzzaman, A. S. M., Hossain, M. S., Pal, S. K., & Sarker, E. (2017). Perspectives of biogas conversion into Bio-CNG for automobile fuel in Bangladesh. *Hindawi, Journal of Renewable Energy*, Volume 2017. Hlm. 5-10.
- Smith, M., & Gonzales, J. (2014). Costs associated with compressed natural gas vehicle fueling infrastructure, factors to consider in the implementation of fueling stations and equipment. U.S. Department of Energy, September 2014. Hlm. 10-12.
- Stürmer, B. (AKB), Kirchmeyr, F. (AKB), Kovacs, K. (HBA), Hofmann, F. (GBA), Collins, D. (REA), Ingremau, C. (ATEE), & Stambasky, J. (EBA). (2016). Technical-economic analysis for determining the feasibility threshold for tradable biomethane certificates. BIOSURF (Biomethane as Sustainable and Renewable Fuel), Fuelling Biomethane, June 2016. Hlm. 20-22.
- Susanti, A. A. dkk. (2017). Outlook Kelapa Sawit. Pusat Data dan Sistem Informasi, Kementerian Pertanian. Hlm. 36.
- Taryono, & Mulyo, B. W. T. (2012). Kajian pengembangan infrastruktur SPBG *daughter* untuk menunjang konversi bahan bakar minyak ke gas pada sektor transportasi. *M&E*, Vol. 10, No.1, Maret 2012. Hlm. 65-67.
- Wahyu, A. dkk. (2012). Studi tekno-ekonomi pemurnian biogas dari limbah domestik. *Jurnal Rekayasa Proses*, Vol. 6, No. 2, 2012. Hlm. 44.
- Wilken, D. dkk. (2017). *Biogas to Biomethane*. Fachverband Biogas e.V., Germany, September 2017. Hlm. 13.
- Yang, L., Xumeng Ge, Caixia Wan, Fei Yu, & YeboLi. (2014). Progress and Perspectives in Converting Biogas to Transportation Fuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, www.elsevier.com. Hlm. 1136.