



Carbon Capture Utilization (CCU) sebagai Generator Energi Listrik menggunakan Allam Cycle sebagai Upaya Dekarbonisasi Industri Migas

Fifi Izzati ^{1*}, Pijar Fitrah Ababil ¹⁾, Hadziqul Abror ¹⁾

¹⁾ Teknik Perminyakan, Universitas Jember

* corresponding email: fifizti277@gmail.com

ABSTRACT

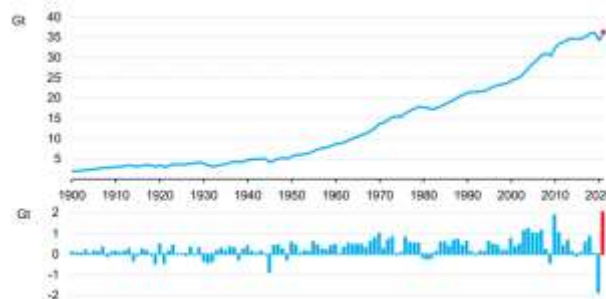
Along with the development and progress of human civilization, the need for electrical energy continues to increase. For this reason, new energy sources are needed so that energy needs can be met. Carbon dioxide (CO₂) can be a new energy source obtained from industrial waste energy processing. CO₂ is a type of emission that can cause the formation of greenhouse gas (GHG) emissions and contributes to global climate change. A 6% increase in emissions from 2020 results in emissions of 36.3 giga tons (Gt). One utilization of CO₂ emissions that can be done is to convert CO₂ emissions into electricity. The data analysis method is done by comparing the technical and economic parameters between the rankine power cycle using H₂O as the working fluid and the Allam power cycle using CO₂ as the working fluid. The results obtained are that the natural gas-fired Allam cycle has a net HHV and LHV efficiency of 53.17% and 58.90%, respectively. For the coal-fired Allam cycle, the net HHV and LHV efficiencies obtained were 48.88% and 51.44%, respectively. The economic analysis conducted is LCOE, IRR, and NPV. The economic analysis shows that the project is feasible in terms of electricity cost.

Keywords: Carbon Emission, Carbon Capture, Carbon Generator, Allam Cycle

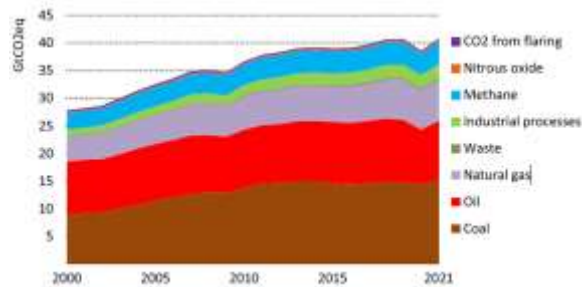
I. PENDAHULUAN

Seiring dengan perkembangan dan kemajuan peradaban kehidupan manusia, kebutuhan energi listrik terus mengalami peningkatan. Meningkatnya kebutuhan energi listrik disebabkan karena energi ini sangat dominan untuk pemenuhan hampir setiap keperluan manusia. Untuk itu, diperlukan sumber energi baru agar kebutuhan energi dapat terpenuhi. Karbon dioksida (CO₂) dapat menjadi sumber energi baru yang diperoleh dari pengolahan energi buangan industri. CO₂ merupakan jenis emisi yang dapat menyebabkan kerusakan lingkungan. CO₂ juga menjadi penyebab terbentuknya emisi gas rumah kaca (*Green House Gas*/GHG) dan berkontribusi dalam perubahan iklim global.

Emisi CO₂ global dari proses pembakaran energi dan industri meningkat secara signifikan pada tahun 2021 dimana pada tahun tersebut mencapai level tertinggi tahunan. Emisi meningkat lebih dari 2.0 Gt dari tahun 2020. Peningkatan emisi sebesar 6% dari tahun 2020 menghasilkan emisi sebesar 36.3 giga ton (Gt). Kenaikan emisi CO₂ terkait energi mendorong terjadinya emisi gas rumah kaca secara keseluruhan dari energi. Total emisi gas rumah kaca mencapai 40.8 Gt CO₂ equivalent (CO₂eq) pada tahun 2021. Emisi CO₂ dari pembakaran energi dan proses industri menyumbang hampir 89% emisi gas rumah kaca pada sektor energi pada tahun 2021 [1].



Gambar 1. Total Emisi CO₂ dari Pembakaran Energi dan Proses Industri [1]



Gambar 2. Emisi Gas Rumah Kaca terkait Energi [1]

Pemerintah telah melakukan berbagai upaya untuk mengurangi emisi gas rumah kaca, terutama emisi CO₂. Salah satunya adalah penerapan *Carbon Capture Storage* (CCS). CCS merupakan teknologi yang digunakan untuk mencegah CO₂ terlepas ke atmosfer. CCS dilakukan dengan melakukan penangkapan dan pengumpulan CO₂ dari pabrik atau industri, lalu dikompresi untuk dibawa ke suatu lapangan dan kemudian diinjeksikan ke dalam formasi batuan pada kedalaman tertentu. CO₂ biasanya diinjeksikan ke dalam formasi yang pada awalnya merupakan reservoir minyak dan gas, akuifer air asin atau berupa formasi garam dan lapisan *coal*. Terdapat berbagai teknik untuk menangkap dan mengumpulkan CO₂ yang berasal dari industri, antara lain: *Pre Combustion*; *Post Combustion*; dan *Oxyfuel Combustion*. Teknik *pre combustion* dilakukan dengan menangkap CO₂ sebelum proses pembakaran yang berasal dari bahan bakar fosil. Teknik ini dapat menangkap sekitar 15% - 60% volume kering. Teknik *post combustion* dilakukan dengan memisahkan CO₂ dari gas buang yang merupakan hasil dari proses pembakaran bahan bakar utama di udara. Konsentrasi CO₂ yang diperoleh dengan teknik ini berkisar antara 3% - 15% volume. Teknik *oxyfuel combustion* dilakukan dengan menggunakan oksigen murni untuk menghasilkan gas buang (uap air dan CO₂). Konsentrasi CO₂ akan lebih tinggi dibanding uap air yakni sekitar 80% volume [2].

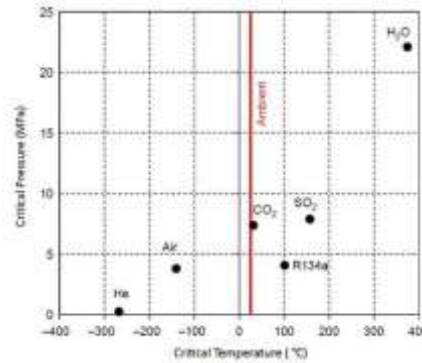


Gambar 3. Sistem Carbon Capture Storage [2]

Emisi CO₂ dapat digunakan pada proses *Enhanced Oil Recovery* (EOR) pada industri minyak dan gas bumi, proses karbonisasi, *dry ice*, dan lain sebagainya. Namun, emisi gas CO₂ tetap mengalami peningkatan. Implementasi *Carbon Capture Storage* (CCS) untuk mengurangi emisi CO₂ juga tidak sepenuhnya memberikan hasil yang baik. CO₂ yang diinjeksikan ke dalam suatu formasi, dapat terlepas kembali ke permukaan akibat adanya rekahan di lapisan formasi. Selain itu, CCS juga memerlukan biaya yang sangat besar [3]. Maka dari itu, diperlukan penanganan emisi CO₂ yang tepat untuk mengurangi jumlah produksi emisi CO₂ yang sangat besar. Salah satu pemanfaatan emisi CO₂ yang dapat dilakukan adalah mengubah emisi CO₂ menjadi listrik. Selain untuk mengurangi emisi gas rumah kaca, hal ini juga akan memberikan benefit yang cukup bagus untuk ke depannya karena memanfaatkan emisi berbahaya menjadi sumber energi baru yang sangat diperlukan.

Emisi CO₂ yang dihasilkan oleh industri dapat dikonversi menjadi listrik yang diperlukan untuk proses industri itu sendiri. CO₂ dalam bentuk *supercritical carbon dioxide* (sCO₂) hampir dua kali lebih padat dari uap, sehingga energi yang dapat dihasilkan akan lebih besar daripada generator uap biasa jika digunakan sebagai *working fluid* [4]. Generator sCO₂ didasarkan pada *Allam cycle* yang beroperasi pada *semi-closed-loop Brayton cycle*. Siklus tersebut bekerja menggunakan gas alam (CH₄) yang dibakar (*oxy-combustion*) dengan CO₂ dari sistem untuk menurunkan biayanya. *Working fluid* yang dihasilkan dari CO₂ dan air akan diekspansi melalui sebuah turbin untuk menghasilkan listrik. *Allam cycle* dapat mencapai efisiensi bersih *Low Heating Value* (LHV) sebesar 59% untuk gas alam dan dapat menampung hampir 100% CO₂ pada tekanan *pipeline* tanpa menggunakan sejumlah air dalam sistem, sehingga siklus ini dapat digunakan dan ditempatkan dimanapun tanpa bergantung pada sumber air [5].

Fluida superkritis adalah suatu zat atau fluida yang memiliki tekanan dan temperatur di atas titik kritisnya, sehingga tidak bisa dibedakan antara fase liquid dan fase gasnya. CO₂ merupakan senyawa yang bersifat tidak mudah meledak, tidak beracun, tidak mudah terbakar dan memiliki harga yang murah [4]. CO₂ mencapai titik kritis saat tekanan 7.3773 MPa dan temperatur 304.12 K atau 31°C. Perbandingan properties fisik sCO₂ dan *working fluid* lainnya yang biasa digunakan dapat dilihat pada gambar 5 berikut.



Gambar 4 Titik Kritis beberapa Working Fluid [6]

Pada tabel 1 terlihat bahwa densitas sCO₂ hampir sama dengan liquid serta mempunyai viskositas dan difusivitas yang hampir sama dengan gas. Sehingga, sCO₂ akan mempunyai densitas liquid dan kapasitas *heat volume* yang tinggi saat proses ekspansi terjadi. Hal ini akan menghasilkan lebih banyak energi daripada *working fluid* lainnya pada volume yang sama. Selain itu, ketika mendekati titik kritisnya, CO₂ akan menjadi lebih mampat yang menyebabkan kerja kompresi dapat dikurangi sehingga efisiensi siklus akan meningkat.

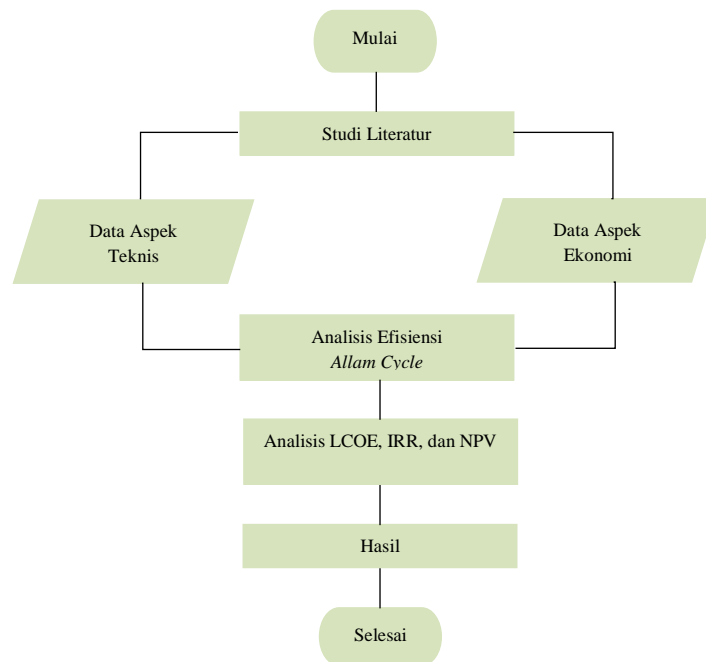
Tabel 1. *Properties* beberapa Working Fluid [7]

Fluida	CO ₂	H ₂ O	He	Udara
Berat Molekul	44,01	18,015	4,0026	28,965
Densitas Kritis (kg/m ³)	467,6	322	72,567	342,68
Temperatur Kritis (K)	304,13	647,1	5,1953	132,53
Tekanan Kritis (MPa)	7,3773	22,064	0,2276	3,786

Artikel ilmiah ini bertujuan untuk memberikan *review* penggunaan sCO₂ sebagai *working fluid* pada pembangkit listrik (*Allam cycle*), yang nantinya juga akan mengurangi emisi karbon yang dihasilkan dari industri minyak dan gas bumi. Artikel ilmiah ini akan membahas aspek teknis dengan menganalisis perbandingan efisiensi *Allam cycle* dengan bahan bakar gas alam dan batu bara. Selain itu, artikel ilmiah ini juga akan membahas aspek ekonomis dari *Allam cycle* dengan menganalisis nilai *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Net Present Value* (NPV) sehingga dapat diketahui kelayakan sistem ini secara komersial.

II. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan studi literatur dari beberapa studi yang telah dilakukan sebelumnya tentang sCO₂ sebagai *working fluid* pada sebuah *power cycle* untuk menghasilkan listrik. Literatur yang digunakan berasal dari buku, jurnal, dan sumber lain yang valid dan relevan. Metode analisis data yang dilakukan adalah dengan studi banding, yakni dengan membandingkan parameter teknis dan ekonomis antara *rankine power cycle* yang menggunakan H₂O sebagai *working fluid* dan *allam power cycle* (*Allam cycle*) dengan menggunakan CO₂ sebagai *working fluid*. Aspek teknis dan ekonomi pada *Allam cycle* dengan bahan bakar batubara dan gas alam juga akan dianalisis untuk mengetahui bahan bakar yang lebih baik untuk menghasilkan listrik menggunakan CO₂ dari industri minyak dan gas bumi.

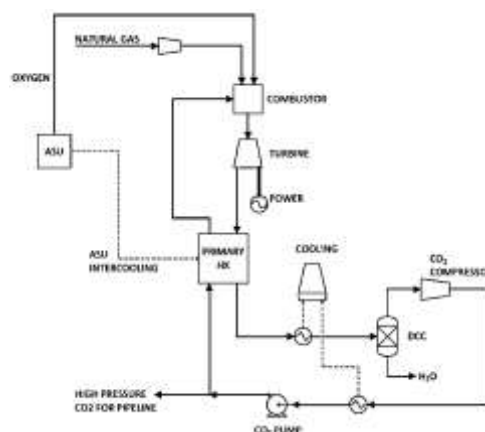


Gambar 5 Flowchart Metodologi Penelitian

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. *Allam Cycle*

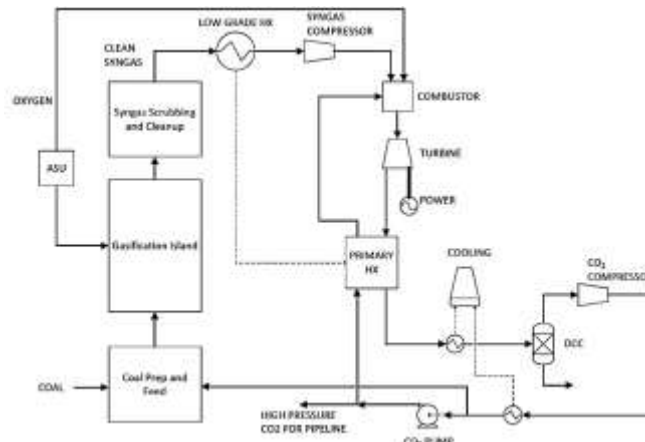
Allam cycle adalah *power cycle brayton trans-critical CO₂ oxy-combustion* yang menggunakan sistem semi tertutup (*semi-closed*). Tekanan CO₂ yang keluar dari turbin pada proses ini di berada di bawah titik tekanan kritis dari CO₂. Proses utama pada siklus ini adalah siklus pembakaran gas, dengan tekanan inlet sekitar 30 MPa. Gambar 6 berikut merupakan skema sederhana dari *Allam cycle* yang menggunakan gas alam sebagai bahan bakar. *Net export* dari proses ini adalah sekitar 5% dari total aliran *recycle*, yang berarti bahwa sebagian besar aliran akan disirkulasikan kembali ke dalam sistem [5]. Gas alam dan gas sintesis (*syngas*) dari proses gasifikasi batubara, residu penyulingan minyak, dan biomassa dapat digunakan sebagai bahan bakar dalam *Allam cycle*. Efisiensi bersih dari *Allam cycle* dengan batubara sebagai bahan bakar adalah sekitar 50% (LHV), dan 59% dengan gas alam dan *full carbon capture* (LHV) [4].



Gambar 4. Skema Sederhana *Allam cycle* sCO₂ dengan Bahan Bakar Gas [8]

Allam cycle yang menggunakan bahan bakar padat seperti biomassa dan batubara harus melalui proses gasifikasi terlebih dahulu untuk mengkonversi bahan bakar padat tersebut menjadi gas sebelum digunakan pada sistem pembangkit listrik *Allam cycle*. Gambar 7 berikut menggambarkan skema dari *Allam cycle* bahan bakar padat yang mencakup sistem *water quenched coal gasifier* untuk memanfaatkan batubara sebagai input bahan bakar [8]. Gas buang

atau gas bahan bakar ini akan mengandung semua kotoran batubara, oksidasi parsial, dan sejumlah besar uap. Pendinginan air, *scrub* air ekstra, dan penyaringan tambahan akan menghilangkan kotoran dari campuran uap/gas bahan bakar, seperti *slag* dan *inorganic debris*. Maka, bahan bakar gas dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk *Allam cycle* setelah kotoran pasca pembakaran (*post combustion*) dapat dihilangkan [5].

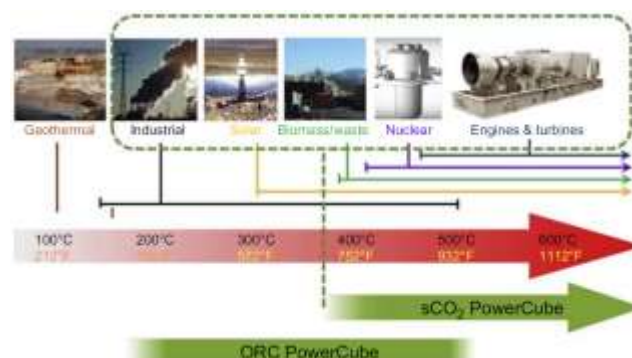


Gambar 5. Skema *Allam cycle* sCO₂ dengan sistem Gasifikasi Batubara [8]

3.2. Analisis Teknis

Dengan asumsi faktor kapasitas 92,5%, *Allam cycle* dengan sCO₂ dapat menghasilkan listrik sebesar 283.721 kW [9]. Sifat fisik seperti densitas daya yang tinggi, tekanan tinggi, viskositas rendah, dan perubahan cepat yang terjadi ketika komponen harus beroperasi di dekat titik kritis atau sebagai fluida superkritis fase padat membuat desain dan pengoperasian komponen menjadi unik jika dibandingkan dengan sistem tenaga uap atau turbin gas. Akibatnya, desain komponen dengan kualitas seperti densitas daya, tingkat kebocoran *seal*, dan ukuran yang kecil menjadi suatu tantangan desain konvensional untuk komponen utama di sebagian besar pembangkit listrik. Salah satu komponen penting yang perlu dipertimbangkan adalah *heat exchanger*. *Heat exchanger* dalam *power cycle* sCO₂ adalah komponen penting dalam sistem sCO₂ karena ukuran dan biayanya. *Recuperator* digunakan di hampir semua sistem daya sCO₂, dan *recuperator* inilah yang memungkinkan sistem bergerak mendekati siklus Carnot yang ideal, sehingga lebih efisien [6].

Sinkronynchronous wire-wound generator adalah standar industri untuk sistem tenaga pembangkit listrik pilot sCO₂ awal dalam kisaran kelas 5 - 25 MWe. Hal ini tergantung pada ukuran, *voltage*, dan kondisi operasi, dengan efisiensi akan berkisar antara 88% hingga 97%. Efisiensi tertinggi dicapai dengan mengoperasikan generator mendekati rating kVA maksimumnya. Sistem bahan bakar fosil dengan pemanasan langsung *oxy-combustion* dapat membakar bahan bakar fosil secara lebih efisien lebih dari 50% dan tidak menghasilkan emisi CO₂ [6].



Gambar 6. Aplikasi sCO₂ pada Beberapa Sumber Panas [6]

Tabel 2 dan 3 menjelaskan kinerja siklus gas alam dan batubara NET Power serta target efisiensi keseluruhan. Kinerja sistem gas alam NET Power didasarkan pada CH₄ murni pada tekanan 40 bar untuk mereplikasi bahan bakar gas alam. Sistem batubara NET Power didasarkan pada batubara Illinois No. 6 dengan kandungan air 12% dan nilai kalor 22,4 MJ/kg dan menggunakan *partial oxidation water quench gasifier* dengan *water/coal slurry feed*. Sementara efisiensi gas alam yang ditargetkan sebanding dengan teknologi *Natural Gas Combined Cycle* (NGCC) yang ada, yang ditargetkan efisiensi batubara mengalahkan *classic supercritical pulverized coal* dan sistem *Integrated Coal Gasification Combined Cycle* (IGCC). Dari tabel 2 dan 3 terlihat bahwa efisiensi penggunaan bahan bakar gas alam



lebih tinggi dibandingkan batubara. Sehingga penggunaan sCO_2 dengan *Allam cycle* (menggunakan CH_4) dapat dikatakan memiliki efisiensi yang lebih tinggi [10].

Tabel 2. Kinerja Target Siklus Gas Alam Net Power [10]

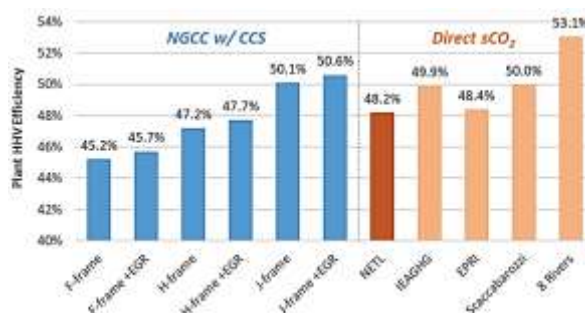
Efisiensi Target Gas Alam (Penangkapan CO_2 100% pada Tekanan 300 bar)		
Komponen Energi	HHV (%)	LHV (%)
Efisiensi Gross	74,65	82,70
Tenaga <i>Compressor</i> CO_2	-10,47	-11,60
Tenaga <i>Parasitic</i> Pembangkit	-11,01	-12,20
Efisiensi Bersih	53,17	58,90

Tabel 3. Kinerja Target Siklus Batubara Net Power [10]

Efisiensi Target Batu Bara (Penangkapan CO_2 100% pada Tekanan 300 bar)		
Komponen Energi	HHV (%)	LHV (%)
Efisiensi Gross	71,12	74,91
Tenaga <i>Compressor</i> CO_2	-10,25	-10,78
Tenaga <i>Parasitic</i> Pembangkit	-11,99	-12,69
Efisiensi Bersih	48,88	51,44

Heat engine yang menggunakan sCO_2 sebagai *working fluid* lebih kecil dan lebih sederhana daripada mesin yang menggunakan berbagai *working fluid* lain seperti uap *superheated*, helium, dan bahan organik. Selain itu, di area yang memiliki keterbatasan air, sCO_2 dapat menjadi solusi yang tepat sebagai *working fluid* karena tidak bergantung pada ketersediaan air. CO_2 memiliki temperatur kritis (304,13 K) dan tekanan kritis (7,3773 MPa) yang rendah [11].

Hasil kinerja menunjukkan bahwa efisiensi termal pembangkit listrik tenaga sCO_2 adalah sebesar 48,2% (*Higher Heating Value/HHV*) dengan penangkapan karbon sebesar 98,2%, yang merupakan peningkatan yang signifikan jika dibandingkan pembangkit listrik tenaga gas alam (NGCC) dengan CCS yang memiliki efisiensi 45,7% dengan penangkapan karbon sebesar 90,7%. Apabila dibandingkan dengan desain pembangkit listrik NGCC yang lebih canggih dengan CCS, siklus sCO_2 akan lebih unggul dibanding pembangkit listrik dengan turbin gas F-frame dan H-frame, tetapi memiliki efisiensi yang sedikit lebih rendah daripada pembangkit listrik dengan turbin J-frame. Pembangkit dirancang memiliki efisiensi yang sedikit lebih rendah daripada studi sCO_2 yang berbahan bakar gas alam karena tingkat penangkapan karbon yang lebih tinggi termasuk akan kehilangan mekanisme yang lebih banyak daripada studi pemodelan lainnya [12].



Gambar 7. Perbandingan Efisiensi Desain Pembangkit Akhir (oranye tua) terhadap Pembangkit NGCC dengan CCS dan Studi Pembangkit sCO_2 Langsung [12]

Karena tekanan siklus yang tinggi, ukuran mesin turbo akan lebih kecil sehingga akan lebih murah daripada mesin – mesin yang berbasis udara atau uap. Selain itu, efisiensi bersih termal pembangkit listrik adalah sebesar 53% HHV dapat dicapai dengan penangkapan karbon hampir 100% dalam *Allam cycle* yang berbahan bakar gas alam dari siklus ini [12]. Tabel 4 berikut menunjukkan sifat gas alam dari QGESS NET untuk bahan bakar yang digunakan di studi ini.



Tabel 4. Komposisi Gas Alam [12]

Komponen		Persentase Volume
Metana	CH ₄	93,1
Etana	C ₂ H ₆	3,2
Propana	C ₃ H ₈	0,7
n-Butana	C ₄ H ₁₀	0,4
Karbon Dioksida	CO ₂	1,0
Nitrogen	N ₂	1,6
Total		100,0
Nilai Heating		HHV
	LHV	
kJ/kg (Btu/lb)	47454 (20,410)	52581 (22600)
MJ/scm (Btu/scf)	34,71 (932)	38,46

3.3. Analisis Ekonomi

Contoh LCOE untuk SRBC Pembangkit Listrik sCP2 dengan LM2500 - PE		
Deskripsi	Satuan	Nilai
<i>Kinerja Combined Cycle</i>		
Daya yang dihasilkan di Turbin Gas	kWe	25000
Daya yang dihasilkan di SRBC sCO ₂ <i>bottoming cycle</i>	kWe	7017
Total Daya <i>Combined Cycle</i>	kWe	32017
<i>Heat Rate</i> dari <i>Combined Cycle</i>	BTU/kWhe	7323
Biaya Proyek	\$	\$ 30.797.000,00
Depresiasi (Depresiasi <i>Straight Line</i> : 10 tahun)		
Rate pajak tahunan	%	35%
Periode depresiasi	Tahun	10
Total pajak <i>shield</i> = Rate pajak x Biaya Proyek	\$	10.778.950,00
<i>Discount Rate</i> (Rate inflasi)	% per tahun	2%
PV dari depresiasi $PV(rate, nper, pmt)$	\$	\$ 9.682.283,47
Biaya Operasi dan Perawatan		
Biaya bahan bakar (gas alam)	\$/MMBTU	5,00
Biaya bahan bakar (gas alam)	\$/kWhe	0,03662
Biaya operasi dan perawatan	\$/kWhe	0,0080
Total bahan bakar + operasi dan perawatan	\$/kWhe	0,0446
Total bahan bakar + perawatan	\$/kWhe	0,04462
Biaya Operasi yang dikeluarkan (Tahunan)	\$	\$ 10.636.258,35
Umur/masa pakai pembangkit	Tahun	20
Faktor utilisasi pembangkit	%	85%
Total Biaya Operasi Pembangkit selama masa pakai = masa pakai x biaya operasi yang dikeluarkan	\$	\$ 212.725.166,93
Biaya Operasi PV umur pakai pembangkit = PV (Biaya total operasi selama masa pakai)	\$	\$ 173.918.069,39
Biaya Total PV pembangkit selama masa pakai = Proyek – Depresiasi + Operasi	\$	\$ 195.032.785,92
Total daya yang diproduksi selama masa pakai	kWhe	4.767.971.640,00
LCOE = Proyek – Depresiasi + Operasi dan Perawatan	\$/kWhe	0,0409

Gambar 8. Perhitungan LCOE [6]



Internal Rate of Return (IRR) dan Net Present Value (NPV)		
Asumsi		
Harga jual listrik	\$/kWh	0,06
Rate pajak	% per tahun	35%
Faktor Kapasitas Pembangkit	%	85%
Masa pakai Pembangkit	Tahun	20
Depresiasi <i>Time Frame</i> (10 Tahun <i>straight line</i>)	Tahun	10
Biaya Proyek (SRBC dengan LM2500 – PE)	\$	\$ 30.797.000,00
Free Cash Flow		
Revenue atau <i>Earnings</i> (penghasilan) tahunan untuk penjualan listrik	\$	\$ 14.303.914,92
Biaya Operasi Tahunan	\$	\$ 10.636.258,35
Depresiasi <i>Expenses</i> Tahunan	\$	\$ 3.079.700,00
Taxable income tahun 1 – 10 (<i>Revenue – Expenses – Depresiasi</i>)	\$	\$ 587.956,57
Pajak <i>Liability</i> tahun 1 – 10	\$	\$ 205.784,80
Cash Flow Tahunan Depresiasi	\$	\$ 382.171,77
Free Cash Flow = Revenue – Biaya Operasi – Pajak	\$	\$ 3.461.871,77
Taxable income tahun 11 – 20 (<i>Revenue – Expenses – Depresiasi</i>)	\$	\$ 3.667.656,57
Pajak <i>Liability</i> tahun 11 – 20	\$	\$ 1.283.679,80
Free Cash Flow Tahunan Tahun 11 – 20 (Setelah Pajak)	\$	\$ 2.383.976,77
PV untuk Perhitungan IRR = 0,0 (nilai target 0,0)		\$ 0,00
IRR		7,924%
<i>Interest Rate (Cost of Money)</i>		0,05
NPV		\$ 7.235.839,47

Gambar 9. Nilai NPV dan IRR [6]

Beberapa karakteristik dari sistem *sCO₂ Allam cycle* mengimplikasikan bahwa biaya modalnya akan setara atau lebih rendah daripada siklus *traditional mixed* atau fasilitas *pulverized coal*. Hal ini karena *heat recovery steam generator*, pipa uap utama, pemanasan ulang pipa uap, header uap, dan penyumbatan turbin uap tiga tahap akan dihilangkan dari sistem siklus gabungan oleh *Allam cycle*. Namun, sistem ini tidak terdiri dari komponen yang tidak ditemukan di pabrik siklus gabungan normal, seperti *heat exchanger* dan *air separation unit*. Penelitian biaya modal awal yang ditentukan dengan sistem gas alam NET Power menghabiskan biaya antara \$800 dan \$1000 per kW, sedangkan sistem batubara NET Power menghabiskan biaya antara \$1500 - \$1800 per kW [10].

Total biaya yang dihabiskan (*Total as-Spent Cost/TASC*) dinyatakan dalam beberapa tahun, nilai dolar pada tahun berjalan selama periode *expenditure* modal lima tahun. Demikian pula, biaya operasi dan pemeliharaan tetap dan variabel, serta biaya bahan bakar akan lebih rendah dibandingkan dengan siklus uap Rankine yang setara karena peningkatan jumlah energi yang dihasilkan. Jika dibandingkan dengan siklus uap Rankine, siklus *sCO₂* dapat mencapai efisiensi yang lebih besar dalam kisaran 3% - 4% dan menghasilkan pengurangan *Cost of Electricity* (COE) sekitar 4% - 6% [13]. Untuk mengetahui besarnya biaya pembangkit untuk menghasilkan listrik dengan menggunakan *sCO₂* dapat dilakukan analisis dengan menggunakan 3 metode, yaitu *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Net Present Value* (NPV).

LCOE adalah biaya minimum (\$/kWh) tenaga listrik dapat diproduksi. Oleh karena itu, untuk mendapatkan keuntungan, harga jual listrik harus melebihi nilai LCOE ini. Dengan menggunakan faktor kapasitas 85% dan proyek 20 tahun, dan memasukkan angka-angka yang ada ke dalam persamaan LCOE, maka dapat diperoleh perkiraan bahwa proyek akan menghasilkan 4.767.971.640 kWh "Produksi Listrik Seumur Hidup". Ketika dilakukan perhitungan, diperoleh nilai LCOE sebesar \$0,0409/kWh [6]. IRR adalah suatu perhitungan yang digunakan untuk membantu investor menentukan apakah suatu proyek layak secara ekonomi. Ini adalah nilai ambang batas untuk suku bunga. Jika suku bunga di bawah nilai IRR maka proyek tersebut dapat memiliki tingkat pengembalian yang positif. Model keuangan mengharuskan arus kas bebas (FCF) dihasilkan untuk setiap periode (tahun dalam contoh ini), yang memungkinkan perhitungan IRR yang diproyeksikan sebesar \$ 0,0409 / kWh seperti yang ditunjukkan pada Gambar 10. Dengan asumsi proyek akan menghasilkan \$0,06/kWh listrik, pendapatan tahunannya adalah \$14.303.900. Biaya operasional sebesar \$10.636.258 yang diperoleh dari perhitungan LCOE. Sehingga, ketika suku bunga di bawah 7,92%, maka proyek ini dapat dikatakan layak. Dengan kata lain, selama biaya modal di bawah 7,93%, proyek yang diusulkan

akan menghasilkan keuntungan finansial yang positif. Lalu, untuk mengukur pengembalian tersebut, maka diperlukan perhitungan NPV. Perhitungan NPV dapat terlihat pada Gambar 11. Dengan mengasumsikan biaya modal rata-rata proyek adalah 5.0% dan nilai FCF yang sama seperti sebelumnya, maka diperoleh nilai NPV sebesar \$7.235.839 (dalam dolar hari ini). Hal ini berarti selain mendapatkan kembali investasi awal, maka akan diperoleh \$7,2 juta dalam bentuk benefit PV selama 20 tahun masa proyek, setelah disesuaikan dengan biaya pendanaan proyek di awal [6].

3.4. Studi Kasus

Allam dan rekannya telah melakukan penelitian ekstensif tentang *power cycle* direct sCO₂. NET Power, 8 Rivers Capital, dan kolaborator mereka juga secara agresif mengejar komersialisasi teknologi ini, dan sedang membangun pembangkit listrik percontohan 25 MWe di Laporte, Texas. Tim NET Power telah berhasil merancang dan mendemonstrasikan pembangkit listrik komersial berbahan bakar gas alam dengan *Allam cycle* sebesar 300 MWe pada tahun 2021. Proyek ini merupakan kolaborasi antara beberapa perusahaan, yaitu NET Power, CB&I, 8 Rivers, Toshiba, Exelon, dan Heatric. Peralatan yang digunakan dalam uji coba dan demonstrasi *Allam cycle* adalah peralatan yang telah diuji dan digunakan dalam industri energi, petrokimia, atau minyak dan gas [5].



Gambar 10. Konsep Desain Pembangkit 300 MWe oleh Net Power [14]

Total area yang digunakan untuk pembangkit listrik adalah 3,24 - 5,38 hektar, dengan pembangkit listrik *Allam cycle* menggunakan area seluas 1,74 hektar, sistem pendingin menggunakan area seluas 0,09 - 1,29 hektar, dan air separation unit menggunakan area seluas 1,41 - 2,35 hektar. Total output atau produk sampingan dari pembangkit listrik ini akan disalurkan melalui pipa sehingga gas tidak akan dilepaskan ke atmosfer dan akan disimpan dan siap untuk dijual ke industri-industri penting. Penggunaan lahan 40% lebih sedikit dibandingkan dengan pembangkit listrik tenaga gas alam dengan kapasitas yang sama. Tabel 5 berikut menggambarkan data kinerja dari pembangkit listrik dengan input/output 550 MWth/284 MWe, dengan asumsi faktor kapasitas 92,5% dan *air separation unit* (ASU) 3.833 ton per hari pengaturan pompa LOX dengan asumsi faktor kapasitas 98% [9].

Tabel 5. Data Kinerja dari Pembangkit Listrik Net Power 550 MWth/284 Mwe [9]

Input	Output
<ul style="list-style-type: none"> Bahan Bakar = 55,327 Nm³/jam pada Tekanan 20 - 100 bar O₂ = 111,718 Nm³/jam (~3,833 tpd), (99,5% purity) 	<ul style="list-style-type: none"> Listrik = 283,721 kW CO₂ = 864.000 ton/tahun, (97-99,99% purity) Ar = 65.000 ton/tahun, (99,99% purity) N₂ = 4,6 MM ton/tahun, (98,6-99,99% purity) H₂O = 1,07 MM m³/tahun, (99,99% purity)

IV. KESIMPULAN

Kesimpulan pada penelitian ini antara lain :

1. Penelitian ini membahas kinerja dari dua konfigurasi *Allam cycle*, yang menggunakan gas dan batubara sebagai bahan bakar. Data yang digunakan adalah data dari aspek teknis dan ekonomi dari dua jenis *Allam cycle* bersama dengan beberapa data dari siklus rankine tenaga uap yang setara.
2. Desain dan pengoperasian *Allam cycle* menggunakan *working fluid* berupa sCO₂ (*supercritical CO₂*). sCO₂ memiliki densitas daya tinggi, tekanan tinggi, dan sifat viskositas rendah yang menyebabkan komponen-komponennya jauh lebih kecil dibandingkan dengan sistem tenaga uap atau turbin gas.
3. *Allam cycle* berbahan bakar gas alam memiliki efisiensi bersih HHV dan LHV masing-masing sebesar 53,17% dan 58,90%. Untuk *Allam cycle* berbahan bakar batubara, efisiensi bersih HHV dan LHV yang diperoleh masing-masing sebesar 48,88% dan 51,44%. Hasil ini menunjukkan bahwa efisiensi keduanya dapat bersaing dengan teknologi *Natural Gas Combined Cycle* (NGCC) untuk *Allam cycle* berbahan bakar gas.



4. Siklus sCO_2 dapat mencapai efisiensi yang lebih besar dalam kisaran 3% - 4% dan menghasilkan pengurangan *Cost of Electricity* (COE) sekitar 4% - 6% apabila dibandingkan dengan siklus uap Rankine. Dari analisis ekonomi menunjukkan bahwa LCOE adalah \$ 0,0409/kWhe. Biaya listrik ini jauh di bawah harga pasar listrik di sebagian besar sehingga proyek ini layak dalam hal biaya listrik. Nilai IRR yang diperoleh adalah sebesar 7,92%, yang berarti bahwa biaya modal di bawah 7,92%, proyek yang diusulkan akan menghasilkan keuntungan finansial yang positif. Selain itu, diperoleh nilai NPV sebesar \$7.235.839 (dalam dolar hari ini). Hal ini berarti selain mendapatkan kembali investasi awal, maka akan diperoleh \$7,2 juta dalam bentuk benefit PV selama 20 tahun masa proyek.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] I. E. Agency, "Global Energy Review : CO₂ Emissions in 2021," 2021.
- [2] T. A. Bustomi and P. Kuntoro, "TEKNOLOGI CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS) SYSTEM DENGAN MENGGUNAKAN METODE PERANCANGAN PINCH," Institut Teknologi Sepuluh November, 2017.
- [3] T. Laconde, "Carbon Capture and Sequestration : a solution that is struggling to materialise," 2018.
- [4] Q. Zhu, "Power generation from coal using supercritical CO₂ cycle Power generation from coal using supercritical CO₂ cycle," *IEA Clean Coal Cent.*, no. December, 2017.
- [5] R. Allam *et al.*, "Demonstration of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture," *Energy Procedia*, vol. 114, no. November 2016, pp. 5948–5966, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1731.
- [6] K. Brun, P. Friedman, and R. Dennis, *Fundamentals and Applications of Supercritical Carbon Dioxide (sCO₂) Based Power Cycles*, vol. 21, no. 1. 2017. [Online]. Available: <http://journal.um-surabaya.ac.id/index.php/JKM/article/view/2203>
- [7] Y. Liu, Y. Wang, and D. Huang, "Supercritical CO₂ Brayton cycle: A state-of-the-art review," *Energy*, vol. 189, p. 115900, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.115900.
- [8] X. Lu, B. Forrest, S. Martin, J. Fetvedt, M. Mcgroddy, and D. Freed, "INTEGRATION AND OPTIMIZATION OF COAL GASIFICATION SYSTEMS WITH A NEARZERO EMISSIONS SUPERCRITICAL CARBON DIOXIDE POWER CYCLE," pp. 1–9, 2017.
- [9] "NET Power Performance Data." p. 27701. [Online]. Available: <https://netpower.com/>
- [10] R. J. Allam *et al.*, "High efficiency and low cost of electricity generation from fossil fuels while eliminating atmospheric emissions, including carbon dioxide," *Energy Procedia*, vol. 37, pp. 1135–1149, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.05.211.
- [11] P. Nikolai, B. Rabiyyat, A. Aslan, and A. Ilmutdin, *Supercritical CO₂: Properties and Technological Applications - A Review*, no. July. 2019. doi: 10.1007/s11630-019-1118-4.
- [12] N. T. Weiland and C. W. White, "PERFORMANCE AND COST ASSESSMENT OF A NATURAL GAS-FUELED DIRECT sCO_2 POWER PLANT," 2019.
- [13] D. Thanganadar, F. Asfand, K. Patchigolla, and P. Turner, "Techno-economic analysis of supercritical carbon dioxide cycle integrated with coal-fired power plant," *Energy Convers. Manag.*, vol. 242, no. December 2020, p. 114294, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114294.
- [14] S. Martin *et al.*, "Progress Update on the Allam Cycle: Commercialization of Net Power and the Net Power Demonstration Facility," *SSRN Electron. J.*, no. October, pp. 1–14, 2020, doi: 10.2139/ssrn.3366370.