

Research Article

Studi Analisa Dekarbonisasi Pengembangan Sektor Ketenagalistrikan Pada Sistem Sulawesi Bagian Selatan

Qorry Angga Ramadhany¹, Atok Setiyawan²

1. Teknik Mesin FTIRS, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Indonesia; qorry.angga@gmail.com
2. Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Indonesia; atok_s@me.its.ac.id

Corresponding Author, Email: qorry.angga@gmail.com (Author's Name)

Abstrak

Degradasi lingkungan akibat emisi gas rumah kaca (GRK) dari sektor ketenagalistrikan menjadi tantangan besar bagi Indonesia, seiring dengan pertumbuhan kebutuhan listrik yang terus meningkat. Penelitian ini menganalisis upaya dekarbonisasi sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan, dengan fokus pada pengurangan emisi CO₂ dan dampaknya terhadap biaya pokok penyediaan tenaga listrik (BPP). Dua skenario utama yang dibandingkan dengan skenario Business as Usual (BaU) dalam RUPTL (2021-2030) adalah: (i) substitusi bahan bakar/Co-firing dan energi terbarukan (EBT) (Moderat), serta (ii) penerapan Co-firing, EBT, dan Carbon Capture and Storage (CCS) pada pembangkit fosil (Ekstrem). Analisis dilakukan untuk periode 2022-2030, berdasarkan rencana penambahan pembangkit yang tercantum dalam RUPTL. Hasilnya, skenario Moderat dapat mengurangi emisi CO₂ sebesar 26,4% (15,3 juta ton CO₂), sementara skenario Ekstrem mampu menurunkan emisi hingga 56,67%. Implementasi CCS pada PLTU dan PLTGU berpotensi menurunkan emisi CO₂ hingga 86%. Temuan ini menjadi acuan penting untuk mencapai target penurunan emisi GRK nasional.

Kata kunci: Dekarbonisasi; Skenario; Operasi Sistem; Emisi GRK; Biaya Pokok Produksi (BPP)

PENDAHULUAN

Degradasi lingkungan akibat peningkatan Gas Rumah Kaca (GRK), khususnya Karbon Dioksida (CO₂), menjadi ancaman serius bagi kehidupan di Bumi, dengan konsentrasi CO₂ di atmosfer yang mencapai 424 ppm pada November 2024 dan suhu global meningkat sekitar 1,4 derajat Fahrenheit sejak 1880 (Atasoy, 2017; Destek & Sarkodie, 2019; Raupach et al., 2007). Di Indonesia, sektor ketenagalistrikan merupakan salah satu penyumbang terbesar emisi GRK, terutama karena ketergantungan yang tinggi terhadap energi fosil. Pada tahun 2023, konsumsi energi fosil yang dominan sebesar 4,32 Exajoule menghasilkan 701,4 juta ton CO₂, meningkat 37% dari tahun 2013 (The Energy Institute, 2024). Sektor ini sangat penting untuk diperhatikan, mengingat kontribusinya terhadap degradasi lingkungan dan tujuan nasional untuk mengurangi emisi.

Pemilihan sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan dalam penelitian ini didasarkan pada karakteristik yang sangat relevan dengan tantangan dekarbonisasi yang dihadapi Indonesia. Pada tahun 2024, sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan menyuplai sekitar 12.600 GWh listrik, dengan sebagian besar pasokan berasal dari pembangkit berbahan bakar fosil seperti batubara, HSD/MFO, dan gas (PLN, 2024). Total emisi CO₂ yang dihasilkan oleh pembangkit batubara dan HSD/MFO mencapai 3.500 Gg.CO₂, yang mencerminkan ketergantungan yang tinggi pada energi fosil dan kebutuhan mendesak untuk melakukan transisi energi yang lebih bersih. Meskipun Sulawesi Bagian Selatan memiliki potensi untuk mengembangkan sumber energi terbarukan, ketergantungan pada pembangkit batubara dan BBM menyoroti tantangan besar dalam mengurangi emisi dan mempercepat adopsi energi terbarukan di wilayah ini.

Keputusan untuk meneliti sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan sangat penting, mengingat kebijakan energi nasional yang berfokus pada pengurangan ketergantungan terhadap energi fosil dan transisi menuju energi terbarukan. Pemerintah Indonesia melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 berkomitmen untuk mempercepat transisi energi menuju Net Zero Emission (NZE) dan mengurangi emisi GRK sebesar 29% pada tahun 2030 sesuai dengan target dalam Undang-Undang No. 16 Tahun 2016 tentang Persetujuan Paris. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030 juga telah dirancang untuk mendukung bauran energi yang lebih berkelanjutan dengan mengutamakan efisiensi sistem ketenagalistrikan dan peningkatan penggunaan energi terbarukan. Namun, realisasinya masih menghadapi berbagai tantangan, terutama dalam mengurangi ketergantungan pada energi fosil di daerah-daerah tertentu, termasuk Sulawesi Bagian Selatan.

Sektor ketenagalistrikan di Sulawesi Bagian Selatan berpotensi mengadopsi teknologi dekarbonisasi melalui penggantian bahan bakar fosil dengan energi terbarukan dan teknologi hibrida seperti co-firing biomassa dan penggunaan gas alam cair (LNG) sebagai pengganti HSD/MFO (Sun & Wei, 2023; Wang et al., 2011). Penelitian yang dilakukan oleh (McFarlan, 2020) juga menunjukkan bahwa substitusi LNG dapat secara signifikan mengurangi emisi CO₂ di pembangkit listrik, menawarkan solusi transisi yang lebih bersih dan ramah lingkungan. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis skenario dekarbonisasi yang dapat diterapkan pada

sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan, guna mengevaluasi potensi pengurangan emisi CO₂ dan dampaknya terhadap biaya pokok penyediaan tenaga listrik (BPP), dengan mempertimbangkan perencanaan infrastruktur dan proyeksi kebutuhan listrik yang tercantum dalam RUPTL. Melalui penelitian ini, diharapkan dapat memberikan kontribusi strategis dalam merumuskan kebijakan energi yang lebih efisien dan berkelanjutan, mendukung upaya pencapaian target pengurangan emisi GRK nasional, dan mempercepat transisi energi di wilayah Sulawesi Bagian Selatan yang memiliki potensi besar untuk penerapan energi terbarukan.

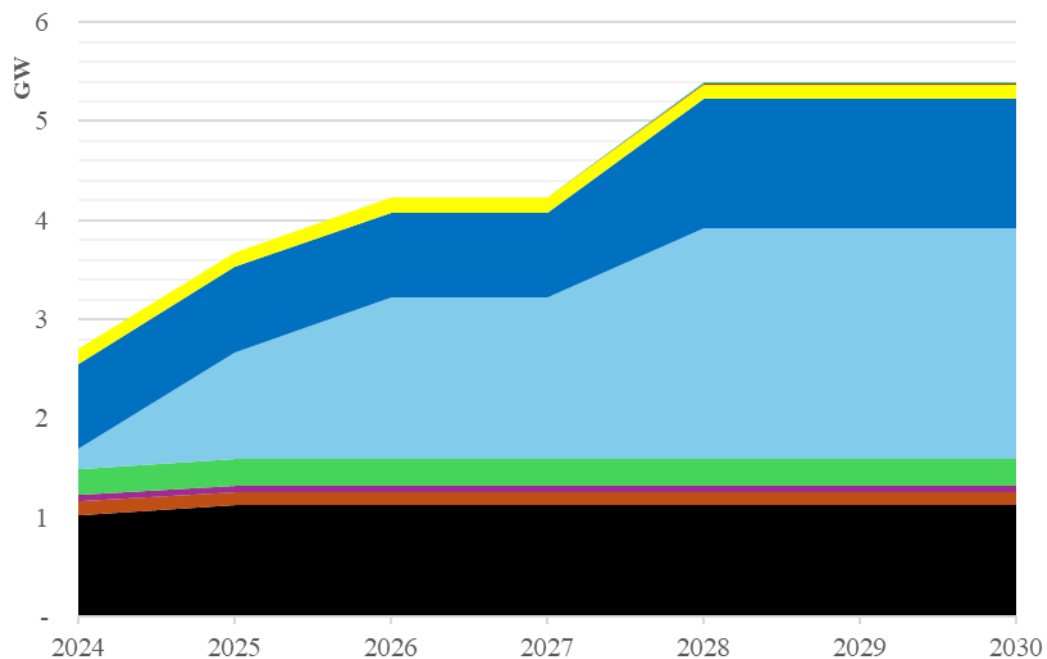
METODE PENELITIAN

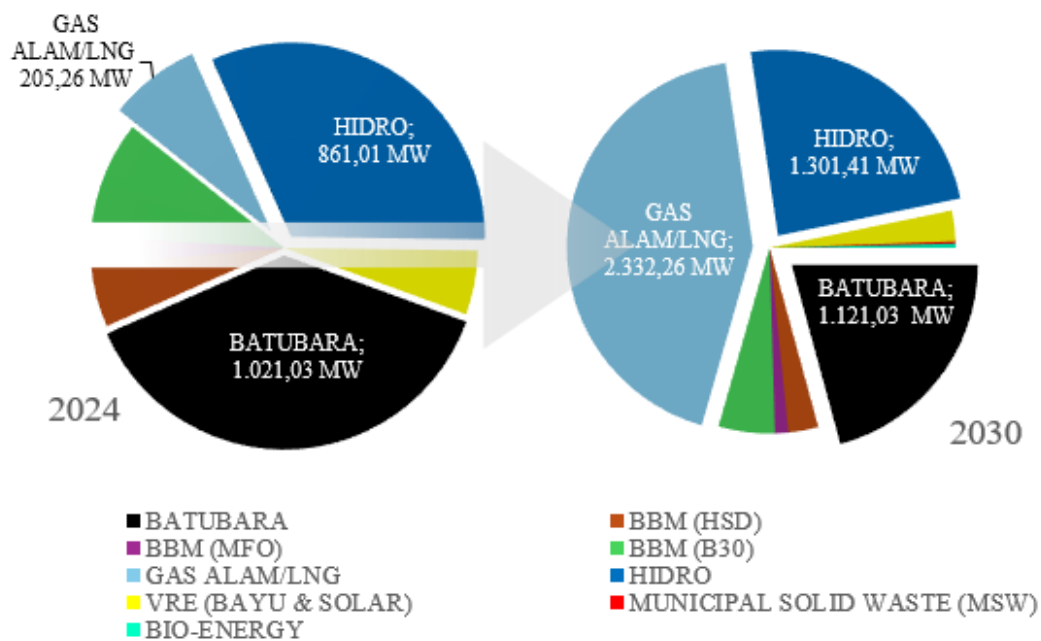
Penelitian ini menggunakan pendekatan analisis berbasis skenario untuk dekarbonisasi sektor ketenagalistrikan pada sistem Sulawesi Bagian Selatan. Metodologi penelitian terdiri dari tujuh langkah utama. Pertama ialah **Persiapan & Studi Literatur**: Tahap awal melibatkan pengumpulan data dan studi literatur yang relevan, termasuk Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030, draf RUPTL 2025-2034, pedoman perhitungan emisi GRK (Gas Rumah Kaca) dari Kementerian ESDM, dan pedoman IPCC untuk inventarisasi GRK. **Penentuan Objek Penelitian**: Sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan yang dikelola oleh PT PLN (Persero) ditetapkan sebagai objek analisis. Sistem ini mencakup berbagai pembangkit listrik yang terhubung dalam infrastruktur transmisi tertutup. 3). **Prognosa dan Analisa Supply-Demand Sistem 2025-2030**: Melakukan proyeksi kebutuhan pasokan dan permintaan listrik hingga tahun 2030 untuk sistem Sulawesi Bagian Selatan. 4). **Penentuan Skenario Dekarbonisasi**: Merumuskan skenario dekarbonisasi berdasarkan acuan faktor emisi energi primer untuk pembangkit listrik, termasuk mempertimbangkan faktor emisi dari berbagai jenis bahan bakar. Dari kondisi Baseline pada tahun 2021-2030, dalam tabel 1 Berikut, dipresentasikan besaran Daya Mampu pembangkit sebagai bentuk pengembangan Sistem, dan dari data ini juga akan ditentukan Skema/Skenario Upaya Dekarbonisasi.

Tabel 1. Proyeksi Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik Berdasarkan Energi Primer Tahun 2024–2030 (dalam MW)

ENRGI PRIMER	KAPASITAS TERPSANG (MW)						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BATUBARA	1.021,03	1.121,03	1.121,03	1.121,03	1.121,03	1.121,03	1.121,03
BBM (HSD)	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60
BBM (MFO)	62,20	62,20	62,20	62,20	62,20	62,20	62,20
BBM (B30)	263,86	263,86	263,86	263,86	263,86	263,86	263,86
GAS ALAM/LNG	205,26	1.082,26	1.632,26	1.632,26	2.332,26	2.332,26	2.332,26
HIDRO	861,01	861,01	861,01	861,01	1.301,41	1.301,41	1.301,41
VRE (BAYU & SOLAR)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
MUNICIPAL SOLID WASTE	-	-	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
BIO-ENERGY	-	-	-	-	20,00	20,00	20,00
TOTAL	2.697,96	3.674,96	4.234,96	4.234,96	5.395,36	5.395,36	5.395,36

Tabel 1, membandingkan komposisi kapasitas pembangkitan listrik (dalam MW) di Kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan antara tahun 2024 dan 2030. Perubahan komposisi ini mengindikasikan strategi pengembangan sektor ketenagalistrikan dalam periode tersebut. Pengembangan ini merupakan simpulan data yang diperoleh pada Dokumen RUPTL 2021-2030 dan penyesuaian penambahan pembangkit yang dirumuskan dalam Draft RUPTL 2025-2034. Dengan asumsi bahwa semua pembangkit dapat merialisasikan Milestone COD secara tepat waktu.





Gambar 1. Grafik Bauran Energi Primer pada Pembangkit Terpasang pada Sistem 2025-2030

Mempertimbangkan a). Bauran Energi Primer pada Pembangkit Terpasang pada Sistem 2025-2030, dimana Batubara dan Gas Alam/LNG menjadi sumber energi primer utama pada Sistem Pembangkitan Sulawesi Bagian Selatan sehingga terdapat potensi besar adanya Emisi CO₂ yang dihasilkan dari kedua Bahan bakar tersebut b). Adanya penambahan Pembangkit Gas pada Sistem serta c). Keterbatasan sumber Gas Alam/LNG sehingga terdapat beberapa Pembangkit Gas yang masih menggunakan BBM dan berpotensi sama terhadap pembangkit-pembangkit Gas yang akan dibangun.

Dengan pertimbangan tersebut, dirumuskan Skenario Dekarbonisasi Pengembangan Sektor Ketenagalistrikan pada Sistem Sulawesi Bagian Selatan yang dipresentasikan pada Tabel 2.

Tabel 2. Deskripsi Skenario Moderate dan Extreme dalam Strategi Transisi Energi pada Pembangkit Listrik

Skenario Moderate	Skenario ini merupakan penerapan Substitusi
Substitusi Bahan Bakar/Co-Firing dan EBT	HSD/MFO serta Bio-Diesel menjadi Bio-Diesel dengan penambahan %FAME per

	Tahunnya pada PLTD, Substitusi HSD menjadi Gas Alam/LNG pada PLTMG/G serta penambahan %Biomassa pada PLTU.
Skenario Extreme	Skenario ini merupakan penerapan Skenario Penerapan CCSU pada PLTU Moderat dengan tambahan penerapan CCS/U dan PLTGU/G pada PLTU dan PLTG/GU

Pengaturan Data, seperti Pola Operasi Pembangkit: Menentukan kombinasi pola operasi setiap pembangkit berdasarkan total permintaan listrik yang diproyeksikan, dengan prioritas operasi mengikuti *Merit Order* (PLT Hidro, PLT VRE, PLTU, PLT Gas, dan PLT BBM/MFO). **Properti Bahan Bakar:** Menentukan properti dan sumber energi primer/bahan bakar yang digunakan. **Perhitungan Inventarisasi Nilai Karbon:** Menghitung emisi karbon dalam Gg.CO₂ dan biaya pokok penyediaan (BPP) listrik untuk setiap skenario yang telah ditentukan. Perhitungan emisi GRK dilakukan menggunakan persamaan $E = DA \times FE$ (Emisi = Data Aktivitas x Faktor Emisi) sesuai dengan "2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories" (Tier-2 Metode-1), serta mempertimbangkan data Specific Fuel Consumption (SFC) pembangkit. Dimana, Co-Firing menyebabkan adanya penurunan Efisiensi Boiler yang relatif tidak Signifikan (De & Assadi, 2009), Pada Operasi Co-Firing, terdapat asumsi penurunan Efisiensi Boiler sebesar 0,5%-2% karena adanya penurunan kualitas Bahan Bakar Penurunan Kualitas Bahan Bakar ini berdampak pada proses pembakaran. Indikator Kualitas Bahan Bakar yang dimaksudkan adalah %Water Contain, Chipped Sizing, Ash Contain dan Lain-lain, hal ini kemudian akan berdampak pada Specific Fuel Consumption (SFC), sehingga jumlah kebutuhan bahan bakar secara teoritis akan meningkat.

Penurunan ini terjadi karena CCS-Post-Combustion Capture menangkap Karbon sebanyak 90% dari Total Perhitungan Produksi Emisi CO₂, akan tetapi menurunkan Nett Efisiensi Pembangkit hingga 10% (Predovan & Blecich, 2021). Penurunan Efisiensi ini terjadi karena peningkatan pemakaian Daya untuk Kebutuhan Peralatan CCS dari Sistem PS (Pemakaian Sendiri) pembangkit. Terakhir ialah **Penyelesaian (Analisis, Pembahasan, dan Kesimpulan):** Tahap akhir

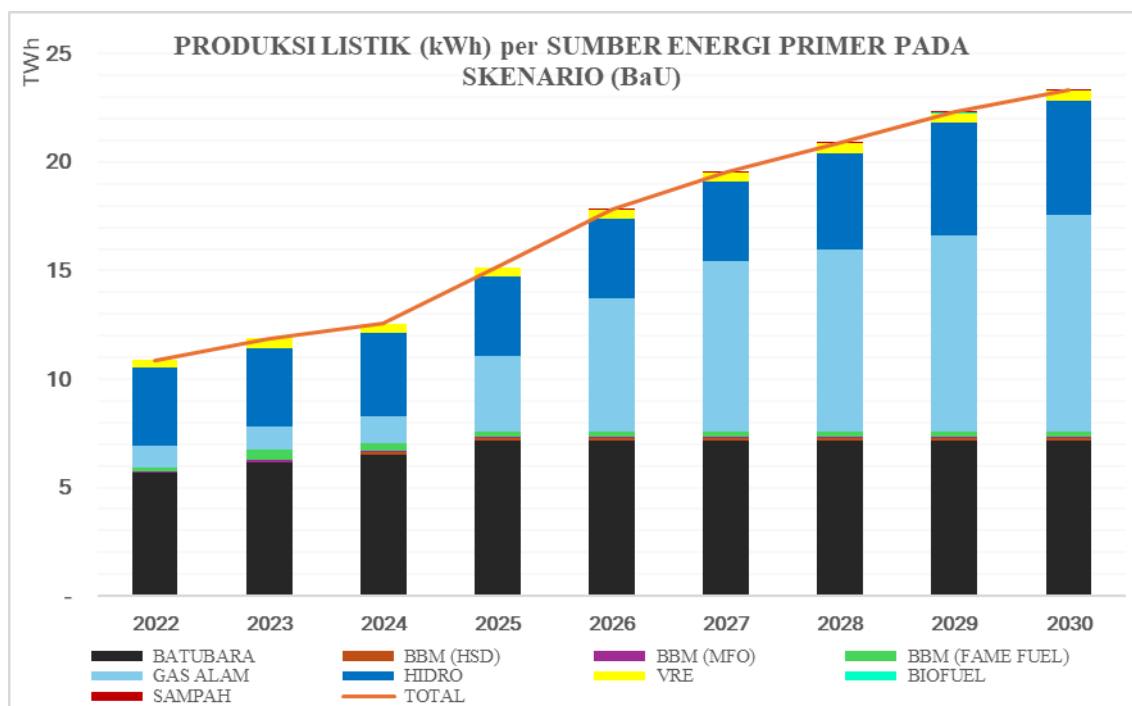
melibatkan pencatatan hasil emisi karbon dan BPP per pembangkit per tahun, penyajian data dalam bentuk grafik untuk analisis perbandingan antar skenario, serta pembahasan dan penarikan kesimpulan berdasarkan temuan penelitian dan studi literatur.

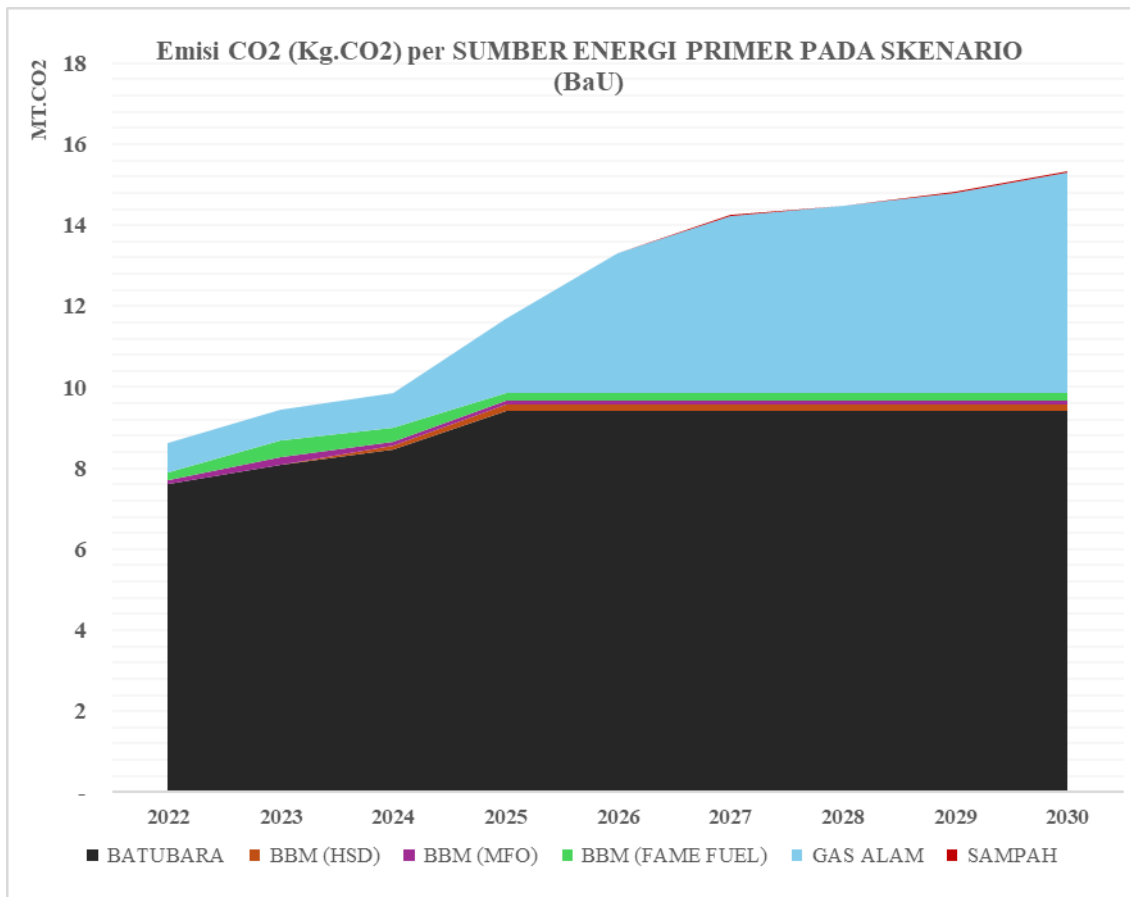
HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Dalam Bab ini, Hasil Penelitian; 1) Hasil Inventarisasi Karbon pada tiap Skenario akan dianalisa dan dibahas berdasarkan literatur yang didapatkan. Adapun untuk data hasil penelitian, merupakan contoh perhitungan yang dilakukan berdasarkan data-data Input Setting yang telah ditentukan pada Metodologi, seperti Jumlah Produksi Listrik, SFC, Properties Bahan Bakar, Ketersediaan Bahan Bakar, Harga-harga Komponen pembentuk Biaya Pokok Produksi dan lain-lain.

Analisa Individual Hasil Inventarisasi Karbon

Berikut merupakan hasil perhitungan Operasi Pembangkit pada Sistem Grid Sulawesi Bagian Selatan dan hasil Inventarisasi Emisi Karbon pada Operasi Business as Usual;





Grafik 1. Data Operasi Pembangkit dengan Skema BaU

Grafik 1 menyajikan proyeksi produksi listrik di Sistem Grid Sulawesi Bagian Selatan dari tahun 2022 hingga 2030, berdasarkan skenario *Business as Usual* (BaU). Data dipisahkan berdasarkan sumber energi primer.

Dalam konteks energi terbarukan, dapat direpresentasi bahwa Pembangkit dengan Sumber Energi Hidro menjadi sumber energi terbarukan yang menjadi tulang punggung dalam sistem kelistrikan karena karakteristik dispatchable-nya (dapat diatur produksinya). Dari grafik, kontribusi HIDRO tampak stabil atau sedikit meningkat secara absolut dari 2022 hingga 2030. Namun, secara proporsional terhadap total produksi, porsinya mengalami penurunan relatif karena pertumbuhan total beban listrik yang lebih cepat. VRE (*Variable Renewable Energy* seperti Surya (PLTS) dan Angin (PLTB), memiliki Kontribusi yang terlihat meningkat secara bertahap dan konsisten dari tahun ke tahun. Ini menunjukkan adanya upaya untuk mengintegrasikan kapasitas VRE ke dalam sistem, yang merupakan tren global dalam transisi energi. Peningkatan ini penting untuk diversifikasi bauran energi dan

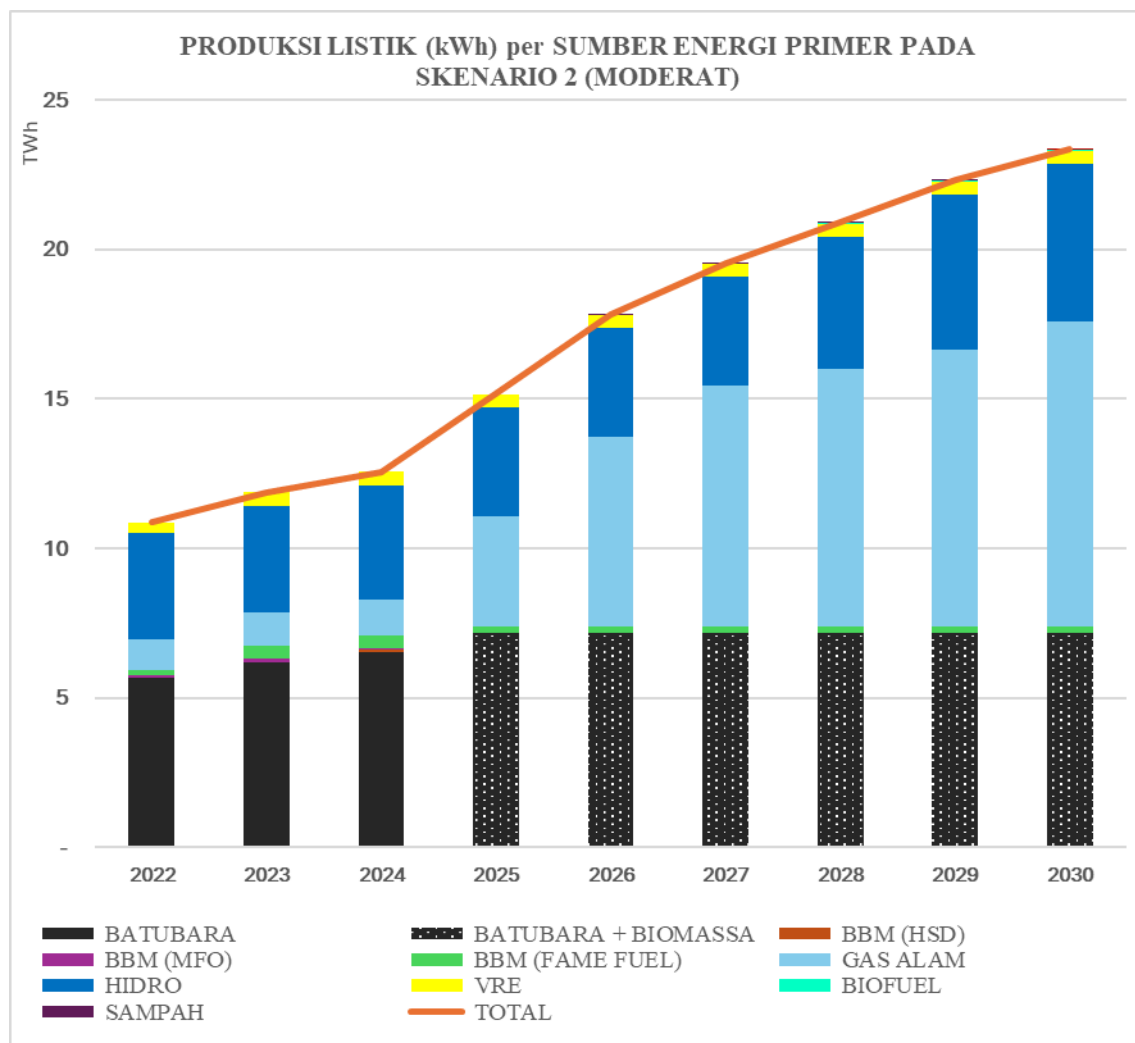
pengurangan emisi. Kontribusi BIOFUEL terlihat sangat kecil atau bahkan hampir tidak terlihat dalam skala grafik ini. Ini menunjukkan bahwa perannya dalam bauran energi primer di sistem ini masih sangat marginal dalam skenario BaU.

Dalam Pengamatan Pembangkit Fossil, Batubara mendominasi bauran energi primer di awal periode dan terus menunjukkan kontribusi yang sangat signifikan sepanjang proyeksi hingga 2030. Meskipun ada peningkatan total produksi, porsi batubara tetap menjadi mayoritas. Dominasi batubara mengindikasikan bahwa skenario BaU ini masih sangat bergantung pada energi fosil, yang berimplikasi pada tingginya emisi karbon. Kontribusi gas alam juga cukup substansial dan cenderung stabil dan meningkat. Gas alam sering dianggap sebagai energi transisi karena emisinya lebih rendah daripada batubara, tetapi tetap merupakan sumber fosil. Kontribusi dari jenis Bahan Bakar Minyak (HSD, MFO) ini terlihat relatif kecil dibandingkan batubara dan gas alam, seringkali digunakan sebagai pembangkit peaker atau cadangan. Terdapat Kontribusi Pembangkit yang bersumber dari Konversi Energi Pembakaran Sampah, namun kontribusinya juga relatif minim.

Hasil grafik secara jelas menunjukkan bahwa Batubara (*black segment*) adalah kontributor emisi CO₂ terbesar dan paling dominan sepanjang periode proyeksi. Emisi dari batubara konsisten berada di level tertinggi, mencerminkan ketergantungan yang kuat pada pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) batubara dalam sistem grid ini. Tren emisi CO₂ total (ditunjukkan oleh puncak area grafik) menunjukkan peningkatan yang substansial dan linear dari sekitar 8.5 Billions Kg.CO₂ pada tahun 2022 menjadi lebih dari 15 Billions Kg.CO₂ pada tahun 2030. Peningkatan ini sejalan dengan pertumbuhan permintaan energi yang diasumsikan dalam skenario BaU dan dominasi bahan bakar fosil, khususnya batubara.

Gas alam (*light blue segment*) menempati posisi kedua sebagai penyumbang emisi. Meskipun emisinya lebih rendah per unit energi dibandingkan batubara, kontribusinya terlihat meningkat secara signifikan mulai sekitar tahun 2025/2026, yang mengindikasikan ekspansi kapasitas pembangkit gas alam atau peningkatan utilization factor-nya. Gas alam, meskipun merupakan jembatan transisi yang lebih bersih dari batubara, tetap menghasilkan emisi CO₂.

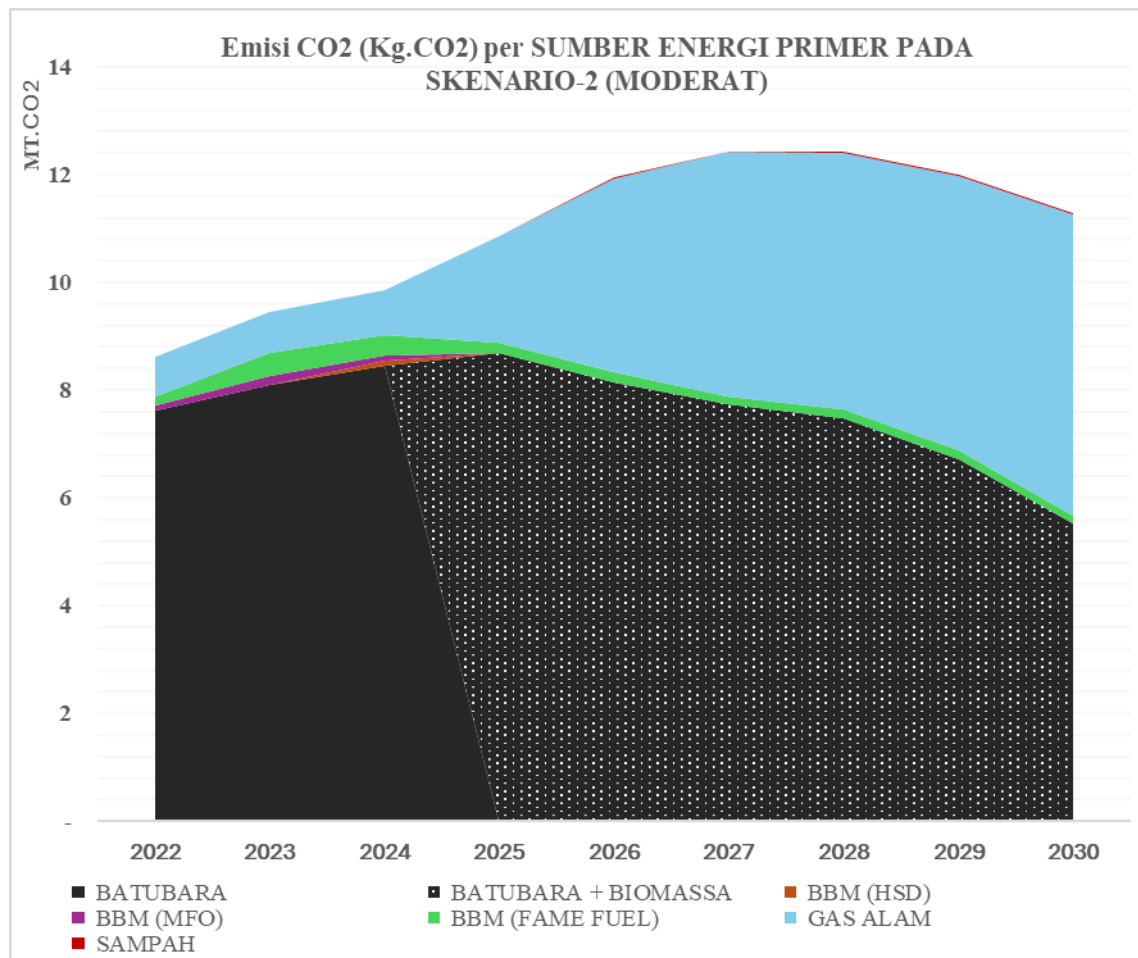
Berikut merupakan hasil perhitungan Operasi Pembangkit pada Sistem Grid Sulawesi Bagian Selatan dan hasil Inventarisasi Emisi Karbon pada Operasi Moderate, dimana PLTU Beroperasi dengan Co-Firing Biomassa secara bertahap, PLTD Co-Firing BioFuel (FAME) secara bertahap dan Substitusi penggunaan HSD dan MFO menjadi Gas Alam dan Co-Firing BioFuel (FAME);



Grafik 2. Data Operasi Pembangkit dengan Skenario Moderat

Perubahan paling signifikan dalam skenario ini adalah adanya segmen BATUBARA + BIOMASSA (Dark White Dotted Segment). Ini menunjukkan transisi dari batubara murni ke praktik co-firing biomassa di PLTU. Selain itu, terdapat pengurangan signifikan pada kontribusi BBM (HSD dan MFO), yang secara bertahap digantikan oleh penggunaan BioFuel (Biosolar/FAME Mixture) dan Gas Alam (light

blue segment). Secara umum jumlah Produksi Listrik pada Skema Bau dan Skenario Moderat adalah sama.

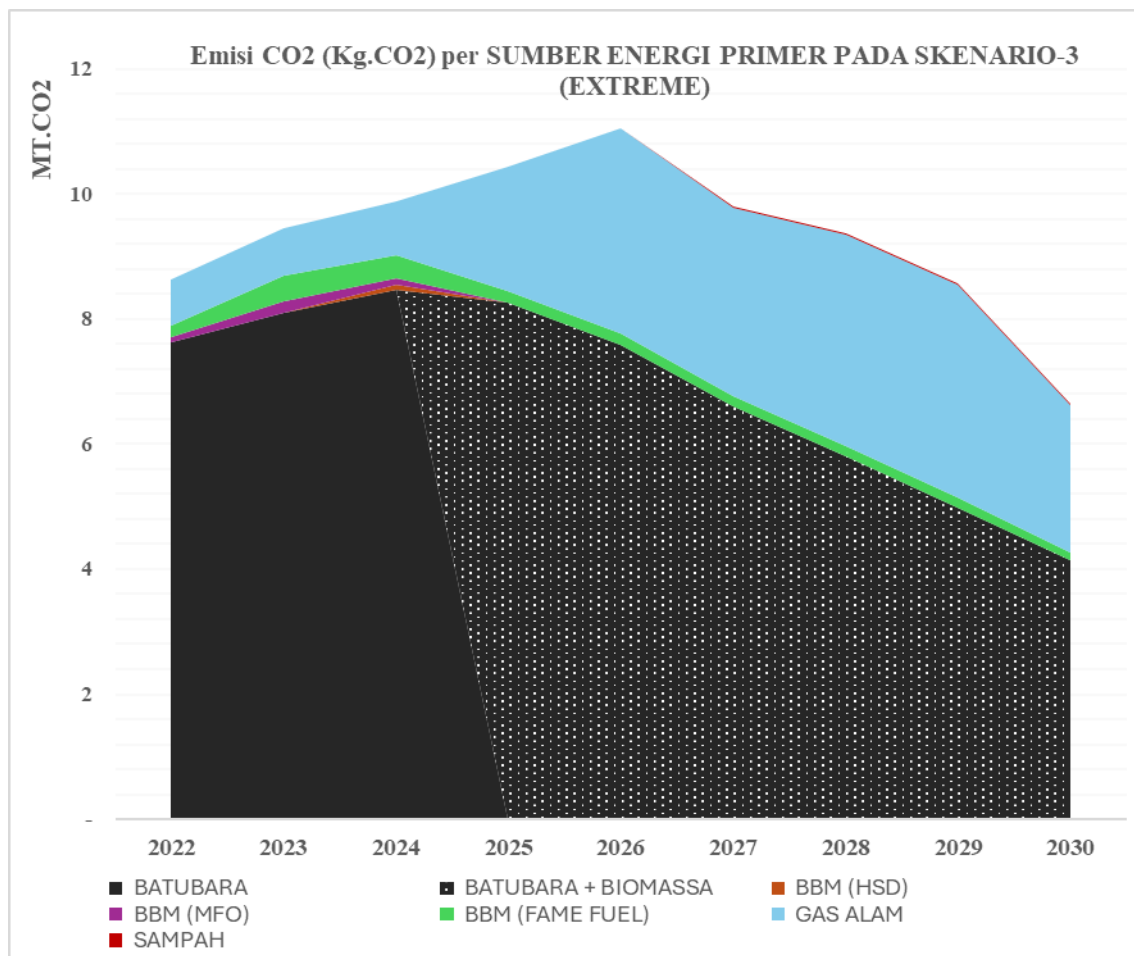


Grafik 3. Emisi Karbon dari Operasi Pembangkit dengan Skema Moderat

Profil emisi CO₂ mencerminkan perubahan dalam bauran produksi. Emisi total sistem menunjukkan peningkatan awal dan kemudian stabilisasi atau sedikit penurunan menuju akhir periode. Emisi total meningkat dari 8.623.506.958,07 Kg.CO₂ pada 2022 menjadi puncak 11.884.941.333,13 Kg.CO₂ pada 2029, sebelum sedikit turun ke 11.205.206.513,01 Kg.CO₂ pada 2030. Porsi emisi dari BATUBARA murni turun drastis (menjadi nol setelah 2024), namun digantikan oleh emisi dari BATUBARA + BIOMASSA, yang masih menjadi emiter CO₂ terbesar (mencapai sekitar 7.7 Billions Kg.CO₂ pada puncaknya). Peningkatan emisi dari GAS ALAM (dari 704.041.843,11 Kg.CO₂ pada 2022 menjadi 5.602.780.272,21 Kg.CO₂ pada 2030) mengkompensasi sebagian besar pengurangan emisi dari transisi batubara murni,

yang mengindikasikan bahwa gas alam, meskipun lebih bersih dari batubara, masih berkontribusi signifikan terhadap Emisi karbon sistem. Sumber energi terbarukan (HIDRO, VRE, BIOFUEL, SAMPAH) menunjukkan emisi operasional nol atau mendekati nol, menegaskan peran pentingnya dalam upaya dekarbonisasi.

Berikut merupakan hasil Inventarisasi Emisi Karbon pada Operasi Extreme, dimana operasi pembangkit identik dengan Pola Operasi pada Skema Moderat, akan tetapi terdapat penambahan Implementansi Operasi CCS/US pada beberapa PLTU dan PLTGU;



Grafik 4. Emisi Karbon dari Operasi Pembangkit dengan Skema Extreme

Ditunjukkan bahwa Total CO₂ mulai dari 8.623.506.919,07 Kg.CO₂ pada tahun 2022, emisi menunjukkan peningkatan hingga mencapai puncaknya sekitar 11.055.687.555,98 Kg.CO₂ pada tahun 2026, sebelum menurun menjadi 6.645.845.012,77 Kg.CO₂ pada tahun 2030.

Dominasi Emisi dari Batubara dan Pergeseran ke *Co-firing*, dimana Batubara (hitam solid) merupakan penyumbang emisi CO₂ terbesar di awal periode (7.617.879.303,85 Kg.CO₂ pada 2022). Namun, emisi dari batubara murni menunjukkan penurunan drastis dan hilang setelah tahun 2024. Ini secara langsung digantikan oleh emisi dari BATUBARA + BIOMASSA (Black Dotted), yang muncul pada tahun 2025 dan menjadi kontributor emisi terbesar berikutnya (8.261.106.388,88 Kg.CO₂ pada 2025). Pergeseran ini mencerminkan implementasi strategi *co-firing* biomassa pada PLTU serta adanya tambahan Implementasi CCS. Terlihat penurunan dimulai dari 2025 hingga 2030.

Peningkatan Emisi dari Gas Alam, Emisi dari GAS ALAM (biru muda) menunjukkan peningkatan yang dramatis dan stabil sepanjang periode, dari 736.844.343,11 Kg.CO₂ pada tahun 2022 menjadi 5.282.380.478,36 Kg.CO₂ pada tahun 2030. Namun, peningkatan volume Pembangkit gas alam ini menjadi kontributor utama terhadap peningkatan emisi CO₂ total dalam sistem seiring dengan berkurangnya batubara murni. Akan tetapi trendline menunjukkan penurunan dari 2025 hingga 2030, hal ini seiring dengan Implementasi CCS pada beberapa PLTGU.

Kontribusi Energi Terbarukan (Implisit dari Nol Emisi): Sesuai dengan karakteristiknya, sumber energi terbarukan seperti HIDRO, VRE, BIOFUEL, dan SAMPAH menunjukkan emisi CO₂ operasional nol.

Analisa & Pembahasan Perbandingan Dampak Variasi Skema Operasi

Untuk menganalisa secara Detail, bagaimana dampak operasi pembangkit, Produksi Emisi dan dampak Finansial yang terjadi dalam variasi implementasi Skenario yang telah ditentukan, berikut akan dipresentasikan analisa perbandingan per klasifikasi Pembangkitanya.

1. Analisa & Pembahasan Terhadap Operasi PLTU

Dalam Skema Operasi Bussinees as Usual (BAU), semua PLTU yang beroperasi pada Sistem Kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan pada Periode 2022-2030, akan beroperasi dengan mengonversikan Bahan Bakar 100% Batubara menjadi Energi

Listrik. Sedangkan pada Skema operasi Moderat, semua PLTU akan beroperasi dengan Skema Co-Firing Biomassa dengan %Mixture Biomassa yang secara bertahap meningkat dari 5% hingga 30% pada 2025 hingga 2030. Sedangkan pada Skema Operasi Extreme, PLTU dengan Jenis Boiler PV dengan Kapasitas ≥ 100 MW akan mengimplemantasikan operasi CCS (*Post-Combustion Capture*).

Dalam semua Skema Operasi, baik BaU, Moderat ataupun Extreme, besaran Produksi Listrik, %CF, dan parameter operasi diperhitungkan sama. Adapun perbedaan terdapat pada Dasar Perhitungan Konversi Energi yang terjadi, khususnya pada perubahan Efisiensi Pembakaran.

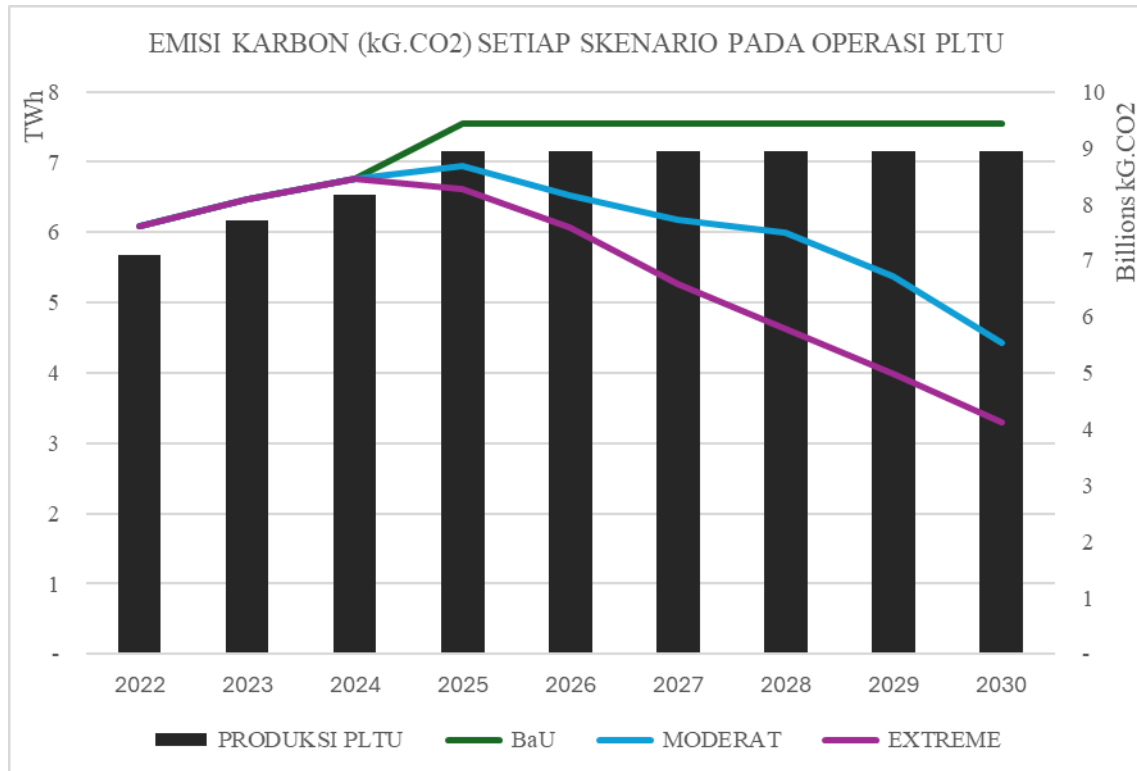
Dapat dilihat pada Grafik 5 dan Tabel 3, hasil produksi Emisi dengan Skema Moderat menunjukkan penurunan yang relatif signifikan. Peningkatan %penurunan Emisi terjadi seiring dengan penambahan %Massa Biomassa pada Bahan bakar awalnya. Dimana peningkatan %Massa Biomassa ditambahkan sebesar 5% pada 2025, bertahap meningkat hingga 30% pada 2030. Secara perhitungan Emisi Biomassa, nilai Faktor Emisi diperhitungkan 0 atau Karbon Netral, sehingga Emisi hanya diperhitungkan dari penggunaan Biomassa.

Tabel 3. Perbandingan Emisi Karbon PLTU pada 3 Skema Operasi

TAHUN	PRODUKSI (kWh)	HASIL INVENTARISASI EMISI KARBON (kg.CO ₂)			EVALUASI TERHADAP BaU	
		BaU	MODERAT	EXTREME	MODERAT	EXTREME
2024	6.537.830.693,40	8.463.761.659,95	8.463.761.659,95	8.463.761.659,95	⇒ 0,0%	⇒ 0,0%
2025	7.158.965.460,00	9.422.813.635,23	8.681.152.400,83	8.261.106.888,88	↓ 7,9%	↓ 12,3%
2026	7.158.965.460,00	9.422.813.635,23	8.145.710.206,78	7.577.006.421,99	↓ 13,6%	↓ 19,6%
2027	7.158.965.460,00	9.422.813.635,23	7.728.947.180,86	6.592.209.068,25	↓ 18,0%	↓ 30,0%
2028	7.158.965.460,00	9.422.813.635,23	7.487.193.289,73	5.792.398.635,53	↓ 20,5%	↓ 38,5%
2029	7.158.965.460,00	9.422.813.635,23	6.710.165.539,57	4.989.258.426,99	↓ 28,8%	↓ 47,1%
2030	7.158.965.460,00	9.422.813.635,23	5.524.319.951,32	4.131.895.406,37	↓ 41,4%	↓ 56,2%

Angka yang diperoleh didapatkan dari perhitungan kebutuhan Bahan Bakar (Batubara + Biomassa) dengan adanya penyesuaian pada nilai Efisiensi. Dimana, Co-Firing menyebabkan adanya penurunan Efisiensi Boiler yang relatif tidak Signifikan (De & Assadi, 2009), Pada Operasi Co-Firing, terdapat asumsi penurunan Efisiensi Boiler sebesar 0,5%-2% karena adanya penurunan kualitas Bahan Bakar Penurunan Kualitas Bahan Bakar ini berdampak pada proses pembakaran. Indikator Kualitas Bahan Bakar yang dimaksudkan adalah %Water Contain, Chipped Sizing, Ash Contain dan lain-lain, hal ini kemudian akan berdampak pada *Specific Fuel*

Consumtion (SFC), sehingga jumlah kebutuhan bahan bakar secara teoritis akan meningkat.



Grafik 5. Emisi Karbon PLTU Pada 3 Skema Operasi

Sedangkan pada Skema Extreme, Dapat dilihat pada Grafik 5 dan Tabel 3, hasil produksi Emisi menunjukkan penurunan yang relatif lebih tinggi dari Skema Moderat. Penurunan terjadi karena dampak implementasi CCS pada PLTU. Implementasi dilakukan secara bertahap, pada *Sorted List* dengan Kriteria PLTU masih memiliki sisa Lifetime Teoritis yang Panjang, menggunakan Boiler jenis PV, dan berkapasitas >100 MW. Pada 2025, diimplementasikan CCS pada 1 PLTU kapasitas total 100 MW, 2026 pada 2 PLTU Kapasitas total 200 MW, 2027 pada 3 PLTU Kapasitas total 325 MW, 2028 pada 4 PLTU dengan kapasitas Total 450 MW, 2029 pada 5 PLTU dengan Kapasitas Total 550 MW dan 2030 6 PLTU dengan Total 650 MW.

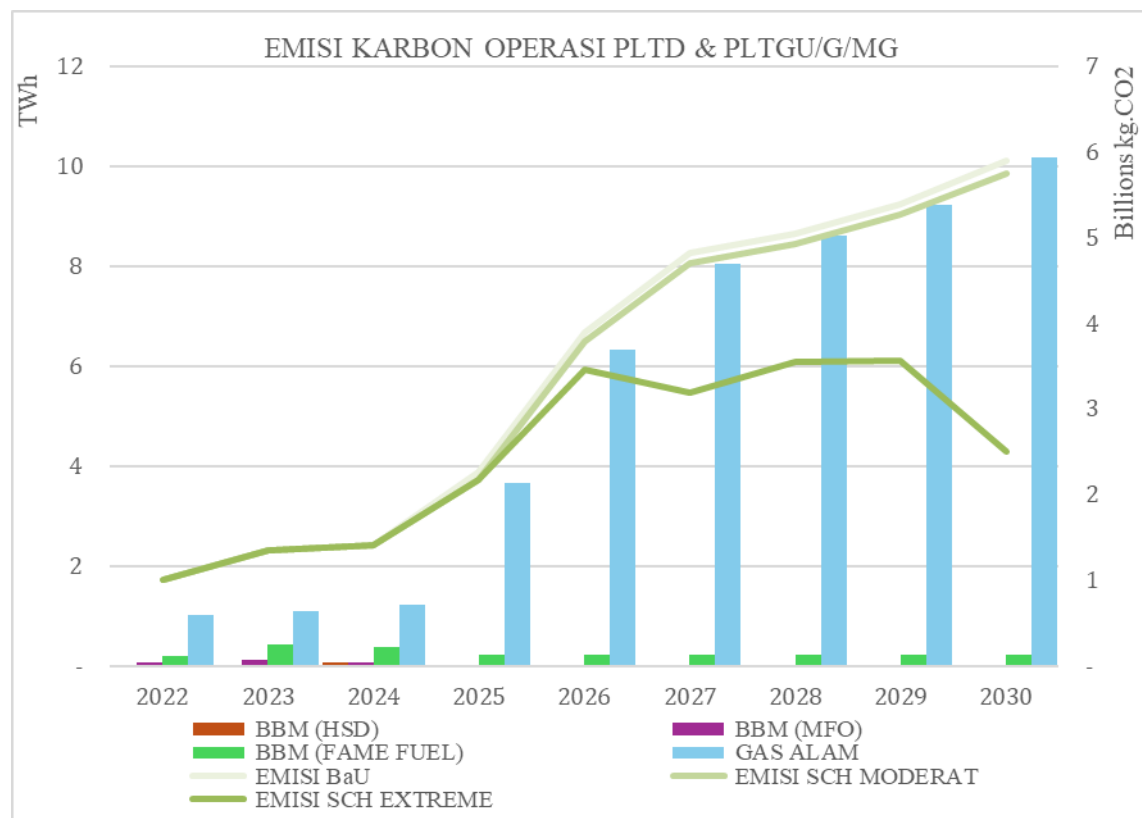
Penurunan ini terjadi karena CCS-*Post-Combustion Capture* menangkap Karbon sebanyak 90% dari Total Perhitungan Produksi Emisi CO₂, akan tetapi menurunkan

Nett Efisiensi Pembangkit hingga 10% (Bui et al., 2018; Predovan & Blecich, 2021). Penurunan Efisiensi ini terjadi karena peningkatan pemakaian Daya untuk Kebutuhan Peralatan CCS dari Sistem PS (Pemakaian Sendiri) pembangkit.

2. Analisa & Pembahasan Terhadap Operasi PLTD dan PLTG/GU/MG

Tabel 4. Perbandingan Emisi Karbon PLTD dan PLTG/GU/MG pada 3 Skema Operasi

TAHUN	PRODUKSI (kWh)				HASIL INVENTARISASI EMISI KARBON (kg.CO ₂)			EVALUASI TERHADAP BaU	
	BBM (HSD)	BBM (MFO)	BBM (FAME FUEL)	GASALAM	BaU	MODERAT	EXTREME	MODERAT	EXTREME
2024	73.926.249,54	64.532.404,15	387.052.127,83	1.221.956.520,00	1.407.253.650,45	1.407.253.650,45	1.407.253.650,45	↗ 0,0%	↗ 0,0%
2025	-	-	234.222.252,00	3.672.605.121,60	2.263.477.403,77	2.171.285.744,02	2.171.285.744,02	↓ 4,1%	↓ 4,1%
2026	-	-	234.222.252,00	6.323.847.504,00	3.885.679.045,90	3.793.487.386,14	3.463.572.308,66	↓ 2,4%	↓ 10,9%
2027	-	-	234.222.252,00	8.038.821.086,40	4.816.326.763,17	4.694.269.120,82	3.182.158.349,04	↓ 2,5%	↓ 33,9%
2028	-	-	234.222.252,00	8.601.070.279,10	5.041.950.057,90	4.919.892.415,55	3.551.137.600,06	↓ 2,4%	↓ 29,6%
2029	-	-	234.222.252,00	9.235.975.511,04	5.389.447.604,25	5.267.389.961,89	3.561.358.731,42	↓ 2,3%	↓ 33,9%
2030	-	-	234.222.252,00	10.185.582.707,52	5.894.277.273,18	5.742.115.223,53	2.495.063.574,74	↓ 2,6%	↓ 57,7%



Grafik 6. Emisi Karbon PLTD & PLTG/GU/MG pada 3 Skema Operasi

Pada Operasi Pembangkit PLTD, PLTG/GU/MG dengan Skema BAU, PLTD dengan beroperasi dengan Bahan Bakar HSD, MFO dan Biosolar (B30) awal dari 2022 hingga 2030. Terdapat juga PLTG dan PLTMG pada tahun yang sama mengonsumsi Bahan Bakar HSD dalam beroperasi karena belum adanya ketersediaan pasokan Gas Alam/LNG.

Sedangkan dalam operasi Moderat dan Extreme, PLTD yang pada tahun 2024 mengonsumsi HSD dan MFO, Bahan Bakarnya disubstitusi menggunakan bahan bakar Biosolar (B30), B40 pada 2025-2026, B50 pada 2027-2029 dan B60 pada 2030 sesuai Rencana Pemerintah melalui PERMEN ESDM. Hal ini juga berlaku pada PLTD yang sejak awal mengonsumsi Biosolar (B30). Selain itu, PLTG dan PLTMG yang awalnya mengonsumsi HSD, juga dilakukan peralihan Bahan Bakar menjadi Gas Alam/LNG.

Pada Dasarnya hal ini dapat mengurangi Produksi Emisi CO₂, mengingat Faktor Emisi Biosolar lebih rendah dari HSD dan MFO (IPCC, 2006). Hal ini karena sumber bahan bakar nabati/Biomassa memiliki Nilai FE 0 atau Karbon Netral. Sehingga Emisi Karbon hanya diperhitungkan dari Penggunaan HSD Murni 100%. Terlihat pada tabel 4 dan Grafik 6, dimana terdapat penurunan Total Emisi Karbon sebesar 4,1% pada tahun 2025, hal ini juga terjadi dengan adanya penambahan Produksi oleh Gas Alam. Artinya Tindakan substitusi bahan bakar tetap dapat mengompensasi Emisi Total dengan penambahan Produksi Listrik pada tahun tersebut.

Selain itu, dengan peralihan dari HSD dan MFO menjadi Bahan Bakar Gas/Alam serta adanya penambahan Operasi Pembangkit Gas, Emisi CO₂ secara total mengalami Penurunan. Hal ini digambarkan dalam tabel 4 dan Grafik 6 Hasil perhitungan ini terjadi karena secara perbandingan Faktor Emisi keduanya memiliki Margin Selisih hingga 22-23% (IPCC, 2006), FE HSD dan MFO lebih besar dari FE Gas Alam/LNG.

Pada Skema Operasi Extreme, dapat dilihat pada Grafik 6 dan Tabel 4, hasil produksi Emisi menunjukkan penurunan yang relatif lebih tinggi dari Skema Moderat. Penurunan terjadi karena dampak implementasi CCS pada PLTGU. Implementasi dilakukan secara bertahap, pada *Sorted List* dengan Kriteria PLTGU masih memiliki sisa Lifetime Teoritis yang Panjang, dan berkapasitas >120 MW.

Dimulai pada 2026, diimplementasikan CCS pada 1 PLTGU kapasitas total 200 MW, 2027 pada 2 PLTGU Kapasitas total 700 MW, 2028 pada 3 PLTGU dengan kapasitas Total 850 MW, 2029 pada 4 PLTGU dengan Kapasitas Total 970 MW dan 2030 5 PLTGU dengan Total 1.120 MW.

Penurunan ini terjadi karena *CCS-Post-Combustion Capture* menangkap Karbon sebanyak 90% dari Total Perhitungan Produksi Emisi CO₂, akan tetapi menurunkan Nett Efisiensi Pembangkit hingga 10% (Predovan, 2021 & Zarei, 2023). Penurunan Efisiensi ini terjadi karena peningkatan pemakaian Daya untuk Kebutuhan Peralatan CCS dari Sistem PS (Pemakaian Sendiri) pembangkit.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis terhadap berbagai skenario dekarbonisasi pada sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan, penelitian ini menunjukkan bahwa penerapan teknologi energi terbarukan, co-firing biomassa, dan Carbon Capture and Storage (CCS) dapat secara signifikan mengurangi emisi CO₂. Skenario Moderat yang menggabungkan substitusi bahan bakar fosil dengan energi terbarukan dan biomassa mampu mengurangi emisi CO₂ sebesar 26,4% pada tahun 2030, sementara skenario Ekstrem yang mencakup penerapan CCS dapat mengurangi emisi hingga 56,67%. Selain itu, implementasi CCS pada PLTU dan PLTGU dapat menurunkan emisi CO₂ hingga 86%, yang berpotensi mendukung pencapaian target pengurangan emisi GRK nasional Indonesia. Berdasarkan temuan ini, beberapa saran kebijakan yang dapat diterapkan mencakup peningkatan dukungan terhadap pengembangan energi terbarukan, terutama pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan angin (PLTB), serta kebijakan yang lebih luas untuk mendorong penerapan co-firing biomassa pada pembangkit batubara. Selain itu, pengembangan dan penerapan teknologi CCS harus didorong melalui kebijakan riset dan insentif fiskal yang lebih intensif untuk pembangkit fosil. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) juga perlu diperbaharui secara berkala agar skenario dekarbonisasi yang lebih ambisius dapat diintegrasikan dengan proyeksi kebutuhan energi nasional. Temuan penelitian ini memberikan kontribusi penting bagi pengembangan kebijakan energi Indonesia, khususnya dalam mendukung transisi menuju Net Zero Emission (NZE), dan dapat menjadi panduan bagi pemerintah serta pemangku kepentingan lainnya dalam merumuskan kebijakan yang efektif untuk mencapai target pengurangan emisi GRK nasional. Ke depan, dibutuhkan koordinasi yang lebih erat antara pemerintah, industri, dan masyarakat untuk mempercepat adopsi teknologi dekarbonisasi dalam sektor ketenagalistrikan, guna memastikan keberlanjutan energi yang lebih bersih dan ramah lingkungan.

Bibliography

73rd Edition Statistical Review of World Energy. (2024). Energy Institute.
Atasoy, B. S. (2017). Testing the environmental Kuznets curve hypothesis across the

- US: Evidence from panel mean group estimators. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 731–747.
- Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., Fennell, P. S., Fuss, S., Galindo, A., & Hackett, L. A. (2018). Carbon capture and storage (CCS): the way forward. *Energy & Environmental Science*, 11(5), 1062–1176.
- De, S., & Assadi, M. (2009). Impact of cofiring biomass with coal in power plants—A techno-economic assessment. *Biomass and Bioenergy*, 33(2), 283–293.
- Destek, M. A., & Sarkodie, S. A. (2019). Investigation of environmental Kuznets curve for ecological footprint: the role of energy and financial development. *Science of the Total Environment*, 650, 2483–2489.
- McFarlan, A. (2020). Techno-economic assessment of pathways for liquefied natural gas (LNG) to replace diesel in Canadian remote northern communities. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 42, 100821.
- PT. Perusahaan Listrik Negara (2021), Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030, PT. PLN (Persero), Jakarta.
- Predovan, M., & Bleich, P. (2021). Post-combustion CO₂ capture for coal power plants: a viable solution for decarbonization of the power industry? *Innovations*, 9(1), 30–33.
- Raupach, M. R., Marland, G., Ciais, P., Le Quéré, C., Canadell, J. G., Klepper, G., & Field, C. B. (2007). Global and regional drivers of accelerating CO₂ emissions. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 104(24), 10288–10293.
- Sun, C., & Wei, X. (2023). Characterizing potassium release under turbulent conditions during biomass stream combustion: A comparative analysis of different pretreatments. *Fuel Processing Technology*, 250, 107881.
- Wang, X., Tan, H., Niu, Y., Pourkashanian, M., Ma, L., Chen, E., Liu, Y., Liu, Z., & Xu, T. (2011). Experimental investigation on biomass co-firing in a 300 MW pulverized coal-fired utility furnace in China. *Proceedings of the Combustion Institute*, 33(2), 2725–2733.