

STUDI PENGURANGAN EMISI KARBON SISTEM KETENAGALISTRIKAN PROVINSI BALI: ANALISIS RUPTL 2021-2030

Aditya Perdana Putra Purnomo¹, Ida Ayu Dwi Giriantari², I Nyoman Satya Kumara²

¹Mahasiswa Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Udayana

²Dosen Program Studi Teknik Elektro, Fakultas, Universitas Udayana

Jl. Raya Kampus Unud, Jimbaran, Kec. Kuta Sel., Kabupaten Badung, Bali 8036

adityaperdanaputrapurnomo@gmail.com¹, dayu.giriantari@unud.ac.id², satya.kumara@unud.ac.id³

ABSTRAK

Nationally Determined Contribution (NDC) Indonesia menargetkan pengurangan emisi gas rumah kaca (GRK) sebesar 19 hingga 27% dari sektor energi dibandingkan dengan skenario *business-as-usual*. Dengan asumsi target ini berlaku merata di seluruh provinsi di Indonesia, termasuk sektor ketenagalistrikan, analisis pemodelan sistem kelistrikan Bali dilakukan untuk menilai penurunan emisi GRK. Dua skenario dikembangkan pada *Low Emission Analysis Platform (LEAP)* untuk mengevaluasi penerapan sistem tenaga listrik Bali di masa mendatang. Skenario *Business-As-Usual (BaU)* berfungsi sebagai *baseline* untuk pengurangan emisi dalam skenario lain dan mengasumsikan pengembangan sistem kelistrikan Bali tanpa intervensi pengurangan emisi. Skenario RUPTL mengasumsikan berlanjutnya pembangunan sistem ketenagalistrikan Bali sejalan dengan dokumen Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL 2021-2030). Hasil penelitian menunjukkan bahwa skenario RUPTL mencapai penurunan emisi sebesar 20,89%, yang memenuhi asumsi regional target NDC sebesar 19%. Namun, masih kurang dari pencapaian target pengurangan emisi 27% pada Tahun 2030.

Kata kunci: NDC, GHG, LEAP, BaU, RUPTL 2021-2030

ABSTRACT

Indonesia's Nationally Determined Contribution (NDC) targets a 19 to 27% reduction in greenhouse gas (GHG) emissions from the energy sector compared to the business-as-usual scenario. Assuming this target applies uniformly to all provinces in Indonesia, including the power sector, a modeling analysis of Bali's power system is conducted to assess GHG emission reductions. Two scenarios are developed in the Low Emissions Analysis Platform (LEAP) to evaluate the future deployment of Bali's power system. The Business-As-Usual (BaU) scenario serves as the baseline for emission reduction in other scenarios and assumes the development of Bali's power system without emission reduction interventions. The RUPTL scenario assumes the continued development of Bali's power system in line with the electricity development plan document. Results show that the RUPTL scenario achieves a 20.89% reduction in emissions, which fulfills the regional assumption of a 19% NDC target. However, it falls short of achieving the 2030 target of 27% emission reduction.

Key Words: NDC, GHG, LEAP, BaU, RUPTL 2021-2030

1. PENDAHULUAN

Pada November 2016, Indonesia merilis *Nationally Determined Contribution (NDC)* pertamanya, sebagai bentuk pemenuhan perjanjian Paris. Dokumen tersebut menetapkan target pengurangan emisi GRK di Indonesia sebesar 29% (tanpa bantuan internasional) hingga 41% (dengan bantuan internasional) pada tahun 2030 dibandingkan dengan skenario *Business-as-*

Usual [1]. Khusus untuk sektor energi yang menyumbang 34,9% dari total emisi tahunan, Indonesia menargetkan penurunan emisi sebesar 19% (tanpa bantuan internasional) hingga 27% (dengan bantuan internasional) pada tahun 2030 [2].

Analisis terhadap laporan inventarisasi GRK tahunan Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan Tahun 2020 menunjukkan bahwa emisi dari sektor

energi sangat dipengaruhi oleh sektor ketenagalistrikan [3]. Hal ini karena sekitar 90% pembangkit listrik yang dioperasikan oleh PLN mengandalkan bahan bakar fosil, terutama batubara, yang pada tahun 2020, kapasitasnya tercatat sebesar 32 GW [4].

Sesuai dengan konstitusi, pengembangan sistem ketenagalistrikan di Indonesia terkait dengan PLN. PLN menjabarkan rencananya dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL). RUPTL merupakan dokumen yang memiliki rentang waktu perencanaan 10 tahun kedepan yang mencakup perencanaan pembangkitan, transmisi, dan distribusi tenaga listrik. RUPTL 2021-2030, yang baru dirilis, dan dikenal sebagai "Green RUPTL", memiliki makna khusus karena mencerminkan dukungan PLN terhadap pengembangan energi terbarukan. Persentase energi terbarukan mengalami peningkatan dalam RUPTL 2021-2030 dibandingkan edisi sebelumnya, yang kini mencapai 51,6% atau setara dengan 20,93 GW [5].

Dalam RUPTL 2021-2030 Provinsi Bali direncanakan untuk mendapatkan tambahan kapasitas sebesar 538,8 MW, yang 219,8 MW-nya berasal dari sumber terbarukan [6]. Rencana pembangunan edisi kali ini mengungguli edisi sebelumnya yang hanya berkapasitas 190,9 MW dengan energi terbarukan yang lebih sedikit [7]. Peningkatan energi terbarukan dalam RUPTL edisi kali ini menjadi kabar baik bagi Pemerintah Provinsi Bali. Karena dari sisi kebijakan, peningkatan porsi energi terbarukan sejalan dengan Rencana Umum Energi Daerah (RUED) 2020-2050 dan Peraturan Gubernur Bali Nomor 45 Tahun 2019 tentang Bali Energi Bersih [8],[9].

Untuk mencapai dekarbonisasi sistem energi dan ketenagalistrikan di Indonesia, serta mengikuti visi "Green RUPTL" di Provinsi Bali, perlu dilakukan analisis mengenai pengembangan sistem ketenagalistrikan di Provinsi Bali berdasarkan dokumen RUPTL terbaru. Penelitian ini akan fokus pada dua hal: pertama, memperkirakan emisi yang dihasilkan oleh sistem ketenagalistrikan di Bali berdasarkan RUPTL 2021-2030, dan kedua, menilai keselarasan pembangunan sistem ketenagalistrikan di Provinsi Bali dalam RUPTL 2021-2030 dengan target penurunan emisi sebesar 19% hingga 27% pada dokumen *Nationally Determined Contribution* (NDC).

2. Tinjauan Pustaka

2.1 LEAP

LEAP (*Low Emission Analysis Platform*) adalah perangkat lunak pemodelan energi yang dikembangkan oleh *Stockholm Environmental Institute* dan digunakan secara luas untuk analisis energi terintegrasi dan penilaian mitigasi perubahan iklim [10]. LEAP dipilih sebagai alat pemodelan dalam penelitian ini karena kemampuannya untuk memodelkan perkembangan sistem tenaga dalam berbagai skenario. Selain itu, LEAP menggabungkan fungsi perhitungan biaya pengembangan sistem energi dengan mempertimbangkan data teknis dan ekonomi teknologi pembangkit listrik atau konversi energi. Yang terpenting, LEAP memungkinkan estimasi emisi gas rumah kaca yang dihasilkan dari pengembangan sistem energi/listrik dengan memasukkan faktor emisi dari teknologi konversi energi.



Gambar 1. Logo LEAP

Terlepas dari kelebihanannya, LEAP tidak memiliki kemampuan untuk analisis stabilitas jaringan, yang berada di luar cakupan penelitian ini. Maka, penelitian di kemudian hari disarankan untuk menyelidiki dampak potensial dari rencana pengembangan sistem ketenagalistrikan yang diusulkan pada stabilitas jaringan.

2.2 RUPTL

RUPTL (Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik) adalah dokumen yang merinci rencana pengembangan ketenagalistrikan oleh PLN, termasuk pembangkitan, transmisi, dan distribusi. Dalam RUPTL, PLN memproyeksikan permintaan energi listrik suatu daerah, dan dapat menentukan rencana penguatan kapabilitas sistem berdasarkan proyeksi permintaan tersebut. Penguatan kapabilitas yang dimaksud dapat berupa tambahan kapasitas pembangkit, perluasan jaringan transmisi, hingga rencana pensiun pembangkit listrik.

RUPTL 2021-2030, merupakan bentuk revisi dari RUPTL edisi sebelumnya yang

direvisi untuk menyesuaikan dengan perubahan permintaan energi listrik pasca pandemi COVID-19. Dalam RUPTL kali ini, tercatat bahwa terdapat porsi energi baru terbarukan sebesar 51.6% (20.93 GW) yang lebih banyak dibandingkan pembangkit fosil (19.7 GW) [6].

2.3 Sistem Ketenagalistrikan Provinsi Bali

Permintaan energi listrik di Provinsi Bali dipasok oleh PLN melalui 2 cara, yang pertama dengan mengandalkan pasokan listrik dari pulau Jawa melalui kabel laut, dan yang kedua menggunakan pembangkit yang berlokasi di Provinsi Bali. Kedua kombinasi tersebut menyediakan total daya mampu sebesar 1.349,3 MW. Melalui metode kabel laut, 400 MW listrik dari PLTU Paiton, dikirim melalui kabel transmisi bawah laut 150 kV antara Banyuwangi dan Gilimanuk [6].



Gambar 2. Sistem Ketenagalistrikan Provinsi Bali

Sisa daya mampu sebesar 949,3 MW, dipenuhi oleh pembangkit yang berlokasi di Provinsi Bali yang terdiri dari, Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) sebesar 322 MW, Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dengan kapasitas total 61,4 MW, 182,4 MW Pembangkit Listrik Tenaga Minyak dan Gas (PLTMG), diikuti dengan PLTU batubara dengan total kapasitas 380 MW. Terakhir, energi terbarukan memiliki total kapasitas 3,5 MW yang terdiri dari PLTA 1,4 MW dan 2,1 MW PLTS.

2.4 Emisi Gas Rumah Kaca dan Faktor Emisi

Gas rumah kaca merupakan setiap gas yang memiliki sifat menyerap radiasi infra merah energi panas yang dipancarkan kembali ke atmosfer bumi sehingga berkontribusi terhadap efek rumah kaca [11]. Adapun, beberapa gas yang termasuk dalam gas rumah kaca adalah karbondioksida (CO₂), metana (CH₄), dinitro oksida (N₂O), dan gas berflourinasi.

Tiap gas rumah kaca memiliki efek pemanasan yang berbeda beda, sehingga untuk memudahkan klasifikasi dan pengukuran dampak, maka satuan “Carbon Dioxide Equivalent” atau “CO₂eq” digunakan. Untuk jumlah dan jenis gas rumah kaca apa pun, CO₂eq menandakan jumlah CO₂ yang akan memiliki dampak pemanasan global yang setara dengan gas rumah kaca yang dideskripsikan [12].

Faktor emisi merupakan nilai representatif yang mendeskripsikan hubungan antara jumlah emisi yang dilepaskan ke atmosfer dengan aktivitas terkait dengan pelepasan emisi tersebut. Terkait sistem energi dan ketenagalistrikan, faktor emisi disimbolkan dengan jumlah produksi emisi (dalam kg) per aktifitas konsumsi energi (dalam Tj) [11].

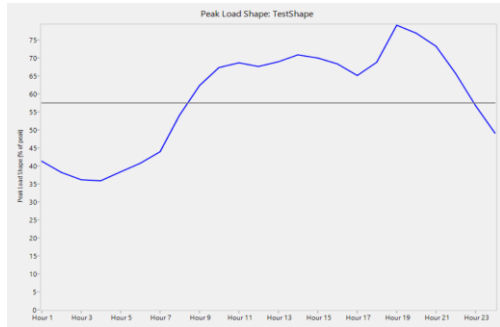
3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Kerangka Pemodelan dan Asumsi

Pemodelan skenario dimulai dari Tahun 2020 hingga 2030, sesuai dengan dokumen RUPTL (2021-2030). Selanjutnya, karena studi bertujuan melakukan komparasi *apple to apple* antara *business as usual*, dan RUPTL, maka tidak ada proyeksi permintaan energi listrik menggunakan data ekonomi makro untuk kedua skenario; sebaliknya, proyeksi kebutuhan energi akan langsung diturunkan dari dokumen RUPTL.

Dalam LEAP, diperlukan *load shape*, untuk mendistribusikan permintaan listrik dalam sejumlah periode waktu. Pada pemodelan ini, digunakan nilai kurva beban rata-rata Provinsi Bali tahun 2019 dari gambar penelitian berjudul “Correlation between Weather Variables and Electricity Demand” oleh Siti Aisyah Tahun 2021 [13]. Data dari informasi citra tersebut diekstrak menggunakan aplikasi *Plot Digitizer*. Selanjutnya, data dikonversi dari nilai MW

aslinya menjadi persentase nilai beban puncak yang dibutuhkan LEAP. Akhirnya, data dimasukkan ke dalam perangkat lunak LEAP, yang ditunjukkan Gambar 3.



Gambar 3. Kurva Beban Rata Rata Provinsi Bali Tahun 2019 pada LEAP

Kapasitas awal sistem ketenagalistrikan di Provinsi Bali didapatkan dari RUPTL terbaru [6]. Tabel 2 dan 3 menyajikan rangkuman kapasitas eksisting, serta parameter teknis dan ekonomi yang digunakan dalam proses pemodelan. Sebagian besar data yang digunakan dalam studi ini diperoleh dari “*Technology Data for The Indonesian Power Sector*” yang diterbitkan oleh Kementerian ESDM pada tahun 2021 [14]. Selanjutnya, untuk

meningkatkan akurasi pemodelan, maka dipertimbangkan peningkatan performansi teknologi dan penurunan biaya nya untuk tahun-tahun mendatang.

Tabel 1. Biaya dan Faktor Emisi Bahan Bakar

Bahan Bakar	Unit Biaya (USD/GJ) [6]	Faktor Emisi (kg/Tj of Energy Consumed) [10]
Batubara lignit	4,6	99.718
Gas Alam	5,7	57.600
Diesel	11,9	74.067

Selain itu, RUPTL menyoroti bahwa Bali masih mengandalkan impor listrik sebesar 400 MW dari PLTU Paiton melalui interkoneksi Jawa-Bali. Jumlah tersebut merupakan sekitar setengah dari beban puncak yang tercatat di Provinsi Bali sebesar 980 MW pada tahun 2020. Menyadari perannya yang signifikan dalam memenuhi permintaan listrik di Bali, maka interkoneksi diasumsikan memiliki parameter teknis dan ekonomi yang serupa dengan PLTU dengan ketersediaan 100%.

Tabel 2. Parameter Teknis Teknologi Pembangkit yang Digunakan

Teknologi	Kapasitas Eksisting (MW) [6]	Masa Operasi (Tahun) [14]	Ketersediaan Maksimum (%) [15][16]	Capacity Credit (%) [15][16]		Efisiensi (%) [14][16]	
				2020	2030	2020	2030
Interkoneksi	400	30	100	100	100	34	35
PLTU	380	30	80	100	100	34	35
PLTG	452	25	80	100	100	33	35
PLTG	52,4	25	80	100	100	56	59
PLTD	61,4	25	80	100	100	45	46
PLTS	2,1	35	17,7	19	22	100	100
PLTA	1,4	50	46	58	58	80	80
PLTSa		25	80	100	100	28	29
PLTP		30	80	100	100	15	16

Tabel 3. Parameter Ekonomi Teknologi Pembangkit yang Digunakan dalam Studi

Teknologi	Capital Cost (Juta USD) [14]		Variable O&M (USD/MWh) [14]		Fixed O&M(USD/MW/Tahun) [14]	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
PLTU	1,65	1,6	0,13	0,12	45300	43900
PLTG	0,77	0,73	1	1	23200	22500
PLTGU	0,69	0,66	2,3	2,23	23500	22800
PLTD	0,8	0,8	6,4	6	8000	8000
PLTS	0,79	0,56	0	0	14400	10000
PLTA	2,7	2,59	0,5	0,48	53000	50900
PLTP	4	3,44	0,25	0,22	50000	43000
PLTSa	6,8	6,3	24,1	23,4	243700	224800

Operasi sistem ketenagalistrikan dalam pemodelan studi ini mengikuti prinsip *least running cost*. Dalam pendekatan ini, LEAP menghitung biaya operasional dengan mempertimbangkan data teknis dan ekonomi yang diinput untuk setiap teknologi. Teknologi dengan biaya pengoperasian termurah akan diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik hingga batas ketersediaan maksimumnya (*maximum availability*). Selanjutnya, ketika mencapai batas ketersediaan maksimum, LEAP akan melanjutkan untuk mengoperasikan teknologi pembangkit dengan biaya pengoperasian terendah kedua dan seterusnya.

Asumsi lainnya dalam studi ini mencakup rugi rugi transmisi dan distribusi tetap sebesar 9%, sebagaimana dilaporkan dalam laporan Statistik PLN 2021 [17]. *Discount rate* yang digunakan untuk analisis biaya adalah sebesar 12% berdasarkan Lorenzo Sani, pada tahun 2021 yang menganalisa perkembangan sistem ketenagalistrikan Sumatera menggunakan LEAP [15]. Selain itu, margin cadangan 35% diterapkan berdasarkan standar PLN [6].

Emisi gas rumah kaca yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar pembangkit listrik dimasukkan ke dalam LEAP dengan memanfaatkan faktor emisi IPCC tier 2 seperti yang dapat dilihat pada Tabel 1 [10]. Faktor-faktor ini diperoleh dari dokumen Inventarisasi Gas Rumah Kaca Sektor Energi Kementerian Energi Indonesia untuk tahun 2020. Semua energi terbarukan dianggap netral karbon, dan emisi yang terkait dengan pembangunan pembangkit diabaikan. Selain itu, untuk pembangkit listrik insinerasi limbah (PLTSa), diasumsikan bahwa biomassa yang digunakan sebagai bahan bakar telah menyerap karbon selama umurnya sama dengan jumlah yang dilepaskan selama proses pembakaran—sehingga dianggap netral karbon selama pengoperasiannya.

3.2 Pengembangan Skenario

Terdapat dua jenis skenario yang dimodelkan: *Business as Usual* (BaU) dan RUPTL. Skenario BaU menggambarkan

pengembangan sistem ketenagalistrikan tanpa strategi pengurangan emisi karbon. Dalam LEAP, diasumsikan bahwa pada skenario ini, pengembangan sistem ketenagalistrikan di Bali hanya akan melibatkan penambahan pembangkit batubara yang ada, untuk mempertahankan 35% kapasitas cadangan/*reserve margin*. Skenario BaU juga digunakan sebagai *baseline* untuk menghitung pengurangan emisi pada skenario RUPTL. Skenario kedua, yaitu RUPTL, penulis secara manual menambahkan kapasitas sistem ketenagalistrikan yang ada di LEAP, disesuaikan dengan kapasitas dan tahun yang telah ditetapkan dalam dokumen RUPTL untuk Provinsi Bali.

NDC menetapkan target pengurangan emisi sektor energi sebesar 19% dan 27% pada tahun 2030 dibandingkan dengan *Business as Usual* (BaU) [2]. Meskipun target khusus untuk sektor ketenagalistrikan tidak dijelaskan dalam dokumen tersebut, diasumsikan bahwa sektor ketenagalistrikan memiliki target pengurangan emisi yang sama dengan sektor energi. Asumsi ini diterapkan secara merata di seluruh provinsi, termasuk Bali, sehingga penurunan emisi sebesar 19% dan 27% di Bali dan provinsi lainnya akan berkontribusi terhadap pencapaian target nasional.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

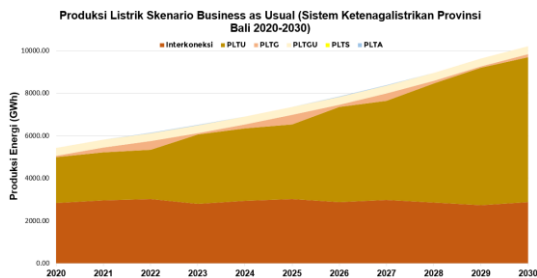
4.1 Kapasitas dan Produksi Energi Listrik

Pada skenario *Business as Usual* (BaU), total kapasitas daya terpasang diproyeksikan mencapai 2.149,3 MW. PLTU batubara adalah satu-satunya pembangkit listrik yang dikembangkan untuk memenuhi permintaan listrik di masa yang akan datang. Tabel 4 menunjukkan bahwa kapasitas PLTU akan meningkat dari 380 MW pada tahun 2020 menjadi 1180 MW pada 2030, dengan total penambahan kapasitas 800 MW selama periode pemodelan.

Tabel 4. Kapasitas Awal & Akhir Skenario BaU

Pembangkit	Kapasitas 2020	Kapasitas 2030
Interkoneksi	400 MW	400 MW
PLTU	380 MW	1180 MW
PLTG	452 MW	452 MW
PLTGU	52,4 MW	52,4 MW
Diesel	61,4 MW	61,4 MW
PLTS	2,1 MW	2,1 MW
PLTA	1,4 MW	1,4 MW
Total	1349,3 MW	2149,3 MW

Akibatnya, pembangkit listrik PLTU batubara menyumbang 66,59% atau sebesar 6803 GWh dari total produksi listrik pada Tahun 2030. Angka ini jauh berkembang dibandingkan pada tahun awal pemodelan (2020), dimana PLTU hanya menyumbang 2155 GWh atau sebesar 39,65% dari total produksi listrik. Dalam skenario ini, karena tidak ada metode dekarbonisasi yang diterapkan, energi terbarukan hanya berkontribusi 0,09% terhadap total produksi listrik pada Tahun 2030. Kapasitas-nya pun tidak berubah dari tahun 2020 sebesar 3,5 MW, terdiri dari 2,1 MW solar PV dan 1,4 MW PLTA.



Gambar 4. Produksi Energi Listrik pada Skenario Business as Usual (2020-2030)

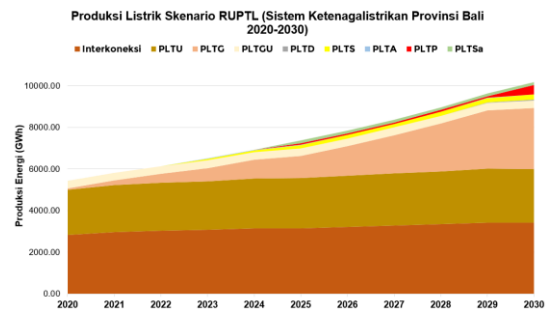
Dalam skenario RUPTL yang menjabarkan masa depan sistem ketenagalistrikan Provinsi Bali sesuai dengan rencana pembangunan pembangkit yang ada di RUPTL, total kapasitas listrik terpasang di Bali diproyeksikan mencapai 1.888,1 MW meningkat dari angka awalnya sebesar 1349,3 MW. Skenario ini mencerminkan upaya PLN untuk mengurangi emisi dengan beralih dari batu bara ke gas, serta mempromosikan sumber energi terbarukan. Sebagai bagian dari strategi ini, PLN menargetkan untuk menambah kapasitas PLTG di Bali sebesar 300 MW hingga tahun 2030. Dengan demikian, pada tahun 2030, LEAP

memperkirakan kapasitas gabungan armada gas (PLTG & PLTGU) akan mencapai 804,4 MW, melampaui total kapasitas armada batubara (interkoneksi dan batubara subcritical) yang mencapai 780 MW.

Tabel 5. Kapasitas Awal & Akhir Skenario RUPTL

Pembangkit	Kapasitas 2020	Kapasitas 2030
Interkoneksi	400 MW	400 MW
PLTU	380 MW	380 MW
PLTG	452 MW	752 MW
PLTGU	52,4 MW	52,4 MW
Diesel	61,4 MW	61,4 MW
PLTS	2,1 MW	155,6 MW
PLTA	1,4 MW	2,7 MW
PLTP	-	65 MW
PLTSa	-	19 MW
Total	1349,3 MW	1888,1 MW

Tambahan kapasitas PLTG cukup membawa perubahan dalam lanskap produksi listrik dari sistem tenaga listrik Bali seperti yang ditunjukkan pada gambar 4 Terbukti, strategi *fuel switching*, yang diterapkan melalui pengembangan PLTG, telah efektif.



Gambar 5. Produksi Energi Listrik pada Skenario RUPTL (2020-2030)

Pada tahun 2020, PLTG hanya menyumbang 1,26%, atau sebesar 68.34 GWh dari total produksi listrik. Namun, pada tahun 2030, PLTG diproyeksikan menghasilkan sekitar 28,76% atau sebesar 2926 GWh, dari total produksi listrik, bahkan melebihi kontribusi PLTU batubara yang mencapai 2590 GWh atau setara 25,46%. Selain itu, pangsa sumber energi terbarukan juga mengalami peningkatan yang signifikan, meningkat dari 0,16% pada tahun 2020 menjadi 8,26% pada tahun 2030, berkat tambahan 238,8 MW (Akan dibahas pada bagian selanjutnya). Meskipun terdapat peningkatan listrik dari gas dan

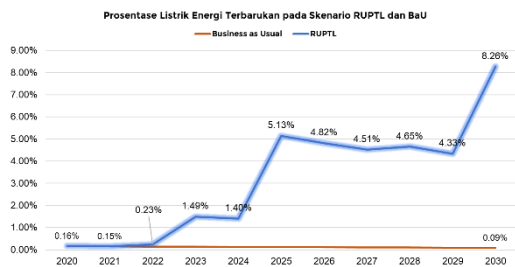
energi terbarukan, penting untuk dicatat bahwa armada batubara (PLTU batubara dan interkoneksi) masih mendominasi 58,96% produksi listrik pada sistem ketenagalistrikan Provinsi Bali pada tahun 2030.

Tabel 6. Tambahannya Kapasitas Skenario BaU dan RUPTL

Skenario	Tambahannya Kapasitas
BaU	800 MW PLTU
RUPTL	300 MW PLTG 153,5 MW PLTS 1,3 MW PLTA 65 MW PLTP 19 MW PLTSa

4.2 Analisa Bauran Energi Terbarukan

Dalam hal pangsa listrik energi terbarukan, terlihat bahwa, tanpa intervensi pengembangan EBT, nilai bauran listrik energi terbarukan pada skenario *Business as Usual* kontribusinya akan menurun dalam pemenuhan kebutuhan energi listrik seiring dengan meningkatnya permintaan. Di sisi lain, skenario RUPTL, yang mengembangkan sebanyak 238,8 MW pembangkit listrik terbarukan, pada Tahun 2030 berhasil membangkitkan sebesar 840,81 GWh atau mencapai nilai 11,15% listrik bersumber dari EBT dari total produksi listrik pada tahun tersebut.



Gambar 6. Produksi Energi Listrik dari Sumber Terbarukan (Skenario RUPT dan BaU)

Pada gambar 6, diamati pula bahwa terjadi lonjakan produksi listrik EBT besar pada tahun 2023, 2025 dan 2030 pada skenario RUPTL. Pada Tahun 2023, kenaikan produksi listrik EBT signifikan disebabkan oleh ditambahkannya 50 MW PLTS dan 1,3 MW PLTA. Pada tahun 2025, lonjakan besar kembali terjadi, disebabkan oleh tambahan 10 MW PLTP, 19 MW

PLTSa, dan 50 MW PLTS. Terakhir, pada Tahun 2030, disebabkan oleh tambahan kapasitas 25 MW PLTS dan 55 MW PLTP.

Tabel 7. Kapasitas EBT pada Tahun 2030 dan Produksi Listriknya pada Skenario RUPTL

Pembangkit	Kapasitas (2030)	Produksi Listrik 2030
PLTS	155,6 MW	241,26 GWh
PLTP	65 MW	455,52 GWh
PLTA	2,7 MW	10,88 GWh
PLTSa	19 MW	133,15 GWh

Selain dipengaruhi oleh penambahan kapasitas energi terbarukan, persentase energi listrik terbarukan juga dipengaruhi oleh jenis pembangkit energi terbarukan yang dikembangkan. Dapat diamati pada Tabel 7, diprediksi bahwa pada Tahun 2030, PLTP yang hanya berkapasitas 65 MW, akan memproduksi listrik sebesar 455,52 GWh, meninggalkan PLTS, dengan total kapasitas 155,6 MW, hanya memproduksi 241,26 GWh energi listrik. Hal ini disebabkan oleh, PLTP, sebagai pembangkit yang bersifat *dispatchable* (dapat diaktifkan kapanpun pada kapasitas nominal untuk memenuhi permintaan energi listrik), memiliki tingkat *maximum availability/ketersediaan* maksimum yang lebih tinggi dibandingkan pembangkit EBT intermiten seperti PLTS, sehingga menghasilkan produksi listrik per unit kapasitas yang lebih besar daripada pembangkit intermiten.

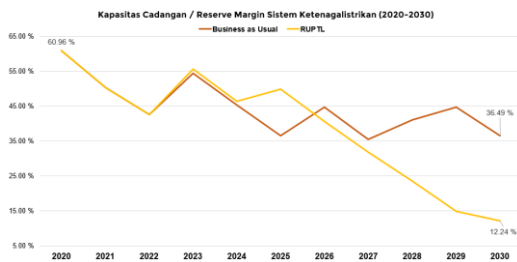
4.3 Analisa Kapasitas Cadangan

Margin cadangan/*reserve margin* adalah satuan yang menggambarkan persentase kapasitas yang tersedia dibandingkan dengan beban listrik puncak [6]. *Reserve margin* menjadi salah satu parameter yang menunjukkan keamanan pasokan listrik. Pada awal periode pemodelan, sistem tenaga listrik Bali menunjukkan kondisi *oversupply*, dimana margin cadangan sistem tenaga melebihi standar 35%, yaitu sebesar 60,96% pada Tahun 2020.

Selanjutnya, karena permintaan meningkat selama tahun-tahun kedepan, maka terjadi penurunan *reserve margin*, yang dapat kembali dinaikan dengan

penambahan kapasitas pembangkit listrik *dispatchable* (dapat diaktifkan kapanpun pada kapasitas nominal untuk memenuhi permintaan energi listrik).

Pada skenario *business as usual*, LEAP akan dengan otomatis menambahkan kapasitas PLTU, jika nilai reserve margin mendekati angka 35%. Hasilnya, pada Tahun 2023, 2026, 2028 dan 2029, dilakukan penambahan kapasitas PLTU batubara sebesar masing masing 200 MW untuk menjaga *reserve margin*.



Gambar 7. Kapasitas Cadangan Sistem Ketenagalistrikan pada Skenario BaU dan RUPTL

Pada skenario RUPTL, *reserve margin* terus turun dari periode awal pemodelan hingga mencapai angka 12,24% pada Tahun 2030. Hal ini disebabkan, dibandingkan dengan skenario *Business as Usual*, pada skenario RUPTL, dilakukan pengembangan kapasitas pembangkit *dispatchable* yang lebih sedikit, yaitu hanya sebesar 385,3 MW yang terdiri dari 300 MW PLTG, 1,3 MW PLTA, 65 MW PLTP, dan 19 MW PLTSa,

Menariknya, *reserve margin* yang tercatat pada skenario RUPTL, lebih rendah dari standar *reserve margin* PLN sebesar 35%. Namun perlu ditekankan bahwa hal ini dapat dikaitkan dengan rencana PLN untuk meningkatkan kapasitas interkoneksi antara Jawa dan Bali, dengan kapasitas nominal yang belum dapat dipastikan [6]. Meskipun penambahan ini akan meningkatkan keamanan pasokan listrik di Provinsi Bali, interkoneksi akan mentransmisikan listrik dari PLTU Batubara *ultrasupercritical*, yang hanya 7% lebih efisien daripada pembangkit listrik tenaga batu bara yang sudah ada [14]. Hal ini berisiko meningkatkan jejak karbon

pasokan listrik yang digunakan penduduk Provinsi Bali.

4.4 Pengurangan Emisi GRK

Berdasarkan pemodelan tersebut, skenario RUPTL diproyeksikan akan mengemisi 8,07 juta metrik ton CO₂Eq pada tahun 2030. Dibandingkan dengan emisi skenario *baseline* BaU sebesar 10,19 juta metrik ton, penurunan emisi untuk skenario RUPTL dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut.

$$\text{Pengurangan Emisi} = \left[1 - \frac{\text{Emisi RUPTL}}{\text{Emisi BaU}} \right] \times 100\% \quad (1)$$

$$\left[1 - \left(\frac{8.07 \text{ Juta Mton CO}_2 \text{ Eq}}{10.19 \text{ Juta Mton CO}_2 \text{ Eq}} \right) \right] \times 100\% = 20,89\%$$

Terlihat bahwa skenario RUPTL mencapai penurunan emisi setara dengan 20,89% dibandingkan dengan BaU. Hal ini menunjukkan bahwa usulan skenario mitigasi emisi GRK yang diajukan oleh PLN telah berhasil melampaui asumsi batas bawah target penurunan emisi sektor energi dalam NDC sebesar 19%, namun belum mencapai target penurunan emisi sebesar 27%.

Penurunan emisi pada skenario RUPTL, dapat diatribusikan pada dua hal, yang pertama adalah pengembangan energi terbarukan, yang kedua adalah keputusan untuk melakukan *fuel switching* dari pembangkit berbahan bakar batubara ke gas. Untuk reduksi emisi dari *fuel switching*, gas, memiliki faktor emisi yang lebih rendah dari batubara (seperti dilihat pada tabel 1), maka untuk jumlah produksi listrik yang sama dari teknologi pembangkit yang berbeda antara gas dan batubara, maka emisi dari pembangkit gas akan lebih rendah. Hal ini dapat dilihat pada kasus skenario RUPTL, dimana pada Tahun 2030, produksi energi listrik dari PLTG, sudah melewati PLTU batubara dalam hal prosentase kontribusi pemenuhan energi listrik. Pada tahun tersebut, PLTG memproduksi 28,76% dari total listrik di Provinsi Bali, meninggalkan PLTU dengan produksi sebesar 25,46%. Namun, meskipun jumlah produksi energi listrik dari PLTG pada Tahun 2030, lebih banyak dibandingkan PLTU, jumlah emisi dari PLTU

masih tetap lebih tinggi dibandingkan PLTG sebesar kurang lebih 12 %.

Tabel 8. Emisi GRK dari Teknologi Pembangkit pada Skenario RUPTL

Teknologi	Emisi (2030)
Interkoneksi	3,51 Juta Mton CO ₂ Eq
PLTU	2,67 Juta Mton CO ₂ Eq
PLTG	1,74 Juta Mton CO ₂ Eq
PLTGu	0,13 Juta Mton CO ₂ Eq
PLTD	0,02 Juta Mton CO ₂ Eq
Total	8,07 Juta Mton CO ₂ Eq

Lebih lanjut, dapat diamati bahwa meskipun pengurangan emisi dari pengembangan EBT dan *fuel switching* dari dari batubara ke gas, namun emisi dari armada pembangkit batubara (PLTU dan interkoneksi), masih menjadi penyumbang terbesar emisi sistem ketenagalistrikan Provinsi Bali.

4.5 Analisa Biaya Sistem

4.5.1 Biaya Investasi

Dari aspek biaya investasi, tercatat bahwa untuk menambahkan kapasitas sistem ketenagalistrikan Provinsi Bali sebesar 538,8 MW hingga Tahun 2030, skenario RUPTL, tercatat memerlukan 85,71 Juta USD. Angka ini lebih murah dibandingkan skenario *Business as Usual*, dengan biaya investasi 160,64 Juta USD dengan tambahan kapasitas 800 MW.

Lebih mudahnya biaya investasi yang diperlukan pada skenario RUPTL, selain diatribusikan terhadap tambahan kapasitas yang lebih rendah. Namun juga disebabkan oleh penambahan kapasitas pembangkit yang memiliki *unit cost* lebih murah dibandingkan PLTU yang dikembangkan pada skenario *Business as Usual*, alih alih, skenario RUPTL mengembangkan PLTG, & PLTS sehingga biayanya lebih murah dibandingkan skenario *business as usual*.

Tabel 9. Tambahan Kapasitas dan Biaya Investasi Pembangkit pada Skenario RUPTL

Teknologi	Tambahan Kapasitas	Biaya Investasi
PLTG	300 MW	28,89 Juta USD
PLTS	153,5 MW	12,42 Juta USD
PLTA	1,3 MW	0,42 Juta USD
PLTP	65 MW	28,11 Juta USD
PLTSa	19 MW	15,87 Juta USD

Namun, melihat lebih dalam pada biaya investasi total skenario RUPTL, dapat diamati, rencana pengembangan PLTSa

dan PLTP, menghabiskan biaya investasi yang cukup signifikan, karena kapasitasnya yang hanya 65 MW dan 19 MW, memerlukan biaya investasi yang lebih tinggi dibandingkan investasi untuk mengembangkan kapasitas PLTS sebesar 153,5 MW.

4.5.2 Biaya O&M

Dari aspek biaya O&M, dapat diamati pada tabel 10 bahwa total biaya O&M pada skenario RUPTL, berada di angka yang lebih rendah dibandingkan skenario RUPTL. Hal ini, lagi lagi disebabkan oleh biaya O&M PLTU batubara yang tinggi yang menyebabkan tingginya biaya O&M pada skenario BaU. Sedangkan, pada skenario RUPTL, dikembangkan pembangkit dengan biaya O&M yang murah seperti PLTS DAN PLTG.

Tabel 10. Komparasi Biaya O&M antara Skenario BaU dan RUPTL

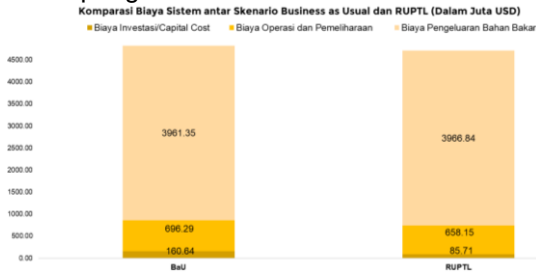
Teknologi	BaU	RUPTL
Interkoneksi	200,23 Juta USD	200,59 Juta USD
PLTU	351,2 Juta USD	189,74 Juta USD
PLTG	115,85 Juta USD	178,21 Juta USD
PLTGu	22,49 Juta USD	22,49 Juta USD
PLTD	5,4 Juta USD	5,86 Juta USD
PLTS	0,28 Juta USD	9,63 Juta USD
PLTA	0,83 Juta USD	1,39 Juta USD
PLTP	-	5,23 Juta USD
PLTSa	-	45 Juta USD
Total	696,28 Juta USD	658,15 Juta USD

Meskipun lebih murah dari segi biaya O&M dibandingkan skenario BaU, perlu disoroti bahwa pengembangan PLTSa dalam jangka waktu panjang akan menimbulkan biaya yang O&M yang tinggi. PLTSa, dengan hanya kapasitas 19 MW dan yang hanya memproduksi 133,15 GWh atau kurang lebih hanya 1% dari total Produksi listrik di Tahun 2030, memakan 6,8% dari total biaya O&M sistem ketenagalistrikan Provinsi Bali pada skenario RUPTL.

4.5.3 Biaya Pengeluaran Bahan Bakar

Dikarenakan masih tingginya pemanfaatan bahan bakar fosil pada skenario BaU dan RUPTL, maka tidak mengherankan bahwa sebagian besar biaya pengembangan sistem ketenagalistrikan

dari Tahun 2020 hingga 2030 dialokasikan untuk pengeluaran bahan bakar.



Gambar 8. Biaya Sistem antara Skenario BaU dan RUPTL

Namun, hal yang menarik dapat kita lihat pada biaya pengeluaran bahan bakar yang lebih tinggi pada skenario RUPTL, meskipun memiliki pembangkit berbahan bakar fosil dengan kapasitas yang lebih sedikit.

Tabel 11. Komparasi Jumlah Kapasitas Pembangkit pada Skenario BaU dan RUPTL

Teknologi	Skenario BaU	Skenario RUPTL
Interkoneksi	400 MW	400 MW
PLTU	1180 MW	380 MW
PLTG	452 MW	752 MW
PLTGU	52,4 MW	52,4 MW
Diesel	61,4 MW	61,4 MW
Total	2145,8 MW	1645,8 MW

Hal ini, disebabkan oleh keputusan melakukan *fuel switching*, dari batubara ke gas. Karena, seperti yang tercatat pada tabel 1, gas alam, memiliki biaya unit bahan bakar yang lebih tinggi dibandingkan batubara, maka dengan meningkatnya peran PLTG pada skenario RUPTL, yang berkembang dari hanya menyumbang 1,26 % energi listrik pada 2020, hingga 28,76 % listrik pada Tahun 2030, akan berujung pada lebih tingginya pengeluaran bahan bakar dibandingkan skenario BaU.

4.5.4 Biaya Sistem

Biaya sistem atau biaya total merupakan penjumlahan dari total biaya investasi, operasi dan pemeliharaan (O&M), serta biaya pengeluaran bahan bakar, yang dialokasikan untuk pengembangan sistem ketenagalistrikan Provinsi Bali dari Tahun 2020 hingga Tahun 2030.

Tabel 12. Komparasi Biaya Sistem pada Skenario BaU dan RUPTL

Tipe Biaya	BaU	RUPTL
Investasi	160,64 Juta USD	85,71 Juta USD
O&M	696,29 Juta USD	658,15 Juta USD
Bahan Bakar	3961,35 Juta USD	3966,84JutaUSD
Sistem	4818,28 Juta USD	4710,7 Juta USD

Berdasarkan tabel 12, dapat diamati bahwa skenario RUPTL, memiliki total biaya sistem sebesar 4710,7 Juta USD, lebih rendah dibandingkan skenario BaU dengan total biaya sistem sebesar 4818,28 Juta USD. Merujuk bahasan 4.5.1 hingga 4.5.3, nilai biaya sistem yang lebih rendah ini diatribusikan terhadap biaya investasi, serta O&M yang lebih rendah pada skenario RUPTL, berkat pengembangan pembangkit seperti PLTS dan PLTG, yang secara biaya investasi dan pemeliharaan lebih murah dibandingkan PLTU batubara.

5. KESIMPULAN

Dekarbonisasi sistem ketenagalistrikan yang ada pada RUPTL dicapai dengan menghentikan penambahan armada batubara sekaligus meningkatkan kapasitas pembangkit listrik berbahan bakar gas dan sumber energi terbarukan. Selanjutnya, mitigasi yang disampaikan PLN melalui Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) telah menunjukkan keefektifannya dalam mencapai target penurunan emisi sektor energi yang selaras dengan *Nationally Determined Contribution* (NDC) sebesar 19%, meskipun masih belum memenuhi 27% target pengurangan emisi. Dari sisi biaya sistem, mitigasi pengurangan emisi karbon yang ditawarkan pada skenario RUPTL, juga lebih murah dari dibandingkan skenario *Business as Usual*, sebesar 107,58 Juta USD, yang disebabkan oleh lebih rendahnya aspek biaya investasi dan pemeliharaan / O&M pada skenario RUPTL.

6. DAFTAR PUSTAKA

[1]. DPR. 2015. Komitmen Indonesia pada COP 21 UNFCC. Info Singkat Hubungan Internasional, Kajian Singkat terhadap Isu Aktual dan Strategis vol VII No. 23/I/P3DI/Desember2015.

- [2]. KLHK. 2021. Updated Nationally Determined Contribution Republic of Indonesia. Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan, Jakarta.
- [3]. KLHK. 2020. Laporan Inventarisasi Gas Rumah Kaca (GRK) dan Monitoring, Pelaporan, Verifikasi (MPV) Tahun 2020. Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan, Jakarta.
- [4]. KESDM Dirjen Gatrik. 2021. Statistik Ketenagalistrikan Tahun 2020 Edisi No. 34. Jakarta.
- [5]. PLN. 2021. Diseminasi RUPTL 2021-2030. Direktorat Perencanaan Korporat PLN Persero, Jakarta.
- [6]. PLN. 2021. Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030. PT. PLN Persero, Jakarta.
- [7]. PLN. 2019. Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2019-2028," PT. PLN Persero, Jakarta.
- [8]. Peraturan Daerah No. 9 Tahun 2020 tentang Rencana Umum Energi Daerah Provinsi Bali Tahun 2020-2050, Denpasar, Sept. 2020.
- [9]. Peraturan Gubernur Bali Nomor 45 Tahun 2019 tentang Bali Energi Bersih, Denpasar.
- [10]. Heaps, C. 2023. LEAP (Low Emission Analysis Platform). <https://www.sei.org/projects-and-tools/tools/leap-long-range-energy-alternatives-planning-system/>. Diakses pada 15 Juli 2022.
- [11]. KESDM, "Inventarisasi Emisi GRK Bidang Energi," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta, Dec. 2020.
- [12]. Brander, M. 2012. Greenhouse Gases, CO₂, CO_{2e}, and Carbon: What Do All These Term Mean?. Eocmetrica White Paper
- [13]. Aisyah, A. Simaremare, A. 2021. "Correlation between Weather Variables and Electricity Demand," IOP Conference Series: Earth and Environment SCI 927 -12015.
- [14]. KESDM, DEA. 2021. "Technology Data for the Indonesian Power Sector-Catalogue for Generation and Storage of Electricity 2021," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- [15]. Sani, L. Khatiwada, P. Harahap, F. Silveira, S. 2021. "Decarbonization Pathways for The Power Sector in Sumatra, Indonesia," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 150, 2021, 111507, ISSN 1364-0321.
- [16]. Handayani, K. Anugrah, P. Goembira, F. Overland, I. Suryadi, B. Swandaru, A. 2022. Moving Beyond the NDCs: ASEAN Pathways to a Net Zero Emission Power Sector in 2050. Journal of Applied Energy Volume 311.
- [17]. PLN. 2021. Dokumen Statistik PLN: 2021. PT. PLN Persero ISSN 0852 – 8179. Jakarta.