

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Asumsi Dasar

##### 4.1.1. Kondisi Geografis

Provinsi Nusa Tenggara Timur (selanjutnya di sebut Provinsi NTT) atau dikenal dengan sebutan Flobamorata merupakan sebuah provinsi yang terdiri dari 1.192 pulau dimana 43 pulau yang dihuni dan terdapat 1.149 pulau tidak dihuni. Dari 43 pulau yang dihuni, 5 diantaranya merupakan kepulauan besar yang terdapat di Provinsi NTT, ke-5 pulau tersebut ialah Pulau Flores, Pulau Sumba, Pulau Timor, Pulau Alor, dan Pulau Lembata atau terkenal dengan sebutan Flobamorata. Luas wilayah daratan Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 47.931,54 km<sup>2</sup> dimana 29,63% atau 14.200 km<sup>2</sup> merupakan luasan wilayah daratan pulau Timor sebagai pulau terluas di Provinsi NTT. Peta Provinsi NTT ditunjukkan pada gambar 4.1.



Gambar 4.1 Peta Provinsi Nusa Tenggara Timur

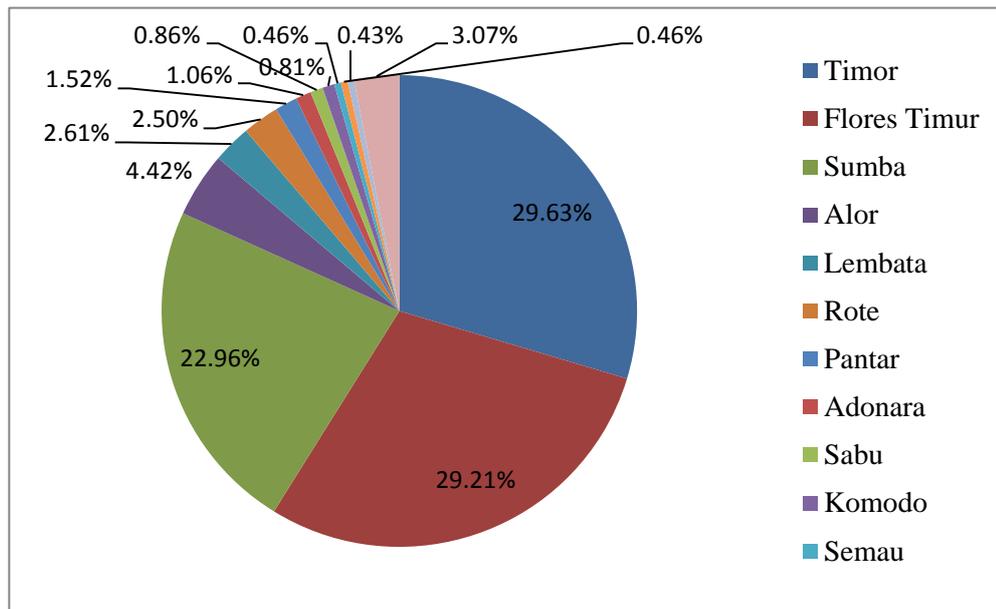
Sumber: [www.mapsofworld.com](http://www.mapsofworld.com)

Berdasarkan luasan wilayah per pulau di Provinsi NTT, maka ke lima pulau (Flobamorata) merupakan pulau-pulau dengan luasan paling besar dibandingkan dengan pulau-pulau lainnya. Dimana luasan wilayah ke 5 pulau tersebut mencakup hampir 88,83% dari seluruh luasan wilayah daratan di provinsi NTT, dan hanya sebesar 16,17% luas wilayah daratan pulau-pulau lainnya. Luas wilayah daratan provinsi NTT yang sebesar 47.931 km<sup>2</sup>, ternyata hanya mencakup 23,97% dari seluruh luasan provinsi, yang berarti luas wilayah lautan yang dimiliki adalah sebesar 200.000 km<sup>2</sup>.

Informasi detail mengenai luas wilayah daratan per pulau di Provinsi Nusa Tenggara Timur dapat dilihat di tabel 4.1 dan gambar 4.2.

Tabel 4.1 Luas Wilayah Daratan per Kepulauan di Provinsi NTT

No	Kabupaten/Kota	Luas (km <sup>2</sup> )	Persentase (%)
1	Timor	± 14.200	29,63%
2	Flores Timur	± 14.000	29,21%
3	Sumba	± 11.005	22,96%
4	Alor	± 2.119	4,42%
5	Lembata	± 1.250	2,61%
6	Rote	± 1.200	2,50%
7	Pantar	± 728	1,52%
8	Adonara	± 509	1,06%
9	Sabu	± 414	0,86%
10	Komodo	± 390	0,81%
11	Semau	± 219	0,46%
12	Solor	± 219	0,46%
13	Rinca	± 207	0,43%
14	Lainnya	± 1.471	3,07%
<b>Total</b>		<b>± 47.931</b>	<b>100%</b>



Gambar 4.2 Grafik Perbandingan Luas Wilayah Daratan.

Secara astronomis Provinsi NTT terletak antara 8° - 12° Lintang Selatan dan 118° - 125° Bujur Timur. Lalu berdasarkan geografisnya, memiliki batasan-batasan sebagai berikut, batas utara – Laut Flores, batas selatan – Samudera Hindia, batas timur – Timor Leste, dan batas baratnya adalah Provinsi Nusa Tenggara Barat. Provinsi yang terdiri dari banyak pulau ini memiliki rata-rata ketinggian bervariasi setiap kabupatennya, dimana Kabupaten Lembata dengan Ibukota Lewoleba merupakan kabupaten dengan ketinggian rata-rata terendah ± 10 mdpl, dan Kabupaten Ngada yang beribukota di Bajawa merupakan kabupaten dengan rata-rata ketinggian terbesar yaitu ± 1.1547 mdpl.

Selayaknya wilayah lain di Indonesia, Provinsi NTT hanya mengenal dua musim setiap tahunnya, yaitu musim hujan dan musim kemarau. Pada bulan Juni-September merupakan musim kemarau yang disebabkan oleh arus angin berasal dari Australia dan tidak banyak mengandung uap air. Namun, pada bulan Desember-Maret arus angin banyak mengandung uap air yang berasal dari Asia dan Samudera Pasifik sehingga menyebabkan musim hujan. Keadaan seperti ini berganti setiap setengah tahun setelah melewati masa peralihan pada bulan April-Mei dan Oktober-November. Walaupun demikian mengingat Provinsi NTT dekat dengan Australia, arus angin yang banyak mengandung uap air dari Asia dan Samudera Pasifik akan sampai di NTT dengan kandungan uap air yang sudah

berkurang sehingga menyebabkan hari hujan yang ada lebih sedikit dibandingkan dengan wilayah yang berdekatan langsung dengan Asia. Hal ini menjadikan Provinsi NTT sebagai wilayah yang tergolong kering, di mana hanya 4 bulan yaitu Januari sampai dengan Maret, dan bulan Desember yang keadaanya relatif basah dan 8 bulan sisanya relative kering. Oleh karenanya beberapa daerah di Provinsi NTT mengalami permasalahan kekurangan air bersih, terutama pada pulau-pulau terisolir.

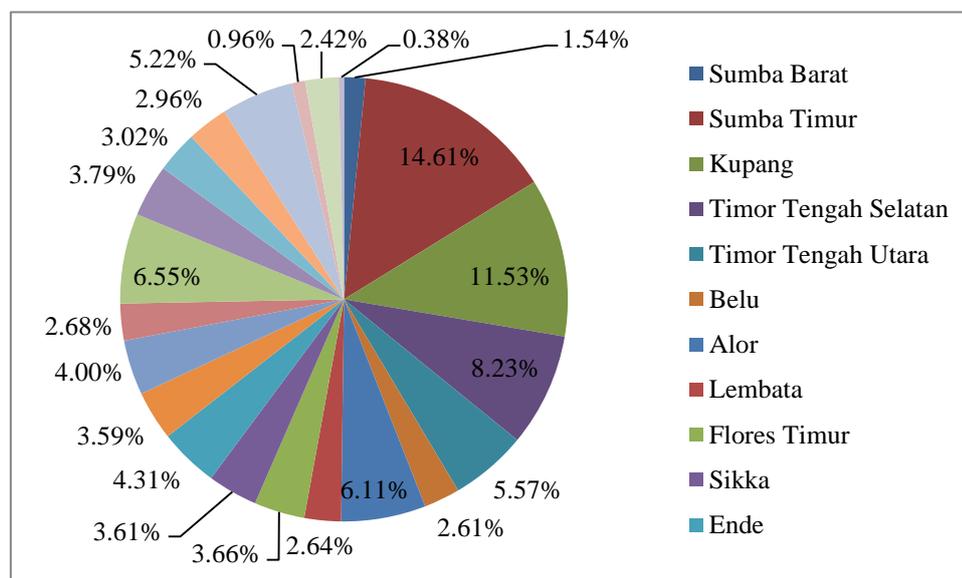
Secara administrasi Provinsi NTT terbagi dalam 21 kabupaten dan 1 kota, 306 kecamatan, 318 kelurahan, dan 3.026 desa. Detail mengenai luasan lahan per kota/kabupaten ditambah dengan perbandingannya dapat dilihat dalam tabel 4.2 dan gambar 4.3.

Tabel 4.2 Luas Wilayah Kota/Kabupaten di Provinsi NTT

No	Kabupaten/Kota	Luas (km <sup>2</sup> )	Persentase (%)
1	Sumba Barat	737,42	1,54%
2	Sumba Timur	7.005,00	14,61%
3	Kupang	5.525,83	11,53%
4	Timor Tengah Selatan	3.947,00	8,23%
5	Timor Tengah Utara	2.669,70	5,57%
6	Belu	1.248,94	2,61%
7	Alor	2.928,88	6,11%
8	Lembata	1.266,39	2,64%
9	Flores Timur	1.754,98	3,66%
10	Sikka	1.731,91	3,61%
11	Ende	2.068,00	4,31%
12	Ngada	1.722,24	3,59%
13	Manggarai	1.915,62	4,00%
14	Rote Ndao	1.284,41	2,68%
15	Manggarai Barat	3.141,47	6,55%
16	Sumba Tengah	1.817,88	3,79%

Tabel 4.2 Luas Wilayah Kota/Kabupaten di Provinsi NTT (lanjutan)

No	Kabupaten/Kota	Luas (km <sup>2</sup> )	Persentase (%)
17	Sumba Barat Daya	1.445,96	3,02%
18	Nagekeo	1.15,96	2,96%
19	Manggarai Timur	2.502,24	5,22%
20	Sabu Raijua	460,47	0,96%
21	Malaka	1.160,61	2,42%
22	Kota Kupang	180,27	0,38%
<b>Total</b>		<b>47.931,54</b>	<b>100%</b>



Gambar 4.3 Grafik Perbandingan Luas Wilayah Berdasarkan Kota/Kabupaten di Provinsi NTT.

Berdasarkan informasi pada tabel 4.2 dan gambar 4.3, Kabupaten Sumba Timur dan Kabupaten Kupang merupakan dua kabupaten dengan predikat terluas dimana besaran luasan wilayahnya berturut-turut adalah 7.005,00 km<sup>2</sup> atau sebesar 14,61%, dan 5.525,83 km<sup>2</sup> atau sebesar 11,53% dari total luasan provinsi. Selanjutnya wilayah terkecil adalah Kota Kupang dengan luas 180,27 km<sup>2</sup> atau hanya sebesar 0,38%. Selebihnya untuk sisa kabupaten yang berada di Provinsi NTT memiliki luasan maksimal 8,23% dan luasan minimal 0,96% dari luas keseluruhan daerah admnisitrasi Provinsi Nusa Tenggara Timur.

#### 4.1.2. Demografi Provinsi Nusa Tenggara Timur

Mengacu pada data yang dikeluarkan oleh BPS dengan judul Provinsi Nusa Tenggara Timur Dalam Angka pada tahun 2018, Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) berada pada urutan ke 12 dari daftar jumlah penduduk Indonesia berdasarkan provinsi, dengan jumlah sebanyak 5.287.302 jiwa atau sekitar 2% dari jumlah penduduk di Indonesia. Jumlah penduduk yang ada dalam Provinsi NTT tersebut terbagi dalam 1.144,80 rumah tangga yang tersebar dalam 21 kabupaten dan 1 kota madya. Jika dilihat berdasarkan rata-rata anggota rumah tangga berdasarkan jumlah penduduk dan jumlah rumah tangga maka besaran rata-rata anggota rumah tangga adalah sebesar 4,6 jiwa/rumah tangga. Data mengenai jumlah penduduk berdasarkan kabupaten dan kota dapat dilihat pada tabel 4.3 dibawah ini.

Tabel 4.3 Jumlah Penduduk dan Perbandingan Jumlah Berdasarkan Gender di Provinsi NTT

No	Kabupaten/Kota	Penduduk (Orang)		
		Laki-laki	Perempuan	Jumlah
1	Sumba Barat	64.918	60.858	125.776
2	Sumba Timur	129.389	123.315	252.704
3	Kupang	190.480	182.297	372.777
4	Timor Tengah Selatan	228.917	235.063	463.980
5	Timor Tengah Utara	123.384	126.327	249.711
6	Belu	106.782	106.814	213.596
7	Alor	98.916	103.974	202.890
8	Lembata	64.581	73.133	137.714
9	Flores Timur	120.285	131.326	251.611
10	Sikka	150.023	167.269	317.292
11	Ende	128.819	143.265	272.084
12	Ngada	77.701	81.380	159.081
13	Manggarai	161.192	168.006	329.198

Tabel 4.3 Jumlah Penduduk dan Perbandingan Jumlah Berdasarkan Gender di Provinsi NTT (lanjutan)

No	Kabupaten/Kota	Penduduk (Orang)		
		Laki-laki	Perempuan	Jumlah
14	Rote Ndao	81.207	78.407	159.614
15	Manggarai Barat	130.199	133.008	263.207
16	Sumba Tengah	36.385	34.334	70.719
17	Sumba Barat Daya	170.293	161.601	331.894
18	Nagekeo	69.291	73.513	142.804
19	Manggarai Timur	138.380	141.738	280.118
20	Sabu Raijua	46.814	44.698	91.512
21	Malaka	90.121	96.191	186.312
22	Kota Kupang	211.104	201.604	412.708
<b>Total</b>		<b>2.619.181,00</b>	2.668.121	5.287.302

Berdasarkan data pada tabel 4.3 dapat dilihat bahwa jumlah penduduk terbesar di Provinsi Nusa Tenggara Timur berada di Kabupaten Timor Tengah Selatan yaitu sebanyak 463.980 jiwa, atau sebesar 8,77% dari total jumlah penduduk dengan tingkat kepadatan 118 jiwa/km<sup>2</sup>. Sedangkan jumlah penduduk paling rendah berada di Kabupaten Sumba Tengah dengan jumlah penduduk sebanyak 70.719 jiwa atau 1,34% dimana tingkat kepadatannya adalah 39 jiwa/km<sup>2</sup>. Namun jika dilihat berdasarkan kepadatan penduduk per kabupaten/kota di Provinsi NTT, maka Kota Kupang berada diperingkat pertama dengan nilai kepadatan penduduk sebesar 2.289 jiwa/km<sup>2</sup>. Status sebagai Ibu Kota Provinsi memang menjadi faktor yang menarik banyak pendatang untuk tinggal dan mencari penghidupan yang layak di Kota Kupang. Secara keseluruhan, di Provinsi Nusa Tenggara Timur perbandingan antara jumlah penduduk berdasarkan gender bisa dikatakan hampir seimbang, hal ini dilihat dari jumlah penduduk laki-laki sebesar 2.619.181 jiwa dan penduduk perempuan berjumlah 2.668.121 jiwa, sedikit lebih banyak dibandingkan dengan jumlah penduduk laki-laki.

Laju pertumbuhan penduduk merupakan salah satu data yang dibutuhkan untuk dijadikan salah satu acuan dalam proyeksi menggunakan LEAP. Sehingga permintaan yang dihasilkan dipengaruhi oleh bertambahnya jumlah penduduk atau rumah tangga dalam suatu wilayah. Data mengenai laju pertumbuhan penduduk diambil dari Provinsi Nusa Tenggara Timur Dalam Angka 2018 yang dibuat oleh BPS Provinsi NTT. Informasi detail mengenai laju pertumbuhan penduduk dapat dilihat pada tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4.4 Asumsi Laju Pertumbuhan Penduduk Provinsi NTT

No	Interval (tahun)	Pertumbuhan Penduduk (%)
1	2010-2015	1,70
2	2015-2020	1,59
3	2020-2025	1,50
4	2025-2030	1,40

#### 4.1.3. PDRB (Produk Domestik Regional Bruto) Provinsi NTT

Untuk meningkatkan kesejahteraan masyarakat, meminimalkan ketimpangan ekonomi, dan mengurangi angka pengangguran adalah melalui usaha pembangunan ekonomi, dimana pembangunan ekonomi tersebut harus berdasar pada perencanaan pembangunan yang tepat sasaran agar dapat berjalan secara efektif dan efisien.

Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) merupakan akumulasi nilai tambah dari produk yang di hasilkan oleh seluruh unit ekonomi pada suatu daerah. Sehingga dalam menentukan perkembangan ekonomi di suatu daerah dapat menggunakan nilai Produk Domestik Bruto (PDRB) sebagai salah satu indikatornya.

Perekonomian Nusa Tenggara Timur (NTT) pada tahun 2018 tumbuh sebesar 5,16% di seluruh lapangan usaha, yang mana penyumbang peningkatan terbesar dari Produk Domestik Bruto (PDRB) Provinsi Nusa Tenggara Timur berada pada sektor pertanian, kehutanan, dan perikanan yang mencapai 28,72%

dari total 62.788,1 milyar rupiah. Jika dilihat berdasarkan kondisi per kabupaten/kota, maka Kota Kupang menjadi daerah dengan pertumbuhan ekonomi paling baik yaitu sebesar 6,83%, berbanding terbalik dengan Kabupaten Alor yang justru mengalami penurunan sebesar 4,88%. Perincian mengenai Produk Domestik Bruto (PDRB) pada Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) di uraikan dalam tabel 4.5

Tabel 4.5 PDRB Provinsi Nusa Tenggara Timur ADH Konstan 2010 Menurut Lapangan Usaha 2014-2017

No	Lapangan Usaha/Industri	PDRB (Milyar)
1	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	17.311,10
2	Pertambangan dan Penggalian	898,3
3	Industri Pengolahan	800,1
4	Pengadaan Listrik dan Gas	47,2
5	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah, Limbah dan Daur Ulang	40,7
6	Konstruksi	6.866,8
7	Perdagangan Besar dan Eceran: Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	7.241,4
8	Transportasi dan Pergudangan	3.269,0
9	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	439,3
10	Informasi dan Komunikasi	5.524,3
11	Jasa Keuangan dan Asuransi	2.498,2
12	Real Estat	1.581,2
13	Jasa Perusahaan	172,1
14	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	7.883,2
15	Jasa Pendidikan	5.486
16	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	1.382
17	Jasa Lainnya	1.374
<b>Produk Domestik Regional Bruto</b>		<b>62.788,1</b>

Berdasarkan informasi pada tabel 4.5, didapati bahwa Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provinsi Nusa Tenggara Barat atas dasar harga konstan 2010 bernilai 62.788,1 milyar rupiah. Nilai tersebut merupakan akumulasi dari beberapa sektor ekonomi. Berikut perincian PDRB persektor lapangan kerja.

- Sektor Bisnis

Tabel 4.6 PDRB Sektor Bisni di Provinsi NTT

No	Lapangan Usaha/Industri	PDRB (Milyar)
1	Perdagangan Besar dan Eceran:	7.241,4
2	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	439,3
3	Informasi dan Komunikasi	5.524,3
4	Jasa Keuangan dan Asuransi	2.498,2
5	Real Estate dan jasa perusahaan	1.753,3
6	Jasa Lainnya	1.374
Jumlah		18.830,5

- Sektor Industri

Tabel 4.7 PDRB Sektor Industri di Provinsi NTT

No	Lapangan Usaha/Industri	PDRB (Milyar)
1	Industri Pengolahan	800,1
Jumlah		800,1

- Sektor Publik

Tabel 4.8 PDRB Sektor Publik di Provinsi NTT

No	Lapangan Usaha/Industri	PDRB (Milyar)
1	Pemerintahan, pertahanan, dan jamsos	7.883,2
Jumlah		7.883,2

- Sektor Sosial

Tabel 4.9 PDRB Sektor Sosial di Provinsi NTT

No	Lapangan Usaha/Industri	PDRB (Milyar)
1	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	1.382
2	Jasa Lainnya	1.374
Jumlah		2.756

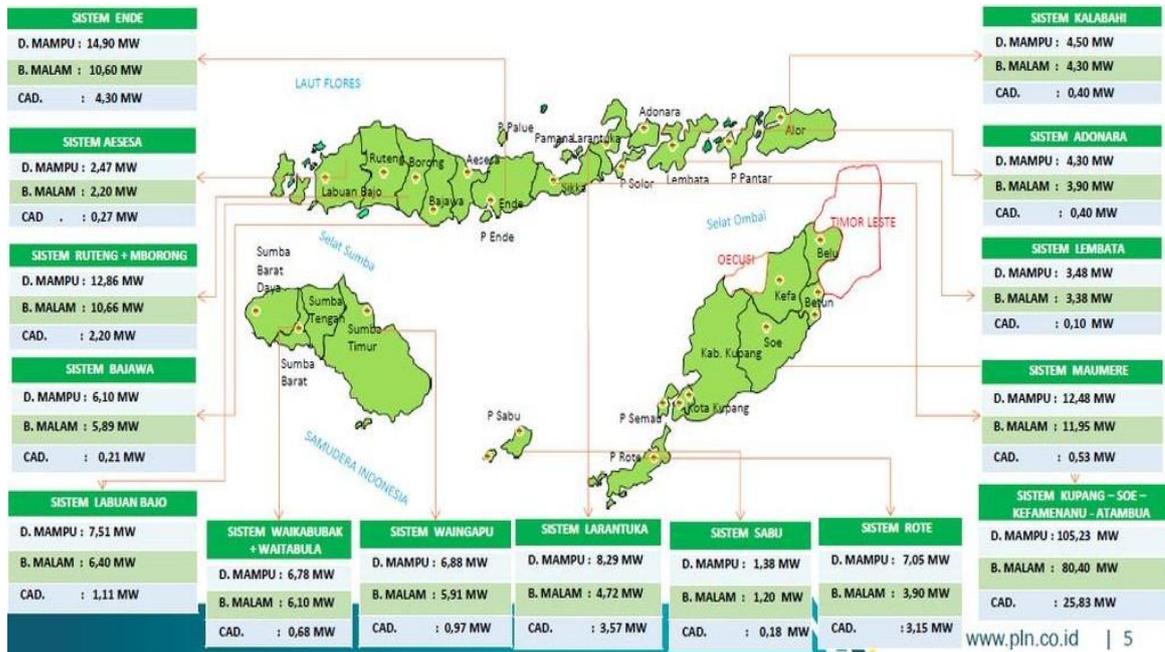
## **4.2 Kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Timur**

### **4.2.1. Sistem Ketenagalistrikan**

Kelistrikan di Nusa Tenggara adalah bagian dari sistem kelistrikan Regional Jawa Bagian Timur, Bali dan Nusa Tenggara, dengan wilayah kerja meliputi Provinsi Jawa Timur, Provinsi Bali, Provinsi NTB, dan Provinsi NTT. Kondisi kelistrikan di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) saat ini terdapat 63 sistem tenaga listrik PLN, yang mana sistem tersebut melayani beban-beban tersebar di beberapa pulau, mulai dari pulau-pulau besar sampai dengan pulau-pulau kecil, termasuk juga di daerah yang berbatasan langsung dengan Timor Leste atau negara tetangga. Interkoneksi di Pulau Timor mulai dari Bolok sampai dengan ke Atambua telah tersambung pada tahun 2017 dengan Transmisi 70 kV sistem Timor, selain itu sistem Ende juga sudah terinterkoneksi dengan Transmisi 70 kV. Pasokan daya untuk ke dua sistem tersebut bersumber dari PLTU, PLTMG dan beberapa PLTD. Sedangkan beberapa sistem lainnya di Provinsi Nusa Tenggara beroperasi secara terpisah dengan menggunakan tegangan menengah 20 kV, yang dipasok dari PLTD dan sebagian dari PLTP serta PLTM, dan bahkan beberapa sistem kecil dipasok dari PLTD langsung melayani beban pada tegangan 220 Volt.

Total terdapat sebanyak 15 sistem kelistrikan dengan kondisi *existing* di Provinsi Nusa Tenggara Timur yang dipasok oleh 24 pembangkit, dimana sistem terbesar berada di Pulau Timor yaitu sistem Kupang-Soe-Kefamenanu-Atambua dengan total daya ampu sebesar 105,23 MW, sedangkan sistem kelistrikan terkecil adalah sistem Sabu dengan total daya ampu hanya sebesar 1,38 MW.

Cadangan listrik di NTT relatif rawan, terutama untuk sistem Waikabukak dan Waitabula, sistem Waingapu, sistem Sabu, sistem Bajawa, sistem Maumere, sistem Lembata dan sistem Kalabahi. Sehingga perlu adanya intervensi untuk dapat mengakselerasi perkembangan sistem energi di Provinsi Nusa Tenggara Timur, yang tentu saja tetap memperhatikan aspek-aspek yang diakibatkannya. Informasi detail mengenai sistem kelistrikan di Provinsi Nusa Tenggara Timur secara keseluruhan dapat dilihat pada Gambar 4.4.



Gambar 4.4 Sistem Kelistrikan di Provinsi Nusa Tenggara Timur  
 Sumber: Laporan Kunjungan Kerja Spesifik Komisi VII DPR RI Panja  
 Ketengalistrikan ke Kota Kupang, NTT

Rasio elektrifikasi Provinsi Nusa Tenggara Timur berada diposisi paling rendah bila dibandingkan dengan provinsi-provinsi lainnya di Indonesia, dimana nilai rasio elektrifikasinya sebesar 61,90%. Berbanding terbalik dengan provinsi tetangga terdekat yaitu Nusa Tenggara Barata (NTB) yang memiliki nilai rasio elektrifikasi sebesar 89,10%.

#### 4.2.2. Data Pembangkit

Sampai dengan awal tahun 2018 total kapasitas pembangkit terpasang di Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 421,8 MW dengan daya ampu sebesar 237,6 MW. Semua itu di pasok oleh 24 pembangkit listrik yang tersebar di seluruh provinsi. Jenis pembangkit listrik yang ada masih di dominasi oleh Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) terutama di sistem yang masih *isolated*. Hal tersebut menyebabkan biaya pokok produksi untuk pembangkitan energi listrik menjadi tinggi. Selain PLTD dalam sistem kelistrikan di Provinsi

NTT, terdapat pula unit PLTU, PLTM serta PLTP dengan rincian kapasitas pembangkit di Provinsi Nusa Tenggara Timur ditunjukkan pada tabel 4.10.

Tabel 4.10 Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
1	Sistem Kupang	PLTD/PLTU	BBM/ Batubara	205	87,8	PLN
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	4,1	3,3	PLN
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	2,2	1,5	PLN
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	6,6	5,1	PLN
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	16,5	13,6	PLN
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	2,7	2,5	PLN
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	4,1	3,5	PLN
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	6	4,3	PLN
9	Sistem Ende	PLTD/PLTM /PLTU	BBM/ Batubara/Air	19,8	14,8	PLN
10	Sistem Wolowaru	PLTD	BBM	2,4	1,4	PLN
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	4	3,2	PLN
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP /PLTMH	BBM/Surya/ Air	17,4	6,7	PLN
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP /PLTMH	BBM/Surya/ Air	26	16,3	PLN
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	16,2	8,3	PLN
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	16,5	12,7	PLN
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	10,6	5,9	PLN
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	6,6	4,7	PLN
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	7,6	4,8	PLN
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	8,7	8	PLN
20	Sistem Waikabubak- Wautabua	PLTD/PLTM /PLTS	BBM/Surya/ Air	16,3	14,4	PLN

Tabel 4.10 Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT (lanjutan)

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
21	Gab. <i>Isolated</i> Area Kupang	PLTD/PLTS	BBM/Surya	8,7	5,7	PLN
22	Gab. <i>Isolated</i> Area FBB	PLTD	BBM	8,8	6,1	PLN
23	Gab. <i>Isolated</i> Area FBT	PLTD/PLTS	BBM/Surya	4,6	3	PLN
24	Gab. <i>Isolated</i> Area Sumba	PLTD/PLTMH	BBM/Air	0,2	0,2	PLN/IPP
Jumlah				421,8	237,6	

Sumber: RUPTL PLN 2018-2027

Untuk dapat mentransformasikan daya listrik dari tegangan tinggi menuju ke tegangan yang lebih rendah dibutuhkan sebuah Gardu Induk. Dalam sistem kelistrikan di Provinsi Nusa Tenggara timur terdapat Gardu Induk *existing* yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada tabel 4.11.

Tabel 4.11 Kapasitas Gardu Induk *Existing*

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Bolok	70/20	1	30
2	Maulafa	70/20	2	60
3	Nonohonis	70/20	1	20
4	Atambua	70/20	1	20
5	Kefamenahu	70/20	1	20
6	Ropa	70/20	1	5
7	Ende	70/20	1	20
Jumlah			8	175

Pada tabel 4.10 dan 4.11 didapatkan informasi mengenai sistem kelistrikan yang bekerja di Provinsi Nusa Tenggara Timur untuk dapat memenuhi permintaan-permintaan energi listrik pertahun 2018.

### 4.2.3. Kebutuhan Energi Listrik

Provinsi Nusa Tenggara Timur memiliki kekayaan alam yang cukup melimpah, salah satunya adalah adanya potensi kandungan tambang mangan yang cukup banyak terdapat di Pulau Timor. Menurut Rencana Usaha Penyediaan Listrik (RUPTL) 2018-2027, tambang mangan ini akan di olah menjadi bahan setengah jadi dengan membangun industri *smelter*. Selain itu, ada juga rencana untuk mengembangkan industri perikanan termasuk budidaya rumput laut serta industri garam untuk mendukung ketahanan pangan nasional. Lalu pengembangan sektor pariwisata dengan ikon komodo sebagai *new seven wonder's* dan *diving spot* di pulau Alor, Rote, dan Labuhan Bajo akan meningkatkan pertumbuhan ekonomi setempat dengan adanya kunjungan wisatawan di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Dengan dukungan dari pemerintah provinsi yang saat ini cukup serius dalam melirik potensi pariwisata maka akan memberikan akselerasi yang cukup cepat terhadap pertumbuhan ekonomi yang diharapkan. Dengan demikian peningkatan-peningkatan pada sektor industri dan pariwisata tersebut tentunya akan berpengaruh langsung terhadap peningkatan permintaan dan kebutuhan energi listrik kedepannya. Selain itu Provinsi NTT merupakan provinsi dengan rasio elektrifikasi paling rendah bila dibandingkan dengan provinsi-provinsi lainnya di Indonesia, yaitu hanya sebesar 61,90%. Oleh karenanya dalam memenuhi target pemerintah pusat untuk meningkatkan rasio elektrifikasi nasional menjadi 100% maka diperlukan penambahan-penambahan kapasitas pembangkit di Provinsi NTT.

Menurut statistik ketenagalistrikan tahun 2019, energi listrik yang terjual di Provinsi Nusa Tenggara Timur pada tahun 2018 adalah sebesar 927,42 GWh, yang mana 58,97% nya terjual kepada kelompok pelanggan rumah tangga atau sebesar 546,92 GWh dari ke-empat kelompok pelanggan lainnya, yaitu sektor industri, sektro bisnis, sektor sosial, dan sektor publik. Sedangkan energi terjual yang terendah pada tahun 2018 berada di sektor Industri yaitu hanya sebesar 39,97 GWh (4,31%). Informasi detail mengenai energi listrik yang terjual di Provinsi Nusa Tenggara Timur pada tahun 2018 dapat dilihat di Tabel 4.12.

Tabel 4.12 Penjualan Energi Listrik per Kelompok Pelanggan tahun 2018

No	Kelompok Pelanggan	Energi Terjual (GWh)	Porsi
1	Rumah Tangga	546,92	58,97%
2	Industri	39,97	4,31%
3	Bisnis	231,54	24,97%
4	Sosial	52,11	5,62%
5	Publik	56,87	6,13%
	Total	927,42	100%

Pada tabel 4.12, seperti pada penjelasan sebelumnya bahwa energi listrik yang terjual di Provinsi Nusa Tenggara Timur pada tahun 2018 didominasi oleh sektor rumah tang sebesar 546,92 GWh. Lalu penjualan energi listrik terbesar berikutnya setelah sektor rumah tangga adalah sektor bisnis sebesar 231,54GWh. Untuk melihat banyaknya jumlah pelanggan berdasarkan kelompok pelanggan (sektor) dapat dilihat pada tabel 4.13.

Tabel 4.13 Jumlah Pelanggan Berdasarkan Jenisnya.

No	Sektor	Jumlah Pelanggan	Porsi
1	Rumah Tangga	658.439	92,26%
2	Industri	207	0,03%
3	Bisnis	32.479	4,55%
4	Sosial	15.735	2,20%
5	Publik	6.838	0,96%
	Total	713.696	100%

Berdasarkan tabel 4.13, dapat dilihat bahwa jumlah pelanggan berdasarkan kelompok pelanggan tahun 2018 di Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 713.696 unit. Hal yang berbanding lurus terjadi dimana sektor rumah tangga menjadi kelompok pelanggan dengan jumlah terbanyak, yaitu 658.439 rumah tangga atau sebesar 92,26%. Terjadi peningkatan untuk jumlah pelanggan listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur untuk periode tahun 2017-2018. Dimana pada tahun 2017 jumlah pelanggan listrik di semua sektor berjumlah 670.559 dan pada tahun 2018 berjumlah 713.696. Artinya terjadi peningkatan sebesar 6,43% jumlah pelanggan listrik dari tahun 2017 sampai dengan tahun 2018.

### 4.3 Potensi Energi Terbarukan

Dalam pertemuan G20 di Pittsburgh, Pennsylvania, Amerika Serikat, serta COP 21 di Paris, Indonesia telah berkomitmen untuk menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% dari level “*Business As Usual*” pada tahun 20130 atau 41% dengan bantuan internasional. Salah satu langkah yang bisa diambil untuk memenuhi target tersebut adalah dengan pengembangan dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan seoptimal mungkin. Hal ini sejalan dengan kebijakan pemerintah sebagai mana dimaksud dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Dalam peraturan menteri disebutkan bahwa dalam rangka penyediaan tenaga listrik yang berkelanjutan, PLN wajib membeli tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan sumber energi terbarukan. Selain itu PLN juga wajib mengoperasikan pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan sumber energi terbarukan dengan kapasitas sampai dengan 10 MW secara terus-menerus (*must run*). Potensi pembangkit energi terbarukan dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik apabila telah memenuhi persyaratan yang telah diatur sebagai berikut:

- Memenuhi keseimbangan *supply-demand* sistem tenaga listrik setempat
- Menyelesaikan kajian kelayakan dan kajian penyambungan (*grid study*)
- Mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan
- Harga sesuai ketentuan yang berlaku

Sampai dengan saat ini Provinsi Nusa Tenggara Timur telah memiliki beberapa pembangkit listrik yang menggunakan energi baru dan terbarukan, diantaranya adalah Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dengan kapasitas 12,5 MW, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dengan kapasitas 9,26 MW, dan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro/Mikro Hidro dengan kapasitas mencapai 6,8 MW. Secara keseluruhan kapasitas pembangkit listrik dengan energi baru dan terbarukan di Provinsi Nusa Tenggara Timur hanya mencapai angka 6,9% dari total seluruh kapasitas pembangkit yang ada.

Menurut data yang dikeluarkan oleh Badan Perencanaan dan Pembangunan Nasional (Bappenas), Provinsi Nusa Tenggara Timur memiliki potensi panas bumi atau *geothermal* sebesar 1.343 MWe. Sejalan dengan potensi yang dimiliki, dalam dokumen RPJMD pemerintah provinsi menargetkan pemanfaatan potensi energi terbarukan untuk pembangkitan listrik meningkat setiap tahunnya dari tahun 2019 sampai dengan tahun 2023, dengan nilai berturut-turut 8%, 15%, 20%, 25% dan 35%. Akan tetapi pada penelitian ini potensi energi baru dan terbarukan yang akan diintervensi difokuskan pada energi panas bumi sejalan dengan potensi yang dimiliki dan rencana penambahan kapasitas pembangkitnya.

#### **4.4 Nilai Dasar, Asumsi dan Skenario Bauran Energi**

Dalam penelitian ini digunakan aplikasi LEAP untuk dapat memberikan ramalan maupun proyeksi model energi yang akan datang. Metodologi pemodelan dalam LEAP adalah akuntansi, dimana permintaan energi atau pemasokan energi dalam metode akuntansi ini dihitung dengan menjumlahkan pemakaian dan pemasokan energi masing-masing jenis kegiatan (Heaps, 2012).

Proyeksi atau peramalan pada dasarnya merupakan suatu dugaan mengenai terjadinya suatu peristiwa diwaktu yang akan datang. Dalam perencanaan, kegiatan proyeksi menjadi sangat penting dikarenakan menjadi dasar dan awal dimulainya perencanaan tersebut. Jika dilihat berdasarkan ukuran waktu, maka kegiatan proyeksi dapat di kategorikan menjadi 3 (tiga) jenis, yaitu:

- Proyeksi jangka pendek (*short term*), merupakan proyeksi dengan jangka waktu harian, mingguan, bulanan, dan paling lama dalam waktu 1 tahun,
- Proyeksi jangka menengah (*medium term*), merupakan proyeksi dengan jangka waktu antara 1 (satu) sampai dengan 5 tahun,
- Proyeksi jangka panjang (*long term*), merupakan proyeksi yang dilakukan dengan rentang waktu lebih dari 5 tahun.

Berdasarkan kategori kegiatan proyeksi diatas, maka penelitian ini masuk ke dalam kategori kegiatan proyeksi jangka panjang. Hal ini dikarenakan penelitian ini mengambil rentang waktu 10 tahun untuk memproyeksikan permodelan energi, dimana tahun 2019 menjadi tahun dasar yang akan digunakan, dan berakhir pada tahun 2029.

Dalam kegiatan proyeksi menggunakan aplikasi LEAP, kategori pelanggan yang akan digunakan dibagi menjadi 5 sektor pelanggan, yaitu sektor rumah tangga, sektor industri, sektor bisnis, sektor sosial dan sektor publik. Pembagian sektor pelanggan ini didasari data yang diperoleh dari Statistik Ketenagalistrikan, maupun Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL). Namun pada Statistik Ketenagalistrikan, kategori publik dibagi lagi menjadi kategori Gedung Pemerintahan dan Penerangan Jalan Umum. Dengan demikian intensitas penggunaan energipun akan dibagi menjadi 5 (lima) kategori mengikuti kategori pada sektor pelanggan. Selain data mengenai jumlah pelanggan, jumlah penjualan energi listrik, masih ada beberapa data lainnya yang akan digunakan sebagai nilai dasar dalam menentukan proyeksi permodelan energi, seperti kapasitas pembangkit listrik *existing* dan juga asumsi-asumsi beserta skenario-skenario bauran energi yang akan di intervensi.

#### **4.4.1 Nilai Dasar dan Asumsi**

Mengacu pada penjelasan sebelum-sebelumnya, dimana dalam pengoperasiannya aplikasi LEAP membutuhkan nilai dasar beserta asumsi yang akan menjadi acuan dalam proyeksi yang akan dibuat, maka diperlukan kerangka matriks mengenai kebutuhan nilai dasar dan asumsi yang dibutuhkan guna mempermudah pelaksanaan penelitian. Berdasarkan studi-studi sbelumnya dan juga pada beberapa literatur berkaitan dengan penggunaan aplikasi LEAP, dirangkumlah kebutuhan data nilai dasar dan asumsi yang akan digunakan pada penelitian ini. Berikut merupakan matriks mengenai nilai dasar dan asumsi yang dibutuhkan beserta sumber datanya ditunjukkan pada tabel 4.14.

Tabel 4.14 Nilai dasar, asumsi, dan sumber data

		Sumber Data
Nilai Dasar	Jumlah pelanggan listrik PLN berdasarkan kategori pelanggan.	Statistik Ketenagalistrikan, BPS, dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).
	Jumlah penjualan energi listrik berdasarkan sektor pelanggan	Statistik Ketenagalistrikan, dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).
	Kapasitas pembangkit listrik <i>existing</i> berdasarkan jenis pembangkit	Statistik Ketenagalistrikan, dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).
	Biaya operasional pembangkit, meliputi <i>capital cost, variable O&amp;M serta fix O&amp;M</i>	<i>Annual Energy Outlook 2019, Energy Information Administration</i>
	Faktor emisi CO <sub>2</sub> pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)	Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
Asumsi	Laju pertumbuhan penduduk Provinsi Nusa Tenggara Timur	BPS – Provinsi Nusa Tenggara Timur Dalam Angka Tahun 2018
	Laju pertumbuhan ekonomi Provinsi Nusa Tenggara Timur	BPS – Provinsi Nusa Tenggara Timur Dalam Angka Tahun 2018

Nilai dasar jumlah pelanggan listrik PLN, dan jumlah penjualan energi listrik berdasarkan sektor pelanggan menjadi data utama yang akan di input pada modul permintaan. Selanjutnya dengan menambahkan input data asumsi laju pertumbuhan penduduk dan laju pertumbuhan ekonomi pada modul permintaan untuk setiap skenario yang dibuat, LEAP akan memproses informasi tersebut dan memberikan hasil proyeksi permintaan energi sesuai dengan skenario-skenario yang dirancang.

Selanjutnya untuk nilai dasar kapasitas pembangkit listrik *existing* berdasarkan jenis pembangkit, data tersebut akan menjadi nilai dasar pada modul transformasi, yang selanjutnya LEAP akan memberikan gambaran mengenai kapasitas produksi pembangkit listrik *existing* tersebut setiap tahunnya. Dengan menambahkan nilai dasar biaya operasional pembangkit, dan juga faktor emisi pada setiap pembangkit, maka akan didapatkan hasil akumulasi biaya untuk pembangkit dan emisi yang dihasilkan setiap tahunnya. Berdasarkan hasil perhitungan LEAP berkenaan dengan pembangkitan listrik, jika ditambahkan skenario yang dirancang, maka dapat dilihat perbandingannya baik dari sektor kapasitas pembangkit, biaya operasional pembangkit listrik, dan juga emisi yang dikeluarkan. Sehingga dapat di analisis dan di tarik kesimpulan mengenai skenario-skenario mana yang akan memberikan dampak terbaik.

#### **4.4.2 Skenario Bauran Energi**

Berdasarkan potensi energi terbarukan yang dimiliki maka sudah selayaknya Provinsi Nusa Tenggara Timur mulai memberikan dukungan untuk memanfaatkan seoptimal mungkin potensi tersebut untuk dapat memenuhi permintaan kebutuhan listrik di Nusa Tenggara Timur. Salah satu upaya pemerintah provinsi untuk mewujudkan pemanfaatan energi yang lebih ramah lingkungan tertuang dalam Rencana Pembangunan Jangka Menengah Daerah (RPJMD) Provinsi NTT 2018-2023. Didalam RPJMD tersebut, ditargetkan bahwa untuk pemanfaatan energi baru dan terbarukan sebagai pembangkit tenaga listrik akan meningkat menjadi 35% pada tahun

2023, dimana pada penelitian ini peningkatan tersebut akan di fokuskan pada PLTP mengingat potensi yang dimiliki sangat besar. Besaran mengenai kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi yang sudah direncanakan merujuk pada RUPTL pada tabel 4.15 dibawah ini.

Tabel 4.15 Rencana Pengembangan PLTP di Provinsi NTT

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi>Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
1	Flores	PLTP	Sokoria (FTP.2)	5
2	Flores	PLTP	Ulumbu 5	20
3	Flores	PLTP	Mataloko (FTP.2)	10
4	Flores	PLTP	Sokoria (FTP.2)	5
5	Flores	PLTP	Mataloko (FTP.2)	10
6	Flores	PLTP	Sokoria (FTP.2)	10
7	Flores	PLTP	Sokoria (FTP.2)	10
8	Atadeii	PLTP	Atadei (FTP.2)	5
9	Flores	PLTP	Ulumbu 6	20
10	Atadeii	PLTP	Atadei (FTP.2)	5
	Total			100

Merujuk pada tabel 4.15, dapat dilihat bahwasannya rencana penambahan Pembangkit Listrik Panas Bumi (PLTP) di Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 100 MW yang tersebar di beberapa lokasi berbeda. Rencana pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk Pembangkit Listrik Panas Bumi (PLTP) sesuai dengan RPJMD dan RUPTL ini akan digunakan sebagai skenario *Business as Usual* (BAU). Sedangkan skenario *Renewable Energy* (REN) merupakan intervensi peneliti dalam penelitian ini untuk melihat perbandingan nilai ekonomi dan potensi emisi CO<sub>2</sub> sekaligus menekan emisi CO<sub>2</sub> yang memberikan pengaruh buruk pada lingkungan akan ditingkatkan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) sebesar 350 MW dan juga akan dilakukan pengurangan kapasitas untuk jenis pembangkit PLTU dan PLTD dimana pembangkit

tersebut menggunakan bahan bakar fosil untuk membangkitkan energi listrik. Berikut matriks mengenai skenario yang akan digunakan pada penelitian ini ditunjukkan pada tabel 4.16.

Tabel 4.16 Skenario Bauran Energi

Skenario <i>Business as Usual</i> (BAU)	Meningkatkan Kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) sampai dengan tahun akhir simulasi (2029) sebesar 100 MW untuk meningkatkan nilai elektrifikasi. Detail penambahan setiap tahunnya dilihat pada tabel 4.17.
Skenario <i>Renewable Energy</i> (REN)	Meningkatkan Kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) sampai dengan tahun akhir simulasi (2029) sebesar 350 MW, dimana 100 MW merupakan penambahan seperti pada skenario BAU untuk meningkatkan elektrifikasi dan 250 MW untuk menggantikan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Detail penambahan dan pengurangan kapasitas pada tabel 4.18.

Detail penambahan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi dengan skenario *Business as Usual* (BAU) ditampilkan tabel 4.17.

Tabel 4.17 Penambahan Kapasitas (PLTP) Skenario BAU

Jenis Pembangkit	Tahun	Penambahan Kapasitas (MW)
PLTP	2021	25
	2022	15
	2023	20
	2024	10
	2025	5
	2026	20
	2027	5

Pada skenario bauran energi dengan menggunakan skenario *Business as Usual* (BAU) dapat diamati bahwa rencana pengembangan kapasitas Pembangkit Listrik Panas Bumi (PLTP) yang sudah masuk dalam RPJMD dan RPTUL yang dibuat oleh pihak terkait, penambahan direncanakan bertahap selama 7 tahun, dimulai pada tahun 2021 dan ditargetkan selesai pada tahun 2027 dengan total penambahan sebesar 100 MW. Penambahan kapasitas terbesar yang sudah direncanakan berada pada tahun 2021 dengan target sebesar 25 MW, dan pada urutan ke dua terbesar berada pada tahun 2023 dan 2026 dengan nilai penambahan yang sama yaitu 20 MW. Sedangkan target penambahan pada tahun 2025 dan 2027 merupakan yang terkecil yaitu hanya sebesar 5 MW.

Berikutnya pada tabel 4.18 berikut ini, merupakan skenario penambahan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dan pengurangan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dengan skenario *Renewable Energy* (REN) dengan tujuan untuk menjadi pembanding dari segi biaya yang dibutuhkan dengan emisi yang dihasilkan dari *skenario Business as Usual* (BAU).

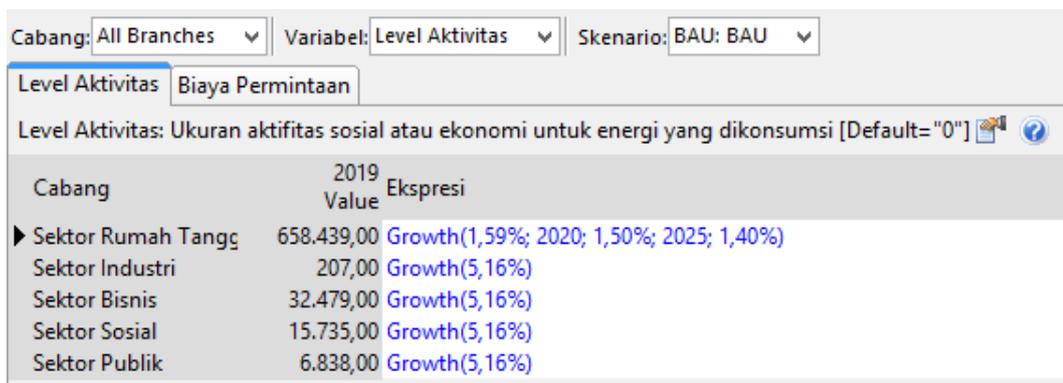
Tabel 4.18 Penambahan dan Pengurangan Kapasitas Pembangkit Skenario *Renewable Energy* (REN)

Jenis Pembangkit	Tahun	Penambahan/ Pengurangan Kapasitas (MW)
PLTP	2021	25
	2022	45
	2023	65
	2024	75
	2025	75
	2026	65
PLTU	2023	-78,1
PLTD	2026	-171,9

## 4.5 Hasil Simulasi dan Analisis

### 4.5.1. Proyeksi Permintaan Energi Listrik

Proyeksi peningkatan dalam permintaan energi listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur diperoleh dengan memasukan data mengenai jumlah pelanggan, dan jumlah penjualan per awal 2018 yang akan dijadikan acuan ataupun nilai dasar. Selanjutnya asumsi mengenai pertumbuhan penduduk akan di proses oleh aplikasi LEAP untuk mendapatkan gambaran peningkatan jumlah permintaan energi di sektor rumah tangga, dan asumsi mengenai pertumbuhan ekonomi akan di proses oleh aplikasi LEAP untuk mendapatkan informasi mengenai peningkatan jumlah permintaan energi di sektor sosial, publik, industri dan bisnis. Keseluruhan data tersebut di masukan pada modul permintaan di aplikasi LEAP dengan gambaran format input seperti ditampilkan pada gambar 4.5.



Cabang	2019 Value	Ekspresi
► Sektor Rumah Tangg	658.439,00	Growth(1,59%; 2020; 1,50%; 2025; 1,40%)
Sektor Industri	207,00	Growth(5,16%)
Sektor Bisnis	32.479,00	Growth(5,16%)
Sektor Sosial	15.735,00	Growth(5,16%)
Sektor Publik	6.838,00	Growth(5,16%)

Gambar 4.5 Format Input Data Proyeksi Permintaan Energi di LEAP

Berdasarkan gambar 4.5, dapat diamati bahwa kolom 2019 dengan judul *value* diisi dengan data jumlah pelanggan energi listrik per September 2018 yang dibagi menjadi 5 (lima) kelompok kategori atau sektor, yaitu sektor rumah tangga, sektor industri, sektor bisnis dan sektor publik. Selanjutnya pada kolom ekspresi disebelahnya di isi dengan data asumsi pertumbuhan penduduk untuk sektor rumah tangga, dan asumsi pertumbuhan ekonomi untuk sektor lainnya. Data mengenai laju pertumbuhan penduduk dan pertumbuhan ekonomi di input ketika kita merubah skenario dari nilai dasar, ke skenario yang kita buat. Dalam gambar diatas diperlihatkan bahwa data asumsi tersebut di isi dalam mode skenario BAU.

Namun, baik dengan menggunakan skenario BAU (*Business as Usual*) maupun skenario REN (*Renewable Energy*), dalam penelitian ini digunakan asumsi yang sama untuk dimasukkan kedalam kolom yang tersedia. Disamping format input data yang tersaji dalam gambar diatas, untuk mendapatkan proyeksi permintaan energi, pada setiap sektor yang ada perlu dibuat cabang diagram pohon baru, yang merupakan intensitas permintaan energi. Sehingga aplikasi LEAP dapat memberikan proyeksi sesuai yang kita rencanakan. Hasil dari proyeksi permintaan energi listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur dapat dilihat pada gambar 4.6 sebagai berikut.

Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Ann. Avg Growth (%)
Sektor Rumah Tangga	546,9	555,1	563,5	571,9	580,5	589,2	597,4	605,8	614,3	622,9	631,6	1,4%
Sektor Industri	40,0	42,0	44,2	46,5	48,9	51,4	54,1	56,8	59,8	62,9	66,1	5,2%
Sektor Bisnis	231,5	243,5	256,1	269,3	283,2	297,8	313,1	329,3	346,3	364,2	382,9	5,2%
Sektor Sosial	52,1	54,8	57,6	60,6	63,7	67,0	70,5	74,1	77,9	82,0	86,2	5,2%
Sektor Publik	56,9	59,8	62,9	66,1	69,5	73,1	76,9	80,9	85,1	89,4	94,1	5,2%
Total	927,4	955,2	984,2	1.014,4	1.045,8	1.078,5	1.112,0	1.146,9	1.183,3	1.221,3	1.260,9	3,1%

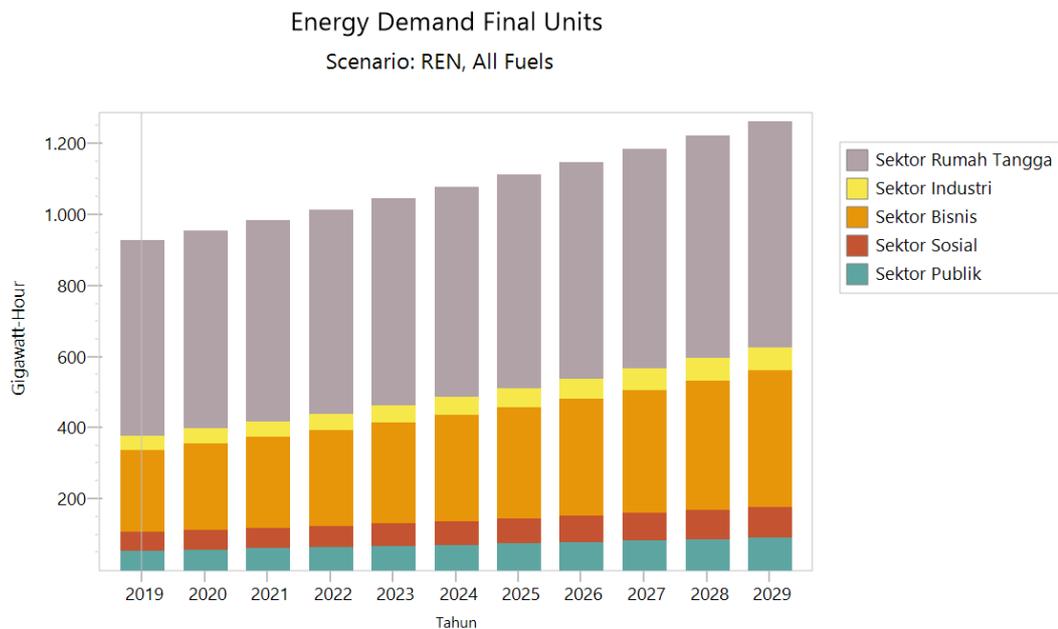
Gambar 4.6 Hasil Poryeksi Permintaan Energi Listrik (GWh)

Hasil diatas menggunakan satuan *Gigawatt-hour* (GWh). Merujuk pada hasil simulasi di aplikasi LEAP dari rentang tahun 2019 sampai dengan tahun 2029 berkenaan dengan permintaan energi listrik, dapat di cermati bahwa rata-rata pertumbuhan semuanya adalah sebesar 3,1% setiap tahunnya. Dimana sektor industri, bisnis, sosial, dan publik sama-sama memiliki rata-rata pertumbuhan yang besar yaitu 5,2%. Hal ini sejalan dengan penggunaan data asumsi pertumbuhan ekonomi di ke empat sektor tersebut, sehingga menghasilkan rata-rata pertumbuhan yang sama.

Sedangkan sektor rumah tangga hanya berkontribusi sebanyak 1,4% untuk peningkatan permintaan energi listrik. Akan tetapi, meskipun rata-rata peningkatan per-tahunnya terendah dibandingkan dengan sektor lainnya, namun jumlah permintaan energi listrik di sektor rumah tangga merupakan masih yang tertinggi, yaitu senilai 631,6 GWh (*Gigawatt-hour*), atau sebesar 50,09% dari total

permintaan energi 1.260,9 GWh. Sedangkan untuk total masing-masing permintaan energi per sektor pelanggan pada tahun 2029 berturut turut untuk sektor pelanggan industri, bisnis, sosial dan publik adalah 66,1 382,9, 86,2 dan 94,1 GWh.

Terjadi penurunan prosentase jumlah permintaan energi di sektor rumah tangga per total permintaan energi, dimana jika dilihat pada tabel 4.12 jumlah permintaan energi pada sektor rumah tangga adalah sebesar 58,97% dari total permintaan energi pada saat itu (tahun 2018). Sedangkan di sektor lainnya terjadi peningkatan untuk prosentase permintaan energi per-sektor di bagi dengan total permintaan energi, dengan prosentase masing-masing sebesar 5,2% untuk sektor industri, 30,37% untuk sektor bisnis, 6,8% untuk setor Sosial dan 7,45% untuk sektor Publik. Hal ini menunjukkan bahwa perkembangan permintaan energi listrik ke depannya akan terbagi secara berimbang antara sektor pelanggan energi listrik, meskipun pada saat ini masih didominasi oleh sektor pelanggan Rumah Tangga. Visualisasi mengenai hasil proyeksi permintaan energi di Provinsi Nusa Tenggara Timur selama rentan waktu yang ditentukan dapat dilihat pada gambar 4.7.



Gambar 4.7 Grafik Proyeksi Permintaan Energi per Sektor Pelanggan

Pada gambar 4.7 terlihat *trend* peningkatan permintaan energi yang terjadi di Provinsi Nusa Tenggara Timur, dimana hampir sebagian besar bersumber dari sektor rumah tangga dan sektor bisnis. Namun sesuai dengan penjelasan sebelumnya bahwa terjadi penurunan pada persentase total permintaan energi pada sektor rumah tangga antara nilai dasar yang digunakan dengan hasil proyeksi dilakukan. Hal ini tidak terlepas dari variable asumsi yang digunakan pada masing-masing sektor pelanggan listrik, dimana untuk sektor rumah tangga dipengaruhi oleh asumsi laju pertumbuhan penduduk dan untuk ke-empat sektor lainnya dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT).

#### 4.5.2. Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik

Pada proyeksi kapasitas pembangkit listrik dalam memenuhi kebutuhan permintaan energi listrik ini dibutuhkan data utama yaitu kapasitas pembangkit *existing* di Provinsi Nusa Tenggara Timur seperti yang tersedia pada tabel 4.10. Namun pada penelitian ini, jumlah pembangkit yang ada akan di kelompokkan lagi berdasarkan bahan bakar utama pembangkitan listriknya. Berikut hasil pengelompokan pembangkit listrik berdasarkan bahan bakar yang digunakan pada tabel 4.19.

Tabel 4.19 Kapasitas Pembangkit Listrik Berdasarkan Bahan Bakar.

Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Porsi
PLTMG	83,47	20,18%
PLTD	223,27	53,98%
PLTM/PLTMH	6,8	1,64%
PLTP	12,5	3,02%
PLTS	9,26	2,23%
PLT Hybrid	0,14	0,03%
PLTU	78,1	18,88%
Total	413,54	100%

Data mengenai kapasitas pembangkit listrik yang tersedia berdasarkan bahan bakar pada tabel 4.19 yang digunakan, selanjutnya perlu dimasukkan pada modul transformasi di aplikasi LEAP. Akan tetapi sebelumnya perlu terlebih dahulu dibuat cabang diagram pohon dengan nama “*Electricity Generation*” untuk menunjukkan bahwa cabang ini digunakan untuk data pembangkitan tenaga listrik. Selanjutnya pada cabang kategori “*Electricity Generation*” akan secara otomatis tersedia 2 cabang baru dibawahnya, yaitu “*Energy Output*” dan “*Prosess*”. Dalam cabang kategori proses merupakan lokasi dimana akan dimasukkan data mengenai kapasitas pembangkit listrik berdasarkan bahan bakar yang sudah tersedia dengan cara menambahkan cabang teknologi dibawah cabang kategori proses. Gambaran mengenai format input untuk kapasitas pembangkit berdasarkan bahan bakar dalam modul transformasi di aplikasi LEAP dapat dilihat dalam gambar 4.8.

Cabang	Ekspresi
PLTU	78,1
PLTD	223,27
PLTMG	83,47
PLT Hybrid	0,14
PLTP	12,5
▶ PLTM dan PLTMH	6,8
PLTS	9,26
<b>Total:</b>	<b>413,54</b>

Gambar 4.8 Format Input Data Kapasitas Pembangkit Listrik

Berdasarkan gambar 4.8 dapat diamati bersama bahwa pada kolom yang berjudul ekspresi merupakan tempat untuk memasukan nilai dasar kapasitas pembangkit listrik yang ada di Provinsi Nusa Tenggara Timur berdasarkan jenisnya, sesuai dengan informasi kapasitas *existing* pada tabel 4.19. Nilai kapasitas pembangkit listrik *existing* terbesar di NTT adalah pembangkit jenis PLTD sebesar 223,27 MW, kemudian disusul oleh PLTMG dan PLTU masing masing sebesar 83,47 MW dan 78,1 MW. Sedangkan kapasitas terpasang untuk PLTP hanya sebesar 12,5 MW atau hanya sebesar 3,02% dari total kapasitas.

Pada proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik akan di gunakan 2 (dua) skenario yang berbeda dalam pemenuhan kebutuhan listrik pelanggan. Tidak seperti pada proyeksi permintaan energi listrik, kedua skenario yang digunakan akan memberikan hasil jauh berbeda diantara keduanya. Hal ini dikarenakan pada penelitian ini ingin mengoptimalkan potensi panas bumi yang dimiliki Provinsi Nusa Tenggara Timur untuk selanjutnya dapat dianalisis mengenai faktor ekonomi dan dampak emisi (CO<sub>2</sub>) yang dihasilkan dari skenario-skenario yang dibuat.

Perbedaan hasil dari proyeksi kapasitas pembangkit listrik dipengaruhi oleh penggunaan data masukan sesuai dengan skenario yang dirancang. Merujuk pada tabel 4.16 mengenai matriks skenario yang akan digunakan, terdapat perbedaan signifikan dari kedua skenario yang digunakan. Dimana pada skenario *Business as Usual* (BAU) akan digunakan asumsi dari data Rencana Pembangunan Jangka Menengah Daerah (RPJMD) dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) yang akan meningkatkan kapasitas pembangkit energi listrik sebesar 100 MW dengan menggunakan energi baru dan terbarukan, untuk penelitian ini potensi yang akan dioptimalkan adalah potensi panas bumi. Tampilan untuk format input proyeksi kapasitas pembangkit listrik dengan menggunakan skenario *Business as Usual* (BAU) dapat dilihat pada gambar 4.9.

Cabang	2019 Nilai	Ekspresi
PLTU	78,10	78,1
PLTD	223,27	223,27
PLTMG	83,47	83,47
PLT Hybrid	0,14	0,14
▶ PLTP	12,50	Step(2021;BaseYearValue+25;2022;BaseYearValue+40;2023;BaseYearValue+60;2024;BaseYearValue+70;2025;E
PLTM dan PLTMH	6,80	6,8
PLTS	9,26	9,26
Total:	413,54	513,54 in 2029

Gambar 4.9 Format Input Kapasitas Pembangkit listrik Dengan Skenario BAU

Kolom ekspresi yang ditampilkan oleh gambar 4.9, merupakan kolom yang digunakan untuk pengisian sesuai skenario. Dimana untuk peningkatan kapasitas 100 MW pada skenario BAU pada Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dapat dilihat dari isian kolom ekspresi dalam gambar diatas dengan menggunakan formula yang tersedia di LEAP. Peningkatan kapasitas tersebut bertahap sesuai dengan perencanaan daerah yang tertuang dalam RPJMD dan RPTUL-nya atau dapat dilihat pada tabel 4.17.

Sedangkan untuk proyeksi kapasitas pembangkit listrik dengan menggunakan skenario *Renewable Energy* (REN), pemanfaatan energi baru dan terbarukan akan lebih dioptimalkan untuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), dengan menambahkan kapasitas pembangkit sebesar 350 MW secara bertahap seperti pada tabel 4.18. Namun berbeda dengan skenario *Business as Usual* (BAU), pada skenario *Renewable Energy* (REN) ini tidak hanya menambahkan kapasitas pembangkit untuk mengoptimalkan sumber daya energi baru dan terbarukan, akan tetapi skenario REN juga berencana untuk mengurangi efek Gas Rumah Kaca (GRK) yang salah satunya disebabkan oleh jumlah CO<sub>2</sub> di udara akibat dari penggunaan bahan bakar fosil untuk membangkitkan energi listrik. Pembangkit listrik yang akan dikurangi kapasitasnya adalah Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Untuk format inputnya dapat dilihat pada gambar 4.10.

Cabang	2019 Nilai	Ekspresi
PLTU	78,10	Step(2023;BaseYearValue-78,1)
PLTD	223,27	Step(2026;BaseYearValue-171,9)
PLTMG	83,47	83,47
PLT Hybrid	0,14	0,14
PLTP	12,50	Step(2021;BaseYearValue+ 25;2022;BaseYearValue+ 70;2023;BaseYearValue+ 135;2024;BaseYearValue+ 170;2025;BaseYearValue+ 200;2026;BaseYearValue+ 235;2027;BaseYearValue+ 270;2028;BaseYearValue+ 305;2029;BaseYearValue+ 340)
PLTM dan PLTMH	6,80	6,8
PLTS	9,26	9,26
<b>Total:</b>	<b>413,54</b>	<b>513,54 in 2029</b>

Gambar 4.10 Format Input Kapasitas Pembangkit Listrik Dengan Skenario REN

Terlihat adanya perbedaan pada masukan data untuk kolom ekspresi skenario *Renewable Energy* (REN) dan skenario *Business as Usual* (BAU), pada gambar 4.9 dan gambar 4.10. Perbedaan tersebut berada pada kolom ekspresi dari baris PLTU, PLTD, dan PLTP, sejalan dengan matriks skenario yang dirancang. Dengan demikian, aplikasi LEAP akan memproses informasi yang masuk dan memberikan hasil proyeksi untuk setiap skenario dapat dilihat pada gambar 4.11 dan 4.12 dibawah ini.

Cabang												Ann. Avg Growth (%)
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2019-29
PLTU	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	-
PLTD	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	-
PLTMG	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	-
PLT Hybrid	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-
PLTP	12,5	12,5	37,5	52,5	72,5	82,5	87,5	107,5	112,5	112,5	112,5	24,6%
PLTM dan PLTMH	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	-
PLTS	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	-
<b>Total</b>	<b>413,5</b>	<b>413,5</b>	<b>438,5</b>	<b>453,5</b>	<b>473,5</b>	<b>483,5</b>	<b>488,5</b>	<b>508,5</b>	<b>513,5</b>	<b>513,5</b>	<b>513,5</b>	<b>2,2%</b>

Gambar 4.11 Hasil Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik (MW) Dengan Menggunakan Skenario BAU

Cabang												Ann. Avg Growth (%)
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2019-29
PLTU	78,1	78,1	78,1	78,1	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	223,3	51,4	51,4	51,4	51,4	-13,7%
PLTMG	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	-
PLT Hybrid	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-
PLTP	12,5	12,5	37,5	82,5	147,5	222,5	297,5	362,5	362,5	362,5	362,5	40,0%
PLTM dan PLTMH	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	-
PLTS	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	-
<b>Total</b>	<b>413,5</b>	<b>413,5</b>	<b>438,5</b>	<b>483,5</b>	<b>470,4</b>	<b>545,4</b>	<b>620,4</b>	<b>513,5</b>	<b>513,5</b>	<b>513,5</b>	<b>513,5</b>	<b>2,2%</b>

Gambar 4.12 Hasil Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik (MW) Dengan Menggunakan Skenario REN

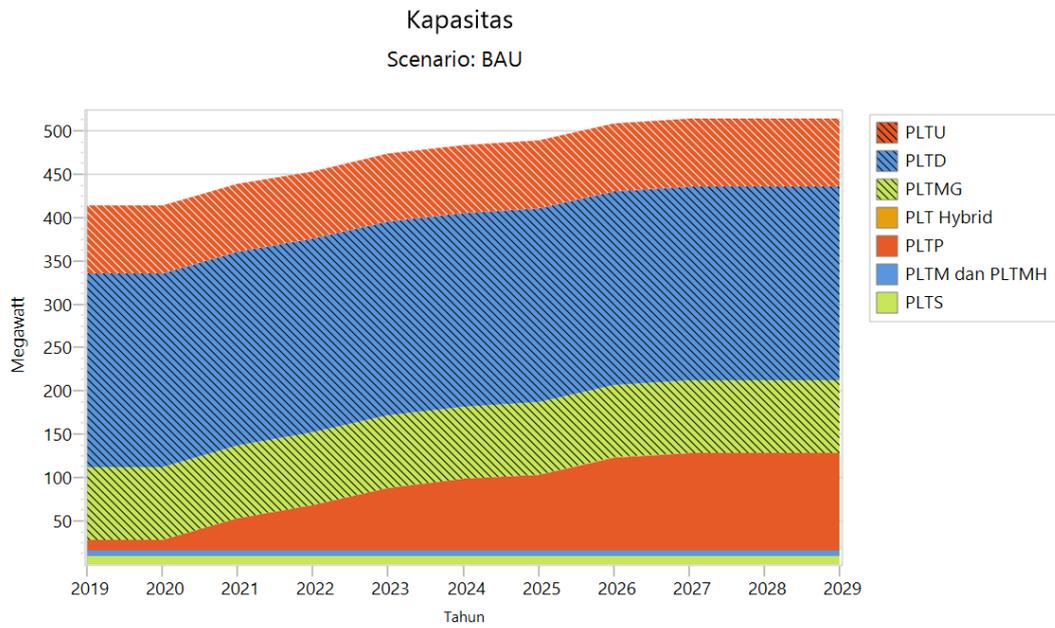
Dari hasil proyeksi yang dilakukan oleh aplikasi LEAP untuk kapasitas pembangkit listrik skenario *Business as Usual* (BAU) dan *Renewable Energy* yang ditampilkan pada gambar 4.11 dan 4.12, dapat diamati bahwa pada akhir

tahun proyeksi (2029) terjadi penambahan kapasitas pembangkit listrik yang memiliki nilai yang sama di ke-dua skenario yang ada. Hal ini disebabkan kedua skenario sama-sama menambahkan kapasitas pembangkit sebesar 100 MW sesuai dengan RPJMD dan RPTUL Provinsi Nusa Tenggara Timur yang dialokasikan untuk *sektor* pelanggan baru, guna meningkatkan nilai elektrifikasi di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Nilai akhir untuk total kapasitas pembangkit listrik yang diproyeksikan adalah sama-sama sebesar 513,5 MW atau meningkat sebesar 24,18% dari kapasitas awal di tahun 2019.

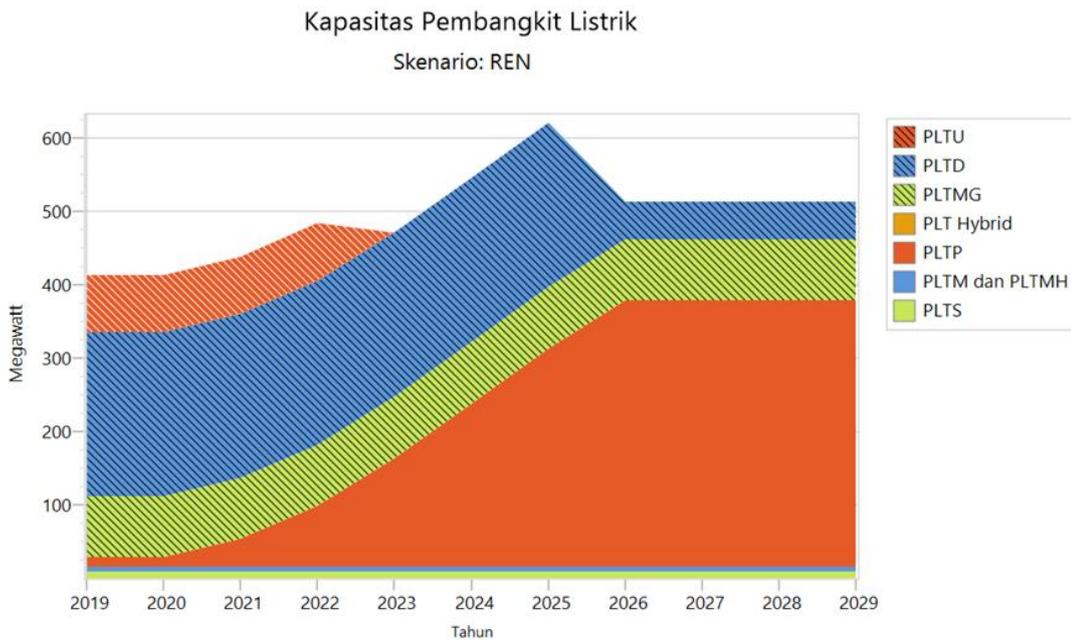
Akan tetapi, terdapat perbedaan peningkatan maupun penurunan kapasitas pembangkit listrik berdasarkan jenis bahan bakarnya dalam ke-dua hasil proyeksi diatas. Dimana, pada skenario BAU hanya terjadi peningkatan kapasitas untuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 24,6%. Sedangkan dalam skenario REN, terjadi peningkatan kapasitas pada Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dengan besaran pertumbuhan rata-rata senilai 40%. Dan terjadi penurunan kapasitas pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), dimana pada tahun 2023 berubah menjadi 0 MW atau di berhentikan operasinya secara keseluruhan. Selain itu, penurunan kapasitas-pun terjadi pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), yang mana pada akhir tahun simulasi kapasitas pembangkitnya menjadi sebesar 51,4 MW atau turun senilai 76,98%.

Pada proyeksi akhir skenario *Business as Usual*, porsi kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dengan total kapasitas pembangkit, meningkat menjadi 21,90%, dimana sebelumnya hanya bernilai 3,02% (tabel 4.19). Namun pada skenario *Renewable Energy* (REN) meningkat cukup signifikan, yaitu menjadi 70,58% atau meningkat sebesar 67,56 angka. Lalu masih dalam skenario yang sama REN, terjadi penurunan porsi kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dengan total kapasitas pembangkit. Pada proyeksi akhir skenario porsi PLTU berubah menjadi 0% atau turun sebesar 100% dibandingkan tahun awal proyeksi, sedangkan untuk PLTD porsi pada akhir tahun proyeksi berubah menjadi 10,01% atau turun sebanyak 43,97 angka. Berikut data hasil proyeksi

yang disajikan dalam bentuk grafik untuk kedua skenario yang digunakan dapat dilihat pada gambar 4.13 dan 4.14.



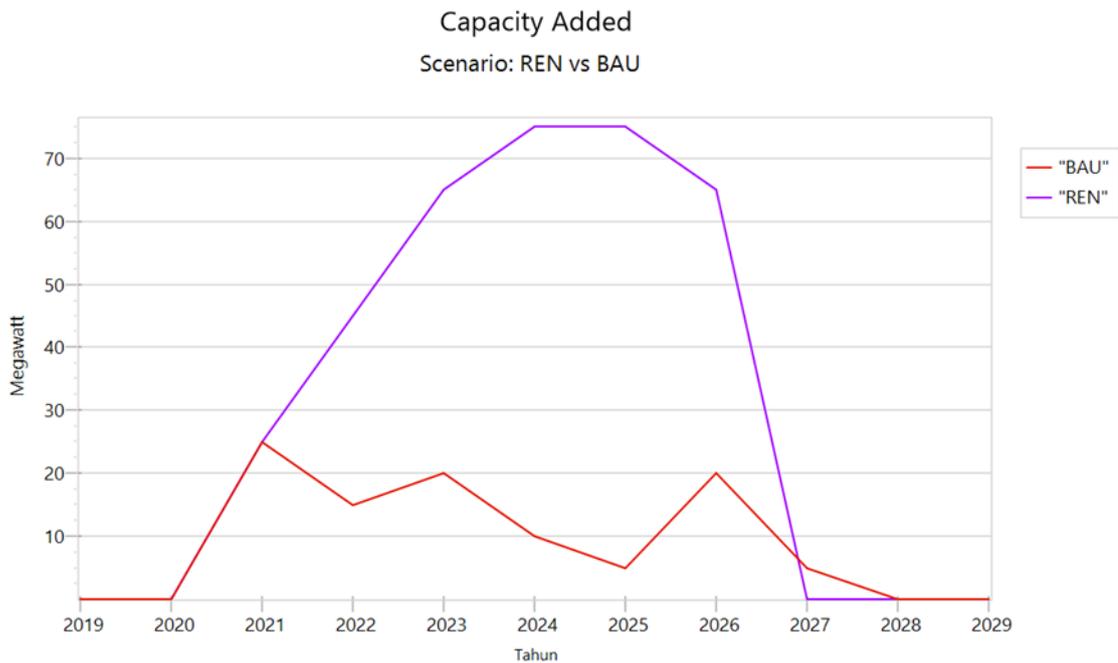
Gambar 4.13 Grafik Hasil Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik (MW) Dengan Menggunakan Skenario BAU



Gambar 4.14 Grafik Hasil Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik (MW) Dengan Menggunakan Skenario REN

Gambar 4.13 dan 4.14 memberikan visualisasi mengenai peningkatan dan pengurangan kapasitas sesuai dengan masing-masing skenario yang digunakan. Pada gambar 4.13 merupakan grafik peningkatan kapasitas pembangkit listrik dengan menggunakan skenario BAU, dimana jika diamati nampak terjadi peningkatan kapasitas pada semua jenis pembangkit, namun sebetulnya peningkatan kapasitas hanya terjadi pada jenis pembangkit PLTP ditunjukkan oleh daerah berwarna oranye yang berada diposisi paling bawah, sehingga peningkatan pada daerah tersebut memberikan pegerseran keatas untuk daerah berwarna lain diatasnya.

Sedangkan gambar 4.14 merupakan grafik peningkatan kapasitas dengan menggunakan skenario REN. Dimana menurut hasil proyeksi yang dilakukan terdapat lonjakan besar kapasitas pembangkit di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) pada tahun 2025. Hal ini disebabkan oleh adanya penambahan kapasitas jenis pembangkit PLTP pada tahun tersebut sebanyak 75 MW, dan belum adanya pengurangan terhadap kapasitas pemabangkit jenis PLTD, sehingga total kapasitasnya pada tahun tersebut menjadi sangat besar dibandingkan dengan tahun-tahun lainnya yaitu mencapai 620,4 MW. Pada tahun 2025 menuju ke tahun 2026 terlihat ternd penurunan untuk kapasitas total pembangkit listrik yang ada di Provinsi NTT. Penuruan tersebut hanya terjadi pada jenis pembangkit PLTD pada tahun tersebut, sesuai dengan sekanario pada tabel 4.16 yang dimasukan ke dalam aplikasi LEAP. Dari Gambar 4.14 pun sekali lagi dapat dibuktikan bahwa skenario yang dimasukan dapat diproses dengan baik oleh aplikasi LEAP, dibuktikan dengan penurunan kapasitas pada jenis pembangkit PLTU yang diwakili daerah berwarna merah bergaris menurun kapasitasnya menjadi 0 MW pada tahun 2023. Dengan demikian untuk total kapasitas di akhir tahun proyeksi (2029), baik skenario BAU maupun skenario REN sama-sama berjumlah 513,5 MW. Perbedaan pada kedua skenario berada pada porsi kapasitas pembangkit di masing-masing jenis pembangkit yang diakibatkan oleh penambahan dan pengurangan kapasitas. Untuk perbandingan penambahan kapasitas setiap tahunnya pada PLTP diantara kedua skenario yang digunakan dapat dillihat pada gambar 4.15.



Gambar 4.15 Grafik Perbandingan Penambahan Dan Pengurangan Kapasitas Pembangkit Listrik Pada Skenario BAU Dan Skenario REN

Berikutnya merupakan grafik perbandingan untuk penambahan total kapasitas pembangkit setiap tahunnya dengan menggunakan dua skenario yang berbeda. Pada gambar 4.15 grafik pertumbuhan kapasitas untuk skenario *Business as Usual* (BAU) ditampilkan oleh garis berwarna merah dan skenario *Renewable Energy* (REN) ditampilkan oleh garis berwarna ungu. Berdasarkan hasil tersebut dapat diamati besaran penambahan kapasitas pembangkit listrik setiap tahunnya. Dimana baik pada skenario BAU maupun skenario REN, untuk rentan waktu 2019-2020 belum terjadi peningkatan grafik yang disebabkan karena belum adanya penambahan kapasitas pembangkit pada tahun tersebut. Lalu pada tahun 2023 merupakan puncak grafik untuk skenario BAU dikarenakan pada tahun tersebut jumlah penambahan kapasitas pembangkit listrik merupakan yang terbesar diantara tahun-tahun setelahnya (2022-2029), yaitu sebesar 25 MW. Sedangkan pada skenario REN puncak grafik berada pada tahun 2024 dan 2025 yang menunjukkan penambahan sebesar 75 MW. Penambahan kapasitas pada skenario REN berakhir pada tahun 2026, yang dibuktikan dengan grafik yang

langsung menurun menuju angka 0 MW pada tahun tersebut 2027, sedangkan untuk skenario BAU penambahan kapasitas berakhir pada tahun 2027.

Merujuk pada hasil proyeksi kapasitas pembangkit listrik dalam skenario *Business as Usual* (BAU) maupun *Renewable Energy* (REN), aplikasi LEAP akan memproses secara otomatis daya yang dibangkitkan di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) untuk dapat memenuhi pertumbuhan permintaan energi listrik sesuai hasil proyeksi pada gambar 4.6. Berikut merupakan hasil proyeksi dalam aplikasi LEAP untuk kapasitas daya yang dibangkitkan per jenis pembangkit listrik berdasarkan dua skenario yang berbeda setiap tahunnya. Sehingga dapat dianalisis perbandingan diantara dua skenario yang digunakan maupun diantara jenis pembangkit. Hasil proyeksi yang dilakukan mengenai kapasitas daya yang dibangkitkan dapat dilihat pada gambar 4.16, dan 4.17

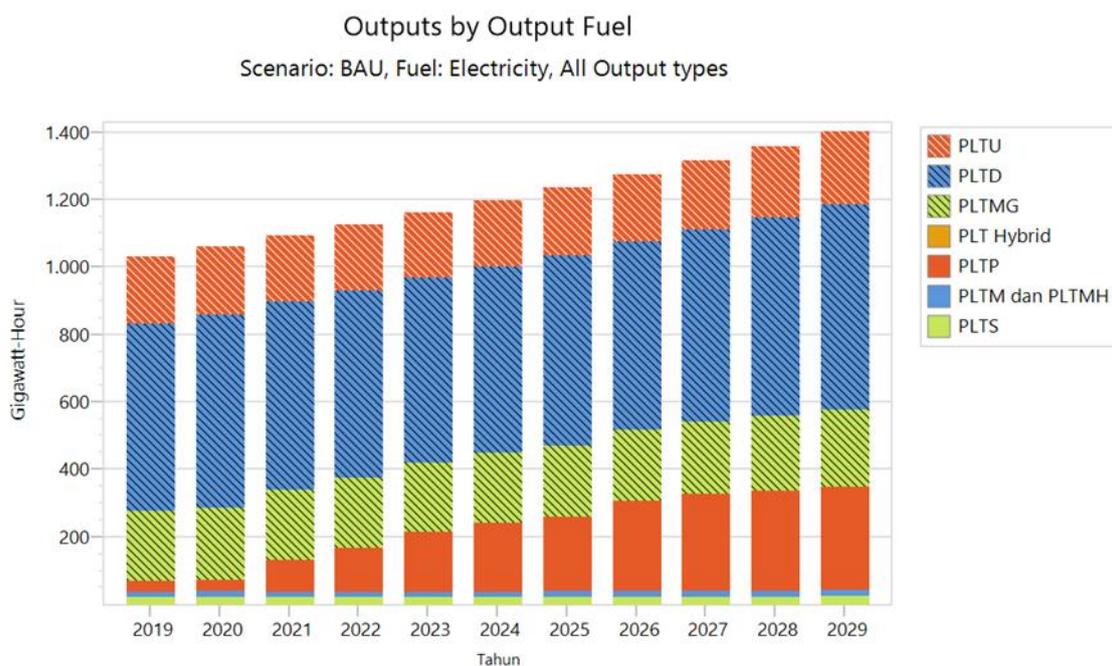
Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Ann. Avg Growth (%) 2019-29
PLTU	194,6	200,5	194,8	194,1	191,6	193,6	197,5	195,7	200,0	206,4	213,1	0,9%
PLTD	556,3	573,0	556,8	554,8	547,9	553,3	564,7	559,5	571,6	590,0	609,1	0,9%
PLTMG	208,0	214,2	208,1	207,4	204,8	206,9	211,1	209,2	213,7	220,6	227,7	0,9%
PLT Hybrid	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,9%
PLTP	31,1	32,1	93,5	130,5	177,9	204,5	221,3	269,4	288,0	297,3	306,9	25,7%
PLTM dan PLTMH	16,9	17,5	17,0	16,9	16,7	16,9	17,2	17,0	17,4	18,0	18,6	0,9%
PLTS	23,1	23,8	23,1	23,0	22,7	22,9	23,4	23,2	23,7	24,5	25,3	0,9%
Total	1.030,5	1.061,4	1.093,6	1.127,1	1.162,0	1.198,3	1.235,6	1.274,4	1.314,8	1.357,0	1.401,0	3,1%

Gambar 4.16 Hasil Proyeksi Kapasitas Daya yang Dibangkitkan (GWh) Dengan Menggunakan Skenario BAU

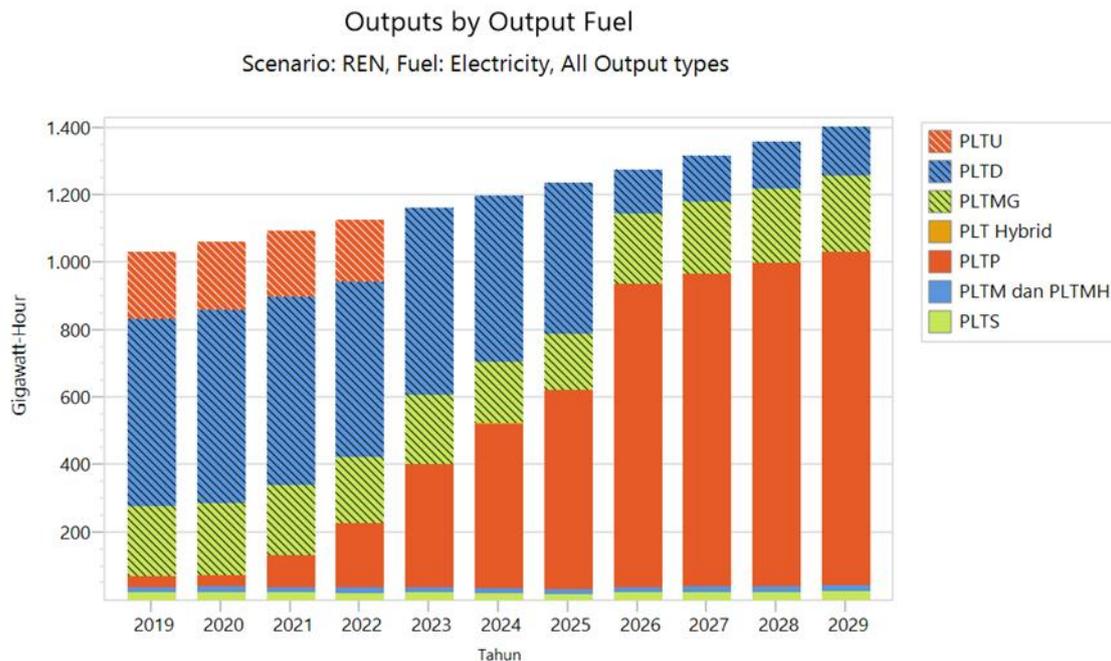
Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Ann. Avg Growth (%) 2019-29
PLTU	194,6	200,5	194,8	182,0	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	556,3	573,0	556,8	520,4	551,5	490,5	444,6	127,5	131,5	135,7	140,1	-12,9%
PLTMG	208,0	214,2	208,1	194,6	206,2	183,4	166,2	207,1	213,7	220,6	227,7	0,9%
PLT Hybrid	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,9%
PLTP	31,1	32,1	93,5	192,3	364,3	488,8	592,5	899,6	928,1	957,9	988,9	41,3%
PLTM dan PLTMH	16,9	17,5	17,0	15,9	16,8	14,9	13,5	16,9	17,4	18,0	18,6	0,9%
PLTS	23,1	23,8	23,1	21,6	22,9	20,3	18,4	23,0	23,7	24,5	25,3	0,9%
Total	1.030,5	1.061,4	1.093,6	1.127,1	1.162,0	1.198,3	1.235,6	1.274,4	1.314,8	1.357,0	1.401,0	3,1%

Gambar 4.17 Hasil Proyeksi Kapasitas Daya yang Dibangkitkan (GWh) Dengan Menggunakan Skenario REN

Dalam hasil proyeksi kapasitas daya yang dibangkitkan pada gambar 4.16, dan gambar 4.17, serupa dengan yang terjadi pada hasil proyeksi kapasitas pembangkit listrik, tidak terdapat perbedaan pada total daya yang dibangkitkan pada akhir tahun proyeksi (2029), yaitu sebesar 1.401 GWh tumbuh rata-rata 3,1% setiap tahunnya, sejalan dengan proyeksi permintaan energi yang rata-rata tumbuh sebesar 3,1% setiap tahunnya, atau secara akumulasi tumbuh sebesar 35,95% dari awal tahun proyeksi (2019) yang sebesar 1.030,5 GWh,. Hal ini menunjukkan bahwa hasil proyeksi dengan menambahkan kapasitas pembangkit listrik memberikan pengaruh pada pertumbuhan kapasitas daya yang dibangkitkan sehingga dapat memenuhi pertumbuhan permintaan energi listrik. Hanya saja terdapat perbedaan dalam pertumbuhan kapasitas daya yang dibangkitkan pada masing-masing jenis pembangkit listrik dalam setiap skenario. Trend pertumbuhan total kapasitas daya yang dibangkitkan baik dengan menggunakan skenario BAU maupun dengan menggunakan skenario REN dalam bentuk grafik, disajikan dalam gambar 4.18 dan 4.19.



Gambar 4.18 Grafik Hasil Proyeksi Kapasitas Daya yang Dibangkitkan (GWh) Dengan Menggunakan Skenario BAU



Gambar 4.19 Grafik Hasil Proyeksi Kapasitas Daya yang Dibangkitkan (GWh)  
Dengan Menggunakan Skenario REN

Berdasarkan hasil proyeksi pada skenario *Business as Usual* (BAU) yang ditunjukkan oleh gambar 4.18 dapat dilihat bahwa terjadi peningkatan kapasitas daya yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit setiap tahunnya dengan rata-rata pertumbuhan kapasitas daya yang dibangkitkan untuk jenis pembangkit PLTU, PLTD, PLTMG, PLTHybrid, PLTM&H, dan PLTS adalah sebesar 0,9%, sedangkan pertumbuhan rata-rata kapasitas daya yang dibangkitkan pada jenis pembangkit PLTP sebesar 25,7%. Lalu pada skenari *Renewable Energy* (REN) yang ditunjukkan pada gambar 4.19, rata-rata pertumbuhannya untuk jenis pembangkit PLTMG, PLTHybrid, PLTM&H, dan PLTS sama dengan skenario BAU yaitu 0,9%. Akan tetapi pertumbuhan rata-rata untuk jenis pembangkit PLTU, dan PLTD masing-masing adalah 0% dan -12,9% ditunjukkan oleh daerah berwarna merah bergaris dan biru bergaris yang semakin menyempit. Pertumbuhan kapasitas daya yang dibangkitkan pada jenis pembangkit listrik PLTP yang pada gambar 4.18 dan 4.19 diwakili oleh daerah berwarna merah, dalam skenario REN tumbuh lebih besar dibandingkan dengan skenario BAU yaitu sebesar 41,3%.

Perbedaan yang terjadi disebabkan oleh hasil proyeksi kapasitas pembangkit yang beroperasi setiap tahunnya, dimana pada skenario *Business as Usual* (BAU), ditambahkan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) sebesar 100 MW, yang pada akhirnya berpengaruh pada porsi daya yang di bangkitkan pada setiap jenis pembangkit. Hal yang sama pun terjadi pada skenario REN, dimana hasil proyeksi kapasitas pembangkit listrik menunjukkan adanya pengurangan untuk jenis pembangkit listrik PLTU, dan PLTD. Sedangkan terjadi penambahan kapasitas pada PLTP sebesar 350 MW.

Dengan seperti itu, dapat disimpulkan bahwa dengan meningkatkan kapasitas pembangkit listrik yang menggunakan energi panas bumi, maka secara otomatis porsi daya yang dibangkitkan akan meningkat. Seperti pada hasil proyeksi dengan menggunakan skenario *Renewable Energy*, porsi daya yang dibangkitkan pada PLTP meningkat sejumlah 70,58%, yang mana pada awal tahun proyeksi hanya sebesar 3,01%. Maka pada akhir proyeksi di tahun 2029, sebesar 70,58% atau 988,9 GWh daya yang digunakan oleh berbagai sektor pelanggan bersumber dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), jenis pembangkit yang lebih ramah lingkungan.

#### **4.5.3. Perbandingan Biaya Pembangkit Listrik**

Faktor ekonomi merupakan salah satu aspek yang akan menjadi analisis dalam penelitian ini. Faktor ekonomi ini berkaitan dengan biaya pembangkitan energi listrik berdasarkan jenis pembangkit, meliputi didalamnya adalah *capital cost*, *variable O&M*, serta *fixed O&M*. *Capital cost* merupakan modal atau investasi yang dibutuhkan untuk pembangunan sebuah pembangkit listrik. Selanjutnya *variable O&M* merupakan biaya yang dikeluarkan untuk operasional pembangkitan listrik. Dan *fixed O&M* merupakan biaya yang harus dikeluarkan dengan tidak melihat apakah pembangkit tersebut memproduksi energi listrik maupun tidak, contohnya adalah biaya pemeliharaan, biaya administrasi dan asuransi dan biaya kepegawaian, (Trizalda, Heppy;2013).

Proyeksi perbandingan biaya pembangkit listrik pada penelitian ini akan dibatasi pada jenis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). PLTU, PLTMG, dan PLTD akan mewakili pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar fosil, dan PLTP akan mewakili pembangkit listrik dengan bahan bakar energi baru dan terbarukan. Selain itu, dikarenakan PLTU dan PLTD di Provinsi Nusa Tenggara Timur memberikan dampak emisi (CO<sub>2</sub>) yang cukup besar, dan energi panas bumi sebagai bahan bakar PLTP memiliki potensi yang besar untuk dimanfaatkan. Sehingga nanti dapat dilakukan perbandingan antara biaya pembangkit listrik dengan dampak emisi yang dikeluarkannya.

Data mengenai *capital cost*, *variable O&M*, serta *fixed O&M*. *Capital cost* perlu dimasukkan pada modul transformasi dalam masing-masing cabang teknologi yang mewakili jenis pembangkit listrik yang digunakan baik itu PLTU, PLTD, PLTMG maupun PLTP. Cabang teknologi yang digunakan adalah cabang teknologi yang sama seperti ketika memasukkan data untuk kapasitas pembangkit listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT). Setelah semua data sudah dimasukkan sesuai dengan cabang teknologinya dalam format input yang tersedia, maka dengan sendirinya aplikasi LEAP dapat melakukan proyeksi sesuai dengan skenario-skenario yang kita buat.

#### **4.5.3.1. Variable O&M**

Merujuk pada penjelasan faktor-faktor yang mempengaruhi biaya pembangkit listrik, termasuk didalamnya adalah *variable O&M*. *Variable O&M* merupakan biaya yang dikeluarkan untuk operasional pembangkit. Sehingga merujuk pada nilai dasar dan asumsi pada tabel 4.14, maka besaran *variable O&M* untuk setiap jenis pembangkit akan berbeda. Berikut merupakan hasil proyeksi dari perbandingan biaya dengan menggunakan skenario *Business as Usual* (BAU) maupun skenario *Renewable Energy* (REN) selama rentan waktu 10 tahun (2019-2029) ditunjukkan pada gambar 4.20 dan 4.21.

Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	Ann. Avg Growth (%)
PLTU	1.422,6	1.465,3	1.423,7	1.418,8	1.400,9	1.414,9	1.443,9	1.430,7	1.461,7	1.508,6	1.557,5	15.948,5	0,9%
PLTD	2.008,4	2.068,7	2.009,9	2.003,0	1.977,8	1.997,5	2.038,5	2.019,8	2.063,6	2.129,8	2.198,9	22.515,8	0,9%
PLTMG	428,5	441,3	428,8	427,3	421,9	426,1	434,9	430,9	440,2	454,4	469,1	4.803,4	0,9%
PLT Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTM dan PLTMH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
<b>Total</b>	<b>3.859,4</b>	<b>3.975,3</b>	<b>3.862,4</b>	<b>3.849,1</b>	<b>3.800,7</b>	<b>3.838,5</b>	<b>3.917,2</b>	<b>3.881,3</b>	<b>3.965,5</b>	<b>4.092,8</b>	<b>4.225,5</b>	<b>43.267,7</b>	<b>0,9%</b>

Gambar 4.20 Hasil Proyeksi Untuk Biaya Produksi (ribuUSD) Berdasarkan *Variable O&M* Dengan Menggunakan Skenario BAU

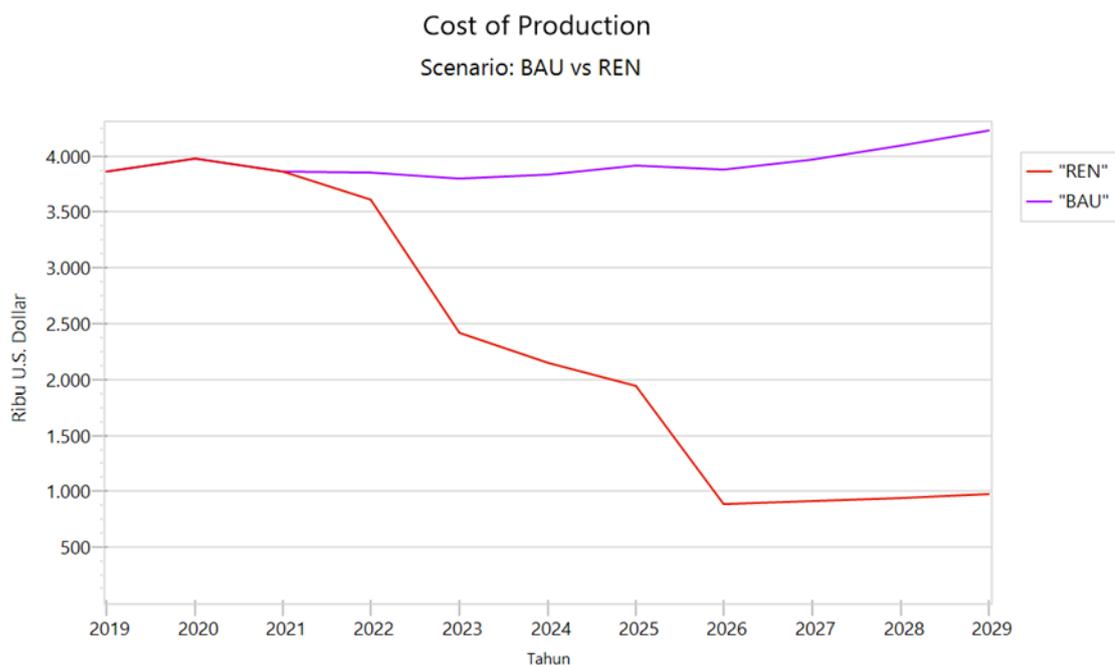
Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	Ann. Avg Growth (%)
PLTU	1.422,6	1.465,3	1.423,7	1.330,7	-	-	-	-	-	-	-	5.642,3	-
PLTD	2.008,4	2.068,7	2.009,9	1.878,7	1.990,8	1.770,8	1.605,1	460,2	474,8	490,0	505,9	15.263,4	-12,9%
PLTMG	428,5	441,3	428,8	400,8	424,7	377,8	342,4	426,7	440,2	454,4	469,1	4.634,7	0,9%
PLT Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTM dan PLTMH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
<b>Total</b>	<b>3.859,4</b>	<b>3.975,3</b>	<b>3.862,4</b>	<b>3.610,3</b>	<b>2.415,6</b>	<b>2.148,6</b>	<b>1.947,5</b>	<b>886,9</b>	<b>915,0</b>	<b>944,4</b>	<b>975,0</b>	<b>25.540,4</b>	<b>-12,9%</b>

Gambar 4.21 Hasil Proyeksi Untuk Biaya Produksi (ribuUSD) Berdasarkan *Variable O&M* Dengan Menggunakan Skenario REN

Berdasarkan hasil pemrosesan yang dilakukan oleh aplikasi LEAP yang ditunjukkan pada gambar 4.20 dan 4.21, informasi pertama yang akan dianalisa adalah mengenai biaya produksi berdasarkan *variable O&M*. Biaya produksi berdasarkan *variable O&M* merupakan biaya yang dikeluarkan oleh pembangkit listrik setiap tahunnya untuk menghasilkan daya yang akan dikonsumsi oleh pelanggan. Dengan kata lain ini merupakan hasil pengalihan dari biaya *variable O&M* dengan daya yang dibangkitkan. Oleh karenanya hasil proyeksi ini sangat berkaitan erat dengan hasil daya yang dibangkitkan oleh setiap pembangkit pada gambar 4.16 untuk skenario BAU dan gambar 4.17 untuk skenario REN.

Pada hasil proyeksi untuk biaya produksi berdasarkan *variable O&M* dengan menggunakan skenario BAU dapat diamati bahwa total biaya yang dibutuhkan pada akhir tahun proyeksi adalah sebesar 4.225,5 ribu USD,

sedangkan pada tahun yang sama, total biaya *variable O&M* untuk skenario REN adalah sebesar 975 ribu USD. Lalu ketika diakumulasikan total biaya *variable O&M* selama rentan waktu proyeksi (2019-2029) perbedaan diantara kedua skenario semakin terlihat jelas, dimana pada skenario BAU sebesar 43.267,7 ribu USD sedangkan pada skenario REN sebesar 25.540,4 ribu USD. Untuk dapat melihat *trend* perumbuhan dan perbandingan diantar kedua skenario yang digunakan, disajikan grafik pada gambar 4.22 berikut.



Gambar 4.22 Grafik Perbandingan Hasil Proyeksi Biaya Total Produksi Berdasarkan *Variable O&M* Skenario BAU dan REN

Pada gambar 4.22 hasil proyeksi biaya total berdasarkan *variable O&M* untuk skenario BAU ditunjukkan dengan garis berwarna ungu, sedangkan untuk skenario REN ditunjukkan oleh garis berwarna merah. Berdasarkan gambar 4.22 dapat diamati untuk skenario BAU terjadi pertumbuhan biaya yang dikeluarkan untuk *variable O&M*, terlihat pada garis berwarna ungu yang terus meningkat disetiap tahunnya. Pertumbuhan tersebut dipengaruhi oleh jenis pembangkit PLTU, PLTD, dan PLTMG. Dimana rata-rata pertumbuhan setiap tahunnya untuk semua jenis pembangkit adalah sebesar 0,9%. Hal ini sejalan dengan pertumbuhan

kapasitas daya yang dibangkitkan oleh ketiga jenis pembangkit tersebut pada gambar 4.16 dan gambar 4.17. Sedangkan untuk pembangkit jenis PLTP tidak terdapat biaya yang dikeluarkan pada hasil proyeksi, hal ini dikarenakan pembangkit listrik jenis PLTP memang tidak membutuhkan biaya *variable O&M* untuk memproduksi energi listrik.

Dari hasil proyeksi tersebut, PLTD merupakan jenis pembangkit yang membutuhkan biaya produksi berdasarkan *variable O&M* tertinggi dibandingkan dengan ke-3 (tiga) jenis pembangkit lainnya, dengan total biaya pada akhir tahun simulasi mencapai 22,5 juta USD, atau sebesar 52,03% dari total biaya keseluruhan senilai 43,26 juta USD. Sedangkan untuk pembangkit jenis PLTU dan PLTMG berturut-turut sebesar 15,94 juta USD, dan 4,8 juta USD.

Selanjutnya, jika dilihat pada hasil proyeksi biaya produksi berdasarkan *variable O&M* dengan menggunakan skenario REN yang ditunjukkan pada gambar 4.22 dengan menggunakan garis merah. Terjadi penurunan biaya yang dikeluarkan dimulai pada tahun 2023 yang diakibatkan oleh pengurangan kapasitas pemangkit jenis PLTU yang berkurang hingga menjadi 0 MW sehingga biaya *variable O&M* untuk jenis pembangkit PLTU pada tahun tersebut berubah menjadi 0 USD. Selain itu pada tahun 2023-2026 pada skenario REN juga terjadi lagi penurunan biaya yang kali ini disebabkan oleh dikurangnya kapasitas pada pembangkit jenis PLTD, dengan penurunan rata-rata sebesar -12,9% setiap tahunnya. Sedangkan untuk pembangkit jenis PLTMG dan PLTP tidak ada perbedaan dengan skenario BAU, yaitu pertumbuhan rata-rata 0,9% untuk PLTMG dan tidak ada biaya produksi untuk PLTP. Oleh karenanya pada skenario REN, total biaya produksi selama rentan waktu proyeksi-pun menjadi lebih kecil dibandingkan dengan skenario BAU, yaitu hanya senilai 25,54 juta USD. Sejalan dengan pertumbuhan dan penurunan biaya produksi berdasarkan *variable O&M* pada skenario BAU, untuk skenario REN tidak lepas dari pengaruh hasil proyeksi kapasitas daya yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit seperti pada gambar 4.17. Hal ini menunjukkan bahwa dengan memanfaatkan potensi panas bumi sebagai pembangkit, maka dapat menekan biaya *variable O&M* yang harus dikeluarkan setiap tahunnya.

#### 4.5.3.2. Fixed O&M

Aspek selanjutnya dalam analisis biaya pembangkitan listrik adalah *fixed O&M*. Format inputan dalam aplikasi LEAP untuk proyeksi biaya berdasarkan *fixed O&M* ini hampir sama dengan format inputan untuk proyeksi biaya produksi berdasarkan *variable O&M*. Dimana data yang akan digunakan untuk *fixed O&M* harus dimasukkan satu persatu pada cabang teknologi yang tersedia sesuai dengan jenis pembangkit yang akan dianalisis. Hasil proyeksi untuk biaya produksi berdasarkan *fixed O&M* dengan skenario BAU maupun skenario REN dapat dilihat pada gambar 4.23 dan gambar 4.24 dibawah ini.

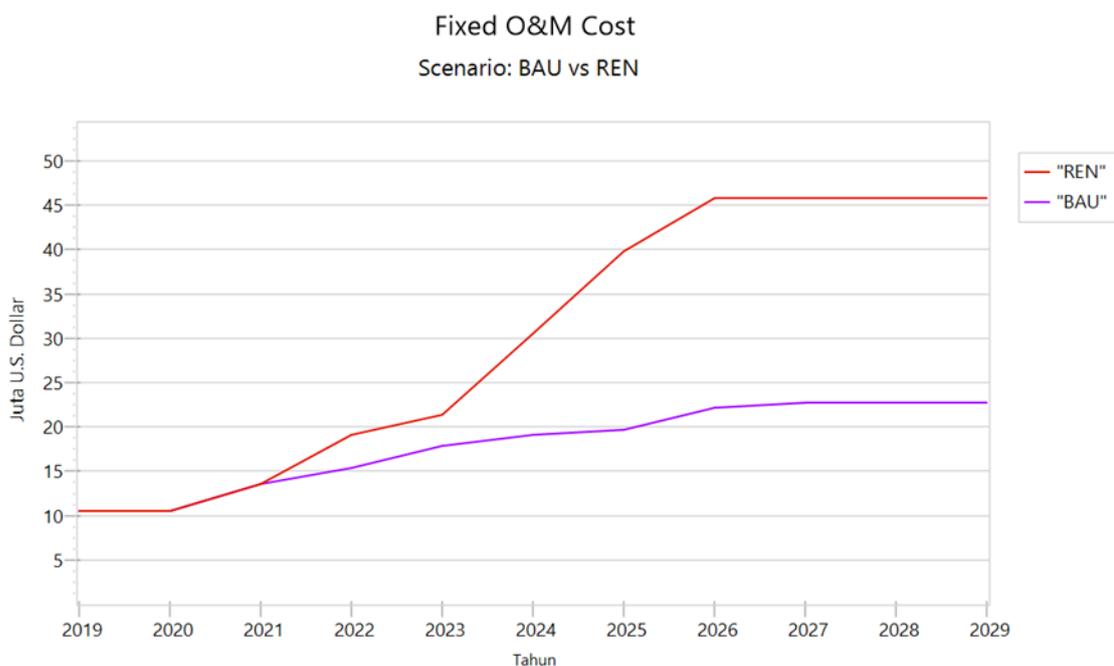
Cabang												Total	Ann. Avg
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2019-29
PLTU	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	62,0	-
PLTD	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	27,8	-
PLTMG	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	9,5	-
PLT Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTP	1,5	1,5	4,6	6,4	8,9	10,1	10,7	13,1	13,8	13,8	13,8	98,1	24,6%
PLTM dan PLTMH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
<b>Total</b>	<b>10,6</b>	<b>10,6</b>	<b>13,6</b>	<b>15,4</b>	<b>17,9</b>	<b>19,1</b>	<b>19,7</b>	<b>22,2</b>	<b>22,8</b>	<b>22,8</b>	<b>22,8</b>	<b>197,4</b>	<b>8,0%</b>

Gambar 4.23 Hasil Proyeksi Untuk Biaya (jutaUSD) Berdasarkan *Fixed O&M* Dengan Menggunakan Skenario BAU

Cabang												Total	Ann. Avg
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2019-29
PLTU	5,6	5,6	5,6	5,6	-	-	-	-	-	-	-	22,5	-
PLTD	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	0,6	0,6	0,6	0,6	20,0	-13,7%
PLTMG	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	9,5	-
PLT Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTP	1,5	1,5	4,6	10,1	18,0	27,2	36,4	44,3	44,3	44,3	44,3	276,7	40,0%
PLTM dan PLTMH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
<b>Total</b>	<b>10,6</b>	<b>10,6</b>	<b>13,6</b>	<b>19,1</b>	<b>21,4</b>	<b>30,6</b>	<b>39,8</b>	<b>45,8</b>	<b>45,8</b>	<b>45,8</b>	<b>45,8</b>	<b>328,7</b>	<b>15,8%</b>

Gambar 4.24 Hasil Proyeksi Untuk Biaya (jutaUSD) Berdasarkan *Fixed O&M* Dengan Menggunakan Skenario REN

Merujuk pada hasil proyeksi untuk biaya berdasarkan *fixed O&M* dengan menggunakan skenario BAU yang diproses oleh aplikasi LEAP pada gambar 4.23, dapat kita amati bersama bahwa pada jenis pembangkit PLTU, PLTD dan PLTMG tidak terdapat perubahan biaya yang dikeluarkan setiap tahunnya, yang mana masing-masing biaya setiap jenis pembangkit berturut-turut 5,6 juta USD, 2,5 juta USD, dan 0,9 juta USD setiap tahunnya. Sedangkan terjadi perubahan biaya pada jenis pembangkit PLTP yang secara akumulasi selama rentan waktu proyeksi (2019-2029) berjumlah 98,1 juta USD. Sedangkan pada hasil proyeksi biaya berdasarkan *fixed O&M* secara keseluruhan pada akhir tahun proyeksi 2029 menjadi yang terbesar yaitu senilai 45,8 juta USD. Untuk mendapatkan visualisasi perbandingan biaya berdasarkan *fixed O&M* diantara kedua skenario pertahunnya ditampilkan grafik berikut pada gambar 4.25.



Gambar 4.25 Grafik Perbandingan Hasil Proyeksi Biaya Total *Fixed O&M* Pada Skenario BAU dan REN

Pada gambar 4.25 untuk skenario BAU ditunjukkan dengan garis berwarna ungu, sedangkan untuk skenario REN ditunjukkan oleh garis berwarna merah. Berdasarkan hasil proyeksi yang dilakukan dengan menggunakan

skenario BAU dapat dilihat bahwa terjadi pertumbuhan untuk biaya berdasarkan *fixed O&M*. Hal tersebut dipengaruhi oleh skenario BAU yang menambahkan kapasitas pembangkit pada jenis pembangkit PLTP sebesar 100 MW secara bertahap sampai dengan akhir tahun proyeksi (2029) dengan rata-rata peningkatan sebesar 24,6%. Oleh karena itu biaya total *fixed O&M* jenis pembangkit PLTP selama rentan waktu proyeksi (2019-2029) menjadi yang terbesar dibandingkan ketiga jenis pembangkit lainnya, dengan porsi mencapai 49,69% atau senilai 98,1 juta USD dari 197,4 juta USD.

Sedangkan pada hasil proyeksi untuk biaya *fixed O&M* dengan menggunakan skenario REN yang ditunjukkan garis berwarna merah peningkatan jenis pembangkit PLTP melonjak cukup tajam mulai tahun 2023-2026 dengan rata-rata peningkatan setiap tahunnya senilai 40% yang dipengaruhi oleh penambahan kapasitas PLTP pada rentan waktu tersebut. Berbanding lurus dengan peningkatan biaya setiap tahunnya, porsi total biaya selama rentan waktu proyeksi menjadi yang terbesar mencapai 84,18% bila dibandingkan dengan ketiga jenis pembangkit lainnya, atau sebesar 276,7 juta USD dari total 328,7 juta USD. Selanjutnya masih pada skenario REN untuk hasil proyeksi biaya *fixed O&M*, terjadi penurunan biaya yang dikeluarkan oleh jenis pembangkit PLTU, dan PLTD. Dimana pada jenis pembangkit PLTU dimulai pada tahun 2023 biaya *fixed O&M* yang dikeluarkan menjadi 0 USD, dan pada jenis pembangkit PLTD terjadi penurunan dengan nilai 13,7% atau dari 2,5 juta USD menjadi 0,6 juta USD.

Sehingga bisa disimpulkan, bahwa biaya *fixed O&M*, pada masing-masing jenis pembangkit berkaitan sangat erat dengan total kapasitas per masing-masing pembangkit sesuai pada gambar 4.11 untuk skenario Business As Usual (BAU) dan 4.12 untuk skenario *Renewable Energy* (REN). Dengan kata lain, intervensi yang dilakukan melalui kedua jenis skenario yang berbeda dapat diproses dengan baik oleh aplikasi LEAP dan menghasilkan variabel data yang bervariasi sesuai dengan input yang diberikan.

#### 4.5.3.3. *Capital Cost* dan Total Biaya

Selanjutnya aspek yang tidak bisa lepas dari analisis biaya untuk pembangkit listrik adalah *capital cost*, yang mana sesuai dengan penjelasan-penjelasan sebelumnya bahwa *capital cost* merupakan biaya investasi yang dibutuhkan untuk pembangunan sebuah pembangkit listrik. Dalam penelitian ini penambahan pembangunan pembangkit listrik yang baru adalah pada pembangkit jenis PLTP. Berikut merupakan hasil proyeksi yang diproses oleh aplikasi LEAP sesuai dengan rentan waktu yang telah ditentukan dengan menggunakan kedua jenis skenario yang berbeda ditampilkan pada gambar 4.26 dan 4.27.

Investment Costs												
Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	69,7	41,8	55,7	27,9	13,9	55,7	13,9	-	-	278,7
PLTM dan PLTMH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	69,7	41,8	55,7	27,9	13,9	55,7	13,9	-	-	278,7

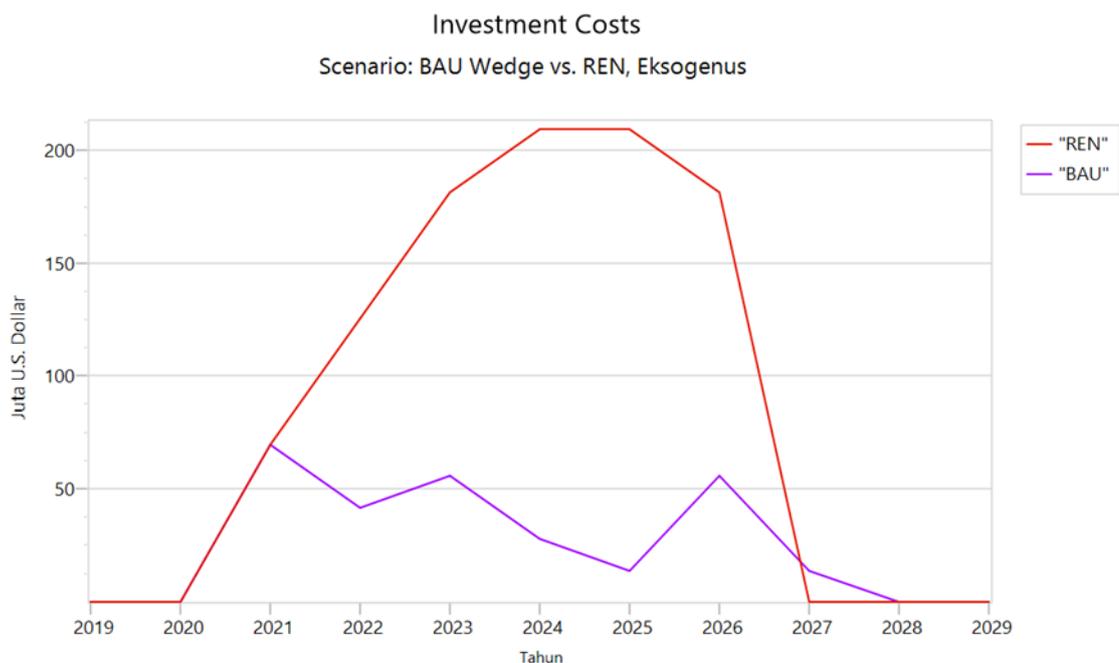
Gambar 4.26 Hasil Proyeksi *Capital Cost* (juta USD) Dengan Menggunakan Skenario BAU

Investment Costs												
Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	69,7	125,4	181,2	209,0	209,0	181,2	-	-	-	975,5
PLTM dan PLTMH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	69,7	125,4	181,2	209,0	209,0	181,2	-	-	-	975,5

Gambar 4.27 Hasil Proyeksi *Capital Cost* (juta USD) Dengan Menggunakan Skenario REN

Merujuk pada gambar 4.26 dan 4.27, dapat kita lihat bahwasannya baik proyeksi yang menggunakan skenario BAU maupun yang menggunakan skenario REN, penambahan biaya *capital cost* hanya terdapat pada jenis pembangkit PLTP. Hal ini dikarenakan sesuai dengan penjelasan *capital cost* yang merupakan biaya investasi untuk pembangunan pembangkit listrik, pada ke-dua skenario hanya jenis pembangkit PLTP saja yang direncanakan ada penambahan kapasitas baru, atau pembangunan pembangkit baru. Untuk hasil proyeksi dengan menggunakan skenario BAU didapatkan biaya total *capital cost* selama rentan waktu proyeksi adalah sebesar 278,7 juta USD, sedangkan pada skenario REN total biaya *capital cost* untuk penambahan kapasitas PLTP adalah sebesar 975,5 juta USD

. Terjadi perbedaan yang cukup signifikan diantara skenario BAU dan skenario REN, hal ini dipengaruhi oleh besaran penambahan kapasitas pembangkit baru yang berbeda diantara kedua skenario. Grafik berikut ini akan menunjukkan perbandingan *capital cost* diantara skenario BAU yang diwakili oleh garis berwarna ungu, dan skenario REN oleh garis berwarna merah.



Gambar 4.28 Grafik Perbandingan Hasil Proyeksi Biaya Total *Capital Cost* Pada Skenario BAU dan REN

Berdasarkan informasi yang didapat pada gambar 4.28 dapat diamati bahwa grafik pertumbuhan untuk *capital cost* ataupun *investmen cost* baik dengan menggunakan skenario *Business as Usual* (BAU) maupun skenario *Renewable Energy* (REN), bentuk grafik yang dihasilkan sangat *identic* dengan gambar 4.15. Perbedaan *capital cost* pada kedua skenario disebabkan oleh perbedaan penambahan kapasitas yang dimasukkan pada kedua skenario tersebut. Oleh karena itu sejalan dengan proyeksi biaya *fixed O&M*, biaya *capital cost*-pun ternyata berkaitan erat dengan hasil proyeksi kapasitas pembangkit listrik seperti pada gambar 4.11 untuk skenario BAU dan gambar 4.12 untuk skenario REN.

Seperti pada hasil proyeksi di gambar 4.15, puncak grafik untuk skenario BAU berada pada tahun 2021 mencapai 69,7 juta USD yang disebabkan oleh penambahan kapasitas pembangkit pada tahun tersebut merupakan yang terbesar dibandingkan dengan tahun-tahun sebelumnya yaitu sebesar 25 MW. Sedangkan pada skenario REN puncak grafik berada pada tahun 2024 dan 2025, sama-sama bernilai 209 juta USD. Hal inipun sekali lagi sejalan dengan proyeksi penambahan kapasitas pada tahun yang sama merupakan yang terbesar, mencapai 75 MW. Sehingga biaya investasi yang dibutuhkan menjadi sangat besar pula.

Lalu pada tahun 2019-2021 baik pada skenario BAU maupun skenario REN grafik menunjukkan biaya sebesar 0 USD, dikarenakan memang belum ada penambahan kapasitas pembangkit listrik pada tahun tersebut. Begitupun untuk tahun 2026 pada skenario REN dan tahun 2027 untuk skenario BAU pada grafik ditunjukkan menurun menuju 0 USD, dikarenakan pada tahun tersebut merupakan tahun terakhir penambahan kapasitas pembangkit listrik pada kedua skenario.

Secara keseluruhan dapat disimpulkan bahwa pertumbuhan *capital cost* atau biaya investasi sejalan dengan rencana penambahan kapasitas pembangkit listrik sesuai dengan skenario yang diterapkan. Semakin besar penambahan kapasitas pembangkit yang dimasukkan maka semakin besar biaya *capital cost* yang dikeluarkan, begitupun sebaliknya.

Untuk dapat melihat keseleuruhan biaya yang dikeluarkan oleh setiap jenis pembangkit dan mempermudah dalam menganalisis perbandingan diantara kedua skenario yang digunakan (BAU dan REN), maka dalam penelitian ini

ditambahkan aspek total biaya. Total biaya merupakan akumulasi dari hasil proyeksi *variable O&M*, *fixed O&M*, serta *capital cost* setiap tahun di masing-masing skenario. Sehingga dengan membuat perhitungan untuk total biaya pada setiap skenario berdasarkan ketiga *variable* biaya setiap tahunnya, dapat dilihat secara detail perbandingan-perbandingan yang terjadi pada kedua skenario yang digunakan. Berikut merupakan hasil proyeksi dari total biaya berdasarkan kedua skenario (BAU dan REN), ditunjukkan pada tabel 4.20.

Tabel 4.20 Hasil Perhitungan Total Biaya (jutaUSD) Berdasarkan Proyeksi Masing-Masing Skenario

Tahun	Skenario BAU				Skenario REN			
	<i>Variable O&amp;M</i>	<i>Fixed O&amp;M</i>	<i>Capital Cost</i>	Total	<i>Variable O&amp;M</i>	<i>Fixed O&amp;M</i>	<i>Capital Cost</i>	Total
2019	3,9	10,6		14,5	3,9	10,6		14,5
2020	4,0	10,6		14,6	4,0	10,6		14,6
2021	3,9	13,6	69,7	87,2	3,9	13,6	69,7	87,2
2022	3,8	15,4	41,8	61,0	3,6	19,1	125,4	148,1
2023	3,8	17,9	55,7	77,4	2,4	21,4	181,2	205,0
2024	3,8	19,1	27,9	50,8	2,1	30,6	209,0	241,7
2025	3,9	19,7	13,9	37,5	1,9	39,8	209,0	250,7
2026	3,9	22,2	55,7	81,8	0,9	45,8	181,2	227,9
2027	4,0	22,8	13,9	40,7	0,9	45,8		46,7
2028	4,1	22,8		26,9	0,9	45,8		46,7
2029	4,2	22,8		27,0	1,0	45,8		46,8
Total	43,2	197,5	278,6	519,3	25,5	328,9	975,5	1.329,9

Berdasarkan hasil perhitungan untuk proyeksi total biaya pada tabel 4.20, secara keseluruhan dalam rentan waktu proyeksi yang digunakan (2019-2029), total biaya yang dikeluarkan pada skenario *Renewable Energyi* (REN) memang jauh lebih besar dibandingkan dengan skenario *Business as Usual* (BAU). Total biaya untuk skenario REN adalah 1.329,9 juta USD, sedangkan total biaya untuk skenario BAU adalah 519,3 juta USD. Artinya total biaya dengan menggunakan skenario REN 156,09% lebih besar.

Akan tetapi bila diamati lebih mandalam pertumbuhan total biaya setiap tahunnya, pada tahun 2021 masih belum terjadi perbedaan, yang mana sama-sama sebesar 87,2 juta USD. Perbedaan mulai terlihat setelah tahun 2021, dimana total biaya skenario REN mulai melonjak sampai 3 kali lipat dari skenario BAU, dengan total biaya terbesar berada pada tahun 2026 yaitu 227,9 juta USD.

Selanjutnya bila dilihat berdasarkan variabel-variabel dalam akumulasi total biaya, variabel yang memberikan kontribusi pengeluaran terbesar berada pada variabel *capital cost*. Total biaya untuk variabel *capital cost* selama rentan waktu proyeksi pada skenario REN sangatlah besar mencapai 975,5 juta USD, sedangkan pada skenario BAU hanya sebesar 278,6 juta USD.

Sejalan dengan hasil analisa sebelumnya, pertumbuhan *capital cost* ini sangat berkaitan atau dipengaruhi oleh pertumbuhan kapasitas pembangkit yang ada di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Oleh karenanya menjadi sangat masuk akal kenapa terjadi perbedaan hasil total biaya diantara kedua skenario yang digunakan, dimana penambahan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) pada skenario BAU hanya sebesar 100 MW yang dialokasikan untuk menambah tingkat elektrifikasi di Provinsi Nusa Tenggara Timur, namun pada skenario REN penambahan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) mencapai 350 MW yang mana 100 MW sama seperti pada skenario BAU dialokasikan untuk menambahkan tingkat elektrikasi, dan yang berbeda adalah sisa 250 MW pada skenario REN di alokasikan untuk menggantikan keseluruhan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan mengurangi kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dalam rangka menekan angka emisi (CO<sub>2</sub>) yang di keluarkan oleh pembangkit listrik yang menggunakan sumber

energi fosil, sehingga dapat meminimalisir dampak lingkungan dalam hal ini adalah peningkatan suhu rata-rata permukaan bumi yang diakibatkan oleh peningkatan konsentrasi gas-gas rumah kaca, yang salah satunya adalah CO<sub>2</sub>.

Berikutnya adalah variabel *fixed O&M* untuk masing-masing skenario yang ternyata perbedaannya tidak terlalu signifikan bila dibandingkan dengan faktor *capital cost*, hanya sebesar 66,53% atau senilai 328,9 juta USD untuk skenario REN dan 197,5 juta USD untuk skenario BAU. Dan yang terakhir adalah faktor *variable O&M* yang mana justru total biaya dalam rentan waktu proyeksi (2019-2029) pada skenario REN lebih kecil dibandingkan pada skenario BAU. Untuk total biaya pada faktor *variable O&M* dengan menggunakan skenario REN sebesar 25,5 juta USD, sedangkan pada skenario BAU sebesar 43,2 juta USD atau 69,1% lebih besar. Hal ini dikarenakan jenis Pembangkit Listrik Panas Bumi (PLTP) tidak mengeluarkan biaya pada faktor *variable O&M*, sehingga pada skenario REN dengan adanya penambahan kapasitas pembangkit yang secara otomatis menambahkan kapasitas daya yang dapat dibangkitkan pada jenis pembangkit PLTP dan mengurangi kapasitas pembangkit PLTU dan PLTD secara otomatis biaya faktor *variable O&M* akan berkurang. Sedangkan pada skenario BAU tidak terjadi pengurangan kapasitas pada jenis pembangkit PLTU dan PLTD, maka biaya faktor *variable O&M* akan terus meningkat setiap tahunnya.

Dapat disimpulkan bahwasannya pada skenario REN memang dibutuhkan total biaya yang jauh lebih besar bila dibandingkan dengan skenario BAU, hanya saja hal itu dikarenakan adanya perbedaan total penambahan kapasitas pembangkit yang berpengaruh pada biaya *capital cost*, yang mana penambahan dilakukan pada pembangkit jenis PLTP yang menggunakan energi baru dan terbarukan panas bumi untuk membangkitkan energi listrik lebih ramah lingkungan. Akan tetapi dalam rentan waktu yang lebih panjang skenario REN akan lebih menguntungkan bila dibandingkan dengan skenario BAU. Dikarenakan perbedaan pada biaya *fixed O&M* yang meskipun masih lebih besar pada skenario REN dari pada skenario BAU tidak terlalu besar, dan pada biaya *variable O&M* skenario BAU justru lebih besar dari skenario REN, sehingga total biaya pada rentan waktu yang lebih panjang tidak akan terdapat selisih yang sangat besar.

#### 4.5.4. Perbandingan Dampak Lingkungan

Salah satu isu yang menjadi perbincangan diseluruh dunia pada abad ini adalah isu lingkungan, atau secara lebih spesifik ialah peningkatan rata-rata suhu bumi setiap tahunnya. Peningkatan suhu di permukaan bumi ini diyakini bukan tanpa sebab, tapi dikarenakan berkaitan dengan efek gas rumah kaca di atmosfer yang dipengaruhi oleh meningkatnya konsentrasi gas-gas penyebab kondisi tersebut. Gas-gas penyebab efek rumah kaca atau biasa disebut sebagai gas rumah kaca, diantaranya adalah  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CCl}_4$ , dan  $\text{O}_3$  (ozon). Diantara berbagai jenis gas rumah kaca yang ada,  $\text{CO}_2$  merupakan gas rumah kaca yang terpenting dikarenakan gas ini lah yang paling banyak dihasilkan manusia sehingga memberikan dampak pada pemanasan global paling signifikan (Lanang:2005).

Salah satu industri yang berperan meningkatkan konsentrasi gas  $\text{CO}_2$  di atmosfer adalah industri pembangkit tenaga listrik, terutama jenis-jenis pembangkit yang menggunakan bahan bakar fosil sebagai energi utama untuk menghasilkan energi listrik. Berkenaan dengan kondisi tersebut dan merujuk pada goal nomor 7 dan 13 dari *Sustainable Development Goals* (SDGs) yaitu : [1] Energi Bersih dan Terjangkau, menjamin akses terhadap sumber energi yang terjangkau, terpercaya, berkelanjutan dan modern untuk semua orang, [2] Aksi Terhadap Iklim, bertindak cepat untuk memerangi perubahan iklim dan dampaknya, maka pada penelitian kali ini akan mencoba untuk melihat hasil proyeksi berdasarkan intervensi dengan menggunakan skenario-skenario sesuai pada tabel 4.12.

Emisi  $\text{CO}_2$  yang akan dihitung pada penelitian ini adalah emisi  $\text{CO}_2$  yang dihasilkan oleh pembangkit listrik jenis Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) yang berada di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Dengan menggunakan factor emisi bahan bakar yang digunakan pada setiap jenis pembangkit ditambah intervensi melalui skenario yang dimasukkan pada aplikasi LEAP sesuai dengan format inputan yang tersedia pada cabang teknologi dimasing-masing jenis pembangkit maka akan dapat dilihat laju perkembangan

dari emisi yang dihasilkan oleh setiap pembangkit. Berikut merupakan hasil proyeksinya ditampilkan pada gambar 4.29 untuk skenario BAU dan gambar 4.30 untuk skenario REN.

Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	Ann. Avg Growth (%) 2019-29
PLTU	69,9	72,0	69,9	69,7	68,8	69,5	70,9	70,3	71,8	74,1	76,5	783,2	0,9%
PLTD	148,3	152,8	148,5	147,9	146,1	147,5	150,6	149,2	152,4	157,3	162,4	1.663,1	0,9%
PLTMG	43,1	44,4	43,2	43,0	42,5	42,9	43,8	43,4	44,3	45,7	47,2	483,5	0,9%
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
Total	261,3	269,2	261,5	260,6	257,4	259,9	265,2	262,8	268,5	277,1	286,1	2.929,8	0,9%

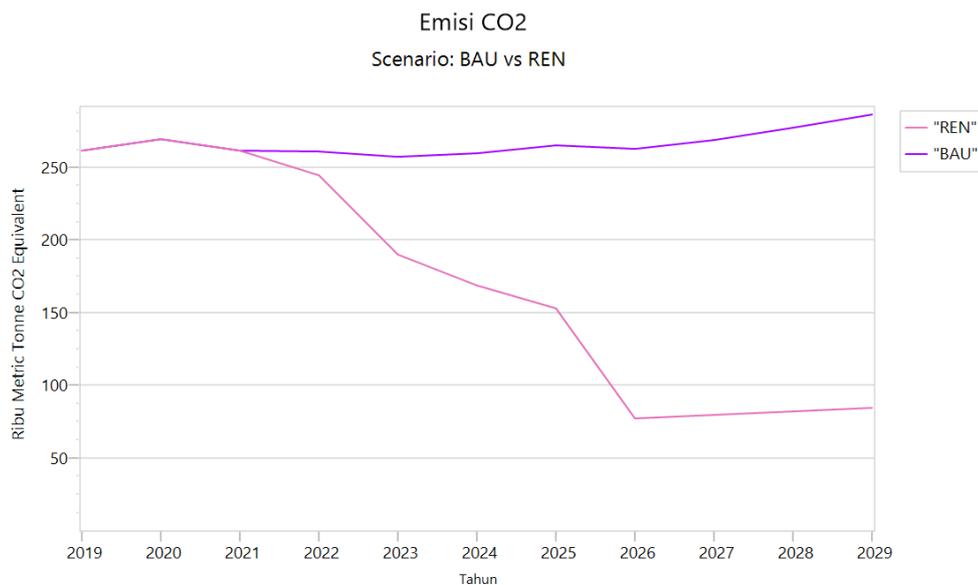
Gambar 4.29 Hasil Proyeksi Total Emisi CO<sub>2</sub> (juta kilogram) Pada Skenario BAU

Cabang	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	Ann. Avg Growth (%) 2019-29
PLTU	69,9	72,0	69,9	65,4	-	-	-	-	-	-	-	277,1	-
PLTD	148,3	152,8	148,5	138,8	147,0	130,8	118,6	34,0	35,1	36,2	37,4	1.127,4	-12,9%
PLTMG	43,1	44,4	43,2	40,3	42,8	38,0	34,5	43,0	44,3	45,7	47,2	466,5	0,9%
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	tidak ada
Total	261,3	269,2	261,5	244,5	189,8	168,8	153,0	76,9	79,4	81,9	84,6	1.871,0	-10,7%

Gambar 4.30 Hasil Proyeksi Total Emisi CO<sub>2</sub> (juta kilogram) Pada Skenario REN

Dari hasil proyeksi yang didapat pada gambar 4.29 dan 4.30 dapat diamati, baik pada skenario BAU maupun skenario REN, jenis Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) pada Provinsi Nusa Tenggara Timur merupakan pembangkit yang memberikan total emisi CO<sub>2</sub> terbesar dibandingkan dengan ketiga pembangkit lainnya. Total emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan oleh PLTD selama rentan waktu proyeksi (2019-2029) pada skenario BAU mencapai 1.663,1 juta kg atau sebesar 56,76% dari total 2.929.8 juta kg. Sedangkan pada skenario REN total emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan mencapai 1.127,4 juta kg atau sebesar 60,25% dari total emisi 1.871,0 juta kg. Selanjutnya pada jenis Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), terjadi penurunan yang cukup signifikan diantara skenario BAU dan skenario REN. Dimana pada skenario BAU, total emisi yang dihasilkan selama rentan waktu proyeksi pada PLTU merupakan yang terbesar kedua setelah PLTD,

yaitu sebesar 783,2 juta kg. Sedangkan pada skenario REN total emisi yang dihasilkan berada pada urutan ketiga, atau berada di bawah Pembangkit Listrik Mesin Gas (PLTMG), yaitu sebesar 277,1 juta kg. PLTMG sendiri untuk total emisi yang dihasilkan selama rentan waktu proyeksi baik pada skenario BAU dan skenario REN terjadi perubahan, hanya saja tidak sebesar perubahan pada jenis PLTU, yaitu sebesar 483,5 juta kg pada skenario BAU, dan 466,5 juta kg pada skenario REN. Berikutnya untuk jenis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) baik pada skenario BAU maupun skenario REN sama-sama tidak menghasilkan emisi CO<sub>2</sub>. Bila dilihat secara keseluruhan, penggunaan skenario REN yang menambahkan kapasitas pada pembangkit PLTP dan mengurangi kapasitas pada jenis PLTU dan PLTD berhasil menekan pertumbuhan emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan oleh pembangkit listrik. Dimana total emisi yang dihasilkan oleh keseluruhan jenis pembangkit selama rentan waktu proyeksi dengan menggunakan skenario BAU adalah sebesar 2.929,8 juta kg dan pada skenario REN 1.871,0 juta kg, atau dengan kata lain turun sebesar 36% dibandingkan pada skenario BAU. Untuk melihat perbandingan diantara skenario BAU dan skenario REN terkait dengan pertumbuhan emisi CO<sub>2</sub> yang dikeluarkan oleh seluruh jenis pembangkit, ditampilkan gambar 4.31 berikut.



Gambar 4.31 Grafik Perbandingan Hasil Proyeksi Total Emisi CO<sub>2</sub>

Berdasarkan gambar 4.31, bila diamati pada rata-rata pertumbuhan total emisi CO<sub>2</sub> pada setiap jenis pembangkit baik pada skenario BAU maupun skenario REN terjadi rata-rata pertumbuhan yang senilai dengan rata-rata pertumbuhan kapasitas daya yang dihasilkan pada gambar 4.16 untuk skenario BAU dan gambar 4.17 untuk skenario REN. Hal ini menunjukkan bahwa pertumbuhan emisi CO<sub>2</sub> sangat di pengaruhi oleh pertumbuhan kapasitas daya yang dihasilkan oleh masing-masing jenis pembangkit, yang sekali lagi itupun dipengaruhi oleh intervensi pada skenario-skenario yang digunakan. Seperti pada skenario REN yang pada gambar 4.31 ditunjukkan oleh garis berwarna ungu mulai terjadi penurunan potensi emisi CO<sub>2</sub> pada tahun 2023, hal ini disebabkan karena pada tahun tersebut terdapat pemberhentian operasional PLTU yang besaran kapasitasnya digantikan oleh PLTP. Begitupun pada tahun 2024 dan 2026 dimana terjadi pengurangan kapasitas jenis pembangkit PLTD sehingga pada akhirnya menyebabkan potensi emisi CO<sub>2</sub> berkurang dari sebelum-sebelumnya. Sedangkan pada skenario BAU tidak adanya pengurangan kapasitas pembangkit yang menggunakan sumber energi fosil, maka pertumbuhan potensi emisi CO<sub>2</sub> tidak terjadi penurunan. Skenario BAU hanya berhasil menekan pertumbuhan potensi emisi CO<sub>2</sub> yang dikeluarkan oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar fosil, dikarenakan dalam memenuhi permintaan energi listrik pelanggan ditambahkan kapasitas pembangkit listrik PLTP sebesar 100 MW sehingga porsi pemenuhan listrik untuk pelanggan tidak bergantung pada daya listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar fosil.

Dengan demikian dapat disimpulkan, bahwa pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk dijadikan pembangkit listrik dapat berpengaruh pada penurunan potensi emisi CO<sub>2</sub>, dan dapat memberikan pengaruh yang signifikan apabila ada konversi kapasitas dari yang menggunakan energi fosil diganti dengan yang menggunakan energi baru dan terbarukan. Hal ini disebabkan energi baru dan terbarukan tidak atau hanya mengeluarkan sedikit potensi emisi CO<sub>2</sub> akibat dari proses pembangkitan energi listrik.

#### 4.6 Analisis Perbandingan Biaya dan Emisi Pada Skenario BAU dan REN

Untuk mendapatkan gambaran menyeluruh mengenai analisis potensi panas bumi sebagai pembangkit energi listrik terkait permintaan dan penyediaan energi listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur akan dilihat melalui dua indikator yang sudah di bahas pada sub bab 4.5 yaitu faktor total biaya dan dampak lingkungan dalam hal ini potensi emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan oleh pembangkit berdasarkan dua skenario yang berbeda.

Secara keseluruhan total biaya yang dikeluarkan selama rentan waktu proyeksi (2019-2029) berdasarkan hasil simulasi oleh aplikasi LEAP, total biaya pada pada skenario REN lebih besar 156,09% dibandingkan total biaya pada skenario BAU, yaitu sebesar 1.329,9 juta USD dari 519,3 juta USD. Sumber pengeluaran terbesar berada pada *capital cost* atau biaya investasi yang memang dibutuhkan untuk menambahkan kapasitas pembangkit listrik, yang dalam penelitian ini adalah Pembangkit Listrik Panas Bumi (PLTP). Perbedaan terjadi karena pada skenario BAU jumlah kapasitas pembangkit yang ditambahkan hanya sebesar 100 MW sedangkan pada skenario REN ditambahkan kapasitas sampai dengan 350 MW. Sehingga perbedaan kebutuhan total *capital cost* sudah pasti terjadi. Begitupun perbedaan yang terjadi pada faktor biaya *fixed O&M* yang masih lebih besar pada skenario REN dibandingkan dengan skenario BAU. Akan tetapi bila dilihat pada faktor biaya *variable O&M* justru skenario REN lebih hemat dibandingkan skenario BAU. Hal ini disebabkan adanya penambahan kapasitas PLTP yang besar pada skenario REN, dimana PLTP tidak membutuhkan biaya pada faktor *variable O&M*, ditambah lagi dengan dikurangnya jenis pembangkit PLTU dan PLTD.

Selanjutnya bila dilihat dari aspek lingkungan skenario REN mampu mereduksi potensi emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan sampai dengan 36% dibandingkan dengan proyeksi pada skenario BAU atau sebesar 1.871,0 juta kg dari 2.929,8 juta kg. Penurunan ini lebih disebabkan dengan adanya pengkonversian kapasitas pembangkit listrik, dimana untuk kapasitas pembangkitan listrik di PLTU diganti 100% oleh PLTP, dan kapasitas pembangkitan listrik pada PLTD di konversi sebanyak 171,9 MW pada skenario REN. Karena jika hanya dilakukan

penambahan saja pada kapasitas pembangkit listrik yang menggunakan sumber energi baru dan terbarukan dalam hal ini panas bumi, seperti di perlihatkan pada skenario BAU, tidak terjadi penurunan untuk emisi CO<sub>2</sub>, hanya berhasil menekan pertumbuhannya berdasarkan hasil proyeksi yang dilakukan. Akan tetapi berbeda jauh dengan hasil proyeksi pada skenario REN yang mana terjadi pengurangan signifikan untuk potensi emisi CO<sub>2</sub>.

Oleh karenanya dapat disimpulkan bahwa pemanfaatan energi panas bumi sebagai pembangkit listrik terkait permintaan dan penyediaan energi listrik dapat menjadi alternatif yang lebih ramah lingkungan untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur, meskipun biaya awal yang dibutuhkan sangat besar, namun dalam rentan waktu yang lebih panjang PLTP menjadi pilihan yang sangat baik, mengingat pada PLTU maupun PLTD yang sangat bergantung pada energi fosil yang saat ini cadangannya sudah cukup berkurang, sedangkan energi panas bumi untuk PLTP tersedia melimpah dan dapat terbaru dengan sendirinya.