

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Pembangkit EBT terhadap Biaya Pokok Pembangkitan

Biaya Teknologi Pembangkitan Energi Baru dan Terbarukan saat ini mengalami penurunan yang cukup signifikan dalam dua dekade ini. Menurut studi terbaru, biaya Teknologi Pembangkitan Energi Baru dan Terbarukan cukup kompetitif dibanding dengan teknologi pembangkitan berbahan bakar fosil untuk pembangkitan listrik berdasarkan *Levelized Costs of Electricity* (LCOE) (IRENA, 2020).

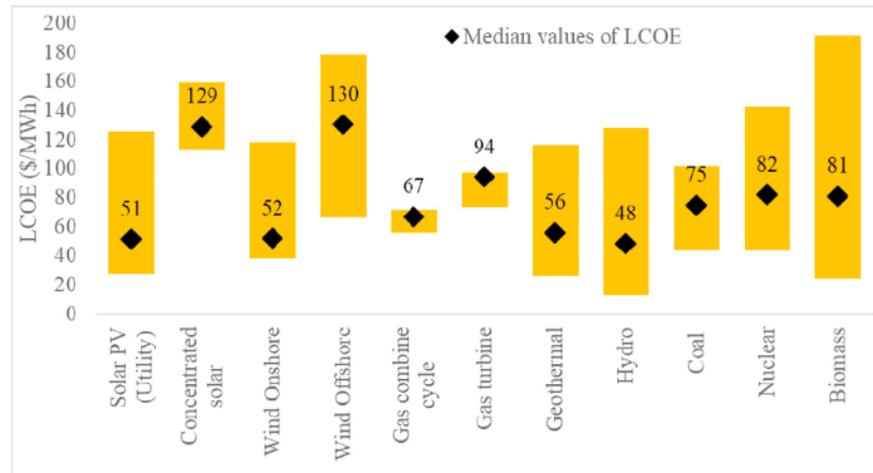
*Levelized Costs of Electricity* (LCOE) merupakan indikator yang umum digunakan untuk membandingkan biaya pembangkitan listrik dari bermacam-macam jenis teknologi pembangkitan listrik (Timilsina, 2021). LCOE mengukur biaya pembangkitan listrik yang terdiri dari *Capital Costs*, *Fixed and Variable Cost*, dan Biaya Bahan Bakar. Formula perhitungan LCOE dapat dilihat pada persamaan 2.1.1 dibawah ini:

$$LCOE = ACC + VOMC + FC + FOMC \quad (2.1.1)$$

Dimana:

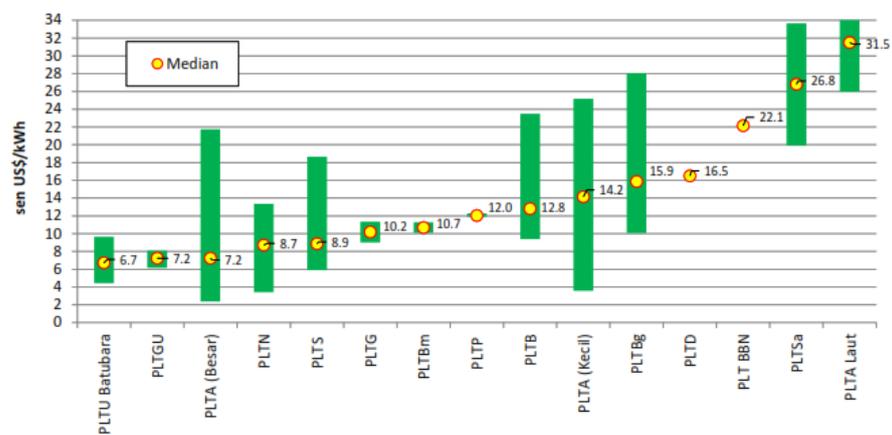
ACC	: Biaya <i>Annualized Capital</i>	(Rp/MWh)
VOMC	: Biaya <i>Variable O&amp;M</i>	(Rp/MWh)
FC	: Biaya <i>Fixed O&amp;M</i>	(Rp/MWh)
FOMC	: Biaya Bahan Bakar	(Rp/MWh)

Nilai median dari LCOE memberikan dasar yang lebih baik didalam membandingkan teknologi pembangkitan yang bersumber dari Energi Baru dan Terbarukan dan berbahan bakar fosil. Perhitungan dengan menggunakan nilai median, PLTA, PLTS, PLTB *onshore*, dan PLTP lebih murah dibandingkan dengan teknologi yang lain. PLTA merupakan yang termurah, diikuti dengan PLTS, PLTB *onshore* dan PLTP. PLTB *offshore* dan PLTU merupakan yang termahal (Timilsina, 2021). Nilai median dari LCOE untuk beberapa jenis pembangkit listrik dapat dilihat pada tabel dibawah ini:



Gambar 2.1 Kisaran LCOE pada nilai maksimum dan minimum dari *capital cost* ketika variabel input di standarisasi (Timilsina, 2021)

Kelayakan pengembangan pembangkit listrik dipengaruhi oleh biaya pembangkitan listrik yang nilainya sangat spesifik untuk setiap jenis pembangkit dan wilayah lokasi pembangkit akan dibangun. Biaya pembangkitan untuk berbagai jenis pembangkit listrik ditunjukkan pada gambar dibawah ini (Wijaya, *et al*, 2018):



Gambar 2.2 Biaya Pembangkitan untuk Berbagai Jenis Pembangkit Listrik (Wijaya, *et al*, 2018)

Sementara biaya operasi untuk pembangkit yang dioperasikan oleh PT PLN (Persero) dapat dilihat pada Tabel berikut ini (PLN, 2021):

Tabel 2.1 Biaya Operasi Pembangkit Rata-rata per kWh (PLN, 2021)

Jenis Pembangkit	Biaya Operasi Rata-rata per kWh (Rp/kWh)						Jumlah
	Bahan Bakar	Pemeliharaan	Penyusutan Aktiva	Lain-lain	Pegawai	Beban Bunga	
PLTA	33,83	21,43	192,18	5,33	26,52	118,99	398,29
PLTU	479,96	26,86	102,37	2,76	14,65	41,29	667,88
PLTD	4.611,17	538,91	391,62	26,86	210,61	126,64	5.905,81
PLTG	965,92	(90,87)	256,50	11,36	20,49	84,53	1.247,93
PLTP	83,51	2,41	11,64	1,14	2,33	6,11	107,15
PLTGU	94,60	3,46	17,14	0,37	1,52	9,01	126,10
PLTS	0,05	49,64	966,01	1,22	11,24	256,27	1.284,55
Rata-rata	895,58	78,83	276,78	7,01	41,05	91,83	1.391,08
Sewa Pembangkit							1.775

Pemerintah Republik Indonesia telah mengeluarkan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 Tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Peraturan ini mengatur perihal percepatan pengembangan energi terbarukan melalui pembatasan pengembangan PLTU dan batasan operasi PLTU, dan pelaksanaan serta harga pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) dari sumber terbarukan yang dibangun oleh badan usaha dan atau Pemerintah atau Pemerintah Daerah termasuk yang berasal dari hibah (Perpres, 2022). Tabel mengenai harga patokan tertinggi untuk pembelian energi listrik dari sumber terbarukan sesuai Perpres No. 112 Tahun 2022 sebagaimana Tabel berikut:

Tabel 2.2 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTA yang Memanfaatkan Tenaga dari Aliran/Terjunan Air

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	(11,23 x F)*	7,02
2	>1 MW s.d. 3 MW	(10,92 x F)*	6,82
3	>3 MW s.d. 5 MW	(9,65 x F)*	6,03
4	>5 MW s.d. 20 MW	(9,09 x F)*	5,68
5	>20 MW s.d. 50 MW	(8,86 x F)*	5,54
6	>50 MW s.d. 100 MW	(7,81 x F)*	4,88
7	>100 MW	(6,74 x F)*	4,21

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.3 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTA yang Memanfaatkan Tenaga Air dari Waduk/Bendungan atau Saluran Irigasi Milik Kementerian yang Menyelenggarakan Pemerintahan di Bidang Sumber Daya Air yang Pembangunannya Bersifat Multiguna.

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(11,23 \times F)^*$	$7,02 \times 0,8$
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(10,92 \times F)^*$	$6,82 \times 0,8$
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(9,65 \times F)^*$	$6,03 \times 0,8$
4	>5 MW s.d. 20 MW	$(9,09 \times F)^*$	$5,68 \times 0,8$
5	>20 MW s.d. 50 MW	$(8,86 \times F)^*$	$5,54 \times 0,8$
6	>50 MW s.d. 100 MW	$(7,81 \times F)^*$	$4,88 \times 0,8$
7	>100 MW	$(6,74 \times F)^*$	$4,21 \times 0,8$

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.4 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTA Ekspansi

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(11,23 \times 0,7 \times F)^*$	$7,02 \times 0,7$
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(10,92 \times 0,7 \times F)^*$	$6,82 \times 0,7$
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(9,65 \times 0,7 \times F)^*$	$6,03 \times 0,7$
4	>5 MW s.d. 20 MW	$(9,09 \times 0,7 \times F)^*$	$5,68 \times 0,7$
5	>20 MW s.d. 50 MW	$(8,86 \times 0,7 \times F)^*$	$5,54 \times 0,7$
6	>50 MW s.d. 100 MW	$(7,81 \times 0,7 \times F)^*$	$4,88 \times 0,7$
7	>100 MW	$(6,74 \times 0,7 \times F)^*$	$4,21 \times 0,7$

Tabel 2.5 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTA Excess Power

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)
1	Seluruh Kapasitas	$5,80 \times 0,7$

Tabel 2.6 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik (Belum Termasuk Fasilitas Baterai atau Fasilitas Penyimpanan Energi Listrik Lainnya)

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(11,47 \times F)^*$	6,88
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(9,94 \times F)^*$	5,97
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(8,77 \times F)^*$	5,26
4	>5 MW s.d. 10 MW	$(8,26 \times F)^*$	4,96
5	>10 MW s.d. 20 MW	$(7,94 \times F)^*$	4,76
6	>20 MW	$(6,95 \times F)^*$	4,17

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.7 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik Ekspansi (Belum Termasuk Fasilitas Baterai atau Fasilitas Penyimpanan Energi Listrik Lainnya)

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(11,47 \times 0,8 \times F)^*$	$6,88 \times 0,8$
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(9,94 \times 0,8 \times F)^*$	$5,97 \times 0,8$
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(8,77 \times 0,8 \times F)^*$	$5,26 \times 0,8$
4	>5 MW s.d. 10 MW	$(8,26 \times 0,8 \times F)^*$	$4,96 \times 0,8$
5	>10 MW s.d. 20 MW	$(7,94 \times 0,8 \times F)^*$	$4,76 \times 0,8$
6	>20 MW	$(6,95 \times 0,8 \times F)^*$	$4,17 \times 0,8$

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.8 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik yang Lahannya Disediakan oleh Pemerintah Ekspansi (Belum Termasuk Fasilitas Baterai atau Fasilitas Penyimpanan Energi Listrik Lainnya)

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(11,47 \times 0,95 \times F)^*$	$6,88 \times 0,95$
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(9,94 \times 0,95 \times F)^*$	$5,97 \times 0,95$
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(8,77 \times 0,95 \times F)^*$	$5,26 \times 0,95$
4	>5 MW s.d. 10 MW	$(8,26 \times 0,95 \times F)^*$	$4,96 \times 0,95$
5	>10 MW s.d. 20 MW	$(7,94 \times 0,95 \times F)^*$	$4,76 \times 0,95$
6	>20 MW	$(6,95 \times 0,95 \times F)^*$	$4,17 \times 0,95$

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.9 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTB (Belum Termasuk Fasilitas Baterai atau Fasilitas Penyimpanan Energi Listrik Lainnya)

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 5 MW	$(11,22 \times F)^*$	6,73
2	>5 MW s.d. 20 MW	$(10,26 \times F)^*$	6,15
3	>20 MW	$(9,54 \times F)^*$	5,73

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.10 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTB Ekspansi (Belum Termasuk Fasilitas Baterai atau Fasilitas Penyimpanan Energi Listrik Lainnya)

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 5 MW	$(11,22 \times 0,7 \times F)^*$	$6,73 \times 0,7$
2	>5 MW s.d. 20 MW	$(10,26 \times 0,7 \times F)^*$	$6,15 \times 0,7$
3	>20 MW	$(9,54 \times 0,7 \times F)^*$	$5,73 \times 0,7$

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.11 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTBm

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(11,55 \times F)^*$	9,24
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(10,73 \times F)^*$	8,59
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(10,20 \times F)^*$	8,16
4	>5 MW s.d. 10 MW	$(9,86 \times F)^*$	7,89
5	>10 MW	$(9,29 \times F)^*$	7,43

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.12 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTBm Ekspansi

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(11,55 \times 0,8 \times F)^*$	$9,24 \times 0,8$
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(10,73 \times 0,8 \times F)^*$	$8,59 \times 0,8$
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(10,20 \times 0,8 \times F)^*$	$8,16 \times 0,8$
4	>5 MW s.d. 10 MW	$(9,86 \times 0,8 \times F)^*$	$7,89 \times 0,8$
5	>10 MW	$(9,29 \times 0,8 \times F)^*$	$7,43 \times 0,8$

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.13 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTBg

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(10,18 \times F)^*$	6,11
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(9,81 \times F)^*$	5,89
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(8,99 \times F)^*$	5,39
4	>5 MW s.d. 10 MW	$(8,51 \times F)^*$	5,10
5	>10 MW	$(7,44 \times F)^*$	4,46

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.14 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTBg Ekspansi

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 1 MW	$(10,18 \times 0,8 \times F)^*$	$6,11 \times 0,8$
2	>1 MW s.d. 3 MW	$(9,81 \times 0,8 \times F)^*$	$5,89 \times 0,8$
3	>3 MW s.d. 5 MW	$(8,99 \times 0,8 \times F)^*$	$5,39 \times 0,8$
4	>5 MW s.d. 10 MW	$(8,51 \times 0,8 \times F)^*$	$5,10 \times 0,8$
5	>10 MW	$(7,44 \times 0,8 \times F)^*$	$4,46 \times 0,8$

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.15 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTBm dan PLTBg *Excess Power*

No.	Jenis PLT	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)
1	PLTBm	9,29
2	PLTBg	7,44

Tabel 2.16 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTP yang Seluruhnya Dibangun oleh Badan Usaha dan yang Seluruhnya atau Sebagian Dibangun oleh Pemerintah Pusat atau Pemerintah Daerah, Termasuk yang Berasal dari Hibah

a. Harga Pembelian Tenaga Listrik

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 10 MW	$(9,76 \times F)^*$	8,30
2	>10 MW s.d. 50 MW	$(9,41 \times F)^*$	8,00
3	>50 MW s.d. 100 MW	$(8,64 \times F)^*$	7,35
4	>100 MW	$(7,65 \times F)^*$	6,50

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

## b. Harga Pembelian Tenaga Uap Panas Bumi Setara Listrik

No.	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1	s.d. 10 MW	$(6,60 \times F)^*$	5,60
2	>10 MW s.d. 50 MW	$(6,25 \times F)^*$	5,31
3	>50 MW s.d. 100 MW	$(5,48 \times F)^*$	4,65
4	>100 MW	$(4,48 \times F)^*$	3,81

Ket: \*) Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F

Tabel 2.17 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik, PLTA, PLTB, PLTBm, dan PLTBg yang Seluruhnya Dibangun oleh Pemerintah Pusat atau Pemerintah Daerah, Termasuk yang Berasal dari Hibah

No.	Jenis Pembangkit	Harga Patokan Tertinggi (cent USD/kWh)
1	PLTA	3,76
2	PLTS Fotovoltaik	5,63
3	PLTB	5,63
4	PLTBm	9,29
5	PLTBg	7,44

Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dalam Rp/kWh merupakan biaya penyediaan tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) untuk melaksanakan kegiatan operasi mulai dari pembangkitan, penyaluran (transmisi), sampai dengan pendistribusian tenaga listrik ke pelanggan dibagi dengan total kWh jual. Komponen Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tersebut meliputi biaya pembelian tenaga listrik termasuk sewa pembangkit, biaya bahan bakar dan pelumas yang terdiri dari bahan bakar minyak, gas alam, panas bumi, batubara, minyak pelumas dan biaya retribusi air permukaan, BJPDSA, biaya pemeliharaan yang terdiri dari material dan jasa pemborongan, biaya kepegawaian, biaya administrasi, beban penyusutan atas aktiva tetap operasional, beban penyusutan atas AHG, dan beban bunga dan keuangan yang digunakan untuk penyediaan tenaga listrik, dan beban penyesuaian tahun lalu atas komponen BPP (PMK, 2021).

## 2.2. Peta Jalan Pengembangan Pembangkitan EBT

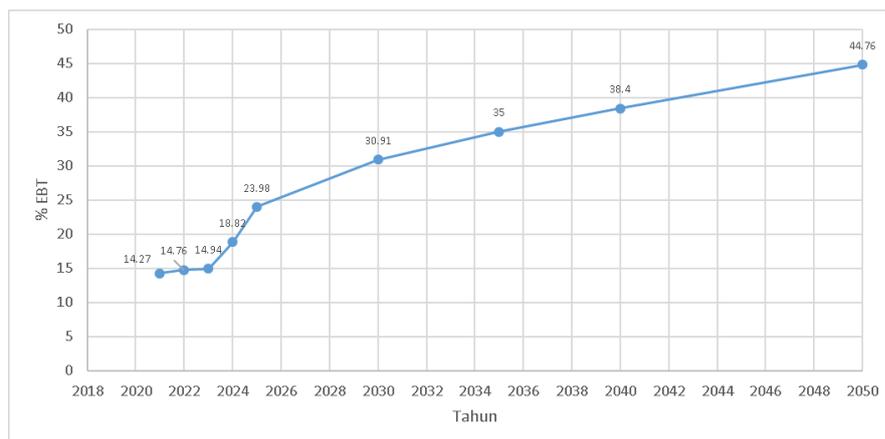
### 2.2.1. Peta Jalan Pengembangan Pembangkit EBT Nasional

Peta Jalan pengembangan EBT secara nasional untuk kelistrikan diatur didalam Rencana Umum Energi Nasional yang tertuang didalam Peraturan Presiden No. 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional. Hasil pemodelan Kebutuhan Energi Nasional (KEN) pada tahun 2025 menunjukkan untuk bauran energi primer pada tahun 2025 sudah sesuai dengan KEN, yaitu EBT minimal 23% dengan estimasi total daya terpasang sebesar 135,5 GW. Sedangkan hasil pemodelan pada tahun 2050 menunjukkan bauran energi primer berupa EBT minimal 31,2% dengan estimasi total daya terpasang sebesar 443,1 GW (Perpres, 2017).

Dokumen Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) Tahun 2021-2030 yang disusun PT PLN (Persero) sebagai refleksi usaha pencapaian bauran energi EBT sesuai dengan KEN dan RUEN, memberikan gambaran rencana penambahan kapasitas pembangkitan dari EBT. Terdapat tambahan total kapasitas sebesar 40,6 GW pada periode tahun 2021-2030 dimana EBT akan menyumbang sebesar 52% atau sekitar 20,9 GW. Tambahan kapasitas EBT ini akan menjadikan kapasitas terpasang pembangkitan EBT sebesar 28,9 GW dari total terpasang sebesar 99 GW atau menyumbang sebesar 24,8% pada tahun 2030 (PLN, 2020).

### 2.2.2. Peta Jalan Pengembangan EBT Provinsi Sumatera Utara

Peta Jalan pengembangan EBT Provinsi Sumatera Utara untuk kelistrikan diatur didalam Rencana Umum Energi Daerah Provinsi Sumatera Utara yang tertuang didalam Peraturan Daerah Provinsi Sumatera Utara No. 4 Tahun 2022 tentang Rencana Umum Energi Daerah Provinsi Sumatera Utara Tahun 2022-2050. Komposisi pembangkitan listrik yang bersumber dari Energi Baru dan Terbarukan (EBT) didalam bauran energi Provinsi Sumatera Utara pada rentang tahun 2021-2050 dapat dilihat pada grafik dibawah ini (RUED, 2022):



Gambar 2.3 Target Bauran Energi EBT Provinsi Sumatera Utara Tahun 2021 – 2050 (RUED, 2022)

Penambahan kapasitas pembangkitan EBT sebesar 2.826,7 MW dari total 3.151,7 MW atau sebesar 89,7% sesuai dengan dokumen Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) Tahun 2021-2030 yang disusun PT PLN

(Persero). Pembangkitan EBT akan didominasi oleh jenis PLTA sebesar 45,50%, PLTA *Pumped Storage* sebesar 15,86%, PLTM sebesar 9,44%, PLTP sebesar 7,46%, PLT Lain sebesar 4,76%, PLTB sebesar 3,49%, PLTS sebesar 2,61% dan PLTBm sebesar 0,31% (PLN, 2020). Penambahan pembangkit di Provinsi Sumatera Utara sampai dengan Tahun 2030 sebagaimana disajikan pada Tabel berikut ini:

Tabel 2.18 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit PLN Provinsi Sumatera Utara (PLN, 2020)

No.	Jenis Pembangkit	Pengembang	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (kW)	Target COD
1	PLTA	PLN	PLTA Asahan III	Air	174,000	2023 2024
2	PLTA	PLN	PLTA Simonggo	Air	90,000	2029
3	PLTA	PLN	PS Pumped Storage	Air	500,000	2029 2030
4	PLT Lain	PLN	PLT EBT Peaker	-	150,000	2030
5	PLTB	PLN	PLTB Pembangkit Bayu	Angin	110,000	2024 2025
6	PLTMG	PLN	PLTMG Nias 2	Gas	20,000	2024
7	PLTMG	PLN	PLTMG Nias 3	Gas	5,000	2027
8	PLTS	PLN	PLTS EBT Lisesdes	Surya	2,600	2022
9	PLTS	PLN	PLTS Surya Nias	Surya	6,000	2025
10	PLTS	PLN	PLTS Surya Nias	Surya	20,000	2028 2029

Tabel 2.19 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit IPP Provinsi Sumatera Utara (PLN, 2020)

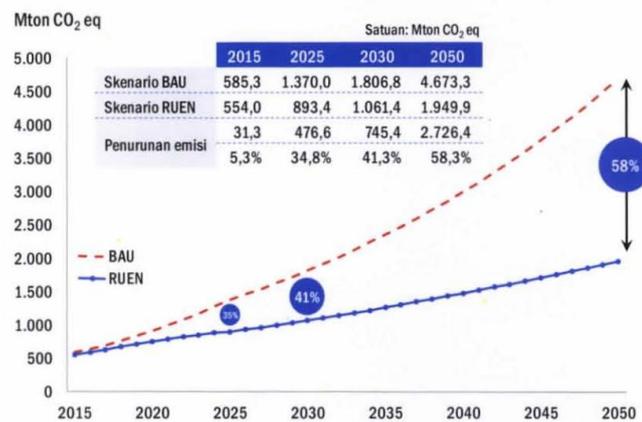
No.	Jenis Pembangkit	Pengembang	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (kW)	Target COD
1	PLTP	IPP	PLTP Sorik Marapi (FTP2)	Geothermal	100,000	2023 2024
2	PLTP	IPP	Panas Bumi Sumatera (kuota) tersebar	Geothermal	40,000	2024 2025
3	PLTA	IPP	PLTA Batang Toru (Tapsel)	Air	510,000	2025
4	PLTA	IPP	Hidro Sumatera (tersebar)	Air	300,000	2022 2025 2028 2030
5	PLTM	IPP	PLTM Aek Sisira Simandame	Air	4,600	2023
6	PLTM	IPP	PLTM Anggoci	Air	9,000	2023
7	PLTM	IPP	PLTM Sei Wampu I	Air	9,000	2023

No.	Jenis Pembangkit	Pengembang	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (kW)	Target COD
8	PLTBio	IPP	PLTBio (kuota) Sumatera	Bio	2,000	2022
9	PLTS	IPP	PLTS Dedieselisasi	Air	3,600	2025
10	PLTM	IPP	PLTM Aek Sigeaon	Air	3,200	2023
11	PLTM	IPP	PLTM Batang Toru 3	Air	10,000	2023
12	PLTBm	IPP	PLTBm Deli Serdang	Biomassa	9,900	2023
13	PLTM	IPP	PLTM Kandibata 2	Air	10,000	2023
14	PLTM	IPP	PLTM Kineppen	Air	10,000	2023
15	PLTM	IPP	PLTM Lae Ordi	Air	10,000	2023
16	PLTM	IPP	PLTM Rahu 2	Air	6,400	2023
17	PLTM	IPP	PLTM Sidikalang 2	Air	7,400	2023
18	PLTM	IPP	PLTM Simbelin-1	Air	6,000	2023
19	PLTM	IPP	PLTM Aek Pungga	Air	2,000	2024
20	PLTM	IPP	PLTM Aek Sibundong	Air	8,000	2024
21	PLTM	IPP	PLTM Aek Situmandi	Air	7,500	2024
22	PLTM	IPP	PLTM Aek Tomuan-1	Air	8,000	2024
23	PLTM	IPP	PLTM Batang Toru-1	Air	7,500	2024
24	PLTM	IPP	PLTM Batang Toru-4	Air	10,000	2024
25	PLTM	IPP	PLTM Batang Toru-5	Air	7,500	2024
26	PLTM	IPP	PLTM Hutapadang	Air	10,000	2024
27	PLTM	IPP	PLTM Ordi Hulu	Air	10,000	2024
28	PLTBio	IPP	PLTBio (kuota) Kepulauan	Bio	3,000	2024
29	PLTM	IPP	PLTM Sidikalang 1	Air	8,600	2024
30	PLTM	IPP	PLTM Raisan Hutadolok	Air	7,000	2024
31	PLTM	IPP	PLTM Raisan Nagatimbul	Air	7,000	2024
32	PLTM	IPP	PLTM Simonggo	Air	8,000	2024
33	PLTM	IPP	PLTM Sisira	Air	9,800	2024
34	PLTM	IPP	Minihidro (kuota) Tersebar	Air	40,300	2023 2024 2025
35	PLTS	IPP	Surya Sumatera (kuota) Tersebar	Surya	50,100	2025
36	PLTBio	IPP	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	Bio	3,000	2025

## 2.3. Peta Jalan Penurunan Gas Emisi Rumah Kaca

### 2.3.1. Peta Jalan Penurunan Gas Emisi Rumah Kaca (GRK) Nasional

Dampak emisi Gas Rumah Kaca (GRK) dari sektor pembangkitan listrik diproyeksikan akan menjadi penyumbang emisi terbesar. Proyeksi emisi GRK pada tahun 2025 sebesar 893 juta ton CO<sub>2</sub>eq dan tahun 2050 sebesar 1.950 juta ton CO<sub>2</sub>eq. Pemodelan sasaran KEN akan memberikan dampak penurunan GRK secara signifikan. Penurunan emisi GRK tahun 2025 sebesar 34,8% dan pada tahun 2050 sebesar 58,3% sebagaimana dapat dilihat pada gambar dibawah ini (Perpres, 2017):



Gambar 2.4 Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca Tahun 2015-2050 (Perpres, 2017)

Usaha diversifikasi energi dengan meningkatkan porsi energi terbarukan dan mengurangi porsi energi fosil turut memberikan dampak penurunan emisi Gas Rumah Kaca.

### 2.3.2. Peta Jalan Penurunan Gas Emisi Rumah Kaca (GRK) Provinsi Sumatera Utara

Data emisi CO<sub>2</sub> Provinsi Sumatera Utara pada tahun 2020 untuk sector industry, rumah tangga, transportasi, komersial, pembangkit, dan sector lainnya tercatat sebesar 16,953 juta ton CO<sub>2</sub> (RUED, 2022).

Peningkatan terhadap energi setiap tahun di Provinsi Sumatera Utara turut memberikan peningkatan emisi. Proyeksi emisi GRK Provinsi Sumatera Utara untuk Tahun 2020-2050 dapat dilihat pada Tabel berikut ini:

Tabel 2.20 Proyeksi emisi GRK Provinsi Sumatera Utara untuk Tahun 2020-2050  
(RUED, 2022)

<b>Emissions (1000 TCO<sub>2</sub>)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Carbon Dioxide	16,935.35	17,829.66	18,652.66	19,777.16	19,789.56	19,564.73	20,059.74	20,623.13
Methane	14.26	15.51	16.45	16.96	16.82	16.18	16.37	16.57
Nitrous Oxide	47.93	51.78	54.37	58.75	57.32	54.37	55.45	56.77
<b>Total</b>	<b>16,997.54</b>	<b>17,896.95</b>	<b>18,723.48</b>	<b>19,852.87</b>	<b>19,863.70</b>	<b>19,635.28</b>	<b>20,131.56</b>	<b>20,696.47</b>

(a)

<b>Emissions (1000 TCO<sub>2</sub>)</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
Carbon Dioxide	20,750.26	21,063.93	20,759.07	22,673.19	24,769.99	25,751.51	26,977.86
Methane	16.60	16.69	16.54	17.10	17.63	17.60	17.63
Nitrous Oxide	56.63	55.16	53.68	56.56	59.58	58.81	58.31
<b>Total</b>	<b>20,823.49</b>	<b>21,135.78</b>	<b>20,829.29</b>	<b>22,746.85</b>	<b>24,847.20</b>	<b>25,827.92</b>	<b>27,053.80</b>

(b)

## 2.4. LEAP dalam Pemodelan Sistem Energi

### 2.4.1. Struktur LEAP

*Low Emissions Analysis Platform* atau biasa disingkat LEAP merupakan alat pemodelan terintegrasi yang dapat digunakan untuk melacak konsumsi energi, produksi, dan ekstraksi sumber daya di semua sektor ekonomi, yang dikembangkan oleh Stockholm Environment Institute (*Community*, 2009). Lebih dari sekedar mensimulasikan kebijakan disisi permintaan dan penyediaan energi, LEAP dapat digunakan untuk menganalisis dampak implementasi kebijakan-kebijakan tentang energi. Dengan demikian, *accounting framework* digunakan sebagai alat untuk menganalisis implikasi dari penerapan beberapa skenario permintaan atau penyediaan energi untuk mencapai target-target yang telah ditentukan. Selain itu, LEAP dengan pendekatan *accounting framework* juga dapat digunakan untuk melakukan eksplorasi sumber energi primer, dampak lingkungan, dan biaya sosial yang ditimbulkan dari beberapa skenario alternatif (Heaps, 2020).

### 2.4.2. Metode – Metode dalam LEAP

Analisis permintaan energi di dalam LEAP bertujuan untuk menentukan permintaan energi dan biaya-biaya yang berhubungan langsung dengan konsumsi energi di dalam suatu model sistem energi. Permintaan energi dimodelkan dengan

struktur hirarki yang fleksibel. Permintaan energi dapat dikategorikan berdasarkan sektor pengguna energi, sub-sektor pengguna energi, maupun jenis teknologi pengguna energi (Heaps, 2020) .

Di sisi penyediaan energi listrik, simulasi yang dilakukan oleh LEAP didasarkan pada 2 (dua) hal, yaitu ekspansi kapasitas pembangkit listrik dan *dispatch rule* pembangkit listrik. Ekspansi kapasitas pembangkit listrik bertujuan untuk menentukan tambahan kapasitas pembangkit dan jenisnya serta waktu penambahan tersebut untuk memenuhi permintaan energi listrik. Sedangkan *dispatch* bertujuan untuk menentukan bagaimana pembangkit listrik beroperasi setelah dibangun (Heaps, 2020).

Penentuan ekspansi kapasitas pembangkit listrik di dalam LEAP dapat dilakukan dengan 2 (dua) cara, yaitu secara *exogenous* dan secara *endogenous*. Ekspansi kapasitas pembangkit listrik secara *exogenous* dilakukan secara manual dengan memasukkan nilai kapasitas dan waktu penambahan kapasitas maupun jadwal *retirement* pembangkit listrik. Sedangkan ekspansi kapasitas pembangkit listrik secara *endogenous* dilakukan secara otomatis oleh LEAP. LEAP akan menentukan besar kapasitas dan waktu penambahan kapasitas tersebut sesuai dengan jenis pembangkit listrik yang telah ditentukan sebelumnya. Dalam menentukan kapasitas secara *endogenous*, kapasitas yang dihasilkan oleh LEAP bertujuan untuk mempertahankan *reserve margin* yang telah ditentukan (Heaps, 2020).

Terdapat dua metode *dispatch* sistem pembangkit listrik di dalam LEAP, yaitu berdasarkan pembangkitan energi listrik secara historis dan berdasarkan *dispatch rule* sistem pembangkit listrik. Metode *dispatch rule* yang ada di dalam LEAP mulai dari yang paling sederhana dengan menggunakan persentase dari pembangkitan energi listrik sampai metode *energy order* dan *management cost*. LEAP juga dapat mensimulasikan berbagai jenis sistem pembangkit dengan metode *dispatch* yang berbeda-beda. Sebagai contoh, jenis pembangkit listrik dengan energi primer dari energi terbarukan menggunakan *dispatch* berdasarkan

presentase pembangkitan energi listrik sedangkan jenis pembangkit listrik lainnya menggunakan metode *dispatch* berdasarkan *merit order* (Heaps, 2020).

#### **2.4.3. Emisi Gas Rumah Kaca**

Bahan bakar yang digunakan untuk pembangkitan listrik meliputi batubara, gas alam, minyak solar, minyak diesel dan minyak bakar. Emisi Gas Rumah Kaca di sektor pembangkitan listrik meningkat rata-rata sebesar 6,8% per tahun dalam kurun waktu 2000-2013. Pada tahun 2000 emisi GRK mencapai 60,7 juta ton CO<sub>2</sub>e dan meningkat menjadi 143,2 juta ton CO<sub>2</sub>e pada tahun 2013. Batubara merupakan penghasil emisi utama di sektor pembangkitan listrik mencapai 68% dari total emisi pada tahun 2013 diikuti oleh penggunaan gas sebesar 17%. Batubara memiliki pertumbuhan sebesar 8,9% per tahun, diikuti oleh gas sebesar 4,6% per tahun dan penggunaan minyak solar sebesar 5,5% per tahun. Batubara dan gas merupakan bahan bakar yang besar peranannya dalam mitigasi emisi, sedangkan penggunaan minyak solar tidak dapat dihindari karena masih diperlukan untuk wilayah kepulauan yang masih terpencil (KESDM, 2015).

IPCC (2006) mengeluarkan faktor emisi dari energi baru terbarukan (EBT) yang dibakar (biomassa, gas landfill, dan biogas). Faktor emisi tersebut hanya menghitung emisi yang keluar saat EBT tersebut dibakar. Sedangkan emisi yang dihasilkan dari teknologi EBT dianggap sama dengan nol, sehingga penurunan emisi dihitung berdasarkan faktor emisi dari teknologi atau bahan bakar yang digantikan (KESDM, 2015).

Menghitung emisi Gas Rumah Kaca dari aktifitas pembangkitan listrik menggunakan faktor emisi yang telah tersedia didalam LEAP, salah satu referensi yang digunakan adalah *default* factor emisi IPCC *Tier 1* (Heaps, 2020).

Gas-gas yang berkontribusi pada perubahan iklim telah diidentifikasi didalam IPCC *assessment reports*. IPCC *Guidelines* 2006 mencakup gas-gas penyebab Rumah Kaca yang lebih panjang dengan nilai *Global Warming Potentials* (GWPs) yang telah diidentifikasi didalam Laporan *Assessment* Ketiga (IPCC 2001a; IPCC 2001b) seperti ditampilkan pada Tabel berikut ini (IPCC, 2008):

Tabel 2.21 Gas Rumah Kaca yang dicakup didalam Guideline 2006

Name	Symbol(s)	In IPCC 1996 Guidelines	GWP available in TAR
Carbon Dioxide	CO <sub>2</sub>	Yes	Yes
Methane	CH <sub>4</sub>	Yes	Yes
Nitrous Oxide	N <sub>2</sub> O	Yes	Yes
hydrofluorocarbons	HFCs (e.g., HFC-23 (CHF <sub>3</sub> ), HFC-134a (CH <sub>2</sub> FCF <sub>3</sub> ), HFC-152a (CH <sub>3</sub> CHF <sub>2</sub> ))	Yes	Yes
Perfluorocarbons	PFCs (CF <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> F <sub>8</sub> , C <sub>4</sub> F <sub>10</sub> , c-C <sub>4</sub> F <sub>8</sub> , C <sub>5</sub> F <sub>12</sub> , C <sub>6</sub> F <sub>14</sub> )	Yes	Yes
Sulphur Hexafluoride	SF <sub>6</sub>	Yes	Yes
Nitrogen Trifluoride	NF <sub>3</sub>		Yes
Trifluoromethyl Sulphur Pentafluoride	SF <sub>5</sub> CF <sub>3</sub>		Yes
Halogenated Ethers	e.g., C <sub>4</sub> F <sub>9</sub> OC <sub>2</sub> H <sub>5</sub> , CHF <sub>2</sub> OCF <sub>2</sub> OC <sub>2</sub> F <sub>4</sub> OCHF <sub>2</sub> , CHF <sub>2</sub> OCF <sub>2</sub> OCHF <sub>2</sub>		Yes
Other halocarbons	e.g., CF <sub>3</sub> I, CH <sub>2</sub> Br <sub>2</sub> , CHCl <sub>3</sub> , CH <sub>3</sub> Cl, CH <sub>2</sub> Cl <sub>2</sub> C <sub>3</sub> F <sub>7</sub> C(O)C <sub>2</sub> F <sub>5</sub> , C <sub>7</sub> F <sub>16</sub> , C <sub>4</sub> F <sub>6</sub> , C <sub>5</sub> F <sub>8</sub> , c-C <sub>4</sub> F <sub>8</sub> O		Yes