

Prakiraan Penyediaan dan Pemanfaatan Energi Skenario Optimalisasi EBT Daerah



PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI
ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEMENTERIAN ESDM
2016



ISBN: 978-602-0836-21-8

Prakiraan Penyediaan dan Pemanfaatan Energi Skenario Optimalisasi EBT Daerah



**PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL**

2016

TIM PENYUSUN

Pengarah

Sekretaris Jenderal Kementerian ESDM
M. Teguh Pamudji

Penanggung Jawab

Kepala Pusat Data dan Teknologi Informasi ESDM
Susetyo Edi Prabowo

Ketua

Kepala Bidang Kajian Strategis
Sugeng Mujiyanto

Tim Penyusun

Khoiria Oktaviani
Agus Supriadi
Agung Wahyu Kencono
Bambang Edi Prasetyo
Tri Nia Kurniasih
Catur Budi Kurniadi
Feri Kurniawan
Yogi Alwendra
Qisthi Rabbani
Ririn Aprillia
Indra Setiadi
Dini Anggreani

ISBN: 978-602-0836-21-8

Penerbit

Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral
Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Jalan Medan Merdeka Selatan Nomor 18 Jakarta Pusat 10110
Telp : (021) 4804242 ext 7902
Fax : (021) 3519882
Email : pusdatin@esdm.go.id

Cetakan pertama, Desember 2016

Hak cipta dilindungi Undang-Undang

Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dan penerbit.

PRAKATA

Dengan mengucapkan rasa syukur kehadiran Tuhan yang Maha Esa, Buku Pemodelan Prakiraan Penyediaan dan Pemanfaatan Energi dengan Skenario Optimalisasi EBT Daerah ini dapat kami selesaikan dengan baik.

Pemodelan energi dengan menggunakan pendekatan sistem dinamik ini memberikan gambaran bagaimana peran dan pemanfaatan EBT untuk memenuhi kebutuhan energi saat ini di beberapa sistem kelistrikan di Indonesia. Pemanfaatan energi terbarukan dapat dimaksimalkan untuk memenuhi kelistrikan yang ada. Pembangkit-pembangkit energi terbarukan di Indonesia memiliki karakteristik yang khas, bekerja hanya untuk memenuhi permintaan beban dasar (*base load*) dan beban puncak (*peak load*).

Akhir kata, kami ucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan dan membantu penyusunan buku ini. Diharapkan buku ini dapat menjadi referensi kepada Pimpinan Kementerian ESDM maupun BUMN dan pihak lain dalam pengembangan kebijakan dan strategi untuk makin meningkatkan pemanfaatan energi bersih ke depan di Indonesia.

Jakarta, Desember 2016

Penyusun

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami mengucapkan terima kasih kepada para narasumber di bawah ini yang telah membagi waktu dan informasi yang berharga sehingga buku ini dapat diterbitkan.

- Ilham, Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan KESDM
- Ucok W.Siagian, Institut Teknologi Bandung
- Retno Gumilang, Institut Teknologi Bandung
- Achmad Taufik, Institut Teknologi Bandung
- Eko Yudho Pramono, PT PLN P2B (Pusat Pengatur Beban) Jawa Bali

RINGKASAN EKSEKUTIF

Dalam era energi bersih saat ini, Energi Baru dan Terbarukan (EBT) menjadi pilihan utama untuk pembangunan yang berkelanjutan. Indonesia memiliki visi 23/2025 untuk menggunakan Energi Baru Terbarukan (EBT) dalam bauran energinya. Dalam kajian ini, Pusdatin berupaya menganalisis dan mengevaluasi pemanfaatan EBT, khususnya ET (Energi Terbarukan) untuk dapat dioptimalkan bagi pemenuhan kebutuhan energi nasional.

EBT (Energi Baru Terbarukan), terutama ET (Energi Terbarukan) sejauh ini hanya dapat dimaksimalkan untuk pemenuhan kebutuhan listrik nasional, menggantikan pembangkit berbahan energi fosil. Bahkan, pada aplikasi riil di lapangan, energi terbarukan ini hanya dapat digunakan untuk memenuhi permintaan beban dasar (*base load*) dan beban puncak (*peak load*) dari sistem kelistrikan nasional. Pemodelan yang dilakukan lebih dititikberatkan untuk memahami *behavior* (perilaku) sistem kelistrikan nasional, bagaimana merespon permintaan beban dasar, beban menengah, dan beban puncak di masing-masing sistem yang dipelajari (Sistem Nasional, Sistem Sumatera, Sistem Sulbagsel (Sulawesi Bagian Selatan), Sistem Maluku, dan Sistem Papua Barat).

Dari pemodelan yang dilakukan dengan kondisi *trend* permintaan listrik untuk semua sistem kelistrikan yang terus naik, secara umum pembangkit energi terbarukan bersama-sama dengan pembangkit energi fosil yang telah direncanakan untuk dikembangkan hingga tahun 2024, relatif dapat memenuhi permintaan beban dasar dan beban puncak. Permasalahan secara umum ada di permintaan beban medium dimana pembangkit energi terbarukan tidak ada yang masuk ke dalam sistem kelistrikan tersebut.

Key findings lainnya adalah bahwa kelebihan produksi energi yang ada di beban dasar, idealnya harus dapat digunakan untuk

menyiapkan beroperasinya pembangkit energi dari air yang dapat dipompakan ke suatu tempat untuk disimpan dalam suatu area, yang kemudian dimanfaatkan untuk memenuhi permintaan beban puncak. Ke depan, sistem kelistrikan Sumatera memiliki cadangan daya pembangkit yang lebih baik (sekitar 50% sampai dengan 65%) dalam periode 2015-2024, dengan banyaknya beroperasi pembangkit dari energi terbarukan, seperti panas bumi, dan tenaga air yang berkapasitas besar.

DAFTAR ISI

TIM PENYUSUN	ii
PRAKATA.....	iii
UCAPAN TERIMA KASIH	iv
RINGKASAN EKSEKUTIF	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Analisis dan Evaluasi	2
1.3. Sistematika Penulisan Laporan	2
BAB II PERMASALAHAN PENGEMBANGAN EBT DI INDONESIA	
2.1. Sejarah Perkembangan Pemanfaatan EBT Dari Masa Ke Masa	4
2.1.1. Pengembangan Panas Bumi	4
2.1.2. Pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Air Skala Kecil (PLTA run off river)	7
2.1.3. Pengembangan Energi Angin	8
2.1.4. Pengembangan Energi Surya.....	11
2.1.5. Pengembangan Bahan Bakar Nabati (BBN)	13
2.1.6. Pengembangan Batubara Cair	18
2.2. Permasalahan Pengembangan EBT di Indonesia	21
.....	13
2.2.1. Kebijakan-Regulasi	22
2.2.2. Kebijakan Insentif Pasar	24
2.2.3. Riset dan Pengembangan Kapasitas.....	25
2.3. Simulasi Kebijakan Peningkatan Nilai Tambah	
BAB III METODOLOGI	
3.1. Sistem Dinamik Dan Causal Loop Diagram	26
3.2. Sistem, Model, dan Simulasi Energi.....	30
3.3. Pemodelan Sistem Dinamis	34

BAB IV PENGEMBANGAN MODEL	
4.1. Konsep Model dan Batasan	38
4.2. Model Suplai.....	39
4.3. Model Ketenagalistrikan	45
4.4. Skenario Optimalisasi (optimasi) EBT Daerah di Indonesia	47
BAB V ANALISIS DAN EVALUASI	
5.1. Simulasi Mode	54
5.2. Hasil Skenario Model	54
5.2.1. Model Sistem Dinamik Kelistrikan Indonesia	54
5.2.2. Sistem Kelistrikan Sumatera	62
5.2.3. Sistem Kelistrikan Sulbagsel (Sulawesi Bagian Selatan)	69
5.2.4. Sistem Kelistrikan Maluku.....	76
5.2.5. Sistem Kelistrikan Papua Barat	82
BAB VI KESIMPULAN DAN REKOMENDASI	
6.1. Kesimpulan	87
6.2. Rekomendasi	88
Daftar Pustaka.....	89
Lampiran	90

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1.	Contoh Diagram Hubungan Kausal (Sterman, 2000)	29
Gambar 3.2.	Kerangka Berpikir Sistem Dinamis (Sushil, 1993)	35
Gambar 4.1.	Cadangan Panas Bumi dan Pemanfaatan Panas Bumi (not adjusted scale)	40
Gambar 4.2.	Cadangan Panas Bumi dan Pemanfaatan Panas Bumi (adjusted scale)	41
Gambar 4.3.	Potensi Energi Terbarukan (Tenaga Angin dan Tenaga Surya-TS)	42
Gambar 4.4.	Potensi Bionergi untuk Listrik dan Bioenergi yang Bisa Dimanfaatkan	44
Gambar 5.1.	Trend Permintaan Listrik, Total Kapasitas Nasional, dan Produksi Listrik	55
Gambar 5.2.	Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkit Beban Dasar	57
Gambar 5.3.	Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkit Beban Medium	58
Gambar 5.4.	Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkit Beban Puncak	60
Gambar 5.5.	Reserve margin, Total Kapasitas, dan Beban Puncak	62
Gambar 5.6.	Permintaan Listrik dan Produksi Listrik Sistem Wilayah Sumatera	63
Gambar 5.7.	Permintaan Beban Dasar dan Pembangkit Utama Beban Dasar	64
Gambar 5.8.	Permintaan Listrik di Beban Medium dan Produksi Pembangkitnya	66
Gambar 5.9.	Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya	67
Gambar 5.10.	Reserve Margin dan Beban Puncak Sistem Kelistrikan Sumatera	69
Gambar 5.11.	Permintaan Listrik dan Total Kapasitas Pembangkit di Sistem Sulbagsel	70

Gambar 5.12. Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkitnya	71
Gambar 5.13. Permintaan Beban Dasar dan Produksi Beban Dasar	72
Gambar 5.14. Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkitnya	73
Gambar 5.15. Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkit dari Beban Puncak	74
Gambar 5.16. Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya	75
Gambar 5.17. Permintaan Beban Puncak dan Produksi PLTGU Gas yang Melebihi Permintaan Beban Puncak	76
Gambar 5.18. Permintaan Listrik, Jumlah Produksi Maksimum, dan Total Kapasitas	77
Gambar 5.19. Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkitnya	78
Gambar 5.20. Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkitnya	80
Gambar 5.21. Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya	81
Gambar 5.22. Permintaan Listrik dan Total Kapasitas	83
Gambar 5.23. Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkitnya	83
Gambar 5.24. Permintaan Beban Dasar dan Produksi Total Pembangkit Beban Dasar.....	84
Gambar 5.25. Permintaan Beban Menengah dan Produksi Pembangkitnya	85
Gambar 5.26. Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya	86

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Peran energi fosil dalam konsumsi energi nasional masih sangat dominan terutama minyak bumi. Pada 2013 konsumsi energi final dalam negeri yang paling dominan adalah penggunaan bahan bakar minyak (BBM) yang meliputi avtur, avgas, bensin, minyak tanah, minyak solar, minyak diesel, dan minyak bakar sebesar 43%, diikuti penggunaan batubara 19%, gas 14%, dan lainnya.

Penyebab tingginya konsumsi BBM disebabkan pertumbuhan ekonomi dan penambahan populasi serta sifatnya yang merupakan barang inelastis dan kemudahan dalam mengakses jenis energi tersebut. Di saat bersamaan, tingkat produksi serta ketersediaan cadangan energi fosil semakin menurun disebabkan laju pengurasan lebih cepat dibanding penemuan baru. Kondisi ini meningkatkan resiko ketahanan energi nasional karena tingginya impor produk minyak bumi dari pasar energi global yang kerap mengalami gangguan.

Di sisi lain, penyediaan energi baru terbarukan belum optimal disebabkan harga keekonomiannya yang masih cukup tinggi seperti PLTS, PLTB, dan biofuel serta kendala ketersediaan lahan untuk pengembangan PLTP. Beberapa potensi energi baru terutama yang didapatkan dari pengolahan batubara yaitu batubara cair, gasifikasi batubara, dan Dimethyl Eter (DME) belum dapat dilakukan dalam skala industri. Selain itu, ketersediaan infrastruktur energi juga sangat berpengaruh dalam tingkat konsumsi energi nasional. Dengan

keterbatasan infrastruktur energi yang ada maka hal ini akan membatasi akses masyarakat terhadap energi.

Sebagai antisipasi terhadap kondisi tersebut, Pemerintah telah berkomitmen untuk mengakselerasi pembangunan infrastruktur energi termasuk mengoptimalkan pengembangan EBT yang tercermin dalam RPJMN 2015-2019 dan alokasi APBN. Sehubungan dengan hal tersebut, untuk mendapatkan gambaran kondisi penyediaan dan kebutuhan energi di masa mendatang perlu dilakukan penyusunan pemodelan prakiraan energi dengan skenario optimalisasi EBT di daerah yang disesuaikan dengan potensi yang dimiliki masing-masing daerah sehingga didapatkan rekomendasi kebijakan yang dibutuhkan untuk menjawab tantangan energi nasional ke depan.

1.2. Tujuan Analisis dan Evaluasi

Untuk memahami *behavior* (perilaku) dari sistem energi terbarukan yang dapat dioptimalkan untuk memenuhi permintaan energi; serta mengevaluasi asumsi dan proyeksi pada penyusunan perencanaan program pengembangan energi yang disesuaikan dengan dinamika pasokan dan kebutuhan energi. Perlu juga memperhatikan kondisi sosio-ekonomi, dan politik baik dalam skala nasional - termasuk untuk memenuhi target KEN melalui program RUED di daerah- maupun dinamika dan kondisi pasar energi global.

1.3. Sistematika Penulisan Laporan

Agar laporan ini mudah dipahami, laporan ini ditulis dengan menggunakan alur yang terdiri dari enam bab.

Bab 1

Bab ini merupakan Bab Pendahuluan yang berisi mengenai latar belakang dan tujuan yang mendasari perlu dilakukannya kegiatan

pemodelan penyediaan dan pemanfaatan energi dengan skenario optimalisasi EBT daerah.

Bab 2

Pada bab ini dibahas permasalahan pengembangan EBT di Indonesia. Indonesia telah memiliki sejarah panjang dalam penggunaan energi terbarukan, yang dapat dilihat dari usaha eksplorasi panas bumi di awal abad 20, dan pembangkit PLTA yang merupakan pembangkit awal untuk listrik di Indonesia, selain PLTD. Bab ini mengupas masalah yang tengah dihadapi dalam pengembangan EBT di Indonesia sehingga mempengaruhi optimalisasi pemanfaatannya. Di samping itu juga dibahas tentang perkembangan kebijakan EBT di Indonesia.

Bab 3

Bab ini membahas mengenai metodologi yang dilakukan dalam melakukan pemodelan. Metode yang dilakukan dalam hal ini adalah dengan melakukan pemodelan sistem dinamik. Di dalam Bab ini dijelaskan tentang konsep sistem dinamik, *causal loop diagram*, sistem, model, dan simulasi energi.

Bab 4

Bab IV (empat) berisi konsep model dan batasan, asumsi, parameter, dan model kelistrikan yang dikembangkan.

Bab 5

Bab V (lima) berisi analisis dan evaluasi atas model yang dikembangkan. Mulai dari simulasi model hingga hasil skenario model.

Bab 6

Bab ini berisi kesimpulan dan rekomendasi dengan berdasarkan hasil skenario model yang dikembangkan.

BAB II

PERMASALAHAN

PENGEMBANGAN EBT DI

INDONESIA

2.1 Sejarah Perkembangan Pemanfaatan EBT Dari Masa Ke Masa

Ide pemanfaatan energi terbarukan di Indonesia, khususnya dalam bentuk pembangkitan listrik telah ada sejak tahun 1918. Pada saat era kolonial Belanda tersebut, kegiatan eksplorasi panas bumi telah dimulai di daerah Kamojang, Jawa Barat. Pada tahun yang sama Ide JB Van Dijk tersebut kemudian menjadi kenyataan dengan melakukan pemboran sumur di Kawah Kamojang-Jawa Barat pada tahun 1926 dan berhasil. Sebagai pembanding, Itali telah lebih dulu berhasil memanfaatkan panas bumi untuk kelistrikan pada tahun 1904.

Berikut ini ragam sejarah perkembangan pemanfaatan EBT dari masa ke masa di Indonesia:

2.1.1 Pengembangan Panas Bumi

Gagasan Awal

Ide pemanfaatan panas bumi di Indonesia telah muncul pada tahun 1918. Jawatan Pertambangan mulai melakukan pemboran di Kamojang pada tahun 1926. Dua tahun berikutnya telah dibor

sebanyak 5 lubang bor. Di pemboran ke-5, kedalaman pemboran mencapai 128 m. Di antara ke-5 pemboran tersebut, lubang bor ke-3 masih menyemburkan uap yang bertekanan 4 atm (atmosfer) dengan suhu 40°C sampai sekarang.

Pasca pemboran di Kamojang, usaha penyelidikan panas bumi berhenti sangat lama. Penyelidikan panas bumi kembali aktif, setelah Indonesia mulai bekerja sama dengan USGS, Eurofre, Selandia Baru, dan UNESCO pada tahun 1964. Selain itu, pihak-pihak dalam negeri, antara lain Dinas Gunung Api, Lembaga Masalah Ketenagaan (LKM), dan Pertamina turut berpartisipasi aktif dalam kegiatan panas bumi pada periode 1964 s.d 1981. Pertamina sendiri, yang kini memiliki beberapa WKP (Wilayah Kerja Pertambangan), mulai ikut penyelidikan panas bumi pada tahun 1974.

Tahun 1971, fokus penyelidikan adalah Propinsi Jawa Barat, Jawa Tengah dan Bali. Hasil pekerjaan tersebut mendorong Pemerintah untuk membuat prioritas pengembangan panas bumi di Indonesia. Urutan prioritas tersebut adalah Kawah Kamojang, Kawah Cibeureum, Cisolok dan Gunung Salak yang semuanya berada di Jawa barat, Dataran Tinggi Dieng di Jawa Tengah, dan Bali.

Tahun 1972, studi 3G (Geologi, Geofisika, dan Geokimia) intensif dilakukan di Kawah Kamojang, dan daerah Cisolok. Dua tahun kemudian, Pertamina bekerjasama dengan Selandia Baru berhasil mengebor sumur di daerah Kamojang dengan kedalaman 600 m yang menyemburkan uap panas dengan suhu 129°C dan tekanan 3 atm, jika dikonversikan setara dengan listrik sebesar 8,6 MW. Dengan penemuan ini, Kamojang merupakan daerah pertama didirikan PLTP di Indonesia (1981) dengan daya terpasang sebesar 30MW, dan kini kapasitas terpasangnya mencapai 200 MW.

10 tahun kemudian, tahun 1991, berhasil didirikan kembali PLTP skala kecil yakni sekitar 2 MW untuk memenuhi kebutuhan listrik di sekitar desa-desa Dataran Tinggi Dieng. Keberhasilan pasca di Kamojang ini merupakan serangkaian usaha yang dilakukan sejak

tahun 1970 oleh USGS, LMK, Direktorat Geologi, ITB, hingga Pertamina.

Perkembangan Saat Ini

Hasil inventarisasi yang telah dilakukan di Indonesia, hingga saat ini telah teridentifikasi sebanyak 312 lokasi panas bumi (Badan Geologi KESDM 2014), dengan estimasi potensi energi panas bumi sebesar 12.386 MWe (Sumber Daya) dan 16.524 MWe (Cadangan).

Sampai akhir tahun 2014, kapasitas terpasang PLTP di seluruh Indonesia mencapai 1.403,5 MW (Buku Statistik EBTKE, 2015). Produksi listrik dari PLTP meningkat dengan kenaikan sekitar 48% dalam waktu hampir 10 tahun, dari 6.506 GWh pada tahun 2005 menjadi 9.650 GWh pada tahun 2014 (Buku Statistik EBTKE, 2015).

Tantangan Pengembangan

Target pemanfaatan panas bumi ditetapkan dalam Kebijakan Energi Nasional (KEN) panas bumi yaitu menjadi lebih dari 5% dalam bauran energi nasional pada tahun 2025. Namun demikian pengembangan panas bumi terkendala oleh: pertama, investasinya yang sangat besar, dan kedua, terdapat banyak sumber panas bumi yang jauh dari pusat beban sehingga tidak dapat dimanfaatkan.

Indonesia memiliki potensi sumber daya panas bumi yang besar dibandingkan dengan potensi panas bumi dunia. Namun, hingga saat ini panas bumi tersebut masih belum dapat dimanfaatkan secara optimal, khususnya sebagai salah satu energi pilihan pengganti bahan bakar minyak.

Di Indonesia fluida panas bumi belum banyak digunakan karena Indonesia memiliki banyak sumber air, minyak, gas dan batubara. Selain itu juga harga listrik yang dihasilkan dari uap panas bumi dianggap mahal dibandingkan dengan harga batubara. Di Asia, Filipina merupakan negara kedua di dunia yang paling banyak memanfaatkan fluida panas bumi untuk pembangkit listrik karena Filipina tidak memiliki sumber daya alam lainnya yang dapat

dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. Lain halnya dengan Selandia Baru. Walaupun potensi panas bumi Selandia Baru cukup besar, tetapi karena tidak ada permintaan listrik yang besar, maka untuk beberapa tahun mendatang tidak ada lagi lapangan panas bumi yang akan dikembangkan.

2.1.2 Pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Air Skala Kecil (PLTA *run off river*)

Gagasan Awal

Pembangkit Listrik Tenaga Air skala kecil atau di Indonesia dikenal dengan istilah PLTM dan PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Air Mini-Mikro Hidro) telah dimulai dan dikembangkan di Indonesia sejak jaman kolonial Belanda sekitar awal abad ke-20. Di sejumlah perkebunan teh di Pulau Jawa tampak banyak terdapat PLTMH. Dataran tinggi Jawa Barat, khususnya Priangan, dan pabrik-pabrik teh di ketinggian antara 800 hingga 1500 meter memiliki curah hujan yang tinggi 3000 mm/tahun. Kondisi ini menjadikan mikro hidro sebagai sumber energi yang paling menguntungkan.

Hingga tahun 1925, terdapat sekitar sekitar 400 PLTMH dengan total kapasitas 17.000 HP atau 12,5 MW. Daya keluaran masing-masing antara 40 hingga 200 HP atau 30 hingga 150 kW.

Kemudian dengan kemajuan teknologi turbin dan maraknya produksi generator di Eropa dan Amerika, pembangkit listrik tenaga air sampai dengan 200 kW dengan tegangan transmisi sampai dengan 5 kV dibangun di Jawa.

Perkembangan tersebut menjadikan pembangunan pembangkit listrik tenaga mikrohidro dapat dilakukan terpisah dari pabrik pengolahan teh. Dengan memperhatikan keadaan perkebunan-perkebunan teh sekarang ini, dapat disimpulkan bahwa tenaga mikrohidro masih menjadi sumber energi penting bagi industri teh, dan tanpa diragukan lagi merupakan alternatif termurah. Sepuluh

(10) dari sekitar 70 pabrik teh di Jawa Barat masih menggunakan tenaga pembangkit yang sudah tua, dengan kapasitas total 1100 kW, sebagai sumber listrik utama. Beberapa pembangkit digunakan sebagai penyedia listrik bagi perkampungan pekerja di waktu malam.

Perkembangan Saat Ini

Melimpahnya potensi sumber tenaga air skala kecil merupakan peluang besar dan sekaligus tantangan untuk mengembangkan pembangkit-pembangkit listrik skala kecil.

Salah satu jenis pembangkit alternatif skala kecil yang menggunakan sumber energi lokal dan cukup besar potensinya adalah Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM). Selain potensi energi air yang masih cukup besar, penguasaan dan ketersediaan suplai teknologinya di dalam negeri juga semakin membuat PLTM sebagai alternatif yang layak dikedepankan.

Mulai tahun 1980-an hingga pertengahan tahun 2000-an di Indonesia terdapat lebih dari 100 PLTMH yang telah dibangun. PLTMH tersebut dibangun sebagian besar melalui pendanaan dari Pemerintah baik pusat maupun daerah melalui instansi terkait, dan sebagian lagi dibangun melalui pembiayaan dari bantuan luar negeri, LSM dan pihak swasta.

Tantangan Pengembangan Energi Air Skala Kecil

Untuk bisa meningkatkan pemanfaatan tenaga listrik skala kecil diperlukan harga listrik yang menarik, dukungan kebijakan yang komprehensif dari Pemerintah, serta keterlibatan *local people* untuk bisa bersama-sama menjaga sarana dan infrastruktur lainnya yang telah disiapkan.

2.1.3 Pengembangan Energi Angin

Gagasan Awal

Penggunaan energi angin di dunia telah lama dimulai sejak berabad-abad sebelum Masehi, yang digunakan untuk menggerakkan perahu

di sepanjang Sungai Nil, Mesir. Kemudian terus berkembang ke berbagai wilayah di dunia untuk berbagai keperluan memompa air di pertanian, peternakan, hingga listrik di rumah dan industri.

Indonesia terus berupaya untuk memanfaatkan tenaga angin untuk kelistrikan. Di mulai dengan membangun PLTB percontohan di berbagai wilayah Indonesia sejak tahun 2005. Ada 16 desa yang dijadikan proyek percontohan dengan total 35 unit dan total kapasitas 104,5 kW yang tersebar di Provinsi Jawa Barat, Banten, Jawa Tengah, D.I . Yogyakarta, Jawa Timur, NTB (Nusa Tenggara Barat), NTT (Nusa Tenggara Timur), Sulawesi Selatan, dan Provinsi Maluku.

Di samping untuk percontohan, PLTB juga dibangun dalam konteks komersil dan PLTB interkoneksi. PLTB komersil dibangun pada tahun 2005 di Kepulauan Seribu, Jakarta dengan total kapasitas 6,5 kW, sedangkan PLTB interkoneksi telah dimulai sejak tahun 2006 di Malangmenggu, Sangihe, Provinsi Sulawesi Utara dengan total kapasitas 80 kW.

Kemudian pada bulan Mei 2015, Pemerintah Indonesia melalui Kementerian ESDM meluncurkan program pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu -Angin (PLTB) terbesar di Indonesia dengan kapasitas sebesar 50 MW di Sambas, Kabupaten Bantul, Yogyakarta.

Perkembangan Saat ini

Sistem pemanfaatan energi angin sebagai Pembangkit Listrik Tenaga Bayu - Angin (PLTB) mempunyai prospek yang baik untuk unit unit yang kecil yang akan diterapkan, terutama untuk tempat-tempat yang jauh dari jangkauan jaringan PLN, dan sulit untuk memperoleh bahan bakar. Dengan demikian unit Pembangkit Listrik Tenaga Angin juga merupakan alternatif penyediaan sarana listrik yang cukup baik.

Adapun beberapa keunggulan pembangkit jenis ini adalah:

- Terdapat banyak tempat yang mempunyai potensi angin yang baik
- Biaya operasionalnya cukup murah
- Dapat digunakan sebagai pusat listrik dengan batere yang dapat dipindahkan untuk daerah dengan kondisi pemukiman yang sangat tersebar
- Tidak perlu bahan bakar dan tidak menimbulkan polusi.
- Namun demikian untuk dapat membangun instalasi Pembangkit Listrik Tenaga Angin tersebut tidaklah mudah mengingat kendala teknis yang dimilikinya masih cukup besar.

Beberapa pertimbangan teknis yang harus diperhatikan:

- Tidak semua daerah mempunyai potensi angin yang mencukupi kriteria kondisi angin yang diperlukan
- Rendahnya densitas energi yang terkandung dalam angin, sehingga efisiensinya cukup rendah (sekitar 20%)
- Hanya cocok untuk tenaga kecil
- Angin bertiup tidak konstan
- Perlu beberapa kontrol pengatur
- Biaya investasi cukup mahal.

Tantangan Pengembangan Energi Angin

Hal mendasar yang menyebabkan energi angin kurang menarik di Indonesia yaitu rendahnya kecepatan angin, sebagaimana umumnya kawasan tropis. Umumnya angin yang terjadi di daerah Indonesia ini adalah angin lokal yang disebabkan oleh perbedaan tekanan dari masing-masing wilayah. Perbedaan tekanan ini disebabkan oleh perbedaan temperatur akibat efek pemanasan permukaan bumi oleh energi matahari. Pada umumnya kisaran kecepatan angin rata-rata terukur di Indonesia pada rentang 2,5 – 5,5 meter/detik pada ketinggian 24 meter di atas permukaan tanah. Sedangkan teknologi turbin angin umumnya didesain untuk kecepatan angin yang relatif lebih tinggi.

Lembaga yang paling aktif bergerak dalam pengembangan energi angin di Indonesia yaitu Lembaga Penerbangan dan Antariksa Nasional (LAPAN). Lembaga ini melakukan kegiatan mulai dari program monitoring data potensi dan pengukuran energi angin, pengembangan teknologi, hingga proyek-proyek percontohan. Teknologi turbin yang mampu mengoptimalkan kecepatan angin yang ada di Indonesia harus menjadi jawaban agar energi ini makin bermanfaat.

2.1.4 Pengembangan Energi Surya

Gagasan Awal

Sistem energi surya *photovoltaic* sangat sesuai untuk memenuhi kebutuhan listrik berskala kecil (<100 kW) di daerah pedesaan yang terpencil dan/atau kepulauan. Penerapannya di Indonesia saat ini lebih banyak digunakan untuk pemenuhan kebutuhan dasar, seperti: penerangan dan air bersih.

Secara garis besar, terdapat tiga alternatif skema implementasi PLTS *Photovoltaic (PV)*:

- Solar Home System (SHS)*,
- PLTS Terpusat, dan
- Hybrid PLTS dengan Pembangkit Listrik Lain.

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) yang paling populer digunakan di Indonesia adalah sistem *Solar Home System (SHS)*.

SHS umumnya berupa sistem berskala kecil dengan menggunakan modul surya 50-100 Wp (*Watt peak*) dan menghasilkan listrik harian sebesar 150-400 Wh. SHS termasuk salah satu aplikasi sistem PLTS untuk pelistrikan desa, sebagai sistem penerangan rumah secara individual atau desentralisasi.

Perkembangan saat ini

Modul PV yang dijual saat ini dan sistem PV rumah tangga yang telah dipasang sampai saat ini, menggunakan satu modul matahari

dengan sel matahari kristal silikon. Kebanyakan sistem PV juga digunakan dalam keadaan tidak ada listrik dari jaringan dengan biaya yang murah.

Dengan meningkatnya pasar sistem PV rumah tangga, biaya pemasangan dan standarisasi, bersamaan dengan peningkatan proses pabrikasi dan peningkatan efisiensi konversi, diharapkan dapat menurunkan harga komponen secara signifikan.

Keberhasilan perluasan pasar dan peningkatan teknologi merupakan hal yang belum pasti dan memerlukan investasi lebih lanjut dari pemerintah maupun swasta. Peningkatan teknologi untuk mengurangi biaya dan meningkatkan performa modul PV serta komponen, sangat diperlukan. Berbagai peningkatan teknologi dan desain produk telah menurunkan biaya.

Tantangan Pengembangan Energi Surya

Karena relatif kecilnya listrik yang dapat disediakan oleh SHS, sebagian orang menganggap bahwa sistem ini tidak tepat untuk digunakan pada program listrik pedesaan, tetapi lebih tepat digunakan untuk program pra-elektifikasi. Meskipun demikian, bagi masyarakat di daerah terpencil, listrik yang dihasilkan oleh SHS masih jauh lebih bermanfaat jika dibandingkan lampu minyak tanah (lampu teplok/ petromak).

Penyediaan listrik yang lebih layak dapat diupayakan dengan skema PLTS Terpusat. Syaratnya, terdapat kelompok pemukiman yang berkumpul dalam populasi cukup besar. Selain dapat menyediakan listrik dengan cara yang lebih layak, PLTS Terpusat juga lebih murah.

Pengembangan teknologi fotovoltaik di Indonesia terutama dilakukan oleh LEN. Solar Sistem LEN telah terpasang lebih dari 250 kWp yang terdiri dari hampir 50.000 unit PLTS dan tersebar di berbagai pelosok Indonesia. LEN merupakan satu-satunya perusahaan nasional yang memiliki kemampuan memproduksi peralatan PLTS

seperti Panel Surya, *Battery Control Unit & Ballast* (Inverter) DC, dan mendapatkan sertifikasi dari LSDE (Lembaga Sumber Daya dan Energi) BPPT serta dari Bank Dunia.

Panel surya sebagai catu daya yang menghasilkan energi listrik dari sinar matahari, baterai sebagai penyimpanan dan pengkondisi energi, alat pengatur baterai (BCU) sebagai alat pengatur otomatis dan penjaga kehandalan sistem. Kemampuan energi yang dapat dibangkitkan oleh sebuah panel surya 50Wp, sangat bergantung dari kondisi radiasi matahari, berdasarkan hasil penelitian berkisar antara 150 s/d 200 Watt jam per hari.

2.1.5 Pengembangan Bahan Bakar Nabati (BBN)

Gagasan Awal

Gagasan pengembangan biofuel terutama dilandasi oleh pemikiran tentang perlunya diversifikasi bahan bakar. Kebergantungan terhadap bahan bakar fosil dianggap berlebihan dan dapat mengancam kelangsungan suplai bahan bakar domestik di masa depan mengingat makin menipisnya cadangan minyak bumi di dalam negeri. Peliknya, pemikiran ini muncul pada saat pemerintah dan hampir seluruh masyarakat Indonesia masih percaya bahwa negara ini adalah negara pengekspor minyak yang memiliki kelimpahan sumber-sumber minyak bumi.

Dalam situasi semacam itu, gagasan pengembangan biodiesel perlu ditopang oleh lebih banyak alasan. Isu tentang ancaman keamanan suplai bahan bakar dalam negeri belum cukup untuk meyakinkan pemerintah dan masyarakat. Terlebih pada konteks teknologi, terdapat ketidakyakinkan tentang benar tidaknya biodiesel dapat menggantikan solar dan keengganan pengguna kendaraan melakukan modifikasi mesin yang umumnya diperlukan ketika berganti bahan bakar. Untuk itu kalangan pemrakarsa biodiesel mengajukan setidaknya tiga argumen utama, yaitu:

- Biodiesel dapat menjadi pengganti solar tanpa perlu modifikasi mesin;
- Teknologi produksi biodiesel relatif tidak rumit, mudah dikembangkan, dan dapat dikuasai bangsa Indonesia; dan
- Pengembangan industri biodiesel dapat membuka peluang-peluang produksi dan pasar baru bagi sektor pertanian.

Perkembangan Saat ini

Biofuel adalah bahan bakar yang diproduksi dari sumber-sumber hayati. Secara umum biofuel dapat dikelompokkan menjadi tiga jenis bahan bakar, yaitu biodiesel, bioetanol, dan biooil. Pengelompokan ini dapat dikatakan merujuk pada jenis-jenis bahan bakar minyak (BBM) konvensional dari sumber energi tak terbarukan yang hendak disubstitusi dengan biofuel. Biodiesel dimaksudkan sebagai pengganti solar (*HSD- High-Speed Diesel*) dan minyak diesel industri (*IDO-Industrial Diesel-Oil*). Bioetanol yaitu etanol yang dihasilkan dari biomassa dimaksudkan sebagai bahan bakar pengganti bensin. Sedangkan biooil dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar pengganti minyak tanah dan minyak bakar (*MFO-Marine Fuel-Oil*).

Saat ini di Indonesia telah berkembang pemanfaatan ketiga jenis biofuel tersebut di atas dalam berbagai tahapan pengembangan mulai dari tahap penelitian, semi komersial, dan komersial. Diantara ketiga jenis biofuel di atas, biodiesel mencapai tahapan yang paling maju dalam pengembangannya. Bahkan sebenarnya sejarah pengembangan biofuel untuk menggantikan bahan bakar fosil dimulai dengan biodiesel.

Pemilihan biodiesel sebagai titik masuk pertama pengembangan bahan bakar berbasis hayati terutama karena pengguna terbesar BBM yang paling sulit untuk melakukan diversifikasi energi adalah sektor transportasi. Sektor-sektor pengguna yang lain yaitu industri, pembangkitan listrik, dan rumah tangga relatif mudah melakukan diversifikasi energi. Sedangkan sektor transportasi memiliki ketergantungan yang tinggi terhadap bensin dan solar. Dalam hal ini

solar lebih membutuhkan perhatian dibandingkan bensin karena sumber bahan bakar jenis ini harus diimpor.

Pengembangan biofuel bermula dari kegiatan-kegiatan akademik dan penelitian yang dilakukan oleh kalangan perguruan tinggi dan lembaga-lembaga penelitian. Pengembangan biofuel kemudian diadopsi sebagai program nasional melalui Instruksi Presiden (Inpres) nomor 1 tahun 2006 tentang Upaya Percepatan Penyediaan dan Pemanfaatan BBN sebagai Bahan Bakar Lain. Inpres ini menginstruksikan pada departemen-departemen terkait dan pemerintah daerah untuk mendukung dan terlibat dalam program pengembangan biofuel. Target pengembangan biofuel ini dinyatakan dalam Kebijakan Energi Nasional yaitu mencapai pangsa 5% dalam energi-bauran nasional pada tahun 2025.

Seiring dengan Inpres tersebut di atas, para pemangku kepentingan telah melakukan berbagai kegiatan seperti pengembangan kebun-kebun penghasil bahan baku biofuel, pembuatan alat-alat produksi, sampai berbagai ujicoba penggunaan biofuel. Biofuel dengan cepat meluas menjadi gerakan nasional. Untuk mengkoordinasi para pemangku kepentingan, Presiden RI kemudian membentuk Tim Nasional Bahan Bakar Nabati (BBN) melalui Keputusan Presiden nomor 10 tahun 2006 tentang Pembentukan Tim Nasional Pengembangan BBN untuk Percepatan Pengurangan Kemiskinan dan Pengangguran.

Tantangan Pengembangan Bahan Bakar Nabati

Biofuel diharapkan memberikan kontribusi yang cukup berarti dalam mencapai keamanan suplai energi dalam negeri, yaitu sebesar 5 % dari total energy-bauran nasional pada tahun 2025, atau setara dengan 22,3 juta kilo liter per tahun pada tahun 2025. Untuk mewujudkan target ini terutama membutuhkan lahan yang cukup luas.

Dengan populasi yang terus meningkat dan diiringi pertumbuhan aktivitas ekonomi, luas daratan Indonesia yang terbatas harus

diperebutkan untuk berbagai pemanfaatan. Kebutuhan lahan untuk pemukiman, industri, jalan, dan berbagai infrastruktur lainnya umumnya menginvasi lahan-lahan pertanian. Perkembangan perkotaan dan industri di hampir seluruh Indonesia, umumnya terjadi pada lahan-lahan datar dan sebagian besar berada pada lahan-lahan pertanian yang paling produktif. Ketika lahan pertanian semakin terbatas sementara perluasan lahan pertanian juga dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan pangan, akhirnya kawasan hutan menjadi target utama untuk dialihfungsikan menjadi berbagai keperluan sektor tersebut terutama pertanian dan perkebunan.

Persaingan penggunaan lahan untuk berbagai pemanfaatan tersebut menjadi lebih tajam mengingat sebagian besar terjadi pada lahan-lahan datar sampai bergelombang dengan kemiringan lahan 0-15%. Lahan-lahan seperti inilah yang umumnya diinginkan untuk digunakan sebagai sawah, perkotaan, kawasan industri dan budidaya dua tanaman utama biofuel yaitu kelapa sawit dan tebu. Sehingga, *trade-off* antara pemenuhan kebutuhan pangan terutama beras dengan biofuel yang cenderung mengandalkan minyak sawit dan tetes tebu akan terjadi pada bentang lahan yang banyak beririsan.

Trade-off antara energi dan pangan berkaitan dengan keterbatasan lahan. Dalam hal pemenuhan kebutuhan pangan sendiri, Indonesia telah dihadapkan pada keterbatasan lahan untuk swasembada beras. Lahan yang masih tersedia untuk perluasan lahan pangan juga belum tentu memadai untuk mencapai swasembada pangan. Penggunaan lahan untuk biofuel dalam skala besar dikhawatirkan menghabiskan lahan-lahan potensial yang juga dibutuhkan untuk perluasan lahan pangan di masa depan.

Dalam hal rencana perluasan lahan, target yang ditetapkan dalam cetak biru BBN sampai tahun 2010 yaitu seluas minimal 5,25 juta ha: untuk sawit 1,5 juta ha, jarak pagar 1,5 juta ha, ubi kayu 1,5 juta ha dan tebu 750 ribu ha pada lahan yang belum dimanfaatkan. Melihat perkembangan perluasan tanaman biofuel yang terjadi sampai saat ini, kemungkinan besar target perluasan lahan tersebut akan dapat

dicapai. Dari pencatatan yang dilakukan oleh Timnas BBN terhadap rencana-rencana produksi dan perluasan oleh perusahaan-perusahaan besar yang bergerak dalam pengembangan biofuel didapatkan total rencana perluasan lahan sebagai berikut:

- Perluasan lahan biodiesel diproyeksikan 3,6 juta ha tahun 2010 untuk sawit dan jarak dari 13 industri
- Perluasan lahan bioethanol diproyeksikan 1,236 juta ha untuk tebu dan singkong pada tahun 2010 berdasarkan rencana pengembangan yang dibuat oleh 18 oleh industri.

Namun demikian perlu diingat, biofuel merupakan komoditas yang dikendalikan oleh mekanisme pasar - termasuk pasar internasional. Dalam hal minyak sawit Indonesia merupakan produsen kedua terbesar setelah Malaysia. Sawit adalah tanaman penghasil minyak paling produktif sehingga sawit menjadi tanaman paling potensial untuk memenuhi peningkatan permintaan biofuel internasional. Produksi minyak sawit dunia diharapkan meningkat dua kali lipat untuk memenuhi peningkatan permintaan biofuel. Bahkan dalam prediksinya sampai tahun 2050, FAO memprediksikan pertumbuhan produksi minyak sawit untuk energi sebesar 3,2% pertahun, sedangkan pertumbuhan produksi minyak sawit untuk pangan hanya diprediksikan 1,5% per tahun.

Sementara itu sawit hanya tumbuh di tanah tropis dimana di antara negara-negara tropis Indonesia memiliki potensi perluasan lahan paling besar. Sehingga, peningkatan permintaan tersebut sebagian besar akan tertuju ke Indonesia. Bahkan Indonesia diramalkan akan menjadi produsen minyak sawit terbesar di dunia. Permintaan minyak sawit untuk energi yang meningkat tajam akan merangsang giatnya ekspansi skala besar di Indonesia sebagai negara yang masih memiliki potensi lahan pengembangan yang sangat luas.

Dari uraian di atas dapat diduga bahwa pelaku industri akan cenderung lebih melihat tarikan pasar internasional sehingga perluasan lahan perkebunan kelapa sawit tampaknya akan melampaui target yang ditetapkan dalam Blueprint BBN.

Kecenderungan tersebut telah mulai teramati saat ini. Luas lahan kelapa sawit diprediksikan mencapai 13,748 juta ha pada tahun 2020. Sedangkan berdasarkan usulan-usulan pengembangan baru kebun kelapa sawit oleh pemda-pemda di Indonesia, total telah dialokasikan 20 juta ha lahan untuk sawit.

Pembuktian bahwa teknologi dan peralatan produksi biodiesel dapat dikembangkan dan dibuat di dalam negeri kemudian menarik pelaku-pelaku industri untuk terlibat mengembangkan industri biofuel dengan menggunakan teknologi dalam negeri. Teknologi produksi biodiesel dari minyak sawit dan jarak telah memasuki tahap komersialisasi saat ini.

Pembuktian dapat digunakannya bahan-bahan nabati, terutama minyak sawit dan minyak jarak selanjutnya menarik pelaku-pelaku sektor pertanian untuk menjadikan sumber bahan bakar sebagai komoditas baru sektor ini. Selain minyak sawit dan jarak, Indonesia juga kaya dengan beragam alternatif sumber-sumber bahan mentah minyak nabati untuk memproduksi biodiesel. Masih banyaknya alternatif bahan mentah yang belum dikembangkan dan keyakinan bahwa masih banyak lahan potensial yang belum dimanfaatkan semakin meluapkan euforia pengembangan biodiesel.

Suksesnya biodiesel menerobos barrier-barrier bagi pengembangan biofuel kemudian mendorong pengembangan jenis-jenis biofuel yang lain. Hal ini juga didorong oleh dianggap perlunya diversifikasi energi oleh sektor-sektor pengguna BBM yang lain akibat melambungnya harga BBM.

2.1.6 Pengembangan Batubara Cair

Gagasan Awal

Pada tahun 1992 Pemerintah Indonesia telah meminta bantuan kerjasama internasional kepada NEDO untuk melakukan penelitian dan pengembangan *brown coal*. Inisiatif tersebut ditindaklanjuti tahun 1994 dengan menandatangani memorandum kerjasama

antara NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) Jepang, bersama dengan BPPT (Badan Pengkajian Penerapan Teknologi) untuk penelitian dan pengembangan teknologi pencairan *brown coal* di Indonesia sebagai persiapan untuk komersialisasi pabrik *coal liquefaction*.

Perkembangan Saat Ini

Salah satu investor yang tertarik adalah Sugico MOK Energy yang berinisiatif untuk membangun pabrik pemrosesan *liquified coal* di Sumatera Selatan. Sugico MOK Energy merupakan perusahaan patungan antara PT. Sugico Graha (perusahaan tambang batubara di Indonesia yang memiliki area penambangan batubara di Sumatera Selatan) dan Mok Industries LLC asal Amerika (perusahaan yang memiliki Teknologi Solar Energy yang paling murah dan efisien di dunia). Proses produksi *liquified coal* yang dilakukan oleh Sugico MOK adalah menggunakan sistem hidrogenasi yang memanfaatkan energi matahari. Dengan inovasi *photovoltaic*, energi panas matahari yang ditangkap melalui *solar cell* diubah menjadi energi listrik, yang menghasilkan daya pada setiap panelnya sebesar satu megawatt dengan jangka waktu 1 jam dan biaya tidak lebih dari US\$ 5 per barel. Energi listrik yang dihasilkan ada dua macam, yaitu arus listrik yang bersifat bolak-balik (AC) sehingga dapat dimanfaatkan untuk penerangan serta keperluan lainnya, dan arus listrik yang searah (DC) atau yang digunakan untuk air (H₂O). Dalam proses ini air akan diubah menjadi oksigen dan hidrogen. Unsur hidrogen tersebut akan dimanfaatkan dalam proses hidrogenasi, yang mengubah batubara padat menjadi cair. Proses hidrogenasi ini dilakukan dalam reaktor Bergius. Setiap satu ton batubara padat yang diolah dalam reaktor ini akan menghasilkan 6,2 barel BBM sintesis berkualitas tinggi.

Pemerintah Indonesia telah memulai diskusi pula dengan Sasol, perusahaan swasta dari Afrika Selatan, untuk membahas peluang kerjasama pendirian pabrik *coal liquefaction* yang akan beroperasi pada 2015. Lokasi dari sebuah *plant* haruslah dekat dengan tambang batubara karena terkait dengan sifat-sifat batubara yang

akan dijadikan sebagai sumber bahan baku. Dengan melihat syarat ini, lokasi yang memungkinkan adalah di wilayah Sumatera Selatan, Kalimantan Selatan, dan Kalimantan Timur.

Telah tercatat 11 perusahaan batubara telah menandatangani kesepakatan membentuk konsorsium untuk berpartisipasi dalam program pencairan batubara di Indonesia yang diperkirakan menelan investasi hingga US\$ 9,6 Miliar. Konsorsium itu merupakan *business to business* yang terdiri dari perusahaan Jepang dan Indonesia. Di antara perusahaan yang akan terlibat, adalah PT Adaro Indonesia, PT Jorong Barutama Gestron, PT Berau Coal, PT Bumi Resources, PT DH Power, PT Bayan Resources, PT Ilthabi Bara Utama, PT Rekayasa Industri, PT Tambang Batubara Bukit Asam (Persero) Tbk., PT Pertamina (Persero), AES Asia & Middle East. Konsorsium itu akan bekerja sama dengan sejumlah institusi dari Jepang yakni METI, NEDO, JBIC, JCOAL, Kobe Steel Ltd, dan Sojitz. Teknologi *coal liquefaction* yang digunakan adalah *Brown Coal Liquefaction* (BCL) dari Jepang.

Diperkirakan untuk pembangunan pabrik pencairan batu bara berkapasitas 13.500 barel per hari, dibutuhkan investasi hingga US\$ 1,3 miliar per pabrik. Pendanaan yang setara dengan Rp 11,7 triliun, dengan kurs Rp 9.000 per dolar Amerika Serikat. Diperkirakan hingga 2025 sedikitnya dibutuhkan tujuh pabrik untuk mencapai target pemanfaatan *liquified coal* sebanyak 2%. Hasil produk batu bara yang dicairkan berupa bahan bakar cair pengganti bahan bakar minyak yang akan distandarkan dengan BBM.

Berdasarkan keterangan dari Pusat Riset dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Tekmira-ESDM), program pencairan batubara tersebut akan dijalankan dalam tiga tahapan.

- Pertama, tahap pembangunan kilang untuk semi komersial pada 2009 berkapasitas 13.500 barel per hari dengan nilai investasi US\$1,3 miliar,

- Kedua, pembangunan kilang tambahan dengan kapasitas yang sama dengan nilai investasi US\$800 juta, sehingga pada 2017 diperkirakan kapasitas mencapai 27.000 barel, dan
- Ketiga, pembangunan kilang komersial sebanyak enam unit dengan total investasi diperkirakan US\$9,6 miliar.

Mengenai pembiayaan program, Pemerintah Jepang telah berkomitmen memberikan hibah US\$110 juta untuk PSU (process supporting unit). Sedangkan dana yang berasal dari pinjaman 60% akan didanai oleh pinjaman Japan Bank for International Cooperation (JBIC). Direktur Divisi 2 Departemen Keuangan Internasional JBIC, Shin Oya, membenarkan komitmen pinjaman tersebut. Dan sebagai garansi, JBIC menginginkan sisa dana yang dibutuhkan dari pinjaman berasal dari bank komersial, baik berasal dari bank swasta Jepang maupun dari Indonesia sebagai *private guarantee*.

Tantangan Pengembangan Batubara Cair

Skema harga merupakan salah satu aspek terpenting dalam kelangsungan investasi dengan tujuan agar *liquified coal* ini mampu bersaing dengan harga minyak di pasaran. Perkiraan awal untuk harga *liquified coal* agar cukup kompetitif adalah US\$ 42 per barel, dengan catatan harga minyak dunia tidak mengalami perubahan yang cukup besar, yaitu pada kisaran harga US\$ 60 s.d US\$ 70 per barel.

2.2 Permasalahan Pengembangan EBT di Indonesia

Paling tidak ada 3 aspek yang menjadi permasalahan pengembangan EBT di Indonesia sehingga perlu disiapkan usaha-usaha terukur untuk menyelesaikannya secara terintegrasi. Ke tiga aspek itu adalah sisi kebijakan-regulasi, kebijakan insentif pasar, dan riset serta pengembangan kapasitas. Pendekatan atas ketiga aspek

ini akan mampu mendorong percepatan pengembangan EBT ke depan.

2.2.1 Kebijakan-Regulasi

Dalam rangka meningkatkan pemanfaatan sumber-sumber energi terbarukan, hal terpenting yang harus dilakukan pemerintah yaitu menetapkan target pemanfaatan energi terbarukan. Penetapan target pemanfaatan merupakan pernyataan sasaran secara eksplisit yang kemudian menjadi acuan bagi pilihan-pilihan kebijakan lainnya. Selain itu ketika dampak lingkungan dan dampak sosial belum mendapat perhatian yang selayaknya, penetapan target oleh pemerintah akan mengubah arena kompetisi sehingga menjadi lebih menguntungkan bagi pengembangan energi terbarukan.

Regulasi berikutnya yang diperlukan untuk menentukan arah perkembangan energi terbarukan yaitu regulasi tentang pemilihan jenis sumber energi dan teknologi yang digunakan. Regulasi dalam hal pemilihan jenis sumber energi dimaksudkan agar semua potensi sumber energi dapat dimanfaatkan secara optimal. Regulasi ini terutama dimaksudkan untuk mendorong pengembangan semua jenis sumber energi, termasuk jenis-jenis energi terbarukan yang belum berkembang saat ini karena kendala-kendala keekonomian dan teknologi. Sejalan dengan hal tersebut, pengaturan dalam penggunaan teknologi bertujuan untuk memberi kesempatan bagi perkembangan teknologi lokal untuk pada waktunya dapat bersaing dengan teknologi impor dengan memperhatikan serta mempertimbangan urgensi serta kepentingan nasional agar kemandirian nasional dalam konteks pembangunan berkelanjutan dapat tercapai. Pengaturan dilakukan melalui penyaringan teknologi impor berdasarkan pada prinsip kelayakan, kehandalan, kandungan lokal, masa operasi, dampak lingkungan, ekonomi dan sosial.

Dengan demikian, regulasi yang diperlukan secara garis besar meliputi:

- Penetapan target pemanfaatan;

- Regulasi tentang pemilihan jenis sumber energi; dan
- Regulasi tentang penggunaan teknologi.

Melengkapi regulasi-regulasi di atas, diperlukan pula regulasi-regulasi lebih rinci yang menyangkut aspek-aspek teknis. Regulasi keteknikan dimaksudkan untuk menjamin penyediaan dan pemanfaatan energi terbarukan yang berkualitas, aman, andal, akrab lingkungan, dan meningkatkan efisiensi pemanfaatan energi serta mendorong penyediaan teknologi energi terbarukan yang handal. Obyek pengaturan keteknikan ini menyangkut produsen, konsumen, penelitian dan pengembangan, industri dan jasa penunjang, serta pengembang. Sedangkan aspek yang diatur adalah standarisasi produk dan instalasi/sistem energi hijau, kompetensi tenaga teknik, spesifikasi teknologi, efisiensi pemanfaatan energi pada peralatan, perlengkapan dan pemanfaatan listrik/energi, serta pengoperasian dan pemeliharaan.

Tujuan dari kegiatan standarisasi produk dan instalasi/sistem energi adalah untuk memberi jaminan akan kualitas produk, baik produk energi maupun produk peralatan/sistem energi yang diproduksi dalam negeri maupun luar negeri, yang berhubungan dengan energi terbarukan serta menjamin keamanan pelaksana, pengoperasi, pengguna serta masyarakat sekitar yang tidak langsung terlibat dalam kegiatan tersebut.

Standar Nasional Indonesia (SNI) yang menyangkut kesehatan, keamanan, keselamatan dan fungsi lingkungan hidup diberlakukan menjadi standar wajib. Pemberlakuan standar wajib tersebut harus mempertimbangkan kesiapan produsen, kesiapan lembaga sertifikasi/laboratorium penguji, prosedur dan mekanisme.

Kompetensi tenaga teknik energi terbarukan adalah kemampuan tenaga teknik untuk mengerjakan suatu tugas dan pekerjaan yang berhubungan dengan kegiatan penyediaan dan pemanfaatan energi terbarukan yang dilandasi oleh pengetahuan, ketrampilan dan sikap kerja. Standardisasi kompetensi teknik dilakukan agar dapat

menunjang usaha penyediaan dan pemanfaatan energi terbarukan melalui peningkatan kemampuan sumber daya manusia.

2.2.2. Kebijakan Insentif Pasar

Intervensi pasar dapat dilakukan dengan cara insentif atau disinsentif sehingga kecenderungan pasar akan terdorong dengan sendirinya untuk meningkatkan pemanfaatan energi terbarukan. Dengan asumsi bahwa kelayakan biaya energi terbarukan bergantung pada harga energi fosil yang menjadi kompetitornya di pasar energi komersial, insentif untuk investasi energi terbarukan dapat menurunkan biaya perusahaan energi terbarukan sehingga meningkatkan ragam dan kuantitas cadangan energi terbarukan yang dikategorikan layak untuk diusahakan dan dapat bersaing dengan energi fosil. Pada situasi saat ini dimana pada umumnya perusahaan energi tidak terbarukan lebih mapan dibandingkan energi tidak terbarukan, menetapkan harga energi yang lebih tinggi dapat meningkatkan daya saing energi terbarukan.

Penetapan tarif atau harga energi terbarukan juga dapat mempengaruhi kuantitas yang diproduksi. Sebagian besar energi terbarukan memiliki karakter lokal-spesifik yang mengimplikasikan perbedaan biaya produksi untuk jenis energi yang sama. Pada suatu harga tertentu, terdapat potensi-potensi yang layak diusahakan, dan sebaliknya. Atau dengan kata lain, menetapkan harga energi terbarukan akan mempengaruhi seberapa besar potensi yang layak untuk diusahakan diantara potensi-potensi yang ada.

Dalam upaya peningkatan penyediaan dan pemanfaatan energi terbarukan, pada tahap awal untuk jangka waktu tertentu, harga energi listrik maupun non listrik yang berasal dari energi terbarukan perlu mendapat perlakuan khusus berupa subsidi untuk harga jual listrik yang diproduksi menggunakan energi terbarukan dan subsidi untuk harga beli bahan bakar yang berasal dari energi terbarukan.

Insentif juga dapat diberikan dalam bentuk subsidi investasi dan insentif-insentif lain yang dapat mengurangi biaya investasi. Subsidi

insentif memberikan insentif untuk membangun sistem, tetapi tidak untuk menggunakannya. Subsidi investasi bisa diberikan dalam bentuk subsidi biaya kapital atau modal berbunga rendah. Sedangkan bentuk-bentuk insentif seperti pengurangan pajak dan kemudahan perizinan bisa mengurangi biaya perusahaan energi terbarukan.

2.2.3. Riset dan Pengembangan Kapasitas

Salah satu faktor penting penentu daya saing suatu negara adalah penguasaan teknologi. Banyaknya komponen impor dalam teknologi energi terbarukan perlu untuk segera dikurangi. Untuk itu kegiatan implementasi pemanfaatan energi terbarukan harus memberi kesempatan bagi perkembangan teknologi lokal agar pada waktunya dapat bersaing dengan teknologi impor.

Riset dan pengembangan kapasitas nasional seyogyanya diprioritaskan pada teknologi energi terbarukan yang sumber energinya yang melimpah namun belum banyak dimanfaatkan karena kendala penguasaan teknologi. Memaksakan pemanfaatan suatu jenis energi terbarukan tanpa melakukan pengembangan teknologinya di dalam negeri akan menyebabkan ketergantungan. Mengingat posisi penting penyediaan energi demi keberlanjutan pembangunan, riset dan pengembangan kapasitas nasional mutlak diperlukan untuk meningkatkan kemandirian dalam penyediaan energi.

BAB III

METODOLOGI

3.1 Sistem Dinamik Dan *Causal Loop Diagram*

Metodologi sistem dinamik diperkenalkan pertama kali oleh Jay W. Forrester pada tahun 1950 di *Massachusetts Institute of Technology*. Kemudian pada tahun 1961, Forrester menerbitkan bukunya yang pertama dalam dunia sistem dinamis yang berjudul "*Industrial Dynamics*". Dalam bukunya ini, Forrester memberikan definisi mengenai dinamika industri sebagai berikut : "*Dinamika Industri adalah penelitian tentang karakter informasi umpan balik pada sistem industri dan menggunakan model untuk merancang bentuk organisasi yang lebih baik dalam penentuan kebijakan*".

Sebelum mengembangkan sistem dinamik, perlu memahami *Systems Thinking of System Dynamics* yang sangat memerlukan konsistensi logika dan kemampuan memahami keterkaitan antar struktur yang terbentuk. Berbagai model dapat dikembangkan sesuai keperluan, namun jika prinsip-prinsip dasar dari sistem dinamik yang dikembangkan tidak benar, maka hanya akan menghasilkan model yang salah.

Prof. John Sterman sebagai *pioneer* sistem dinamik dari MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) mengingatkan bahwa yang dimodelkan adalah permasalahan.

Dalam pemodelan sistem dinamis, pemecahan masalah meliputi enam langkah (Sushil, 1993; Sterman, 2000) :

1. Identifikasi dan definisi masalah
2. Konseptualisasi sistem
3. Formulasi model
4. Simulasi dan validasi model

5. Analisis kebijakan dan perbaikan
6. Implementasi kebijakan

Systems Thinking dalam sistem dinamik mendasarkan kepada dua aspek penting: struktur dan perilaku. Dalam memahami dua unsur penting ini, sistem dinamik memiliki pola:

1. *Feedback (Causal loop)*
2. *Stock (level) and flow (rate)*
3. *Delay*
4. *Nonlinearity*

Causal loop, secara sederhana menggambarkan pola sebab akibat dalam sistem yang sedang dikaji. Jika respon yang diperoleh bernilai positif, yang berarti kesesuaian antara sebab dan akibat, saling menguatkan, maka *loop* yang terbentuk bersifat *growth* atau *reinforcing*. Sebaliknya, jika di dalam *causal loop* tersebut terdapat pola sebab akibat yang menegatifkan, maka *loop* yang terbentuk bersifat *goal seeking*.

Level menyatakan kondisi sistem pada setiap saat. Dalam kerekayaan (*engineering*) *level* sistem lebih dikenal sebagai *state variable system*. *Level* merupakan akumulasi di dalam sistem. Sedangkan *rate* merupakan variabel dalam model yang dapat mempengaruhi *level*. Persamaan suatu variabel *rate* merupakan suatu struktur kebijakan (*policy*) yang menjelaskan mengapa dan bagaimana suatu keputusan (*action*) dibuat berdasarkan kepada informasi yang tersedia di dalam sistem.

Di dalam *delay*, ada 3 *delay* yaitu: *construction delay*, *delivery delay*, dan *perception delay*. *Delay* (keterlambatan) terjadi dalam hal konstruksi, pengiriman suatu pesanan, serta persepsi dalam menerjemahkan informasi yang diterima.

Nonlinearity menunjukkan proses *loop* yang terjadi tidak lurus dan terdapat faktor yang mempengaruhi *causal loop* yang terbentuk tersebut. Hubungan antara variabel-variabel yang terbentuk tidak selalu bermuatan positif, tapi bervariasi positif dan negatif.

Diagram hubungan kausal bersifat fleksibel dan merupakan alat yang berguna untuk menggambarkan struktur umpan balik di dalam sistem. Diagram hubungan kausal sangat membantu untuk memperoleh dan menangkap model mental dari pengambil keputusan secara kualitatif. Wawancara dan diskusi dengan orang-orang yang menjadi bagian dari sistem merupakan sumber yang penting dalam memodelkan struktur kausal sistem atau permasalahan.

Diagram hubungan kausal merepresentasikan cara kerja suatu sistem. Tujuan utama diagram hubungan kausal ialah untuk menggambarkan hipotesis kausal dalam pengembangan model dimana struktur sistem direpresentasikan ke dalam bentuk agregat. Diagram ini digunakan untuk membantu pembuat model dalam mengkomunikasikan struktur umpan balik serta asumsi-asumsi yang mendasari pengembangan model.

Melalui diagram hubungan kausal, kita dapat melihat pengaruh suatu variabel atas variabel lainnya. Pengaruh ini dapat berupa hubungan positif atau negatif. Hubungan pengaruh (sebab dan akibat) ini ditandai oleh notasi “ + ” (positif) atau “ - ” (negatif) pada ujung panah diagram hubungan kausal. Goodman (1984) di dalam Sushil (1993) menjelaskan aturan untuk menentukan notasi dalam diagram hubungan kausal sebagai berikut :

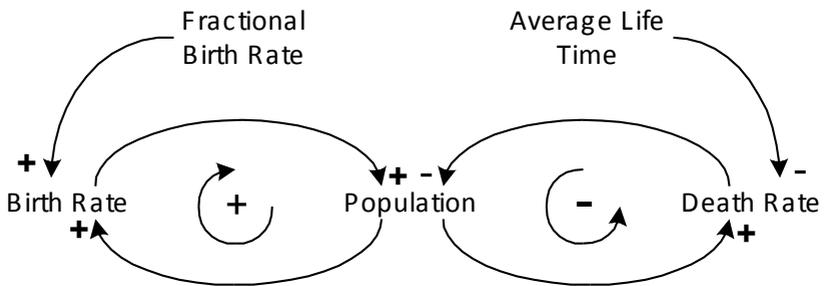
- tanpa memperhatikan variabel-variabel lainnya, jika perubahan pada satu variabel mempengaruhi variabel lainnya dengan arah perubahan yang sama, maka hubungan antar variabel ini dinyatakan dengan tanda “ + ” (positif)
- dengan tetap tidak memperhatikan variabel yang lain, jika perubahan pada satu variabel mempengaruhi variabel lainnya dengan arah perubahan yang berbeda, maka hubungan antar variabel ini dinyatakan dengan tanda “ - ” (negatif)

Jika beberapa hubungan kausal digabungkan dan ditemukan bahwa terdapat suatu alur yang berawal dan berakhir pada variabel yang sama, maka kita dapat mengidentifikasi sebuah *loop* umpan balik

sebab akibat. *Loop* umpan balik ini memiliki polaritas yang ditentukan oleh hubungan-hubungan kausal di dalamnya. Polaritas dalam diagram hubungan kausal mendeskripsikan struktur sistem dan bukan perilaku dari variabel-variabel yang terlibat. *Loop* memiliki polaritas positif jika jumlah hubungan kausal negatif dalam *loop* tersebut adalah nol atau genap. Sebaliknya, *loop* memiliki polaritas negatif bila jumlah hubungan kausal negatif yang terjadi ialah ganjil. Suatu situasi permasalahan biasanya akan terdiri dari beberapa *loop* umpan balik yang saling berhubungan dan hal ini dikenal dengan istilah sistem umpan balik. Pada gambar 1 dapat dilihat contoh sistem umpan balik dalam diagram hubungan kausal.

Diagram hubungan kausal memiliki beberapa kelemahan (Sushil, 1993), yaitu :

- tidak membedakan antara sub sistem fisik dan sub sistem informasi
- tidak membedakan antara *level* dan *rate*
- tidak menggambarkan keterangan rinci tentang jenis dari setiap variabel
- diagram ini sulit digunakan untuk menggambarkan keputusan yang akan diambil atau kebijakan yang terlibat



Gambar 3.1
Contoh Diagram Hubungan Kausal (Sterman, 2000)

3.2 Sistem, Model, dan Simulasi Energi

Sistem

Sistem secara sederhana dapat didefinisikan sebagai berikut:

- Sistem adalah sekelompok komponen yang beroperasi secara bersama-sama untuk mencapai tujuan tertentu (Forrester, 1968)
- Sistem adalah sekumpulan entities yang bertindak dan berinteraksi bersama-sama untuk memenuhi tujuan akhir yang logis (Law & Kelton, 1991)
- Sistem merupakan sekumpulan komponen yang terorganisir dimana terdapat hubungan khusus yang eksis diantara komponen-komponen tersebut (Daellenbach, 1995)
- Sistem adalah sebuah entitas yang menjaga keberadaan dan fungsinya sebagai satu keseluruhan melalui interaksi dari bagian-bagiannya (Connor & Mcdermott, 1997)

Sistem bisa digolongkan dalam beberapa dimensi. Berdasarkan alirannya, terdapat sistem diskret dan sistem kontinu. Sistem diskret adalah sistem yang kondisi variabel-variabelnya berubah seketika itu juga pada titik waktu yang terpisah (*separated*). Sistem kontinu adalah sistem yang kondisi variabel-variabelnya berubah secara kontinu dengan berdasar pada waktu (Law & Kelton, 1991).

Berdasarkan dilihat dari pengaruh *output* yang dikeluarkan terhadap kondisi sistem, maka sistem dapat diklasifikasikan menjadi sistem terbuka (*open loop system*) dan sistem tertutup atau sistem dengan umpan balik (*feedback loop system*) (Sushil, 1993). Sistem terbuka memiliki karakteristik bahwa *output* yang dihasilkan merupakan tanggapan atas input yang diberikan, tetapi *output* ini terisolasi dan tidak memiliki pengaruh terhadap input selanjutnya.

Dalam sistem terbuka, kejadian masa lalu tidak memiliki kendali terhadap kejadian yang akan datang sehingga sistem terbuka tidak memiliki fungsi observasi terhadap performansi yang telah dicapai. Sedangkan dalam sistem tertutup, perilaku sistem dipengaruhi oleh *output* yang telah dikeluarkan sebelumnya. Sistem tertutup mempunyai struktur *loop* tertutup yang membawa informasi kejadian

masa lalu dan digunakan untuk mengendalikan kejadian yang akan datang. Suatu sistem tertutup dapat menghasilkan dinamika yang dihasilkan oleh tanggapan sistem terhadap perilaku eksternal

Model

Model adalah simplifikasi dari suatu sistem, digunakan sebagai suatu pengganti dari suatu objek atau sistem untuk mempelajari dan meningkatkan pemahaman terhadap suatu sistem. Model merupakan dasar dari penelitian eksperimental yang relatif murah dan hemat waktu dibandingkan dengan melakukan percobaan langsung pada sistem yang sesungguhnya. (Forrester, 1961).

Model mental atau konseptual merupakan pengalaman empiris masing-masing manusia dalam menghadapi masalah dan dalam mengambil keputusan dalam menyelesaikan masalah tersebut. Akan tetapi, model mental relatif tidak mampu menggambarkan dengan jelas banyak hubungan yang terjadi antara variabel dalam suatu sistem, terutama jika terdapat *feedback* yang dinamis muncul.

Untuk menghadapi masalah yang kompleks tersebut, proses simulasi yang dilakukan dalam sistem dinamik sangat membantu memahami konsekuensi-konsekuensi dinamis yang muncul.

Fenomena-fenomena yang terjadi di dalam sistem kompleks tersebut dapat bersifat sosial dan fisik. Di dalam fenomena fisik, aliran material yang terjadi dalam sistem tidak akan ada yang hilang; berbeda dengan fenomena sosial dengan aliran informasi yang mungkin hilang atau terdeviasi sehingga sangat diperlukan kecermatan dan keakuratan yang tinggi.

Penggunaan *computer modeling* akan sangat membantu dalam melakukan simulasi model yang dibuat. Pada kesempatan kali ini, Pusdatin melakukan *computer modeling* dengan program Stella dan beberapa *features* yang perlu dipahami dalam simulasi sistem dinamik.

Simulasi

Pada saat ini, model simulasi telah banyak digunakan secara luas dan menjadi metode yang amat populer untuk mempelajari dan memecahkan permasalahan pada suatu sistem kompleks di berbagai aspek kehidupan. Kompleksitas model mental kita sangat luas melebihi kapasitas atau kemampuan kita untuk memahami implikasi dari setiap tindakan yang kita ambil. Tanpa simulasi, konseptual model yang terbaik pun hanya dapat diuji dan diperbaiki performansinya dengan menyandarkan pada pembelajaran umpan balik melalui dunia nyata.

Model simulasi diklasifikasikan dalam tiga dimensi berbeda (Law & Kelton, 1991), yaitu :

Model simulasi deterministik dan model simulasi stokastik; Model simulasi deterministik jika model tidak mengandung unsur probabilitas. Sedangkan model simulasi dari sistem yang sekurang-kurangnya beberapa input bersifat *probabilistic*, dinamakan model simulasi stokastik.

Model simulasi statis dan model simulasi dinamis; Model simulasi statis adalah representasi dari sistem pada waktu tertentu, atau sesuatu yang digunakan untuk merepresentasikan sebuah sistem dalam waktu secara sederhana tanpa aturan. Model simulasi dinamis merepresentasikan sistem sepanjang waktu.

Model simulasi diskret dan model simulasi kontinu; model simulasi diskret digunakan untuk sistem diskret, yaitu model yang digunakan pada sistem yang komponen-komponennya berubah secara instan pada poin-poin waktu yang terpisah (*separated*). Sedangkan model simulasi kontinu digunakan untuk sistem kontinu, yaitu model yang digunakan pada sistem yang komponen-komponennya berubah secara kontinu mengacu pada waktu.

Model simulasi memainkan peran yang penting dalam menguji dan membandingkan beberapa alternatif tindakan dari suatu kebijakan untuk memperbaiki performansi sistem. Uji coba alternatif kebijakan tanpa melalui simulasi akan menjadi mahal dan berbahaya karena selain dapat mengganggu sistem yang ada, kita juga baru bisa

melihat implikasi dari kebijakan yang kita ambil setelah beberapa periode. Selain itu, kita tidak dapat melihat apakah dampak yang dihasilkan dari alternatif yang kita pilih tersebut bersifat sementara saja atau dapat memperbaiki performansi sistem dalam jangka panjang.

Meskipun model simulasi telah banyak digunakan dalam berbagai bidang, namun suatu metodologi tidak pernah ada yang ideal. Dalam bukunya, Law & Kelton (1991) menguraikan beberapa kelebihan dan kelemahan metode simulasi untuk digunakan dalam memodelkan dan merepresentasikan sistem nyata. Kelebihan metode simulasi dalam merepresentasikan sistem nyata antara lain :

1. Kebanyakan sistem kompleks yang kita temui dalam dunia nyata memiliki elemen-elemen stokastik yang tidak dapat direpresentasikan dengan model matematis dan dievaluasi secara analitis, sehingga simulasi menjadi salah satu alternatif untuk mempelajari sistem ini.
2. Simulasi dapat digunakan untuk mengestimasi performansi suatu sistem pada berbagai kondisi operasi yang diinginkan dengan menerapkan kebijakan, prosedur atau metode baru tanpa mengganggu sistem nyatanya.
3. Kita dapat membandingkan beberapa rancangan alternatif sekaligus melalui model simulasi untuk memilih rancangan terbaik sesuai dengan persyaratan yang diinginkan.
4. Dalam simulasi dimungkinkan untuk melakukan kontrol yang lebih baik terhadap kondisi eksperimen dibandingkan bila eksperimen dilakukan langsung terhadap sistem nyatanya.
5. Simulasi memungkinkan kita untuk mempelajari suatu sistem yang memiliki jangka waktu lama, seperti sistem ekonomi, dalam waktu yang dipersingkat, atau sebaliknya, untuk mempelajari sistem detail dalam waktu yang diperpanjang.

Sedangkan kelemahan-kelemahan yang dimiliki metode simulasi antara lain :

1. Hasil simulasi kemungkinan sulit untuk diinterpretasikan, karena sebagian besar *output* simulasi merupakan variabel random (karena didasarkan pada *input* yang acak pula)

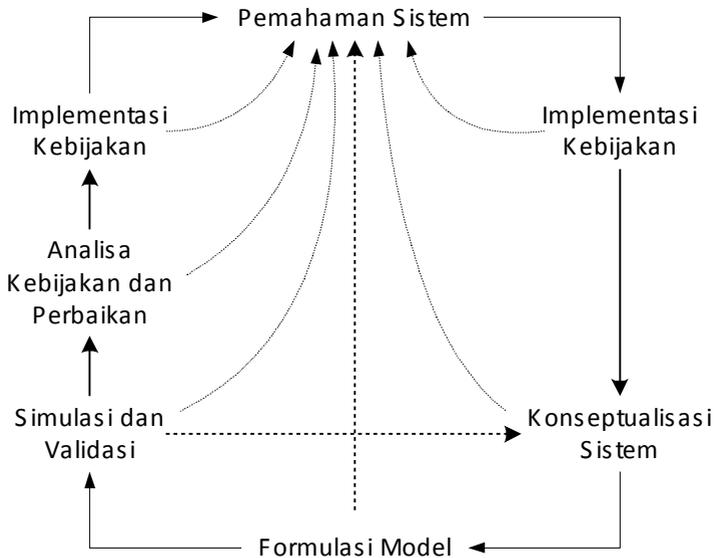
sehingga sulit untuk menentukan apakah observasi merupakan hasil dari hubungan dalam sistem atau karena efek acak.

2. Untuk membangun dan menganalisis model simulasi, terkadang mahal dan diperlukan waktu yang panjang.
3. Banyaknya *output* yang dihasilkan dari studi simulasi atau dampak persuasif dari animasi realistik seringkali menimbulkan tendensi untuk memberikan kepercayaan yang terlalu besar pada hasil studi dibandingkan dengan hasil justifikasi yang didasarkan pada pengalaman.

3.3 Pemodelan Sistem Dinamis

Kegiatan memodelkan suatu sistem merupakan proses kreatif dan intensif. Asumsi dibuat pada setiap tahapan yang berbeda dari proses pemodelan. Asumsi ini diuji berdasarkan data yang dikumpulkan dan dianalisis kemudian model direvisi berdasarkan hasil analisis. Namun, tidak ada aturan yang terdefinisi secara jelas dalam pemodelan (Sterman, 2000). Keterlibatan pengambil keputusan pada setiap tahapan pemodelan menjadi hal yang sangat krusial. Pandangan dan partisipasi aktif mereka sangat penting untuk pemodelan yang sukses dan berarti.

Dalam kerangka berpikir sistem dinamis, permasalahan dalam suatu sistem dilihat tidak disebabkan oleh pengaruh luar (*exogenous explanation*) namun dianggap disebabkan oleh struktur internal sistem (*endogenous explanation*). Fokus utama dari metodologi sistem dinamis ialah memperoleh pemahaman atas suatu sistem, sehingga langkah-langkah pemecahan masalah memberikan umpan balik pada pemahaman sistem.



Gambar 3.2
Kerangka Berpikir Sistem Dinamis (Sushil, 1993)

Model akan sangat efektif jika dirancang untuk permasalahan atau bagian kecil dari sebuah sistem daripada untuk pemodelan seluruh sistem itu sendiri. Sterman (2000) mengungkapkan “*Always model a problem, never model a system*”.

Kelebihan dan Kelemahan Sistem Dinamis

Sushil (1993) mengemukakan beberapa kelebihan dan kelemahan pemodelan sistem dengan metode sistem dinamis.

Kelebihan Sistem Dinamis

- Input utama diambil dari basis data mental dari para manajer sehingga model yang dibuat akan menjadi kaya informasi dan mudah digunakan dengan menggunakan pemikiran manajemen tradisional.
- Memanfaatkan kelebihan pikiran manusia dan mampu mengatasi kelemahan yang ada dengan mengikuti penugasan antara *human mind* dan teknologi.

- Dapat menyaring dan menstrukturkan basis data mental dari para manajer dengan menggunakan prinsip teori umpan balik dan *cybernetics*.
- Didasarkan pada konsep *bounded rationality* sehingga menjadi model yang praktis.
- Memberikan umpan balik dalam sistem sosial untuk memberi perlindungan terhadap perilaku yang berlawanan dengan intuisi (*counterintuitif*).
- Memiliki fleksibilitas dalam konsep dan dalam pendekatan praktis untuk menghadapi situasi permasalahan yang berbeda.
- Dapat digunakan dalam model sistem dinamis *non linear*.
- Memberikan respon waktu dari variabel penting dalam sistem sehingga perilaku dinamik dapat dinilai dan diperbaiki.
- Dapat mengidentifikasi penyebab gejala permasalahan sehingga langkah yang diambil dapat digunakan untuk mendesain ulang kebijakan dalam mengoreksi dan memperbaiki perilaku sistem.
- Dapat digunakan dalam eksperimen kebijakan dengan mensimulasikan lingkungan yang biasanya tidak mungkin digunakan dalam sistem sebenarnya atau akan memerlukan biaya yang sangat mahal.
- Menyediakan lingkungan studi atau lingkup kajian (*microworlds*) untuk pembahasan kebijakan yang efektif.
- Memiliki alat bantu berupa diagram untuk mengembangkan struktur sebab-akibat. Masukan dari grafik dapat digunakan baik untuk konseptualisasi maupun komunikasi.
- Mendukung berbagai variasi fungsi matematika dan logika dalam kerangka kerja pemodelan.
- Dapat memodelkan selang waktu (*delay*) aliran sumber daya dengan sangat efektif.
- Didukung oleh paket perangkat lunak interaktif yang khusus dengan fasilitas grafis sehingga kemampuan pemrograman untuk simulasi sebagai bagian dari pembuat model tidak begitu diperlukan.

Kelemahan Sistem Dinamis

- Metodologi sistem dinamis bersifat deterministik. Jika model stokastik memiliki order yang sangat tinggi maka model harus dikembangkan untuk perlakuan stokastik.
- Mengasumsikan bahwa peubah keputusan sebagai peubah kontinu walaupun tidak diperlukan dalam sistem nyata.
- Memerlukan banyak input data mental dan peranan manajerial yang intensif. Selain itu, model-model yang efektif hanya dapat dirancang oleh pembuat model yang telah berpengalaman.
- Model diperluas secara eksponensial dengan menjadikan lebih banyak faktor endogen, dan hal tersebut menimbulkan kesulitan dalam menjaga agar model tetap sederhana.
- Model-model yang kompleks sulit untuk dikomunikasikan.
- Validasi yang ekstensif dan analisis sensitivitas dapat mengacu pada analisis yang berlebihan, yang tidak diperlukan pada situasi yang diberikan.
- Seringkali sangat sulit untuk mengenali struktur kebijakan pada peubah *rate* dan *level*, karena hanya mungkin untuk mendefinisikannya secara kualitatif.
- Perilaku dinamis hanya menunjukkan perkiraan yang tidak pasti. Hal tersebut tidak dapat digunakan untuk peramalan.
- Tidaklah mungkin untuk mencapai solusi yang optimal.
- Dapat menghasilkan model-model dengan bias manajerial.
- Memiliki kekurangan dalam kekakuan sains.
- Model-model yang dihasilkan menjadi satu-kesatuan dan sulit untuk menangani keragaman pendapat manajerial.

BAB IV

PENGEMBANGAN MODEL

4.1. Konsep Model dan Batasan

Sebagaimana dijelaskan di BAB 3, model yang dikembangkan menggunakan konsep berfikir sistem dinamik.

Secara umum asumsi yang digunakan adalah sebagai berikut:

- Pertumbuhan kebutuhan listrik adalah 1,5 kali pertumbuhan ekonomi. Sebagai contoh, jika pertumbuhan ekonomi pada tahun ke- x adalah 6%, maka pertumbuhan kebutuhan listrik adalah sekitar 9%.
- Pertumbuhan populasi menggunakan asumsi yang umum dipakai oleh BPS.
- Untuk skenario RUPTL menggunakan asumsi yang sdh *fix* di dokumen tersebut.
- Untuk skenario optimalisasi menggunakan asumsi khusus sebagai berikut:
 - Potensi EBT yang ada hanya dimanfaatkan untuk pemenuhan kebutuhan listrik pada sistem kelistrikan
 - Sistem kelistrikan memiliki 3 jenis beban: beban dasar, menengah, dan puncak.
 - Potensi EBT tersebut digunakan untuk memenuhi beban dasar dan beban puncak dari sistem kelistrikan yang ada.

Yang dimaksud dengan skenario adalah:

“Scenarios are stories about what could happen in the future—not what will happen (predictions) or what should happen (proposals)—

but what could happen over the coming years ...” (Bandung scenario 2030).

Skenario-skenario yang digunakan ada 2:

- Skenario yang ada di RUPTL 2016-2025. Dengan tambahan menggunakan sebagian data yang ada di RUPTL sebelumnya.
- Optimalisasi. Dalam hal ini, kondisi sumber daya alam energi terbarukan masing-masing daerah dipelajari untuk kemudian dimanfaatkan untuk pemenuhan energi di daerah tersebut.

Model sistem dinamik yang dikembangkan adalah sebagai berikut:

4.2. Model Suplai

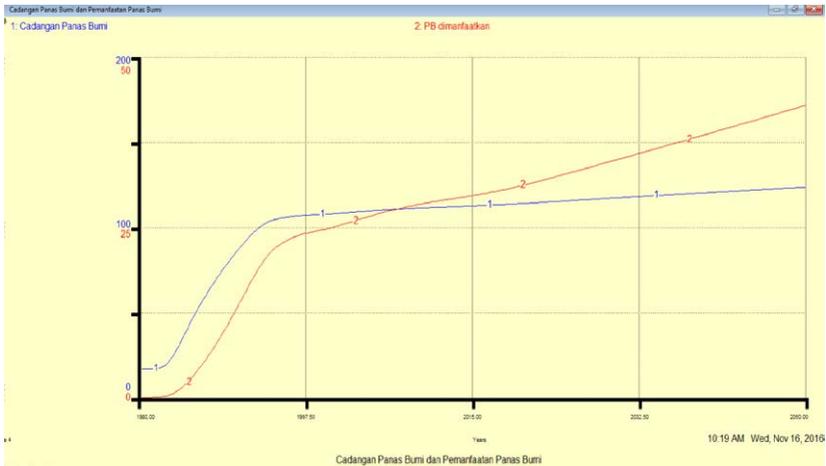
Model suplai mempertimbangkan seluruh potensi energi terbarukan yang ada di Indonesia, kemudian yang ada di 4 sistem ketenagalistrikan: Sistem Sumatera, Sistem Sulbagsel (Sulawesi Bagian Selatan), Sistem Maluku dan Sistem Papua Barat.

Potensi Energi Baru Terbarukan (EBT) meliputi sumber energi dari energi baru (CBM, Nuklir) dan Energi Terbarukan (Panas bumi, Tenaga Air, Tenaga Surya, Tenaga Angin, dan Bioenergi yang berasal dari biomassa).

Mengingat potensi energi baru (Nuklir dan CBM) belum ada yang dimanfaatkan untuk tenaga listrik, maka narasi potensi energi baru dan hal lainnya ditiadakan.

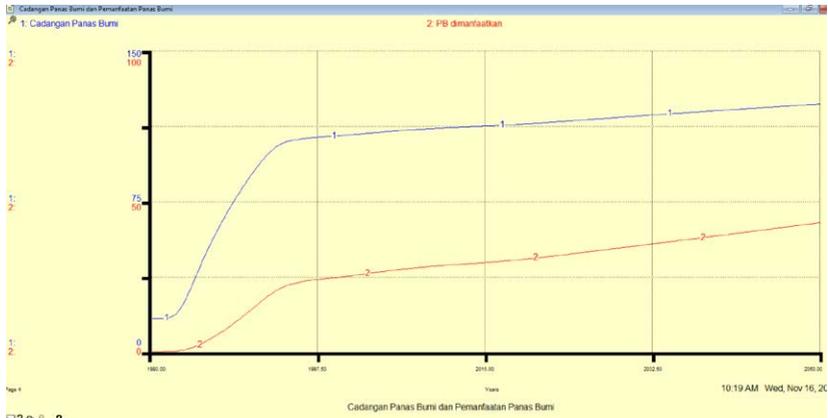
Dalam pengembangan model sistem dinamik ini, fokus utama adalah melihat *behavior* dari masing-masing parameter yang dimodelkan. Sebagaimana dipahami bahwa sistem dinamik digunakan untuk memahami perubahan-perubahan yang terjadi dalam suatu sistem terhadap waktu.

Untuk potensi Energi Terbarukan (ET), *behavior stock* (cadangan panas bumi) dan panas bumi yang telah dimanfaatkan diperoleh sebagai berikut:



Gambar 4.1
Cadangan Panas Bumi dan Pemanfaatan Panas Bumi
(not adjusted scale)

Dengan memperhatikan gambar di atas, cadangan panas bumi dan pemanfaatan panas bumi pada periode 1997 sampai dengan 2015 tampak saling berpotongan. Dari data historis yang ada, pemanfaatan panas bumi masih sangat sedikit dibandingkan dengan cadangan panas bumi yang ada. Untuk melihat kondisi sebenarnya dari *behavior* 2 variabel di atas, maka dilakukan *adjustment scale* sebagai berikut.



Gambar 4.2
Cadangan Panas Bumi dan Pemanfaatan Panas Bumi (*adjusted scale*)

Dengan melakukan penyesuaian, model suplai untuk panas bumi menjadi lebih realistis. Pemanfaatan panas bumi masih rendah dan tidak pernah mendekati cadangan yang ada. Dengan pola pemanfaatan panas bumi seperti ini, maka pemanfaatan panas bumi akan kurang optimal untuk bisa menggantikan energi fosil bagi pembangkit listrik.

Sampai dengan September 2016, pemanfaatan panas bumi hanya sekitar 8,6 % (1.513, 5 MW) dari total cadangan yang ada; atau hanya sekitar 5% dari total potensi yang tersebar di seluruh Indonesia (29,5 GW).

Potensi Tenaga Air

Potensi tenaga air di Indonesia cukup besar. Dengan potensi sebesar 75 GW, pemanfaatan tenaga air untuk kelistrikan relatif sedikit lebih baik dibandingkan dengan panas bumi. Pada tahun 2014, pemanfaatan tenaga air untuk pembangkitan listrik mencapai 10,1 % dari total sumber daya, yakni sebesar 7,57 GW.

Potensi Tenaga Angin

Potensi tenaga angin di Indonesia cukup besar. Dengan total potensi sebesar 107,2 GW, pemanfaatan tenaga air untuk kelistrikan relatif sedikit lebih baik dibandingkan dengan panas bumi. Pada tahun 2014, pemanfaatan tenaga air untuk pembangkitan listrik mencapai 10,1 % dari total sumber daya, yakni sebesar 7,57 GW.

Potensi Tenaga Surya

Potensi tenaga surya di Indonesia relatif besar. Dengan total potensi sebesar 559,2 GW, pemanfaatan tenaga surya untuk kelistrikan sangat kecil dibandingkan dengan panas bumi. Pada tahun 2014, pemanfaatan tenaga surya untuk pembangkitan listrik hanya 0,002% dari total sumber daya, yakni sebesar 9 MW yang tersebar di seluruh Indonesia. Meskipun Indonesia memiliki potensi teknis tenaga surya yang sangat besar, karena belum bisa masuk ke dalam sistem kelistrikan PLN dengan stabil, maka pemanfaatannya di seluruh Indonesia sangat kecil.



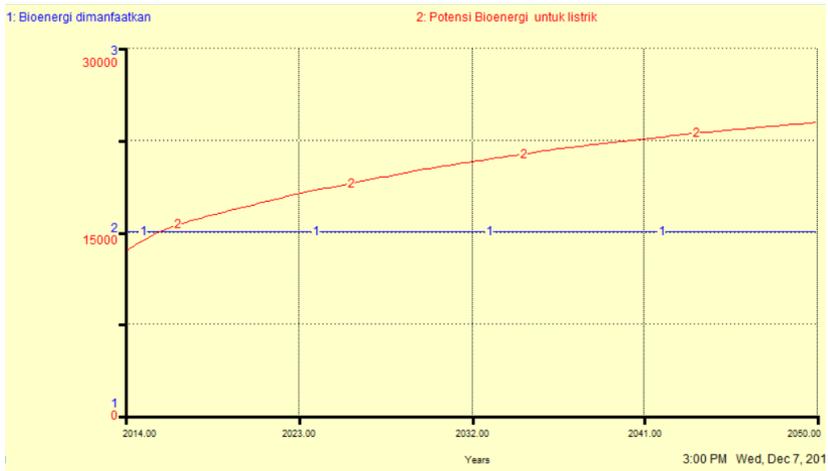
Gambar 4.3
Potensi Energi Terbarukan (Tenaga Angin dan Tenaga Surya-TS)

Dalam model yang dikembangkan, potensi Tenaga Angin (TA) dan Tenaga Surya (TS) sangat besar. Potensi ini dapat bertambah dalam beberapa periode ke depan. Potensi yang sangat besar ini sayangnya belum dapat dioptimalkan dengan baik. Skenario optimal untuk dua energi terbarukan ini adalah menggunakannya untuk memenuhi beban dasar dari sistem ketenagalistrikan. Sejauh ini pemanfaatan energi angin dan surya masih sangat kecil hingga tahun 2050. Permasalahan yang dihadapi adalah pembangkit listrik yang menggunakan energi angin dan energi surya (cahaya matahari) tidak mampu memproduksi energi secara stabil setiap hari. Sistem kelistrikan nasional masih harus dikembangkan agar bisa stabil dengan frekuensi dari pembangkit energi terbarukan.

Secara *technical aspects*, sistem kelistrikan nasional harus *concern* dengan AGC (*Automatic Generator Control*) dan LFC (*Load Frequency Control*) dalam hal mengendalikan frekuensi. AGC sangat penting bagi pusat kendali untuk mengendalikan beban pembangkit dan rentang beban. Sedangkan LFC sebagai pengaturan sekunder digunakan untuk mengembalikan frekuensi ke nilai nominalnya, misal frekuensi sistem ada di 50 Hz.

Potensi Bioenergi

Potensi bioenergi di Indonesia relatif besar. Dengan total potensi limbah biomassa yang bisa menjadi listrik sebesar 32,6 GW (Ditjen EBTKE 2015), pemanfaatan bioenergi untuk kelistrikan relatif lebih baik dibandingkan energi terbarukan lainnya, selain panas bumi. Pada tahun 2014, pemanfaatan bioenergi untuk pembangkitan listrik mencapai 1.717,9 MW yang tersebar di seluruh Indonesia.



Gambar 4.4
Potensi Bioenergi untuk Listrik dan Bioenergi yang Bisa Dimanfaatkan

Dengan potensi yang melimpah, seperti ditunjukkan pada gambar di atas, pemanfaatan bioenergi, dalam hal ini biomassa untuk sistem kelistrikan masih sangat sedikit. Seperti halnya pembangkit tenaga angin dan tenaga surya, pembangkit listrik berbahan bakar biomassa hanya dapat digunakan untuk memenuhi kebutuhan beban dasar.

Sebagaimana dijelaskan sebelumnya bahwa Skenario Optimasi EBT Daerah bermaksud untuk mengoptimalkan potensi energi terbarukan di masing-masing daerah untuk memenuhi kebutuhan listrik, maka dilihat sistem kelistrikan yang berkembang di masing-masing daerah yang diobservasi.

Mengingat sistem kelistrikan nasional masih belum terintegrasi, hal ini menyebabkan analisis dan evaluasi skenario EBT di model kelistrikan dilakukan terpisah-pisah. Ada 4 sistem kelistrikan yang dikaji dalam studi ini yaitu:

1. Sistem Kelistrikan Sumatera
2. Sistem Kelistrikan Sulbagsel (Sulawesi Bagian Selatan)
3. Sistem Kelistrikan Maluku
4. Sistem Kelistrikan Papua Barat

Sebelum menjelaskan hasil kajian untuk masing-masing sistem kelistrikan di atas, Sistem Kelistrikan Nasional Indonesia akan diulas dengan mempertimbangkan rencana penggunaan energi terbarukan ke depan.

4.3. Model Ketenagalistrikan

Optimalisasi EBT di Sistem Kelistrikan Nasional - Sistem Indonesia

Dalam model yang dikembangkan untuk sistem kelistrikan nasional ini, model melibatkan variabel-variabel sebagai berikut:

- a. *Levels/Stocks* : Kapital, Kapasitas
- b. *Flows*: konstruksi, formasi, depresiasi, peningkatan kapasitas, derating pembangkit.
- c. *Connectors*: masa konstruksi, *derating constants*, kebutuhan investasi pembangkit, rencana pengembangan kapasitas pembangkit, kapital per kapasitas pembangkit, total kapasitas pembangkit, umur teknis pembangkit, produksi listrik, *arrangement time*, konsumsi bahan bakar, *Capacity Factor (CF)*, *share* beban, efisiensi, produksi listrik, faktor emisi, emisi GRK (Gas Rumah Kaca), produksi beban dasar, produksi beban menengah, produksi beban puncak.

Berikut penjelasan masing-masing variabel di atas:

- a. Kapital. Yang dimaksud dengan kapital dalam model yang dikembangkan adalah nilai uang dari mesin dan sistem produksi.
- b. Kapasitas. Yang dimaksud dengan kapasitas adalah besarnya kapasitas pembangkit yang ada diseluruh Indonesia atau kapasitas pembangkit yang ada di suatu sistem kelistrikan yang dibahas.
- c. Konstruksi. Yang dimaksud dengan konstruksi adalah aliran yang menghubungkan antara kapital yang dipesan dengan kapital yang dalam konstruksi.

- d. Formasi. Yang dimaksud dengan formasi adalah aliran yang menghubungkan antara kapital yang dalam konstruksi dan kapital final.
- e. Depresiasi. Yang dimaksud dengan depresiasi adalah aliran keluar dari kapital final.
- f. Peningkatan kapasitas. Yang dimaksud dengan peningkatan kapasitas adalah penambahan setiap MW kapasitas pembangkit sebagai akibat pembentukan formasi dan kapital per kapasitas pembangkit.
- g. *Derating* pembangkit. Yang dimaksud dengan *derating* pembangkit adalah penurunan kemampuan pembangkit dalam memproduksi listrik setiap tahun.
- h. Masa konstruksi. Yang dimaksud dengan masa konstruksi adalah waktu yang diperlukan untuk setiap formasi kapital dalam konstruksi.
- i. *Derating constants*. Yang dimaksud dengan *derating constants* adalah suatu yang nilai yang menggambarkan penurunan kemampuan dari suatu pembangkit.
- j. Kebutuhan investasi pembangkit. Yang dimaksud dengan kebutuhan investasi pembangkit adalah nominal US \$ yang diperlukan sebagai investasi untuk setiap MW yang dibangkitkan.
- k. Rencana pengembangan kapasitas pembangkit. Yang dimaksud dengan rencana pengembangan kapasitas pembangkit adalah rencana pengembangan yang telah dibuat oleh PLN dalam RUPTL 2015-2024 dan RUPTL 2016-2025.
- l. Kapital per kapasitas. Yang dimaksud dengan kapital per kapasitas adalah kapital dalam nominal yang diperlukan untuk membangun setiap MW kapasitas pembangkit
- m. Total kapasitas. Yang dimaksud dengan total kapasitas adalah keseluruhan kapasitas dari pembangkit yang ada di Indonesia atau sistem kelistrikan yang sedang dikaji.
- n. Umur teknis. Yang dimaksud dengan umur teknis adalah lamanya suatu pembangkit dapat beroperasi dan memproduksi listrik yang diperlukan.

- o. Produksi listrik. Yang dimaksud dengan produksi listrik adalah jumlah listrik yang dihasilkan oleh setiap pembangkit di Indonesia atau suatu sistem kelistrikan yang dikaji.
- p. Faktor emisi. Yang dimaksud dengan faktor emisi adalah nilai yang menunjukkan emisi yang dihasilkan dari 3 jenis bahan bakar yang digunakan: gas, minyak bumi, dan batubara.
- q. Emisi gas rumah kaca. Yang dimaksud dengan emis gas rumah kaca adalah emisi yang dihasilkan dari aktivitas penggunaan jenis bahan bakar dan faktor emisinya.
- r. Produksi beban dasar. Yang dimaksud dengan produksi beban dasar adalah produksi listrik yang dihasilkan pembangkit di beban dasar untuk memenuhi kebutuhan beban dasar.
- s. Produksi beban menengah. Yang dimaksud dengan produksi beban menengah adalah produksi listrik yang dihasilkan pembangkit di beban menengah untuk memenuhi kebutuhan beban menengah.
- t. Produksi beban puncak. Yang dimaksud dengan produksi beban puncak adalah produksi listrik yang dihasilkan pembangkit di beban puncak untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

Hubungan matematis antara variabel-variabel di atas, disajikan di Lampiran.

4.4 Skenario Optimalisasi (optimasi) EBT Daerah di Indonesia

Sebagaimana dijelaskan sebelumnya, potensi Energi Baru Terbarukan (EBT), khususnya Energi Terbarukan (ET) di berbagai daerah di seluruh Indonesia hanya dapat dioptimalkan untuk listrik. Dalam sistem kelistrikan di Indonesia, pemenuhan permintaan listrik oleh konsumen dapat dikelompokkan menjadi permintaan listrik yang menjadi beban dasar, beban menengah, dan beban puncak.

Sistem kelistrikan Indonesia saat ini hanya mampu menampung produksi listrik dari pembangkit energi terbarukan untuk memenuhi kebutuhan beban dasar dan beban puncak.

Dengan kondisi tersebut, maka optimasi di sistem kelistrikan hanya akan dapat memenuhi permintaan di kedua beban tersebut. Dalam kajian ini, kondisi kelistrikan di 4 provinsi yang berbeda pulau diobservasi. Ke empat provinsi tersebut adalah:

1. Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam
2. Provinsi Sulawesi Selatan
3. Provinsi Maluku
4. Provinsi Papua Barat

Dasar pengembangan model yang dilakukan untuk ke empat provinsi tersebut adalah:

- melakukan diskusi langsung dengan Dinas ESDM atau Dinas yang terkait dengan sektor energi dan pertambangan di masing-masing provinsi.
- selain dengan dinas pemerintah daerah atau provinsi, diskusi dan tanya jawab dilakukan dengan pihak Bappeda (Badan Perencanaan Pembangunan Daerah) dan PLN di masing-masing provinsi yang bersangkutan.
- Hasil diskusi dan tanya jawab menjadi masukan sangat penting dalam melakukan pemodelan keterkaitan antar variabel yang ada.
- Ukuran optimal untuk masing-masing provinsi berbeda-beda.

Berikut beberapa hasil diskusi yang berkaitan dengan strategi dan kondisi pengembangan energi terbarukan di ke empat provinsi tersebut:

1. Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam
 - Potensi energi terbarukan di Provinsi NAD bervariasi, utamanya panas bumi dan air. Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi NAD menyampaikan prioritas

pembangunan energi terbarukannya adalah panas bumi. Jika panas bumi berhasil dikembangkan, maka permasalahan listrik dan emisi gas rumah kaca nasional dapat diselesaikan.

- Provinsi NAD memiliki 17 titik yang dapat dikembangkan untuk pengembangan panas bumi. Dinas ESDM Provinsi NAD menyampaikan saat ini ada kendala di 2 wilayah panas bumi yaitu Seulawah dan Sabang. Kendala yang dihadapi berkaitan dengan PPA (*Power Purchase Agreement*) dengan PT PLN.
- Sedangkan WKP Jaboi sudah ada pemenang dan di tahap eksplorasi. Produksi panas bumi belum dilakukan karena masih dalam tahap negosiasi dengan PT PLN terkait harga jualnya.
- Selama ini pemenuhan kebutuhan listrik di Provinsi NAD tergantung kepada pembangkit diesel dan uap. Dulu ketika memiliki gas yang banyak, pemanfaatannya tidak dioptimalkan untuk kebutuhan provinsi. Kini, pada saat gas di Provinsi NAD mulai berkurang, baru pemanfaatan gas digalakkan dengan menunggu gas yang dikirim dari Tangguh, Papua.
- *Demand* (permintaan) energi terbesar di Provinsi NAD adalah sektor rumah tangga, sekitar 1 juta lebih rumah tangga, disusul dengan bisnis, sosial, gedung perkantoran, industri dan penerangan jalan umum.
- Pembangkit listrik yang ada di Provinsi NAD didominasi oleh PLTD, PLTA, dan PLTU. PLTU Nagan yang relatif baru beroperasi dengan menggunakan batubara pernah mengalami kerusakan karena teknologi yang digunakan kurang reliable. Beban puncak di Provinsi NAD saat ini mencapai 400 MW.
- Pemerintah Provinsi NAD juga mengembangkan PLTMH karena potensi air yang relatif banyak di wilayah ini. Pemerintah Provinsi NAD pernah membuat PLTMH dengan kapasitas 32 kW dan berhasil untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat sekitar. Sedangkan

pembangunan PLTA yang relatif baru adalah pembangunan PLTA berkapasitas 2x43MW yang sudah dikonstruksi sejak tahun 2003. PLTA ini diperkirakan akan COD (*Commissioning Operation Date*) pada tahun 2018.

2. Provinsi Sulawesi Selatan

- Fokus pengembangan sumber energi terbarukan di Sulawesi Selatan adalah PLTMH, PLTB, dan PLTS. Yang akan dinomorsatukan adalah pengembangan PLTMH *offgrid*, menimbang daerah di Sulawesi Selatan yang banyak memiliki area pegunungan; kemudian diikuti dengan PLTS, dan PLTB.
- Pengembangan PLTS masih berjalan sejak tahun 2013. Pengembangan PLTB berkapasitas 500 Watt untuk 5 rumah tangga pernah dilakukan. Akan tetapi, pada tahun 2008, blade mengalami kerusakan dan tidak beroperasi lagi.
- Pengembangan PLTMH menunjukkan hasil yang relatif bagus sejak tahun 2013. Ada yang berkapasitas 20 kW untuk 100 rumah; dan 100 kW untuk 400 rumah.
- Pengembangan PLTMH dilakukan oleh Dinas ESDM Provinsi Sulawesi Selatan pada daerah-daerah yang jauh dari jaringan PLN, karena jika daerah-daerah potensi PLTMH dekat dengan jaringan PLN, maka PLN akan mengembangkannya sendiri.

3. Provinsi Maluku

- Ketersediaan sumber energi terbarukan yang banyak di Provinsi Maluku belum optimal dimanfaatkan karena keterbatasan dana dan sumber daya manusia yang kompeten dalam mengoptimalkan potensi energi ini.
- Potensi energi terbarukan banyak tersebar di kawasan Indonesia Timur, antara lain: angin dengan kecepatan > 6 m/detik sekitar 15 GW, tenaga surya sekitar 14 GW, mikro hidro sebesar 190 MW

- Beberapa rencana strategis yang disampaikan Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Maluku, antara lain target Rasio Elektrifikasi 100% pada tahun 2019 perlu dikuatkan dengan pembuatan dokumen tertulis yang merinci peta dan potensi energi di masing-masing daerah.
 - 300 desa yang belum terlistriki memiliki potensi energi surya dan mikrohidro yang dapat didayagunakan untuk menerangi masing-masing daerah tersebut.
 - Emisi GRK (Gas Rumah Kaca) yang dihasilkan oleh pembangkit listrik tidak begitu besar karena tidak banyak jumlah pembangkit fosil yang beroperasi. PLTD masih digunakan sebagai pembangkit listrik utama, diimbangi dengan pembangkit listrik berbasis EBT, seperti PLTS dan PLTMH
4. Provinsi Papua Barat
- Sekretaris Dinas menyampaikan permasalahan sektor pertambangan dan energi yang belum memiliki rencana strategis dalam beberapa tahun ke depan serta masalah sumber daya manusia yang menjadi motor penggerak rencana yang disiapkan.
 - Di sektor ketenagalistrikan, Provinsi Papua Barat memiliki rasio elektrifikasi yang relatif tinggi sebesar 78,24% (tahun 2015), jauh lebih baik dibandingkan dengan Provinsi Papua sebesar 44,4%.
 - Pemenuhan tenaga listrik di Provinsi Papua Barat hanya oleh pembangkit air dan mesin diesel. Berdasarkan data statistik yang dikeluarkan oleh PLN, pada tahun 2014, PLN Wilayah Papua Barat PLTA memiliki kapasitas sebesar 2 MW, sedangkan PLTD berkapasitas sebesar 51,83 MW termasuk PLTMG. Sedangkan pembangkit dari energi terbarukan sangat kecil, hanya dari PLTS sebesar 0,34 MW.
 - Dari diskusi dengan pihak PLN di Kota Sorong diperoleh *update* kondisi kelistrikan termasuk pengembangan pembangkit energi terbarukan PLTMH di Kabupaten

Fakfak yang berkapasitas 2 MW, yang sudah sinkron dengan PLTD Kebun Kapas. Kedua pembangkit ini bekerja saling menopang untuk memenuhi kebutuhan listrik yang ada.

- Pembangkitan listrik oleh PLN di Propinsi Papua Barat hanya sebesar 20%, sedangkan 80% dibangkitkan dari pembangkit milik swasta (IPP) yang memiliki *excess power*. PLN membeli listrik dari IPP yang ada di Propinsi Papua Barat.
- Untuk daerah-daerah *isolated*, secara umum pemenuhan kebutuhan listriknya disuplai dengan menggunakan PLTD, seperti di Kabupaten Raja Ampat. Sedangkan penerangan-penerangan jalan yang ada cukup banyak menggunakan tenaga surya, solar PV.
- Beberapa daerah di Provinsi Papua Barat mengalami defisit listrik dan jalan keluarnya adalah menggunakan mesin-mesin berbahan bakar solar. Sejak tahun 2010, pembangunan pembangkit listrik berbahan gas sudah makin dikuatkan mengingat biaya yang relatif kecil jika dibandingkan dengan solar, serta emisi yang kecil.
- Perwakilan PLN pembangkitan Wilayah Papua Barat, area Manokwari menyampaikan kemampuan penyediaan listrik dari energi terbarukan relatif sedikit lebih baik. PLTMH di area Manokwari terdiri atas 2 unit dengan kapasitas 1,25 MW. Di samping itu, area Manokwari memiliki PLTD dengan kapasitas 34 MW dan daya mampu 18 MW.

Skenario Optimasi EBT untuk masing-masing provinsi tersebut juga mempertimbangkan rencana pembangunan yang dimiliki daerah tersebut. Dalam pengembangan model pembangkit listrik di berbagai level beban tersebut, perlu diperhatikan konsep pengembangan pembangkit.

Pembangkit beban dasar di Indonesia menggunakan pembangkit PLTU Batubara, PLTGU (*TOP-Take or Pay Gas*), PLTA *run-off river* (PLTM & PLTMH), PLTP, serta pembangkit energi terbarukan lainnya (Surya, Angin, Bioenergi). Sedangkan pembangkit beban menengah menggunakan pembangkit yang mengkonsumsi BBM. Untuk pembangkit beban puncak menggunakan PLTA Bendungan, PLTD, dan PLTG BBM.

Hasil simulasi dan pemodelan sistem dinamik untuk skenario optimasi EBT bagi sektor ketenagalistrikan akan dibahas di BAB V.

BAB V

ANALISIS DAN EVALUASI

5.1 Simulasi Model

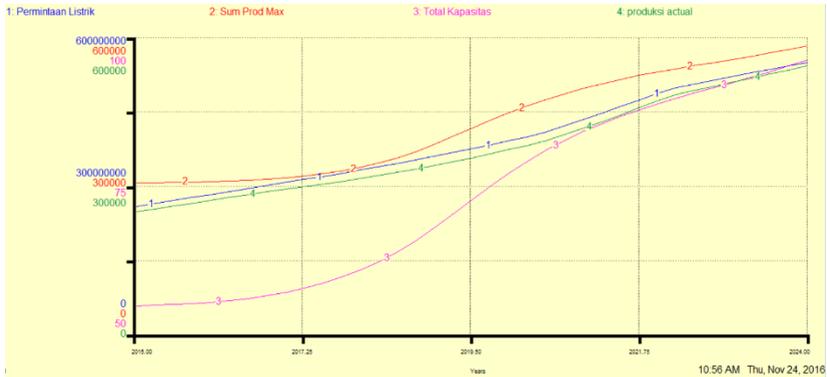
Simulasi yang dilakukan menggunakan tahun dasar 2015. Simulasi dilakukan hingga tahun 2024 mempertimbangkan data perencanaan yang dimiliki. Dalam model sistem dinamik ini, lebih ditekankan untuk mengetahui perilaku dari sistem kelistrikan yang sedang di bahas. Data berupa angka mendukung untuk *running* model.

5.2 Hasil Skenario Model

5.2.1. Model Sistem Dinamik Kelistrikan Indonesia

Dalam model sistem dinamik ini, interaksi antar berbagai variabel (yang dijelaskan di Bab IV) menghasilkan perilaku yang akan terjadi dalam periode waktu tertentu. Hal pertama yang diamati adalah perilaku permintaan listrik yang akan terjadi dalam kurun waktu tersebut.

Permintaan listrik (GWh –Giga Watt hour) harus mampu dipenuhi oleh kemampuan kapasitas pembangkit yang ada. Berikut hasil pemodelan sistem dinamik untuk sistem kelistrikan nasional.



Gambar 5.1
Trend Permintaan Listrik, Total Kapasitas Nasional, dan Produksi Listrik

Dari gambar di atas tampak *trend* permintaan listrik yang gradual naik diikuti dengan meningkatnya kemampuan kapasitas pembangkit nasional dalam memproduksi listrik. Dalam rentang periode 2017 hingga 2021 akan terjadi kenaikan jumlah kapasitas pembangkit nasional yang lebih besar dibandingkan tahun-tahun sebelumnya. Ini menunjukkan rencana pembangunan kapasitas pembangkit listrik mulai menunjukkan dampaknya ke depan. Jika pembangkit-pembangkit yang ada berproduksi, maka permintaan listrik yang ada masih terdapat *gap*. Akan tetapi, dengan menggunakan *capacity factor* maksimal masing-masing pembangkit, permintaan listrik dapat terpenuhi dan bahkan melebihi permintaan yang ada, sebagaimana ditunjukkan oleh *trend Sum* Produksi Maksimum.

Dari simulasi ini, total kapasitas nasional pada tahun 2024 mencapai 96,24 GW, hampir dua kali dari tahun 2015. Sedangkan permintaan listrik akan naik dari 258,2 GWh menjadi 550 GWh pada tahun 2015. Produksi actual yang dapat dihasilkan oleh pembangkit dengan asumsi menggunakan kapasitas faktor standar di masing-masing pembangkit, naik dari 247,6 GWh pada tahun 2015 menjadi 543,4 GWh pada tahun 2024. Sedangkan jika kapasitas faktor masing-masing pembangkit digunakan secara maksimum, maka produksi total yang akan dihasilkan mencapai 583,4 GWh pada tahun 2024.

Dengan maksud untuk mengoptimalkan peran EBT, khususnya ET untuk pembangkit di sistem ketenagalistrikan nasional, model dinamik ini dapat digunakan untuk mengetahui *trend* pola permintaan beban yang terbagi atas beban dasar (*base load*), beban menengah (*load follower*), dan beban puncak (*peak load*).

Berikut ini *behavior* (perilaku) untuk masing-masing permintaan beban yang ada secara nasional.

Beban dasar (*Base load*)

Permintaan yang terjadi di beban dasar dalam model ini dapat dipenuhi oleh pembangkit energi terbarukan seperti PLTP (Pembangkit Listrik Panas Bumi), PLTA (Pembangkit Listrik Tenaga Air) *run off river* dalam hal ini adalah PLTM (Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro) dan PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro), PLTN (Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir) yang dalam hal ini belum ada, PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya), PLTB (Pembangkit Listrik Tenaga Bayu-Angin), PLTBioenergi, PLTU BB (Pembangkit Listrik Tenaga Uap berbahan bakar Batubara), dan PLTGU Gas (Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap, berbahan bakar Gas).

Hasil *running* model menunjukkan bahwa permintaan beban dasar dapat dipenuhi. Tidak ada masalah dalam hal pemenuhan permintaan beban dasar ini. Pembangkit dari energi terbarukan dapat memenuhi permintaan beban dasar bersama sama dengan energi yang dihasilkan dari pembangkit tenaga uap.

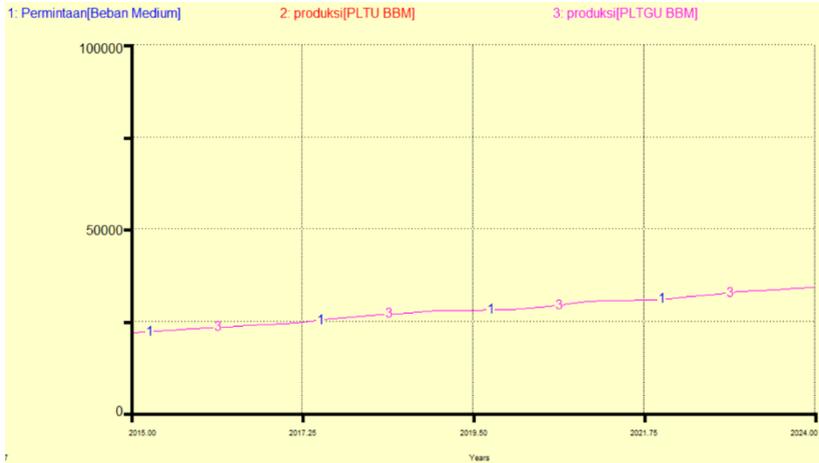


Gambar 5.2
Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkit Beban Dasar

Hasil pemodelan ini menggunakan nilai faktor beban pada tahun 2015, dengan komposisi *share* beban dasar sebanyak 65%. Dari gambar di atas tampak bahwa produksi pembangkit yang signifikan dari energi terbarukan (PLTP) berada paling bawah dengan total produksi sebanyak 38.987 GWh pada tahun 2024. Karena pembangunan pembangkit fosil baru sudah dimulai beberapa tahun sebelumnya dan pembangkit fosil lainnya sudah beroperasi sejak beberapa tahun sebelumnya sehingga produksi dari masing-masing pembangkit tersebut tetap akan berproduksi, maka permintaan beban dasar hingga tahun 2024 dapat terpenuhi dengan kombinasi pembangkit energi terbarukan dan energi fosil.

Dengan potensi kelebihan energi yang dapat diproduksi oleh pembangkit di beban dasar, energi tersebut dapat digunakan untuk membantu produksi-produksi pembangkit energi terbarukan di beban puncak. Sebagai contoh, pada saat beban dasar sudah terpenuhi, kelebihan energi dapat digunakan untuk memompa air ke atas untuk ditampung dan nanti dapat dipakai untuk pembangkit *Pumping Storage*.

Beban Medium (Beban Menengah)



Gambar 5.3
Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkit Beban Medium

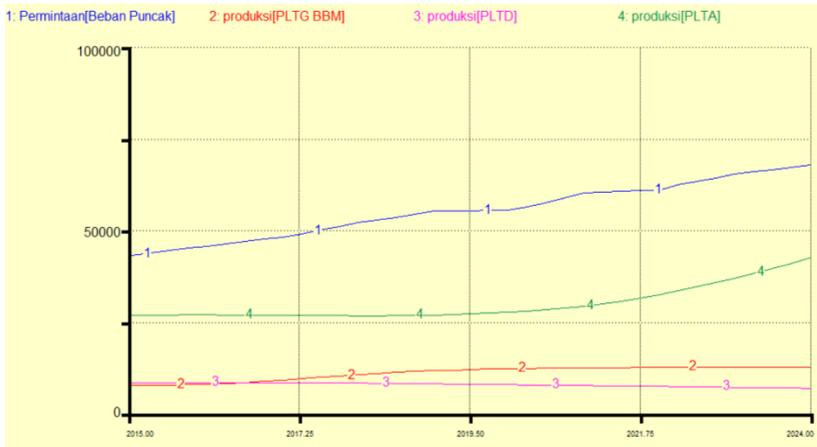
Untuk permintaan beban medium, sistem kelistrikan Indonesia akan dipenuhi dari produksi listrik pembangkit fosil yang berbahan bakar BBM. Dari pemodelan yang dilakukan, permintaan beban medium ke depan telah dapat dipenuhi dengan hanya menggunakan produksi PLTGU (*Combined-Cycle* berbahan bakar BBM). Jika terjadi kenaikan permintaan beban medium, maka pembangkit PLTU-BBM dapat dioperasikan. Perhitungan *load factor* dalam model ini menggunakan nilai *load factor* pada tahun 2015, yakni sebesar 15%. Dengan menggunakan nilai *share load factor* sebesar 15%, masih terdapat selisih antara kemampuan produksi pembangkit dengan permintaan sekitar 1-6 GWh. Selisih ini dapat dipenuhi dengan menggunakan strategi mengatur proporsi *load factor* yang ada antara beban dasar, beban medium, dan beban puncak. Jika tidak menggunakan strategi tersebut, maka energi yang kurang dapat dibangkitkan dari pembangkit fosil beban medium yang belum dioperasikan.

Dari model yang dikembangkan, permintaan beban medium akan naik lebih dari 53% pada tahun 2015 sebesar 38.730 GWh menjadi 82.500 GWh. Sedangkan produksi listrik dari pembangkit PLTGU BBM bervariasi dalam rentang 26.280 GWh hingga 31.343 GWh. Produksi terendah dari pembangkit medium tersebut dihasilkan pada tahun 2015 dan tertinggi terjadi pada pertengahan tahun 2019. Jika dibandingkan dengan produksi beban dasar, maka pertengahan tahun 2019 produksi beban dasar bukanlah produksi tertinggi. Dalam rentang waktu 2018 hingga 2022, produksi beban medium berada dalam rentang produksi tertinggi yakni sebesar 30.097 GWh hingga 31.343 GWh. Sedangkan beban dasar dengan rentang produksi tertinggi terjadi dalam kurun waktu akhir tahun 2021 hingga tahun 2024, yakni sebesar 308.099 GWh hingga 357.500 GWh.

Untuk sistem kelistrikan nasional, permintaan beban dasar relatif tidak memiliki masalah dengan rencana pengembangan pembangkit fosil dan nonfosil ke depan. Permasalahan yang perlu diantisipasi adalah kemampuan pembangkit-pembangkit beban medium dan beban puncak untuk memenuhi permintaan listriknya. Karena permintaan beban medium didesain dengan pembangkit dari fosil, maka peran energi terbarukan tidak ada. Hal berbeda dengan permintaan beban puncak yang menggunakan jenis pembangkit fosil dan non fosil. Hal ini akan dijelaskan di beban puncak.

Beban Puncak (*Peak Load*).

Permintaan listrik di beban puncak dapat dipenuhi dari pembangkit fosil dan energi terbarukan. Urutan penggunaan pembangkitnya adalah pembangkit energi terbarukan, dalam hal ini PLTA, disusul oleh PLTD berbahan bakar solar dan PLTG berbahan bakar minyak.



Gambar 5.4
Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkit Beban Puncak

Relatif berbeda dengan permintaan beban dasar yang dapat dipenuhi oleh pembangkit fosil dan energi terbarukan, tapi produksi energi terbarukannya paling bawah, permintaan beban puncak untuk sistem kelistrikan nasional dipenuhi pertama kali dengan penggunaan PLTA. Pembangkit energi terbarukan ini memiliki produksi paling tinggi dibandingkan pembangkit yang dioperasikan di beban puncak. Kekurangan pasokan kemudian dipenuhi oleh pembangkit fosil berbahan bakar solar dan pembangkit gas turbin berbahan bakar minyak.

Perilaku beban puncak relatif naik secara gradual dan tidak menunjukkan kenaikan permintaan yang ekstrim. Proporsi pembangkit energi terbarukan mampu mensuplai kebutuhan beban puncak berkisar antara 48%-63%. Titik terendah *share* suplai dari pembangkit ini ada pada tahun 2019. Pada periode awal, *gap* antara permintaan listrik beban puncak relatif kecil dengan kemampuan produksi pembangkit tenaga air. Seiring dengan naiknya permintaan, kemampuan penyediaan energi dari pembangkit tenaga air tidak menunjukkan kenaikan yang signifikan. Kemampuan produksi pembangkit listrik tenaga air mulai menunjukkan kenaikan yang besar

pada periode setelah tahun 2019. Meskipun demikian, selisih antara permintaan beban puncak dengan produksi pembangkit energi terbarukan tetap besar.

Untuk memenuhi *gap* permintaan ini, maka pembangkit fosil (PLTD dan PLTG BBM) harus dioperasikan. Idealnya pembangkit listrik tenaga air dapat dimaksimalkan untuk memenuhi beban puncak ini. Akan tetapi permasalahan yang harus dihadapi adalah konservasi sumber daya hewani. Setiap pembuatan bendungan untuk pembangkit listrik tenaga air, sudah pasti akan merusak ekosistem hewan air disekitar bendungan. Langkah terbaik untuk mengoptimalkan energi terbarukan dan tidak merusak ekosistem lingkungan adalah dengan membangun *pump storage* untuk menampung air. Pada saat beban puncak tidak mampu dipenuhi oleh PLTA, maka produksi listrik dari pembangkit *pump storage* dapat digunakan.

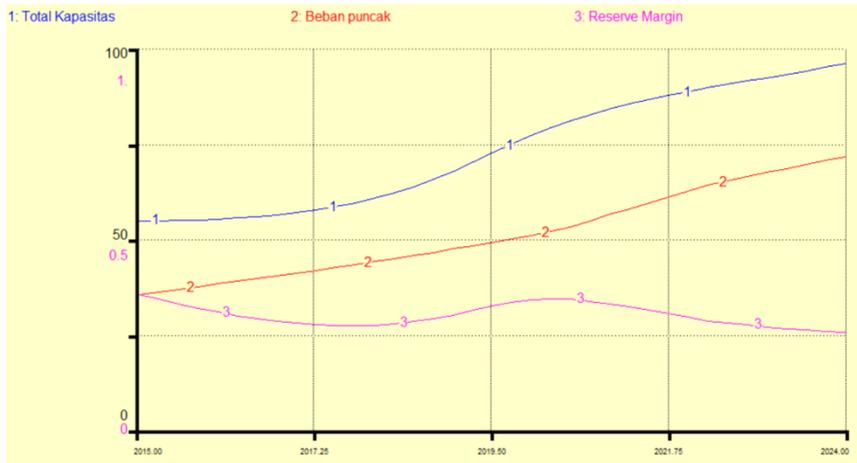
Permasalahan yang harus diselesaikan dengan pembangunan *pump storage* adalah mendapatkan daerah-daerah yang layak dan stabil secara geologi untuk menampung air yang dipompakan ke daerah tersebut. Jika pembangunan *pump storage* ini belum bisa menunjukkan hasil yang positif dalam beberapa tahun ke depan, maka penggunaan pembangkit PLTD dan PLTG BBM terpaksa harus dipakai meskipun berbiaya tinggi.

Dalam model yang dikembangkan ini, *performance* PLTD relatif tetap, diawali dengan produksi listrik yang lebih tinggi dibandingkan dengan PLTG BBM. Namun, dalam beberapa waktu ke depan, kinerja PLTD dilampaui oleh PLTG BBM untuk memenuhi permintaan beban puncak.

Reserve margin

Yang dimaksud dengan *reserve margin* adalah cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak, yang dinyatakan dengan persen (%). Dalam konteks sistem kelistrikan nasional, *reserve margin* yang dimiliki berkisar 25%-35%. Idealnya cadangan yang

harus dimiliki dalam sistem kelistrikan nasional adalah sekitar 35% daya dari beban puncak.



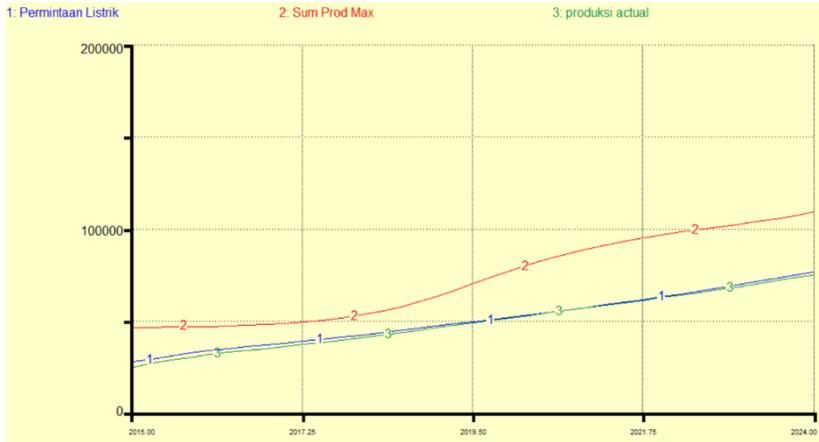
Gambar 5.5
Reserve margin, Total Kapasitas, dan Beban Puncak

Pada gambar di atas tampak fluktuasi dari *reserve margin* yang dimiliki. Ini dikarenakan pertumbuhan beban puncak yang terus naik dengan *slope* yang relatif tetap, sedangkan kenaikan kapasitas pembangkit nasional naik secara perlahan-lahan.

5.2.2. Sistem Kelistrikan Sumatera

Sebagaimana dijelaskan di Bab sebelumnya bahwa, potensi EBT daerah hanya dapat dioptimalkan untuk membangkitkan listrik nasional. Dalam pelaksanaan studi ini, Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam menjadi salah satu wilayah yang dipelajari potensi dan rencana pengembangan sistem kelistrikannya. Sistem kelistrikan provinsi ini masuk dalam sistem kelistrikan wilayah Sumatera sebagaimana yang telah direncanakan dalam RUPTL 2015-2024.

Permintaan Listrik dan Produksi Listrik



Gambar 5.6
Permintaan Listrik dan Produksi Listrik Sistem Wilayah Sumatera

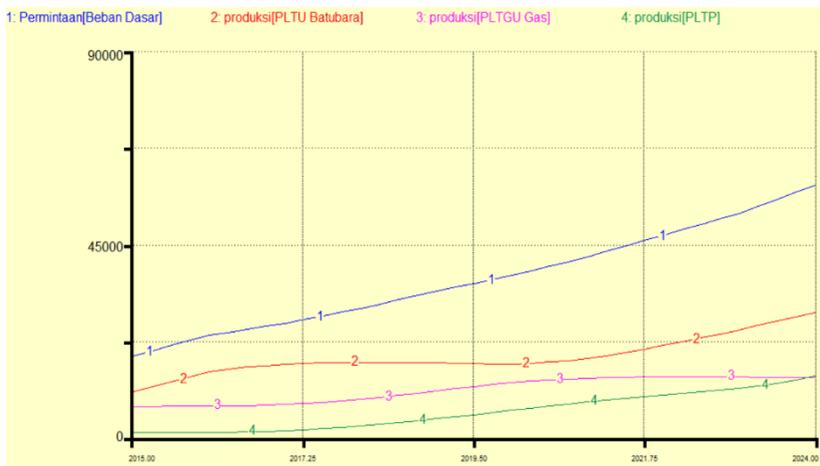
Hasil pemodelan menunjukkan bahwa permintaan listrik di Sistem Sumatera dalam periode 2015 hingga 2024 relatif dapat dipenuhi dengan produksi actual yang ada di sistem tersebut. Meskipun ada *gap* antara permintaan listrik dan produksi *actual*, *gap* ini dapat dipenuhi dengan memaksimalkan beberapa jenis pembangkit yang beroperasi di Sistem Kelistrikan Sumatera yang terefleksi di Jumlah Produksi Maksimum.

Potensi energi terbarukan di Propinsi Nanggroe Aceh Darussalam, terutama panas bumi, dimaksimalkan untuk memenuhi kebutuhan permintaan listrik. Di samping pemanfaatan panas bumi yang optimal, potensi tenaga air di provinsi ini sudah direncanakan untuk memenuhi kebutuhan permintaan listrik, sebagai contoh pada tahun 2022 dan 2024, Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) akan mampu menyuplai listrik hingga lebih 1,2 GW. Ke depan, sistem kelistrikan Sumatera akan memiliki cadangan listrik yang tinggi jika dibandingkan kondisi beberapa tahun sebelumnya.

Jumlah total produksi maksimum dari semua pembangkit yang beroperasi di Sistem Sumatera menunjukkan pola di atas permintaan listrik. Ini menandakan bahwa dalam periode hingga 2024 ke depan, jika rencana pembangunan dan pengembangan pembangkit yang ada berjalan dengan baik, maka cadangan daya di sistem kelistrikan Sumatera akan besar. Hasil analisis dan evaluasinya akan diuraikan di bagian *reserve margin*.

Permintaan Beban Dasar (*Base Load*)

Pola beban dasar di Sistem Sumatera dapat dilihat di gambar berikut.



Gambar 5.7
Permintaan Beban Dasar dan Pembangkit Utama Beban Dasar

Dengan pola beban yang terus meningkat hingga tahun 2024, pemenuhan beban dasar dari pembangkit utama di awal periode hingga akhir simulasi dapat terpenuhi. Kontribusi terbesar untuk memenuhi permintaan beban dasar ini adalah pembangkit PLTU Batubara, PLTGU Gas, baru kemudian disusul oleh PLTP. Porsi pembangkit PLTU Batubara dalam simulasi ini sekitar 43%-65%.

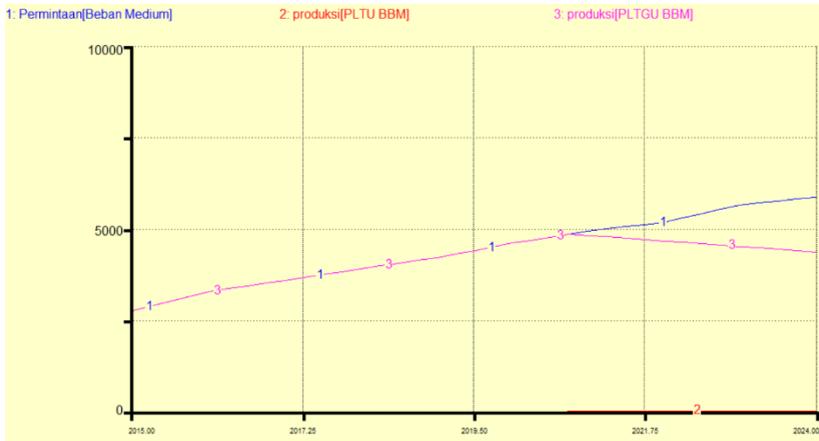
Sedangkan PLTP ada pada rentang 5%-24%, dimana produksi listrik dari pembangkit panas bumi ini terus meningkat sedangkan dari pembangkit fosil relatif turun, terutama yang berasal dari PLTGU Gas. Kondisi yang diperkirakan akan terjadi diakhir periode ini menunjukkan arah yang sesuai dengan harapan Pemerintah Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam, dimana potensi energi panas bumi harusnya dimaksimalkan untuk memenuhi kebutuhan beban di wilayah Sumatera.

Untuk pembangkit energi terbarukan lainnya seperti PLTA *run off river*, PLTS, dan PLTBionergi, kontribusinya untuk memenuhi beban dasar masih sangat kecil. Ke depan PLTA *run off river* mampu memberikan suplai daya bagi sistem kelistrikan Sumatera sekitar 1%-5% dari total permintaan beban dasar sebesar 19.023 GWh hingga 58.783 GWh. Sedangkan pembangkit seperti PLTS dan PLTBioenergi hanya mampu menyuplai listrik sekitar 0,0005% hingga 0,046% dari total permintaan beban dasar.

Permintaan Beban Menengah (*Load Follower*)

Permintaan beban menengah di sistem kelistrikan Sumatera umumnya dipenuhi oleh pembangkit fosil yang berbahan bakar minyak (BBM), yakni PLTU BBM dan PLTGU BBM. Pembangkit PLTGU BBM lebih dulu dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban menengah. Jika masih belum terpenuhi, maka pembangkit PLTU BBM akan digunakan.

Hasil *running* pemodelan menunjukkan bahwa PLTGU BBM masih mampu menyuplai kebutuhan listrik di beban menengah hingga tahun 2020. Akan tetapi, setelah periode tersebut terjadi kenaikan permintaan beban menengah yang tidak dapat disuplai oleh PLTGU BBM. Dengan kondisi ini, PLTU BBM harus dapat dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan listrik yang ada.



Gambar 5.8
Permintaan Listrik di Beban Medium dan Produksi Pembangkitnya

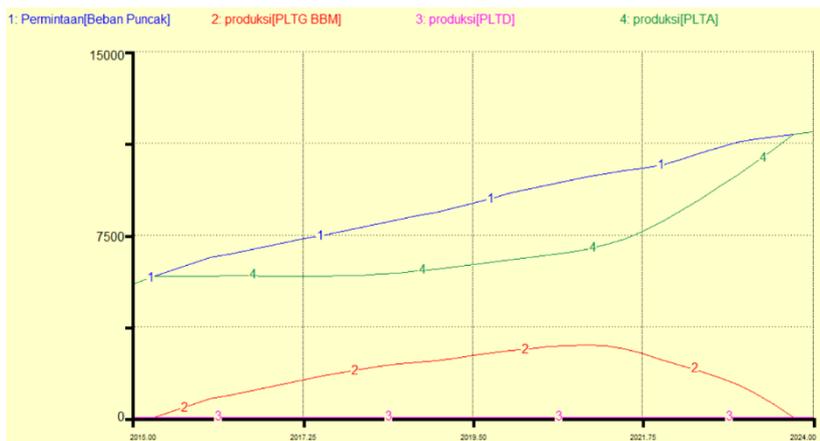
Pembangkit PLTU BBM akan mulai dioperasikan pada tahun 2021 mengingat kekurangan suplai dari PLTGU BBM. Kekurangan suplai ini berkisar 2%-25% dari total permintaan beban menengah sebanyak 4.924 GWh hingga 5.852 GWh. Penurunan produksi PLTGU BBM akhirnya memaksa penggunaan PLTU BBM. Salah satu kelemahan energi terbarukan untuk sistem kelistrikan Indonesia adalah belum bisa memenuhi permintaan beban medium. Kesiapan teknis, terutama frekuensi, dan proyeksi *demand* dengan tingkat *certainty* yang baik, membuat sistem ketenagalistrikan saat ini sangat berhati-hati untuk menerima suplai energi dari energi terbarukan dengan produksi masih kecil.

Permintaan Beban Puncak (*Peak Load*)

Permintaan beban puncak di sistem kelistrikan Sumatera umumnya dipenuhi oleh kombinasi pembangkit fosil yang berbahan bakar minyak (BBM), yakni PLTD dan PLTG BBM dengan pembangkit energi terbarukan, PLTA. Pembangkit PLTA lebih dulu dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban puncak karena keandalan dan

nilai ekonomisnya. Jika masih belum terpenuhi, maka pembangkit berbahan bakar fosil akan digunakan.

Hasil *running* pemodelan menunjukkan bahwa PLTA bersama-sama dengan PLTG BBM mampu menyuplai kebutuhan listrik di beban puncak hingga tahun 2024. Produksi energi dari PLTA terus meningkat sedangkan PLTG BBM setelah tahun 2021 terus mengalami penurunan. Sebenarnya jika potensi energi pembangkit yang berlebih di pembangkitan beban dasar dapat digunakan untuk memompa air untuk ditampung di suatu tempat, dan kemudian digunakan untuk membangkitkan energi di beban puncak, maka PLTG BBM dapat diminimalisir pemakaiannya. PLTG BBM tetap beroperasi karena sudah dibangun sejak beberapa tahun sebelumnya, dimana PLTG BBM memiliki umur teknis hingga 20 tahun. Perlu dipertimbangkan apakah akan menghentikan pemakaian PLTG BBM akan lebih berdampak positif baik secara ekonomi dan lingkungan, jika digantikan dengan pemakaian pembangkit *pump storage* dengan menggunakan energi yang berlebih di beban dasar.



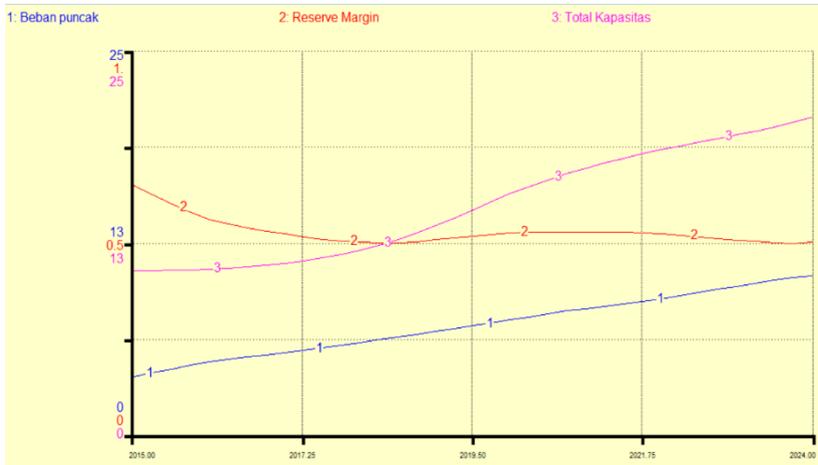
Gambar 5.9
Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya

Reserve margin (Cadangan Daya Pembangkit)

Sistem kelistrikan Sumatera memiliki *reserve margin* yang lebih baik ke depan hingga periode 2024. Secara nilai, *reserve margin* sistem ini jauh di atas *reserve margin* sistem secara nasional. Dengan kenaikan kapasitas pembangkit di sistem kelistrikannya, *reserve margin* sistem di Sumatera mencapai 50%-65% hingga tahun 2024.

Pola kenaikan beban puncak yang terus naik perlahan-lahan hingga tahun 2024, namun tidak diikuti dengan *trend* kenaikan kapasitas pembangkit, mengakibatkan terjadinya penurunan *reserve margin* di periode awal, dari sekitar 65% menjadi 50% di tahun 2024. Kapasitas pembangkit di sistem Sumatera mulai mengalami kenaikan 2 kali lipat pada tahun 2023 menjadi 20 GW, namun kenaikan beban puncak mencapai lebih dari 2,5 kali dari tahun 2014 sebesar 3,73 GWh.

Hal yang perlu diwaspadai ke depannya adalah potensi penurunan *reserve margin* di sistem kelistrikan Sumatera karena tidak diimbangi dengan pembangunan serta pengembangan pembangkit, terutama pembangkit energi terbarukan. *Trend* beban puncak diperkirakan akan terus naik di sistem kelistrikan Sumatera. Jika strategi pembangunan dan pengembangan pembangkit terus mengutamakan dari energi terbarukan, maka pembangkit-pembangkit energi fosil yang lifetimenya makin berkurang hingga tahun 2024, dapat digantikan dengan pembangkit energi terbarukan.



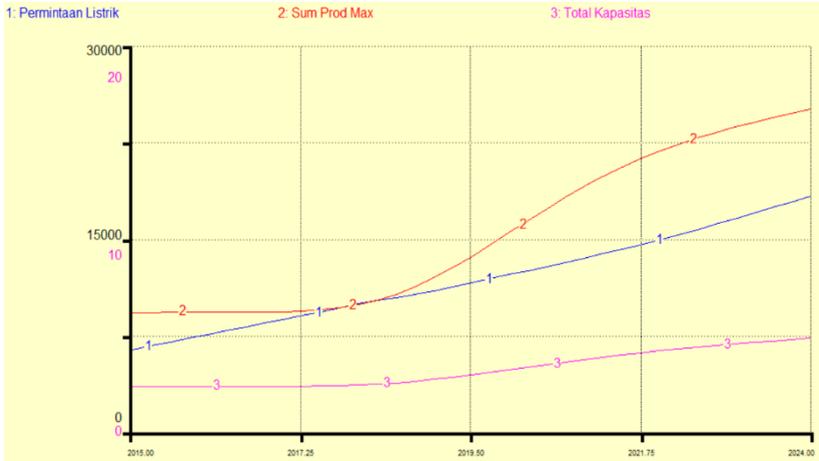
Gambar 5.10
Reserve Margin dan Beban Puncak Sistem Kelistrikan Sumatera

5.2.3 Sistem Kelistrikan Sulbagsel (Sulawesi Bagian Selatan)

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan sistem Sulsel-Sulbar, Sulteng dan Sistem Sultra. Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2017 setelah proyek transmisi 150 kV interkoneksi sistem Sulsel dengan sistem Sultra selesai.

Dalam kajian ini, dilakukan pembahasan tentang potensi energi terbarukan di Provinsi Sulawesi Selatan dengan stakeholder yang ada di wilayah ini. Berbeda dengan Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam, potensi energi terbarukan di Sulawesi Selatan lebih banyak di sungai-sungai yang sangat potensi untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik tenaga air, serta mini dan mikro hidro. Rencana pengembangan yang telah dibuat relatif sudah baik dengan mengoptimalkan potensi energi terbarukan seperti air dan sedikit panas bumi. Akan tetapi, manfaat besar dari penggunaan energi terbarukan untuk sistem kelistrikan ini baru mulai terasa setelah tahun 2019.

Memang suplai listrik yang berasal PLTA *run off river* (PLTM dan PLTMH) sudah dapat dirasakan sejak beberapa tahun terakhir, tapi secara kapasitas nilai totalnya masih jauh lebih rendah, yakni hanya sekitar 150 MW, dibandingkan dengan pembangkit yang berbahan bakar fosil yang sampai 2150 MW hingga tahun 2020.



Gambar 5.11
Permintaan Listrik dan Total Kapasitas Pembangkit di Sistem Sulbagsel

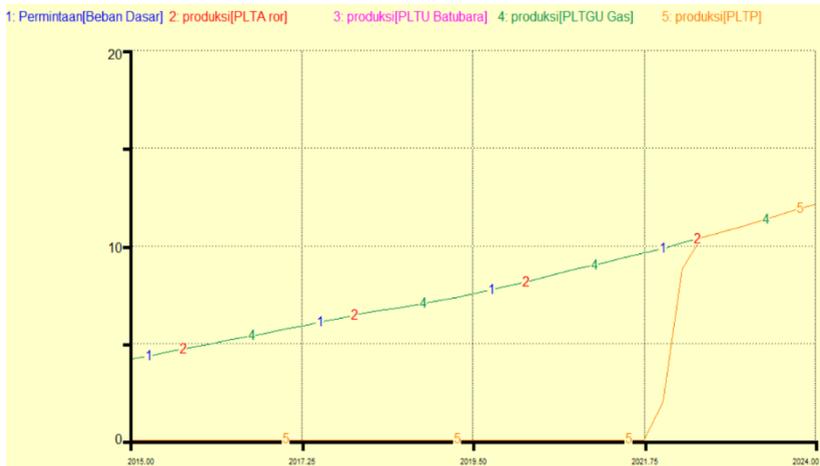
Dalam gambar di atas, tampak perilaku permintaan listrik di Sistem Sulbagsel terus naik dan masih dapat dipenuhi dari Jumlah Produksi Maksimum pembangkit yang ada di sistem tersebut. Dalam rentang waktu hingga 2024, tercatat bahwa pada sekitar tahun 2017 dan 2018 terdapat permintaan listrik yang berdekatan dengan kemampuan produksi maksimum. Akan tetapi, pada tahun-tahun berikutnya kemampuan produksi kapasitas yang ada selalu lebih tinggi dari permintaan listrik, dengan kapasitas maksimum mencapai 25.104 GWh dan permintaan listrik mencapai 18.312 GWh pada tahun 2024.

Sedangkan kenaikan pertumbuhan kapasitas pembangkit di Sistem ini relatif cukup tinggi. Pada tahun 2024, kapasitas yang dimiliki oleh

Sistem ini berkisar 4,86 GW naik lebih 200% dari kapasitas pembangkit di tahun 2015.

Permintaan Beban Dasar (*Base Load*)

Pola beban dasar di Sistem Sulbagsel dapat dilihat di gambar berikut.



Gambar 5.12
Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkitnya

Beban dasar di Sistem Sulbagsel terus mengalami kenaikan dengan trend yang linear. Pada tahun 2024 permintaan beban dasar mencapai 12,09 GWh, dengan kenaikan hampir 300% dari permintaan beban di tahun 2015 sebanyak 4,15 GWh.

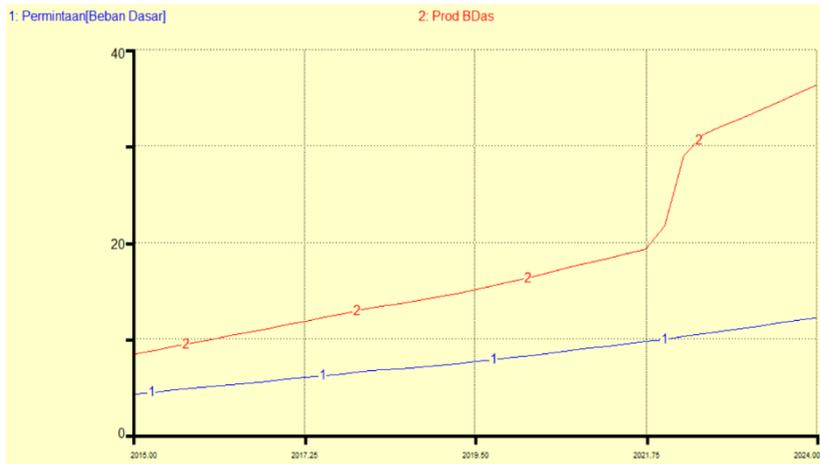
Untuk memenuhi permintaan beban dasar ini, potensi energi terbarukan terutama air dan panas bumi telah dimaksimalkan. Ini dapat dilihat pada gambar di atas. PLTA *run off river* dan PLTP dapat memenuhi kebutuhan permintaan beban dasar. Meskipun PLTP mulai masuk ke dalam sistem Sulbagsel pada tahun 2022. Dengan tanpa mengoperasikan pembangkit listrik fosil, permintaan beban dasar dapat dipenuhi. Prioritas penggunaan pembangkit di

beban dasar harus mempertimbangkan aspek ekonomi (biaya produksi) dan lingkungan (emisi karbon terhadap lingkungan).

Sebagaimana dijelaskan sebelumnya, kelebihan energi yang dihasilkan di beban dasar sebaiknya dapat digunakan untuk membangkitkan energi yang dapat digunakan di beban medium dan beban puncak. Untuk sistem kelistrikan di Indonesia, kelebihan produksi energi ini baru dapat digunakan untuk menaikan air ke suatu penampungan untuk dapat digunakan pada saat beban puncak (*pump storage*). Sedangkan permasalahan di beban medium diselesaikan dengan mengoperasikan pembangkit fosil berbahan bakar minyak.

Pembangkit-pembangkit yang dapat digunakan untuk memenuhi permintaan beban dasar di sistem Sulbagsel antara lain PLTA *run off river*, PLTU Batubara, PLTP, PLTGU Gas, PLTS, PLTB, dan PLTBioenergi.

Berikut ini perbandingan antara kemampuan produksi beban dasar dan permintaan beban dasar di sistem kelistrikan Sulbagsel.



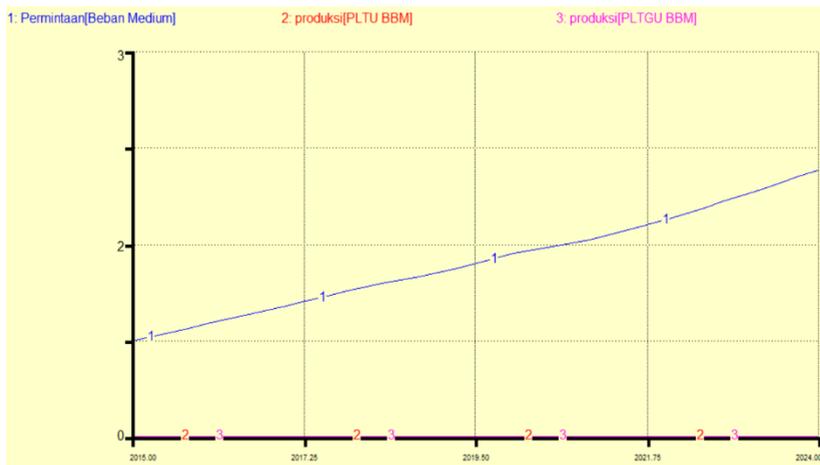
Gambar 5.13
Permintaan Beban Dasar dan Produksi Beban Dasar

Dari simulasi yang dilakukan, diperoleh kelebihan suplai energi yang dapat diproduksi di beban dasar mencapai 2 kali dari nilai beban dasar, berkisar 8,3 GWh hingga 36,26 GWh.

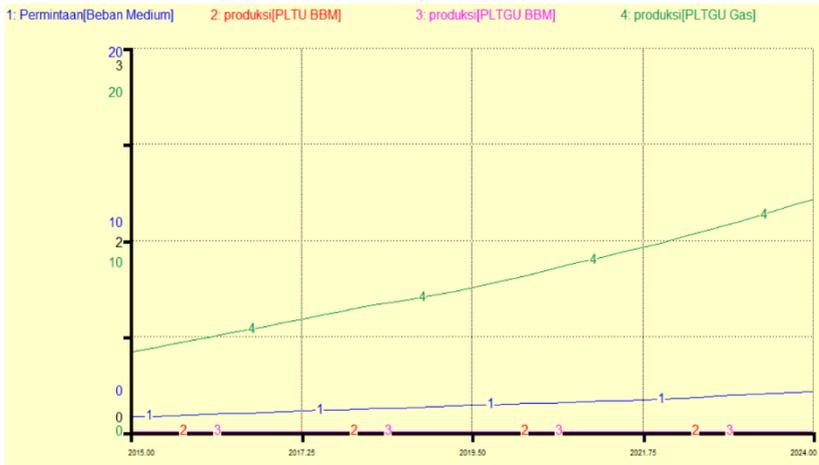
Permintaan Beban Menengah (*Load Follower*)

Secara umum pengoperasian pembangkit di beban menengah di sistem kelistrikan di Indonesia mempertimbangkan karakteristik waktu *starting* yang relatif cepat dan memiliki kapasitas yang relatif kecil, biasanya pembangkit fosil berbahan bakar minyak (PLTU BBM dan PLTGU BBM). Akan tetapi, di rencana kelistrikan Sistem Sulbagsel tidak ditemukan pengembangan pembangkit tenaga uap dan gas-uap berbahan bakar minyak.

Dengan kondisi tidak menggunakan pembangkit PLTU BBM dan PLTGU BBM untuk memenuhi permintaan beban menengah, beban akan dipenuhi dengan menggunakan pembangkit yang beroperasi di beban dasar dan atau beban puncak. Jika menggunakan pembangkit PLTGU Gas yang direncanakan beroperasi di beban puncak, seluruh permintaan beban medium dapat dipenuhi.



Gambar 5.14.
Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkitnya



Gambar 5.15
Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkit dari Beban Puncak

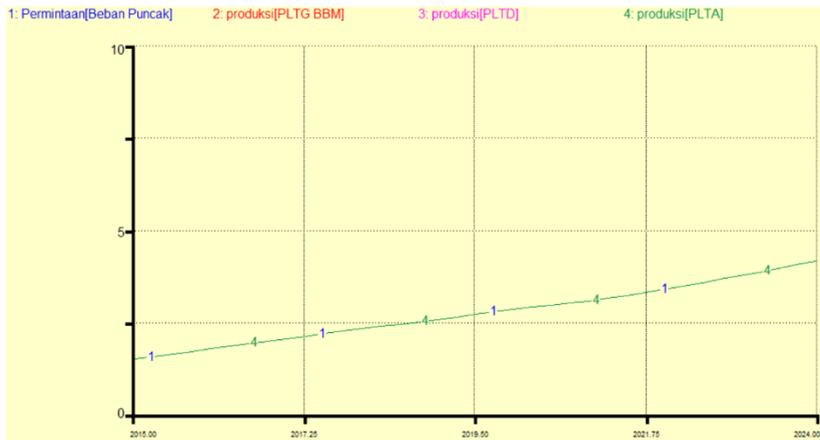
Kekurangan produksi di beban medium ini dapat dipenuhi dengan memaksimalkan energi yang dihasilkan di beban dasar dari PLTU Batu bara atau PLTG Gas yang direncanakan beroperasi untuk beban puncak, seperti PLTG Makasar Peaker di Maros.

Permintaan Beban Puncak (*Peak Load*)

Permintaan beban puncak di sistem kelistrikan Sulbagsel dipenuhi oleh kombinasi pembangkit fosil yang berbahan bakar minyak (BBM), yakni PLTD dan PLTG BBM dengan pembangkit energi terbarukan, PLTA. Pembangkit PLTA lebih dulu dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban puncak karena keandalan dan nilai ekonomisnya. Jika masih belum terpenuhi, maka pembangkit berbahan bakar fosil akan digunakan. Akan tetapi, ada sedikit perbedaan dengan sistem kelistrikan di sistem Sumatera, PLTG Gas yang akan dibangun di sistem Sulbagsel digunakan untuk memenuhi permintaan beban puncak, bukan beban dasar. Sebagai contoh, pembangunan PLTG Gas Makassar Peaker di Maros yang mulai beroperasi sekitar tahun 2017-2018.

Dari simulasi model yang dilakukan, permintaan beban puncak di sistem Sulbagsel dapat dipenuhi oleh pembangkit PLTA. Sedangkan PLTD dan PLTG BBM tidak perlu dioperasikan. Sedangkan untuk sistem yang terisolasi dari sistem yang ada, penggunaan PLTD merupakan pilihan yang harus diambil karena relatif memiliki keandalan dan fleksibilitas dibandingkan pembangkit yang lain.

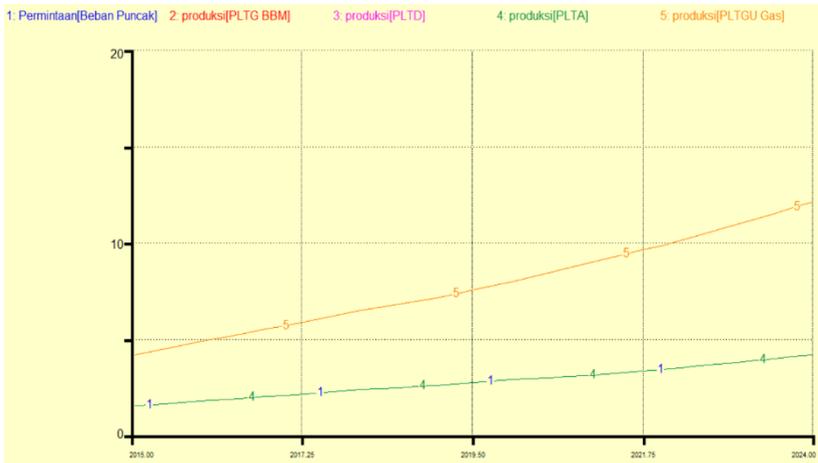
Berikut hasil simulasi model permintaan beban puncak di sistem Sulbagsel.



Gambar 5.16
Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya

Dengan memanfaatkan PLTGU Gas untuk memenuhi beban puncak, maka hasil simulasi di atas mengalami perubahan dimana produksi dari PLTGU Gas melebihi permintaan dari beban puncak. Dengan kondisi demikian, sebaiknya PLTGU Gas digunakan untuk memenuhi kebutuhan beban menengah yang kekurangan suplai. Sedangkan permintaan beban puncak relatif dapat dipenuhi dari pembangkit energi terbarukan yang ramah lingkungan. Besar kelebihan produksi PLTGU Gas dapat mencapai 191% dari total permintaan beban puncak, atau sekitar 7,94 GWh dari beban puncak sebesar 4,15 GWh pada tahun 2024. Kelebihan nilai produksi pada

tahun 2024 ini lebih baik dari kelebihan produksi di tahun 2015 yang mencapai 2,6 GWh.



Gambar 5.17
Permintaan Beban Puncak dan Produksi PLTGU Gas yang Melebihi Permintaan Beban Puncak

5.2.4. Sistem Kelistrikan Maluku

Sistem kelistrikan Maluku memiliki karakteristik yang relatif berbeda dengan sistem kelistrikan lainnya, dengan ciri memiliki pulau-pulau yang tersebar beserta beban listriknya, mengingat 92% dari total wilayah provinsi ini didominasi oleh lautan. Pemenuhan permintaan bebannya selama ini banyak menggunakan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Meskipun memiliki beberapa potensi energi terbarukan, seperti panas bumi, angin, dan air, yang sudah distrategikan untuk memenuhi permintaan listrik di Provinsi Maluku, kekurangan suplai listrik diprediksi masih akan terjadi hingga akhir tahun 2020.

Permintaan Listrik



Gambar 5.18
Permintaan Listrik, Jumlah Produksi Maksimum, dan Total Kapasitas

Permintaan listrik di Provinsi Maluku terus mengalami kenaikan yang cukup signifikan. Hingga akhir tahun 2024, diperkirakan permintaan listrik mencapai lebih dari 1.300 GWh, naik hingga 145% dari permintaan awal tahun 2015. Kenaikan permintaan ini tidak mampu dipenuhi dengan pembangunan pembangkit listrik yang ada, baik dari energi terbarukan seperti panas bumi, air, angin, dan tenaga matahari. *Gap* yang terjadi baru dapat dipenuhi pada tahun 2021 dengan total kapasitas yang ada naik menjadi 0,5 GW. Pasca tahun 2021, setiap kenaikan permintaan dapat dipenuhi meskipun pertumbuhan kapasitas pembangkit hanya naik 0,1 GW pada tahun 2024.

Permintaan Beban Dasar (*Base Load*)

Pola beban dasar di Sistem Maluku dapat dilihat sebagai berikut:



Gambar 5.19
Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkitnya

Hingga awal tahun 2019, Sistem Maluku masih kekurangan suplai untuk memenuhi permintaan beban dasar. Produksi listrik dari pembangkit energi terbarukan baru dapat memenuhi permintaan beban dasar ketika produksi listrik dari PLTA *run off river* dan PLTP masuk ke dalam sistem. Untuk mengantisipasi defisit ini sebaiknya mulai dibangun pembangkit-pembangkit energi terbarukan yang memiliki masa konstruksi relatif singkat dan cukup ekonomis.

Beberapa pilihan pembangunan yang bisa dioptimalkan antara lain pembangkit listrik tenaga angin dan gelombang laut, dimana Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Maluku telah bekerja sama dengan Universitas Pattimura. Kajian yang telah dilakukan tersebut dapat digunakan untuk merancang pembangunan energi terbarukan ini.

Permintaan beban dasar telah mengalami kenaikan signifikan pada tahun 2016 sebesar 0,51 GWh dan pada tahun 2024 sebesar 0,66

GWh, naik lebih kurang 2 kali lipat dari tahun 2015 sebesar 0,32 GWh. Dari gambar di atas terlihat, pembangkit energi terbarukan memiliki peran yang sangat penting untuk memenuhi permintaan beban dasar.

Secara akumulasi produksi beban dasar dari pembangkit PLTP dan PLTA *run off river*, jumlah produksi yang dihasilkan sekitar 2 kali dari permintaan beban dasar. Sayangnya, kenaikan produksi ini baru dimulai sekitar tahun 2019, dimana sebelumnya defisit telah terjadi. Kelebihan energi yang dihasilkan oleh pembangkit ini harus dapat digunakan untuk memindahkan potensi air yang kemudian disimpan dalam suatu penampungan, untuk kemudian dipakai di beban puncak. Hal ini akan sangat membantu mengurangi pembangkit listrik berbahan bakar fosil. Pembangunan pembangkit panas bumi (PLTP) harus terus ditingkatkan mengingat sumber daya ini cukup besar di Provinsi Maluku, sampai dengan 674 MW (Distamben Provinsi Maluku, 2016). Potensi panas bumi yang besar ini, terutama di Pulau Buru, dapat dioptimalkan untuk memenuhi *demand* listrik yang ada.

Permintaan Beban Medium (*Load Follower*).

Permintaan beban medium di Sistem Maluku tidak dapat dipenuhi dari produksi PLTU BBM dan PLTGU BBM. Pembangkit skala kecil dari PLTU yang direncanakan untuk memenuhi beban ini tidak dapat terealisasi dengan baik karena hambatan-hambatan teknis dan non teknis yang muncul dilapangan. Dengan kondisi beban menengah yang tidak terpenuhi ini, sebaiknya pembangkit PLTMG atau *Mobile Power Plant* dapat dioperasikan, meskipun baru dapat beroperasi pada tahun 2017. Sama seperti dengan permasalahan beban medium di sistem kelistrikan lainnya, pembangkit energi terbarukan tidak dirancang untuk memenuhi permintaan beban medium ini. Langkah yang dapat dioptimalkan adalah menggunakan energi yang berlebih dari beban dasar untuk ditransfer untuk mengoperasikan pembangkit-pembangkit lainnya yang dapat digunakan di beban puncak atau beban menengah.



Gambar 5.20
Permintaan Beban Medium dan Produksi Pembangkitnya

Behavior (perilaku) permintaan beban medium dari simulasi menunjukkan bahwa permintaan listrik di beban medium mengalami penurunan di sekitar tahun 2016 dan kemudian mulai merangkak naik terus hingga tahun 2024. Rata-rata kenaikan beban medium di Sistem Maluku sekitar 0,01 GWh. Nilai ini lebih kecil dibandingkan dengan rata-rata kenaikan beban dasar sebesar 0,04 GWh.

Beban Puncak (*Peak Load*)

Behavior (perilaku) beban puncak yang akan terjadi di Sistem Maluku dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 5.21
Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya

Sebagaimana sistem-sistem kelistrikan lainnya di Indonesia, permintaan beban puncak dipenuhi dengan mengoperasikan pembangkit PLTA, PLTD dan PLTG. Pertimbangan utama menggunakan pembangkit-pembangkit di beban puncak adalah waktu *starting* yang relatif cepat, relatif berkapasitas besar, dan relatif berbiaya produksi yang besar. Dengan pola yang relatif sama dengan permintaan beban medium, namun berbeda *trend* dengan beban dasar di beberapa tahun awal simulasi, permintaan beban puncak dapat dipenuhi oleh pembangkit yang ada, terutama pembangkit berbahan bakar diesel (PLTD). Porsi pembangkit energi terbarukan (PLTA) baru dapat dinikmati mulai tahun 2022. Karena pada akhir tahun 2021, PLTD sudah mulai tidak dioperasikan.

Melihat perilaku pembangkit-pembangkit yang ada, sebaiknya pembangkit energi terbarukan (PLTA) sudah mulai dioperasikan lebih awal sehingga penggunaan energi fosil dapat dikurangi. Dari fakta di lapangan diperoleh bahwa pengoperasian PLTD sudah lama dilakukan untuk memenuhi *demand* yang ada di Provinsi Maluku karena lebih mudah didapat dan dioperasikan, meskipun berbiaya tinggi.

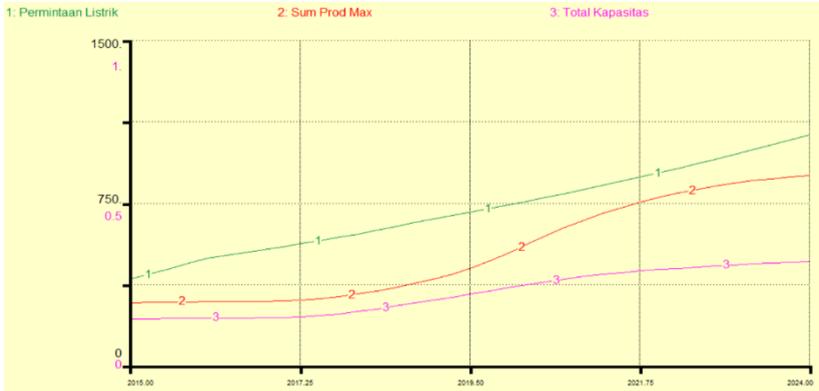
Dari hasil observasi langsung ke Provinsi Maluku dan diskusi bersama Pemerintah Dinas Daerah Provinsi Maluku, Distamben Provinsi Maluku, diperoleh beberapa penyebab yang menjadi kendala pengembangan energi terbarukan yaitu:

- Ketergantungan yang tinggi terhadap penggunaan energi fosil untuk pembangkit listrik, dimana saat ini kota Ambon masih mengandalkan PLTD 2 x 15 MW sebagai sumber energi listrik.
- Anggaran untuk pengembangan energi baru dan terbarukan sangat kecil, pemerintah provinsi lebih sering merencanakan untuk pembelian genset dibandingkan untuk pengembangan EBT.
- Ketersediaan sumber daya manusia yang terampil sangat minim, sehingga dalam pengembangan dan pengelolaan energi tidak optimal.
- Lokasi sumber energi yang jauh dari masyarakat sehingga perlu dilakukan pemetaan kembali dan mencari opsi pembangunan transmisi listrik.

5.2.5. Sistem Kelistrikan Papua Barat

Sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat masih terisolasi. Meskipun relatif kaya dengan sumber daya energi (baik fosil dan non fosil) yang dapat dimanfaatkan untuk kelistrikan, Provinsi ini akan masih mengalami kekurangan listrik hingga beberapa tahun ke depan. Lambatnya perencanaan dan eksekusi terhadap rencana-rencana yang telah disusun menjadi penyebab defisitnya listrik di provinsi ini.

Permintaan listrik di Provinsi ini terus meningkat, namun tidak sebanding dengan kemampuan kapasitas pembangkit yang telah ada (sekitar 130 MW).



Gambar 5.22
Permintaan Listrik dan Total Kapasitas

Hasil model menunjukkan bahwa, dengan data permintaan listrik dari RUPTL 2016-2025, produksi maksimum listrik di provinsi ini belum mampu memenuhi permintaan secara total. Percepatan pembangunan pembangkit energi terbarukan seperti air, angin, dan tenaga matahari harus segera dilakukan untuk melistriki Provinsi ini. Kebiasaan untuk mengandalkan listrik berbahan bakar minyak, seperti PLTD, harus diminimumkan.

Permintaan Beban Dasar (*Base Load*)



Gambar 5.23
Permintaan Beban Dasar dan Produksi Pembangkitnya

Dengan pola permintaan beban terus naik, bahkan diprediksi di akhir tahun 2016 akan terjadi kenaikan yang cukup signifikan, kemampuan pembangkit untuk menghasilkan listrik di beban dasar masih rendah. Produksi listrik dari pembangkit listrik energi terbarukan masih belum mampu memenuhi permintaan beban dasar ini. Meskipun, pembangkit PLTU Batubara mulai berproduksi pada tahun 2019, jika tidak ada kendala, permintaan beban dasar tetap tidak terpenuhi. Kondisi defisit listrik di Provinsi Papua Barat ini harus segera diatasi dengan menambah dan mempercepat pembangunan pembangkit yang sudah ada.



Gambar 5.24
Permintaan Beban Dasar dan Produksi Total Pembangkit Beban Dasar

Permintaan Beban Menengah (*Load Follower*)

Pola perilaku permintaan beban menengah dapat dilihat pada gambar di bawah ini.



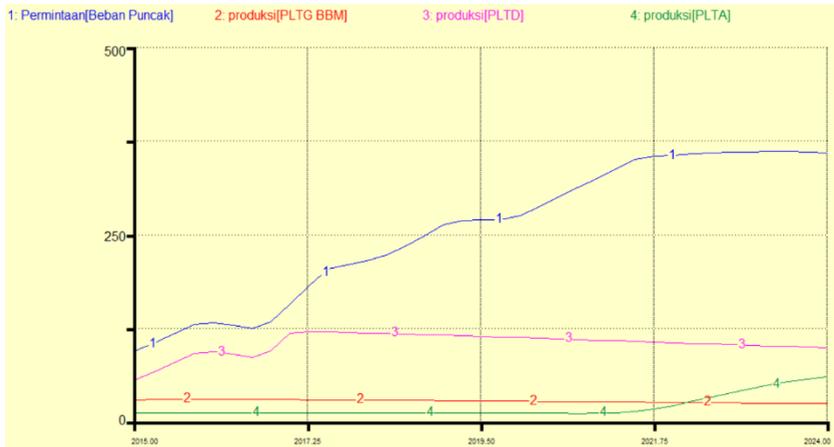
Gambar 5.25
Permintaan Beban Menengah dan Produksi Pembangkitnya

Permintaan beban menengah terus menunjukkan peningkatan, meskipun pada tahun 2016 sempat mengalami penurunan sebanyak 3,88 GWh (dari 65,74 GWh menjadi 61,86 GWh), namun kemudian terus naik hingga tahun 2024. Tidak adanya produksi dari PLTU BBM dan PLTGU BBM di beban menengah, yang umumnya dioperasikan di sistem kelistrikan di Indonesia, mengharuskan untuk mengoperasikan pembangkit berbahan bakar minyak atau gas lainnya yang bisa digunakan di beban ini. Tidak adanya kelebihan energi yang diproduksi di beban dasar dari pembangkit fosil, makin mempersulit keadaan. Alternatif yang dapat digunakan adalah membangun salah satu pembangkit PLTU BBM atau PLTGU BBM, dengan mempertimbangkan biaya termurah, dan efek emisi lingkungan terendah.

Permintaan Beban Puncak (*Peak Load*)

Sebagaimana sistem kelistrikan lainnya, permintaan beban Puncak Sistem Kelistrikan Provinsi Papua Barat dipenuhi dengan mengoperasikan pembangkit PLTA, PLTD, dan PLTG BBM. Meskipun ketiga pembangkit ini dioperasikan, permintaan beban

puncak hanya dapat dipenuhi pada awal tahun 2017, kemudian beban puncak tidak terpenuhi hingga tahun 2024.



Gambar 5.26
Permintaan Beban Puncak dan Produksi Pembangkitnya

Hasil pemodelan menunjukkan produksi PLTA adalah yang terendah, baru kemudian di awal tahun 2022 melampaui produksi pembangkit PLTG BBM. Produksi PLTD masih yang tertinggi di sistem kelistrikan Provinsi Papua Barat, dan mengalami penurunan perlahan-lahan dari tahun 2018. Dengan fakta ini, pembangunan pembangkit PLTA harus segera dipercepat untuk bisa mengatasi defisit listrik di provinsi ini. Pembangunan PLTA merupakan solusi yang dapat ditempuh, dan tampaknya *pump storage* jauh lebih baik karena efek buruk konservasi ekosistemnya lebih rendah dibandingkan PLTA bendungan.

BAB VI

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

Dari studi ini dapat diambil beberapa kesimpulan dan rekomendasi sebagai berikut:

6.1 Kesimpulan

1. Skenario optimalisasi EBT, terutama ET (Energi Terbarukan) relatif berjalan dengan baik di sistem kelistrikan Nasional, terutama di Sistem Sumatera dan Sistem Sulbagsel. Ini dapat dilihat dari grafik permintaan beban dasar yang terus terpenuhi di sistem kelistrikan tersebut.
2. Berbeda dengan dua sistem kelistrikan tersebut, permintaan beban dasar di Sistem Maluku dan Sistem Papua Barat semuanya tidak terpenuhi. Masih akan terjadi defisit dalam beberapa tahun ke depan. Energi terbarukan di kedua sistem ini harus dipercepat pembangunannya untuk manfaat jangka panjang.
3. Permintaan beban medium atau menengah di ke-tiga sistem kelistrikan yang dimodelkan (kecuali Sistem Sulbagsel) tidak terpenuhi oleh produksi listrik dari pembangkit yang ada. Sebagai contoh di Sistem Sumatera, dimana diperkirakan pada akhir tahun 2020, permintaan beban menengah tidak dapat dipenuhi oleh produksi pembangkit yang dioperasikan (PLTGU BBM).
4. Banyaknya permintaan beban menengah sistem kelistrikan yang tidak terpenuhi oleh pembangkit yang direncanakan, bermakna kemungkinan RUPTL 2015-2024 yang telah

dikembangkan mengambil asumsi *load factor* yang terlalu tinggi. Sebagai contoh, sistem Sumatera memiliki *load factor* 69 di tahun 2015 dan 77 di tahun 2024. *Load factor* tinggi mencerminkan daerah industri.

5. Permintaan beban menengah di Sistem Sulbagsel terpenuhi dengan perencanaan pengoperasian pembangkit PLTGU Gas dengan kapasitas yang cukup besar, 195 MW. Secara umum, PLTGU Gas dimanfaatkan untuk beban dasar, dan pembangkit fosil yang berbahan bakar minyak digunakan untuk permintaan beban medium.
6. PLN terlalu optimis dalam membuat perencanaan produksi listrik dengan menggunakan asumsi *load factor* yang terlalu tinggi.
7. Evaluasi untuk RUPTL: seharusnya PLN tidak memaksakan menggunakan angka *load factor* dan *capacity factor* yang terlalu tinggi karena berdampak pada tidak terpenuhinya permintaan listrik oleh kapasitas pembangkit PLN.
8. Di sistem kelistrikan nasional, terdapat *behavior* (perilaku) antara permintaan listrik dan sum produksi maximum yang hampir berhimpit di sekitar tahun 2018. Ini berarti, jika ada satu rencana pembangunan pembangkit yang tidak berjalan, maka akan terjadi defisit kapasitas di tahun itu.
9. Untuk sistem Sumatera, PLTU-Batubara terlalu besar kapasitasnya. Terjadi *over supply* PLTU-Batubara, tetapi ada penambahan PLTA sebesar 1 GW di tahun 2021. Pemenuhan beban puncak dari PLTA dan PLTG-BBM. Dimulai dengan masuknya PLTA, kemudian disusul PLTG-BBM.

6.2 Rekomendasi

1. Untuk sistem yang memiliki *behavior* (perilaku) permintaan dan produksi yang tidak pernah berhimpit dalam model (artinya selalu terjadi kekurangan kapasitas), maka harus ada percepatan pembangunan pembangkit yang sudah direncanakan untuk bisa memenuhi kekurangan kapasitas

tersebut, seperti di Sistem Kelistrikan Maluku dan Papua Barat.

2. Dengan kondisi defisit listrik yang hebat melanda Sistem Kelistrikan Maluku dan Papua Barat, harus segera dilakukan percepatan pembangunan pembangkit energi terbarukan seperti air, angin, dan tenaga matahari. Pembangkit listrik tenaga air (PLTA, PLTM, dan PLTMH) harus diprioritaskan karena teknologi yang ada, dan biaya yang relatif murah. Bahkan teknologi turbin untuk PLTA *run off river* sudah mampu dibuat oleh negeri sendiri.
3. Mulai dipikirkan untuk membangun pembangkit tenaga air dengan konsep kolam harian yang beroperasi di malam hari untuk daerah-daerah yang rawan defisit listrik di beban puncak. Di samping itu, pembangkit *pump storage* dijalankan, contoh lokasi: Uluwatu, Morotai.
4. Kelebihan produksi dari PLTU-Batubara dapat digunakan untuk menghasilkan energi bagi pembangkit *pump storage* . Contoh pengembangan *pump storage* yang sudah terkenal, dan berjalan dengan baik adalah di El Hierro , Canary Island, Spanyol.

LAMPIRAN

$KAPASITAS[PLTA_ror](t) = KAPASITAS[PLTA_ror](t - dt) +$
 $(peningkatan[PLTA_ror] - derating[PLTA_ror] - remove[PLTA_ror]) * dt$

INIT KAPASITAS[PLTA_ror] = 182.63e-3

$KAPASITAS[PLTU_Batubara](t) = KAPASITAS[PLTU_Batubara](t - dt) +$
 $(peningkatan[PLTU_Batubara] - derating[PLTU_Batubara] -$
 $remove[PLTU_Batubara]) * dt$

INIT KAPASITAS[PLTU_Batubara] = 27.224

$KAPASITAS[PLTU_Gas](t) = KAPASITAS[PLTU_Gas](t - dt) +$
 $(peningkatan[PLTU_Gas] - derating[PLTU_Gas] -$
 $remove[PLTU_Gas]) * dt$

INIT KAPASITAS[PLTU_Gas] = 0

$KAPASITAS[PLTU_BBM](t) = KAPASITAS[PLTU_BBM](t - dt) +$
 $(peningkatan[PLTU_BBM] - derating[PLTU_BBM] -$
 $remove[PLTU_BBM]) * dt$

INIT KAPASITAS[PLTU_BBM] = 0

$KAPASITAS[PLTGU_Gas](t) = KAPASITAS[PLTGU_Gas](t - dt) +$
 $(peningkatan[PLTGU_Gas] - derating[PLTGU_Gas] -$
 $remove[PLTGU_Gas]) * dt$

INIT KAPASITAS[PLTGU_Gas] = 4.146

$KAPASITAS[PLTGU_BBM](t) = KAPASITAS[PLTGU_BBM](t - dt) +$
 $(peningkatan[PLTGU_BBM] - derating[PLTGU_BBM] -$
 $remove[PLTGU_BBM]) * dt$

INIT KAPASITAS[PLTGU_BBM] = 6

$KAPASITAS[PLTP](t) = KAPASITAS[PLTP](t - dt) +$
 $(peningkatan[PLTP] - derating[PLTP] - remove[PLTP]) * dt$

INIT KAPASITAS[PLTP] = 1.438

KAPASITAS[PLTN](t) = KAPASITAS[PLTN](t - dt) +
(peningkatan[PLTN] - derating[PLTN] - remove[PLTN]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTN] = 0

KAPASITAS[PLTG_Gas](t) = KAPASITAS[PLTG_Gas](t - dt) +
(peningkatan[PLTG_Gas] - derating[PLTG_Gas] -
remove[PLTG_Gas]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTG_Gas] = 0

KAPASITAS[PLTG_BBM](t) = KAPASITAS[PLTG_BBM](t - dt) +
(peningkatan[PLTG_BBM] - derating[PLTG_BBM] -
remove[PLTG_BBM]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTG_BBM] = 4.31

KAPASITAS[PLTD](t) = KAPASITAS[PLTD](t - dt) +
(peningkatan[PLTD] - derating[PLTD] - remove[PLTD]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTD] = 6.274

KAPASITAS[PLTA](t) = KAPASITAS[PLTA](t - dt) +
(peningkatan[PLTA] - derating[PLTA] - remove[PLTA]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTA] = 5.079

KAPASITAS[PLTB](t) = KAPASITAS[PLTB](t - dt) +
(peningkatan[PLTB] - derating[PLTB] - remove[PLTB]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTB] = 0.6e-3

KAPASITAS[PLTS](t) = KAPASITAS[PLTS](t - dt) +
(peningkatan[PLTS] - derating[PLTS] - remove[PLTS]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTS] = 14.02e-3

KAPASITAS[PLTBioenergi](t) = KAPASITAS[PLTBioenergi](t - dt) +
(peningkatan[PLTBioenergi] - derating[PLTBioenergi] -
remove[PLTBioenergi]) * dt
INIT KAPASITAS[PLTBioenergi] = 36.52e-3

INFLOWS:

peningkatan[Jenis_Pembangkit] =
formasi[Jenis_Pembangkit]/kapital_per_kapasitas[Jenis_Pembangkit]
]

OUTFLOWS:

derating[Jenis_Pembangkit] =
KAPASITAS[Jenis_Pembangkit]*derating_constant[Jenis_Pembangkit]
it]

remove[Jenis_Pembangkit] =
DELAY(peningkatan[Jenis_Pembangkit]*(1-
derating_constant[Jenis_Pembangkit]*umur_teknis[Jenis_Pembangkit]),
umur_teknis[Jenis_Pembangkit],0.4*KAPASITAS[Jenis_Pembangkit]/
umur_teknis[Jenis_Pembangkit])

KAPASITAS_2[PLTA_ror](t) = KAPASITAS_2[PLTA_ror](t - dt) +
(peningkatan_2[PLTA_ror] - derating_2[PLTA_ror] -
remove_2[PLTA_ror]) * dt

INIT KAPASITAS_2[PLTA_ror] = 182.63e-3

KAPASITAS_2[PLTU_Batubara](t) =
KAPASITAS_2[PLTU_Batubara](t - dt) +
(peningkatan_2[PLTU_Batubara] - derating_2[PLTU_Batubara] -
remove_2[PLTU_Batubara]) * dt

INIT KAPASITAS_2[PLTU_Batubara] = 27.224

KAPASITAS_2[PLTU_Gas](t) = KAPASITAS_2[PLTU_Gas](t - dt) +
(peningkatan_2[PLTU_Gas] - derating_2[PLTU_Gas] -
remove_2[PLTU_Gas]) * dt

INIT KAPASITAS_2[PLTU_Gas] = 0

KAPASITAS_2[PLTU_BBM](t) = KAPASITAS_2[PLTU_BBM](t - dt)
+ (peningkatan_2[PLTU_BBM] - derating_2[PLTU_BBM] -
remove_2[PLTU_BBM]) * dt

INIT KAPASITAS_2[PLTU_BBM] = 0

KAPASITAS_2[PLTGU_Gas](t) = KAPASITAS_2[PLTGU_Gas](t - dt) +
(peningkatan_2[PLTGU_Gas] - derating_2[PLTGU_Gas] -
remove_2[PLTGU_Gas]) * dt

INIT KAPASITAS_2[PLTGU_Gas] = 4.146

KAPASITAS_2[PLTGU_BBM](t) = KAPASITAS_2[PLTGU_BBM](t - dt) + (peningkatan_2[PLTGU_BBM] - derating_2[PLTGU_BBM] - remove_2[PLTGU_BBM]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTGU_BBM] = 6

KAPASITAS_2[PLTP](t) = KAPASITAS_2[PLTP](t - dt) + (peningkatan_2[PLTP] - derating_2[PLTP] - remove_2[PLTP]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTP] = 1.438

KAPASITAS_2[PLTN](t) = KAPASITAS_2[PLTN](t - dt) + (peningkatan_2[PLTN] - derating_2[PLTN] - remove_2[PLTN]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTN] = 0

KAPASITAS_2[PLTG_Gas](t) = KAPASITAS_2[PLTG_Gas](t - dt) + (peningkatan_2[PLTG_Gas] - derating_2[PLTG_Gas] - remove_2[PLTG_Gas]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTG_Gas] = 0

KAPASITAS_2[PLTG_BBM](t) = KAPASITAS_2[PLTG_BBM](t - dt) + (peningkatan_2[PLTG_BBM] - derating_2[PLTG_BBM] - remove_2[PLTG_BBM]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTG_BBM] = 4.31

KAPASITAS_2[PLTD](t) = KAPASITAS_2[PLTD](t - dt) + (peningkatan_2[PLTD] - derating_2[PLTD] - remove_2[PLTD]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTD] = 6.274

KAPASITAS_2[PLTA](t) = KAPASITAS_2[PLTA](t - dt) + (peningkatan_2[PLTA] - derating_2[PLTA] - remove_2[PLTA]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTA] = 5.079

KAPASITAS_2[PLTB](t) = KAPASITAS_2[PLTB](t - dt) + (peningkatan_2[PLTB] - derating_2[PLTB] - remove_2[PLTB]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTB] = 0.6e-3

KAPASITAS_2[PLTS](t) = KAPASITAS_2[PLTS](t - dt) + (peningkatan_2[PLTS] - derating_2[PLTS] - remove_2[PLTS]) * dt
INIT KAPASITAS_2[PLTS] = 14.02e-3

$KAPASITAS_2[PLTBioenergi](t) = KAPASITAS_2[PLTBioenergi](t - dt) + (\text{peningkatan_2}[PLTBioenergi] - \text{derating_2}[PLTBioenergi] - \text{remove_2}[PLTBioenergi]) * dt$
 INIT KAPASITAS_2[PLTBioenergi] = 36.52e-3

INFLOWS:

peningkatan_2[Jenis_Pembangkit] =
 formasi_2[Jenis_Pembangkit]/kapital_per_kapasitas_2[Jenis_Pembangkit]

OUTFLOWS:

derating_2[Jenis_Pembangkit] =
 KAPASITAS_2[Jenis_Pembangkit]*derating_constant_2[Jenis_Pembangkit]

remove_2[Jenis_Pembangkit] =
 DELAY(peningkatan_2[Jenis_Pembangkit]*(1-derating_constant_2[Jenis_Pembangkit]*umur_teknis_2[Jenis_Pembangkit]), umur_teknis_2[Jenis_Pembangkit], 0.4*KAPASITAS_2[Jenis_Pembangkit]/umur_teknis_2[Jenis_Pembangkit])

$KAPITAL[Jenis_Pembangkit](t) = KAPITAL[Jenis_Pembangkit](t - dt) + (\text{formasi}[Jenis_Pembangkit] - \text{depresiasi}[Jenis_Pembangkit]) * dt$
 INIT KAPITAL[Jenis_Pembangkit] =

0.6*KAPASITAS[Jenis_Pembangkit]*kapital_per_kapasitas[Jenis_Pembangkit]

INFLOWS:

formasi[Jenis_Pembangkit] =
 KAPITAL_dalam_konstruksi[Jenis_Pembangkit]/masa_konstruksi[Jenis_Pembangkit]

OUTFLOWS:

depresiasi[Jenis_Pembangkit] =
 KAPITAL[Jenis_Pembangkit]/umur_teknis[Jenis_Pembangkit]
 $KAPITAL_2[Jenis_Pembangkit](t) = KAPITAL_2[Jenis_Pembangkit](t - dt) + (\text{formasi_2}[Jenis_Pembangkit] - \text{depresiasi_2}[Jenis_Pembangkit]) * dt$

INIT KAPITAL_2[Jenis_Pembangkit] =
 0.6*KAPASITAS_2[Jenis_Pembangkit]*kapital_per_kapasitas_2[Jenis_Pembangkit]

INFLOWS:

formasi_2[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL_dalam_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit]/masa_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit]

OUTFLOWS:

depresiasi_2[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL_2[Jenis_Pembangkit]/umur_teknis_2[Jenis_Pembangkit]

KAPITAL_dalam_konstruksi[Jenis_Pembangkit](t) =

KAPITAL_dalam_konstruksi[Jenis_Pembangkit](t - dt) +

(konstruksi[Jenis_Pembangkit] - formasi[Jenis_Pembangkit]) * dt

INIT KAPITAL_dalam_konstruksi[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL[Jenis_Pembangkit]*masa_konstruksi[Jenis_Pembangkit]/(umur_teknis[Jenis_Pembangkit]*0.7)

INFLOWS:

konstruksi[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL_dipesan[Jenis_Pembangkit]/arrangement_time[Jenis_Pembangkit]

OUTFLOWS:

formasi[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL_dalam_konstruksi[Jenis_Pembangkit]/masa_konstruksi[Jenis_Pembangkit]

KAPITAL_dalam_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit](t) =

KAPITAL_dalam_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit](t - dt) +

(konstruksi_2[Jenis_Pembangkit] - formasi_2[Jenis_Pembangkit]) * dt

INIT KAPITAL_dalam_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL_2[Jenis_Pembangkit]*masa_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit]/(umur_teknis_2[Jenis_Pembangkit]*0.7)

INFLOWS:

konstruksi_2[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL_dipesan_2[Jenis_Pembangkit]/arrangement_time_2[Jenis_Pembangkit]

OUTFLOWS:

formasi_2[Jenis_Pembangkit] =

KAPITAL_dalam_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit]/masa_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit]

$KAPITAL_dipesan[Jenis_Pembangkit](t) =$
 $KAPITAL_dipesan[Jenis_Pembangkit](t - dt) +$
 $(order_kap[Jenis_Pembangkit] - konstruksi[Jenis_Pembangkit]) * dt$
 INIT $KAPITAL_dipesan[Jenis_Pembangkit] =$
 $KAPITAL[Jenis_Pembangkit]*arrangement_time[Jenis_Pembangkit]/$
 $(umur_teknis[Jenis_Pembangkit]*0.8)$

INFLOWS:

$order_kap[Jenis_Pembangkit] =$
 $kebutuhan_investasi[Jenis_Pembangkit]$

OUTFLOWS:

$konstruksi[Jenis_Pembangkit] =$
 $KAPITAL_dipesan[Jenis_Pembangkit]/arrangement_time[Jenis_Pembangkit]$

$KAPITAL_dipesan_2[Jenis_Pembangkit](t) =$
 $KAPITAL_dipesan_2[Jenis_Pembangkit](t - dt) +$
 $(order_kap_2[Jenis_Pembangkit] - konstruksi_2[Jenis_Pembangkit])$
 $* dt$

INIT $KAPITAL_dipesan_2[Jenis_Pembangkit] =$
 $KAPITAL_2[Jenis_Pembangkit]*arrangement_time_2[Jenis_Pembangkit]/(umur_teknis_2[Jenis_Pembangkit]*0.8)$

INFLOWS:

$order_kap_2[Jenis_Pembangkit] =$
 $kebutuhan_investasi_2[Jenis_Pembangkit]$

OUTFLOWS:

$konstruksi_2[Jenis_Pembangkit] =$
 $KAPITAL_dipesan_2[Jenis_Pembangkit]/arrangement_time_2[Jenis_Pembangkit]$

$Potensi_Penetrasi_Tenaga_Surya_Tenaga_Angin(t) =$
 $Potensi_Penetrasi_Tenaga_Surya_Tenaga_Angin(t - dt) +$
 $(Penambahan_potensi_penetrasi - Pemanfaatan_TS -$
 $Pemanfaatan_Tenaga_Angin) * dt$

INIT $Potensi_Penetrasi_Tenaga_Surya_Tenaga_Angin = 100$

INFLOWS:

$Penambahan_potensi_penetrasi =$
 $Total_Penetrasi_yang_diperbolehkan -$
 $Potensi_Penetrasi_Tenaga_Surya_Tenaga_Angin -$
 $Tenaga_Angin_dimanfaatkan - TS_dimanfaatkan$

OUTFLOWS:

Pemanfaatan_TS = 0

Pemanfaatan_Tenaga_Angin = 0

Tenaga_Angin_dimanfaatkan(t) = Tenaga_Angin_dimanfaatkan(t - dt) + (Pemanfaatan_Tenaga_Angin) * dt

INIT Tenaga_Angin_dimanfaatkan = 0

INFLOWS:

Pemanfaatan_Tenaga_Angin = 0

TS_dimanfaatkan(t) = TS_dimanfaatkan(t - dt) + (Pemanfaatan_TS) * dt

INIT TS_dimanfaatkan = 0

INFLOWS:

Pemanfaatan_TS = 0

arrangement_time[Jenis_Pembangkit] = 1

arrangement_time_2[Jenis_Pembangkit] = 3

Beban_puncak = Beban_Ratarata/(Fraksi_Beban_Dasar+0.05)

Beban_Ratarata = produksi_actual/8760

CF_actual_batubara =

produksi[PLTU_Batubara]/(KAPASITAS[PLTU_Batubara]*8760)

CF_actual_batubara_2 =

produksi_2[PLTU_Batubara]/(KAPASITAS_2[PLTU_Batubara]*8760)

CF_Maks[Jenis_Pembangkit] = [

0.75 ,

0.80 ,

0.75 ,

0.75 ,

0.75 ,

0.6 ,

0.95 ,

1,

0.2 ,

0.2 ,

0.15 ,

0.6 ,

0.4 ,

0.17 ,

```

0.7
]
CF_Maks_2[Jenis_Pembangkit] = [
0.75 ,
0.75 ,
0.75 ,
0.75 ,
0.75 ,
0.5 ,
0.95 ,
1,
0.2 ,
0.2 ,
0.15 ,
0.6 ,
0.4 ,
0.17 ,
0.7
]
Conversion_GWh_ke_TJoule = 3.6
Conversion_GWh_ke_TJoule_2 = 3.6
derating_constant[Jenis_Pembangkit] = 0.01
derating_constant_2[Jenis_Pembangkit] = 0.01
Efisiensi[Jenis_Pembangkit] = [
0.85 ,
0.35 ,
0.35 ,
0.35 ,
0.45 ,
0.45 ,
0.9 ,
0.9,
0.3 ,
0.3 ,
0.25 ,
0.8 ,
0.45 ,
0.2 ,

```

0.2

]

Efisiensi_2[Jenis_Pembangkit] = [

0.85 ,

0.35 ,

0.35 ,

0.35 ,

0.45 ,

0.45 ,

0.9 ,

0.9 ,

0.3 ,

0.3 ,

0.25 ,

0.8 ,

0.45 ,

0.2 ,

0.2

]

Emisi_GRK =

(Faktor_Emisi[Batubara]*Konsumsi_Bahan_Bakar[Batubara])+(Faktor_Emisi[Minyak_Bumi]*Konsumsi_Bahan_Bakar[Minyak_Bumi])+(Faktor_Emisi[Gas]*Konsumsi_Bahan_Bakar[Gas])

Emisi_GRK_2 =

(Faktor_Emisi_2[Batubara]*Konsumsi_Bahan_Bakar_2[Batubara])+(Faktor_Emisi_2[Minyak_Bumi]*Konsumsi_Bahan_Bakar_2[Minyak_Bumi])+(Faktor_Emisi_2[Gas]*Konsumsi_Bahan_Bakar_2[Gas])

estimasi_beban[Beban_Dasar] =

0.19*estimasi_permintaan__5_tahun

estimasi_beban[Beban_Medium] =

0.57*estimasi_permintaan__5_tahun

estimasi_beban[Beban_Puncak] =

0.24*estimasi_permintaan__5_tahun

estimasi_permintaan__5_tahun =

permintaan_rata2*(1+5*trend_permintaan)

Faktor_Emisi[Batubara] = 99.72

Faktor_Emisi[Minyak_Bumi] = 73.75

Faktor_Emisi[Gas] = 0.000056

Faktor_Emisi_2[Batubara] = 99.72
Faktor_Emisi_2[Minyak_Bumi] = 73.75
Faktor_Emisi_2[Gas] = 0.000056
jam_per_th = 8760
jam_per_th_2 = 8760
kapital_per_kapasitas[PLTA_ror] = 0.4e3
kapital_per_kapasitas[PLTU_Batubara] = 1.25e3
kapital_per_kapasitas[PLTU_Gas] = 1.1e3
kapital_per_kapasitas[PLTU_BBM] = 1.15e3
kapital_per_kapasitas[PLTGU_Gas] = 0.85e3
kapital_per_kapasitas[PLTGU_BBM] = 0.9e3
kapital_per_kapasitas[PLTP] = 4e3
kapital_per_kapasitas[PLTN] = 3e3
kapital_per_kapasitas[PLTG_Gas] = 0.45e3
kapital_per_kapasitas[PLTG_BBM] = 0.5e3
kapital_per_kapasitas[PLTD] = 0.55e3
kapital_per_kapasitas[PLTA] = 0.5e3
kapital_per_kapasitas[PLTB] = 0.2e3
kapital_per_kapasitas[PLTS] = 0.5e3
kapital_per_kapasitas[PLTBioenergi] = 0.4e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTA_ror] = 0.4e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTU_Batubara] = 1.25e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTU_Gas] = 1.1e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTU_BBM] = 1.15e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTGU_Gas] = 0.85e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTGU_BBM] = 0.9e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTP] = 4e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTN] = 3e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTG_Gas] = 0.45e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTG_BBM] = 0.5e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTD] = 0.55e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTA] = 0.5e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTB] = 0.2e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTS] = 0.5e3
kapital_per_kapasitas_2[PLTBioenergi] = 0.4e3
kebutuhan_investasi[Jenis_Pembangkit] =
Rencana_Pengembangan_Kapasitas[Jenis_Pembangkit]*kapital_per
_kapasitas[Jenis_Pembangkit]

kebutuhan_investasi_2[Jenis_Pembangkit] =
kebutuhan_kapasitas_baru[Jenis_Pembangkit]*kapital_per_kapasitas_2[Jenis_Pembangkit]-
(KAPITAL_dalam_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit]+KAPITAL_dipesan_2[Jenis_Pembangkit])
kebutuhan_kapasitas_baru[Jenis_Pembangkit] =
kebutuhan_tambahan_kapasitas[Jenis_Pembangkit]+derating_2[Jenis_Pembangkit]+remove_2[Jenis_Pembangkit]
kebutuhan_tambahan_kapasitas[Jenis_Pembangkit] =
MAX(0,permintaan_rata2*(1+5*trend_permintaan)-(Sum_Prod_Max_2/15))/8760
Konsumsi_Bahan_Bakar[Batubara] =
(produksi[PLTU_Batubara]/Efisiensi[PLTU_Batubara])*Conversion_GWh_ke_TJoule
Konsumsi_Bahan_Bakar[Minyak_Bumi] =
(produksi[PLTGU_BBM]/Efisiensi[PLTGU_BBM]+produksi[PLTU_BBM]/Efisiensi[PLTU_BBM]+produksi[PLTD]/Efisiensi[PLTD]+produksi[PLTG_BBM]/Efisiensi[PLTG_BBM])*Conversion_GWh_ke_TJoule
Konsumsi_Bahan_Bakar[Gas] =
(produksi[PLTGU_Gas]/Efisiensi[PLTGU_Gas]+produksi[PLTU_Gas]/Efisiensi[PLTU_Gas]+produksi[PLTG_Gas]/Efisiensi[PLTG_Gas])*Conversion_GWh_ke_TJoule
Konsumsi_Bahan_Bakar_2[Batubara] =
(produksi_2[PLTU_Batubara]/Efisiensi_2[PLTU_Batubara])*Conversion_GWh_ke_TJoule_2
Konsumsi_Bahan_Bakar_2[Minyak_Bumi] =
(produksi_2[PLTGU_BBM]/Efisiensi_2[PLTGU_BBM]+produksi_2[PLTU_BBM]/Efisiensi_2[PLTU_BBM]+produksi_2[PLTD]/Efisiensi_2[PLTD]+produksi_2[PLTG_BBM]/Efisiensi_2[PLTG_BBM])*Conversion_GWh_ke_TJoule_2
Konsumsi_Bahan_Bakar_2[Gas] =
(produksi_2[PLTGU_Gas]/Efisiensi_2[PLTGU_Gas]+produksi_2[PLTU_Gas]/Efisiensi_2[PLTU_Gas]+produksi_2[PLTG_Gas]/Efisiensi_2[PLTG_Gas])*Conversion_GWh_ke_TJoule_2
masa_konstruksi[Jenis_Pembangkit] = 1
masa_konstruksi_2[Jenis_Pembangkit] = 2
Permintaan[Beban] =
(Permintaan_Listrik*Share_beban[Beban])/1000

permintaan_rata2 =
 SMTH3(Permintaan_Listrik,2,Permintaan_Listrik)/1000
 produksi[PLTA_ror] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTA_ror],Permintaan[Beban_Dasar])
 produksi[PLTU_Batubara] = MIN(Produksi_Maks[PLTU_Batubara],
 Permintaan[Beban_Dasar]-Produksi_Maks[PLTP]-
 Produksi_Maks[PLTA_ror]-Produksi_Maks[PLTGU_Gas]-
 Produksi_Maks[PLTB]-Produksi_Maks[PLTS]-
 Produksi_Maks[PLTN]-Produksi_Maks[PLTBioenergi])
 produksi[PLTU_Gas] =
 Permintaan[Beban_Medium]*Produksi_Maks[PLTU_Gas]*0
 produksi[PLTU_BBM] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTU_BBM],Permintaan[Beban_Medium]-
 Produksi_Maks[PLTGU_BBM])
 produksi[PLTGU_Gas] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTGU_Gas],Permintaan[Beban_Dasar])
 produksi[PLTGU_BBM] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTGU_BBM],Permintaan[Beban_Medium])
 produksi[PLTP] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTP],Permintaan[Beban_Dasar])
 produksi[PLTN] =
 Produksi_Maks[PLTN]*Permintaan[Beban_Dasar]*0
 produksi[PLTG_Gas] =
 Produksi_Maks[PLTG_Gas]*Permintaan[Beban_Puncak]*0
 produksi[PLTG_BBM] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTG_BBM],Permintaan[Beban_Puncak]-
 Produksi_Maks[PLTA])
 produksi[PLTD] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTD],Permintaan[Beban_Puncak]-
 Produksi_Maks[PLTA]-Produksi_Maks[PLTG_BBM])
 produksi[PLTA] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTA],Permintaan[Beban_Puncak])
 produksi[PLTB] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTB],Permintaan[Beban_Dasar]-
 Produksi_Maks[PLTP]-Produksi_Maks[PLTA_ror]-
 Produksi_Maks[PLTGU_Gas])
 produksi[PLTS] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTS],Permintaan[Beban_Dasar]-

Produksi_Maks[PLTP]-Produksi_Maks[PLTA_ror]-
 Produksi_Maks[PLTGU_Gas]-Produksi_Maks[PLTB])
 produksi[PLTBioenergi] =
 MIN(Produksi_Maks[PLTBioenergi],Permintaan[Beban_Dasar]-
 Produksi_Maks[PLTP]-Produksi_Maks[PLTA_ror]-
 Produksi_Maks[PLTGU_Gas]-Produksi_Maks[PLTB]-
 Produksi_Maks[PLTS]-Produksi_Maks[PLTN])
 produksi_2[PLTA_ror] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTA_ror],Permintaan[Beban_Dasar])
 produksi_2[PLTU_Batubara] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTU_Batubara], Permintaan[Beban_Dasar]-
 Produksi_Maks_2[PLTP]-Produksi_Maks_2[PLTA_ror]-
 Produksi_Maks_2[PLTGU_Gas]-Produksi_Maks_2[PLTB]-
 Produksi_Maks_2[PLTS]-Produksi_Maks_2[PLTN]-
 Produksi_Maks_2[PLTBioenergi])
 produksi_2[PLTU_Gas] =
 Permintaan[Beban_Medium]*Produksi_Maks_2[PLTU_Gas]*0
 produksi_2[PLTU_BBM] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTU_BBM],Permintaan[Beban_Medium]-
 Produksi_Maks_2[PLTGU_BBM])
 produksi_2[PLTGU_Gas] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTGU_Gas],Permintaan[Beban_Dasar])
 produksi_2[PLTGU_BBM] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTGU_BBM],Permintaan[Beban_Medium])
 produksi_2[PLTP] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTP],Permintaan[Beban_Dasar])
 produksi_2[PLTN] =
 Produksi_Maks_2[PLTN]*Permintaan[Beban_Dasar]*0
 produksi_2[PLTG_Gas] =
 Produksi_Maks_2[PLTG_Gas]*Permintaan[Beban_Puncak]*0
 produksi_2[PLTG_BBM] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTG_BBM],Permintaan[Beban_Puncak]-
 Produksi_Maks_2[PLTA])
 produksi_2[PLTD] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTD],Permintaan[Beban_Puncak]-
 Produksi_Maks_2[PLTA]-Produksi_Maks_2[PLTG_BBM])
 produksi_2[PLTA] =
 MIN(Produksi_Maks_2[PLTA],Permintaan[Beban_Puncak])

$\text{produksi_2[PLTB]} = \text{MIN}(\text{Produksi_Maks_2[PLTB]}, \text{Permintaan}[\text{Beban_Dasar}] - \text{Produksi_Maks_2[PLTP]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTA_ror]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTGU_Gas]})$
 $\text{produksi_2[PLTS]} = \text{MIN}(\text{Produksi_Maks_2[PLTS]}, \text{Permintaan}[\text{Beban_Dasar}] - \text{Produksi_Maks_2[PLTP]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTA_ror]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTGU_Gas]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTB]})$
 $\text{produksi_2[PLTBioenergi]} = \text{MIN}(\text{Produksi_Maks_2[PLTBioenergi]}, \text{Permintaan}[\text{Beban_Dasar}] - \text{Produksi_Maks_2[PLTP]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTA_ror]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTGU_Gas]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTB]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTS]} - \text{Produksi_Maks_2[PLTN]})$
 $\text{produksi_actual} = \text{ARRAYSUM}(\text{produksi}[*])$
 $\text{produksi_actual_2} = \text{ARRAYSUM}(\text{produksi_2}[*])$
 $\text{Produksi_Maks}[\text{Jenis_Pembangkit}] = \text{CF_Maks}[\text{Jenis_Pembangkit}] * \text{KAPASITAS}[\text{Jenis_Pembangkit}] * 8760$
 $\text{Produksi_Maks_2}[\text{Jenis_Pembangkit}] = \text{CF_Maks_2}[\text{Jenis_Pembangkit}] * \text{KAPASITAS_2}[\text{Jenis_Pembangkit}] * 8760$
 $\text{Prod_BDas} = \text{produksi}[\text{PLTU_Batubara}] + \text{produksi}[\text{PLTGU_Gas}] + \text{produksi}[\text{PLTP}] + \text{produksi}[\text{PLTA_ror}] + \text{produksi}[\text{PLTBioenergi}] + \text{produksi}[\text{PLTS}] + \text{produksi}[\text{PLTB}] + \text{produksi}[\text{PLTN}]$
 $\text{Prod_BMed} = \text{produksi}[\text{PLTU_BBM}] + \text{produksi}[\text{PLTGU_BBM}]$
 $\text{Prod_BPunc} = \text{produksi}[\text{PLTG_BBM}] + \text{produksi}[\text{PLTD}] + \text{produksi}[\text{PLTA}]$
 $\text{Reserve_Margin} = (\text{Total_Kapasitas} - \text{Beban_puncak}) / \text{Total_Kapasitas}$
 $\text{Share_beban}[\text{Beban_Dasar}] = \text{Fraksi_Beban_Dasar}$
 $\text{Share_beban}[\text{Beban_Medium}] = (1 - \text{Fraksi_Beban_Dasar}) * (1/3)$
 $\text{Share_beban}[\text{Beban_Puncak}] = (1 - \text{Fraksi_Beban_Dasar}) * (2/3)$
 $\text{Sum_Prod_Max} = \text{ARRAYSUM}(\text{Produksi_Maks}[*])$
 $\text{Sum_Prod_Max_2} = \text{ARRAYSUM}(\text{Produksi_Maks_2}[*])$
 $\text{Total_Kapasitas} = \text{ARRAYSUM}(\text{KAPASITAS}[*])$
 $\text{Total_Kapasitas_2} = \text{ARRAYSUM}(\text{KAPASITAS_2}[*])$
 $\text{Total_Penetrasi_yang_diperbolehkan} = \text{Permintaan}[\text{Beban_Dasar}] * 0.15$

```

trend_permintaan = TREND(permintaan_rata2,5,0)
umur_teknis[Jenis_Pembangkit] = [
10,
25,
25,
25,
20,
20,
30,
50,
20,
20,
20,
30,
8,
25,
8 ]
umur_teknis_2[Jenis_Pembangkit] = [
10,
25,
25,
25,
20,
20,
30,
50,
20,
20,
20,
30,
8,
25,
8 ]
Fraksi_Beban_Dasar = GRAPH(TIME)
(2015, 0.75), (2016, 0.758), (2017, 0.765), (2018, 0.765), (2019,
0.77), (2020, 0.788), (2021, 0.792), (2022, 0.813), (2023, 0.813),
(2024, 0.815)
Permintaan_Listrik = GRAPH(TIME)

```

(2015, 2.6e+008), (2016, 2.8e+008), (2017, 3e+008), (2018, 3.2e+008), (2019, 3.5e+008), (2020, 3.8e+008), (2020, 4.1e+008), (2021, 4.5e+008), (2022, 5e+008), (2023, 5.3e+008), (2024, 5.5e+008)

Rencana_Pengembangan_Kapasitas[Jenis_Pembangkit] = TIME



Dalam era energi bersih saat ini, Energi Baru dan Terbarukan (EBT) menjadi pilihan utama untuk pembangunan yang berkelanjutan, dimana Indonesia memiliki visi 23/2025 untuk menggunakan EBT dalam bauran energinya ke depan. EBT, khususnya Energi Terbarukan (ET) di Indonesia memiliki potensi besar untuk dapat dimaksimalkan dalam pemenuhan kebutuhan energi listrik di masa mendatang. Dengan karakteristik pembangkit energi terbarukan yang khas, pemodelan dengan menggunakan Sistem Dinamik dilakukan untuk memahami *behavior* dari 4 sistem ketenagalistrikan yang menggunakan ET hingga tahun 2025, yang hanya mampu digunakan untuk memenuhi permintaan beban dasar dan beban puncak listrik.



www.esdm.go.id
PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI
ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEMENTERIAN ESDM
2016