



TUGAS AKHIR - EE 184801

**STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT SISTEM
KALIMANTAN SELATAN DAN TENGAH UNTUK MASTER
PLAN KALIMANTAN SAMPAI TAHUN 2050**

Farhan Lutfi
NRP 0711144000019

Dosen Pembimbing
Ir. Sjamsjul Anam, MT.
Ir. Sai'in, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



FINAL PROJECT - EE 184801

**STUDY OF POWER GENERATION PLANNING IN SOUTH
AND CENTRAL KALIMANTAN SYSTEM FOR
KALIMANTAN MASTER PLAN UNTIL 2050**

Farhan Lutfi
NRP 0711144000019

Advisor
Ir. Sjamsjul Anam, MT.
Ir. Sai'in, MT.

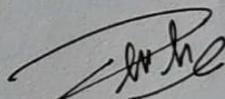
DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Studi Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah untuk Master Plan Kalimantan Sampai Tahun 2050**" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 18 Desember 2018



Farhan Lutfi

NRP 07111440000019

**STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT SISTEM
KALIMANTAN SELATAN DAN TENGAH UNTUK
MASTER PLAN KALIMANTAN SAMPAI TAHUN
2050**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui,

Dosen Pembimbing I



Ir. Sjamsjul Anam, MT.
NIP 196307251990031002

Dosen Pembimbing II



Ir. Sai'in, MT.
NIP



STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT SISTEM KALIMANTAN SELATAN DAN TENGAH UNTUK MASTER PLAN KALIMANTAN SAMPAI TAHUN 2050

Nama : Farhan Lutfi
Pembimbing I : Ir. Sjamsjul Anam, MT.
Pembimbing II : Ir. Sai'in, MT.

ABSTRAK

Berdasarkan data statistik ketenagalistrikan Indonesia tahun 2016 rasio elektrifikasi Kalimantan Selatan sebesar 86,77% sedangkan Kalimantan Tengah baru mencapai 69,54%. Penjualan energi listrik periode 2001-2017 di Kalimantan Selatan dan Tengah tumbuh rata-rata 7,6% per tahun. Kebutuhan energi listrik di Kalimantan Selatan dan Tengah diproyeksikan akan tumbuh rata-rata 6,2% per tahun selama periode 2018-2050. PT. PLN (Persero) secara berkala membuat rencana 10 tahunan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik di Kalimantan Selatan dan Tengah. Untuk mendapatkan rencana pengembangan yang lebih optimal, PLN berencana membuat Master Plan sistem kelistrikan se Kalimantan sampai dengan tahun 2050. Salah satu tahapan untuk membuat Master Plan tersebut adalah membuat rencana pengembangan pembangkit regional Kalimantan Selatan dan Tengah, yang selanjutnya akan digunakan sebagai rujukan untuk menilai tingkat keekonomiannya. Provinsi Kalimantan Selatan dan Tengah memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari potensi batubara sekitar 1.916 juta ton, potensi gas bumi sekitar 20 mmscfd dan potensi tenaga air sekitar 700 MW. Pada tugas akhir ini dalam membuat rencana pengembangan pembangkit regional Kalimantan Selatan dan Tengah untuk memenuhi kebutuhan energi listrik setiap tahunnya selama periode waktu perencanaan, akan merujuk pada prinsip total biaya penyediaan listrik terendah (*least-cost*) serta memenuhi tingkat keandalan tertentu yaitu LOLP <0,274%. Dari hasil simulasi perhitungan dan analisa dengan menggunakan *software* WASP, diperoleh konfigurasi kebutuhan pembangkit regional Kalimantan Selatan dan Tengah dengan total biaya penyediaan listrik (NPV) sebesar USD 16,4 miliar dan nilai keandalan antara 0,056% sampai 0,271%.

Kata kunci : perencanaan pembangkit, biaya terendah, keandalan.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

STUDY OF POWER GENERATION PLANNING IN SOUTH AND CENTRAL KALIMANTAN SYSTEM FOR KALIMANTAN MASTER PLAN UNTIL 2050

Name : Farhan lutfi
1st Advisor : Ir. Sjamsjul Anam, MT.
2nd Advisor : Ir. Sai'in, MT.

ABSTRACT

Based on Indonesia's electricity statistics in 2016 the electrification ratio in South Kalimantan was 86,77% while in Central Kalimantan it only reached 69,54%. Electricity sales during the period 2001-2017 in South and Central Kalimantan grew an average of 7.6% per year. Electricity demand in the South and Central Kalimantan region is projected to grow by an average of 6.2% per year for the 2018-2050 period. PT. PLN (Persero) periodically makes a 10-year plan to meet the needs of electric loads in South and Central Kalimantan. To get a more optimal development plan, PLN plans to make an Electricity Master Plan for Kalimantan until 2050. One of the stages to make the Master Plan is to develop a plan for developing the South and Central Kalimantan regional plants, which will then be used as a reference to assess the economic level. in the provinces of South and Central Kalimantan has the potential of primary energy sources consisting of coal potential of around 1,916 million tons, natural gas potential of around 20 mmscfd and potential of hydropower around 700 MW. In this final project, the plan to develop the South and Central Kalimantan regional power plant to meet the electricity needs of each year during the planning period, will refer to the principle of the least-cost electricity supply and meet certain reliability levels, namely LOLP <0.274% . From the simulation results of calculations and analysis using the WASP software, the configuration of the South and Central Kalimantan regional power plant requirements with a total cost of electricity (NPV) of USD 16.4 million and reliability values between 0.056% to 0.271%.

Keywords : generator planning, least costs, reliability

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT karena dengan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “*Studi Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah untuk Master Plan Kalimantan Sampai Tahun 2050*”.

Tugas akhir ini merupakan salah satu mata kuliah yang wajib ditempuh dalam persyaratan akademik program studi S1 di Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknologi Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam proses penyusunan buku ini terdapat pihak-pihak yang sangat berjasa dalam membantu terwujudnya buku ini. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan nikmat iman dan kesehatan serta rahmatnya hingga penyusunan buku Tugas Akhir ini selesai.
2. Ibu tersayang dan tercinta, ibu Suryati, S.Pd. yang selalu memberi semangat mulai dari awal hingga akhir pembuatan Tugas Akhir ini.
3. Bapak tersayang dan tercinta, bapak Warodi, S.Pd. yang selalu memberi semangat serta nasihat-nasihat setiap saat.
4. Kakak perempuan Maghfirotn Fariyah, S.Pd. dan adik laki-laki Filo Sofian Toro yang juga memberikan semangat untuk cepat menyelesaikan Tugas Akhir.
5. Bapak Ir. Sjamsjul Anam, MT. dan Bapak Ir. Sai'in, MT. selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan saran dan bimbingan dalam penyusunan tugas akhir ini.
6. Teman-teman yang telah membantu secara langsung pelaksanaan Tugas Akhir, yaitu : Imam, Banu, Zainal, dan Bories.
7. Teman-teman Pondok Pesantren Darrusalam Keputih Sukolilo yang telah memberi motivasi serta semangat, khususnya teman kamar Nur Fadhil 6 yaitu : Mas Fawaid, Mas Ma'sum, Mas Asmi, Mas Zaim, Mas Yakin, Gufron, dan Toni.
8. Seluruh keluarga besar Teknik Elektro ITS, teman-teman angkatan e54, para dosen dan karyawan atas dukungan, masukan serta kerjasamanya sepanjang masa perkuliahan dan pengerjaan tugas akhir ini.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat bermanfaat untuk banyak pihak. Oleh sebab itu, penulis mengharapkan kritik, saran serta koreksi yang membangun dari pembaca untuk perbaikan di masa mendatang.

Surabaya, 18 Desember 2018

Penulis

DAFTAR ISI

ABSTRAK.....	i
<i>ABSTRACT</i>	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan	3
1.4 Metodologi.....	3
1.5 Sitematika Pembahasan.....	4
1.6 Relevansi dan Manfaat.....	5
BAB 2 DASAR TEORI	7
2.1 Sistem Tenaga Listrik	7
2.2 Pembangkit Tenaga Listrik	7
2.2.1 Jenis-Jenis Pembangkit Listrik	8
2.2.2 Jenis Pembangkit Listrik Berdasarkan Karakteristik Beban	13
2.3 Faktor-Faktor Pembangkitan Tenaga Listrik	14
2.3.1 Faktor Beban	14
2.3.2 Faktor Kapasitas	15
2.3.3 <i>Forced Outage Range</i> (FOR)	15
2.4 Pengembangan Pembangkit Listrik.....	15
2.5 Kriteria Pengembangan Pembangkit Listrik	17
2.5.1 <i>Loss Of Load Probability</i> (LOLP).....	17

2.5.2 <i>Reserve Margin (RM)</i>	17
2.5.3 <i>Energy Not Serve (ENS)</i>	18
2.5.4 <i>Salvage Value</i>	19
2.5.5 <i>Biaya Operasional Pembangkit</i>	19
2.6 <i>Parameter Teknis Pada Pembangkit Listrik</i>	20
2.6.1 <i>Heat Rate</i>	20
2.6.2 <i>Spinning Reserve</i>	21
2.6.3 <i>Lifetime Pembangkit</i>	21
2.6.4 <i>Minimum Load</i>	21
2.7 <i>Perhitungan Biaya Pokok Pembangkitan</i>	22
2.8 <i>Wien Automatic System Planning IV (WASP-IV)</i>	23
2.8.1 <i>Alur Kerja WASP IV</i>	26
2.8.2 <i>Common Case Data</i>	27
2.8.3 <i>Load System (LOADSY)</i>	28
2.8.4 <i>Fixed System (FIXSYS)</i>	29
2.8.5 <i>Variable System (VARSYS)</i>	31
2.8.6 <i>Configuration Generator (CONGEN)</i>	32
2.8.7 <i>Merge and Simulate (MERSIM)</i>	33
2.8.8 <i>Dynamic Programming Optimization (DYNPRO)</i>	34
2.8.9 <i>Report Writer of WASP in a Batched Environment</i> <i>(REPROBAT)</i>	35
BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN SELATAN DAN TENGAH	37
3.1 <i>Kondisi Sistem Tenaga Listrik Kalimantan Selatan dan Tengah</i>	37
3.1.1 <i>Kalimantan Selatan</i>	37
3.1.2 <i>Kalimantan Tengah</i>	39

3.2 Karakteristik Beban.....	41
3.2.1 Kurva Beban Harian	41
3.2.2 Kurva Beban Mingguan.....	42
3.2.3 Kurva Lama Beban	43
3.3 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik	44
3.4 Potensi Sumber Energi Primer	45
3.5 Penambahan Pembangkit Periode Tahun 2018-2020.....	47
BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN TAHUN 2021-2050	49
4.1 Asumsi Perencanaan	49
4.2 Input Data Kebutuhan Beban Tahun 2021-2050 dan Pembangkit Eksisting Kalimantan	50
4.2.1 Data Kebutuhan Beban	50
4.2.2 Data Pembangkit Eksisting	52
4.3 Input Jenis Kandidat Pembangkit.....	53
4.4 Simulasi Konfigurasi Pembangkit.....	56
4.5 Hasil Optimasi Pengembangan Pembangkit	56
4.6 Biaya Pengembangan Pembangkit Dan Indeks Keandalan	61
4.7 Analisis Jaminan Ketersediaan Energi	64
4.8 Pembangkit Listrik Tenaga Air	67
4.8.1 Pemilihan Tegangan Transmisi PLTA	67
BAB 5 PENUTUP	69
5.1 Kesimpulan	69
5.2 Saran	70
DAFTAR PUSTAKA	71
LAMPIRAN.....	73

BIOGRAFI PENULIS91

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Proses konversi energi primer dalam pembangkit listrik tenaga air	9
Gambar 2. 2 Flowchart Alur Kerja WASP	26
Gambar 2. 3 Tampilan dari <i>Common Case Data</i>	28
Gambar 2. 4 Tampilan dari Modul <i>Loadsy</i>	29
Gambar 2. 5 Tampilan dari Modul <i>Fixsys</i>	30
Gambar 2. 6 Tampilan dari Modul <i>Varsys</i>	31
Gambar 2. 7 Tampilan dari Modul Cogen.....	32
Gambar 2. 8 Tampilan dari Modul <i>Mersism</i>	33
Gambar 2. 9 Tampilan dari Modul <i>Dynpro</i>	34
Gambar 3. 1 Peta Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan.....	38
Gambar 3. 2 Peta Sistem Kelistrikan Kalimantan Tengah	40
Gambar 3. 3 Kurva Beban Harian Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2014.....	42
Gambar 3. 4 Kurva Beban Mingguan Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2014.....	43
Gambar 3. 5 Kurva Lama Beban	44
Gambar 3. 6 Proyeksi Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050.....	45
Gambar 4. 1. <i>Load Duration Curve</i> Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2014.....	51
Gambar 4. 2 Proyeksi Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050.....	52
Gambar 4. 3 Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050.....	53
Gambar 4. 4 <i>Screening Curve</i> Kandidat Pembangkit <i>Thermal</i> Yang Di rencanakan	55
Gambar 4. 5 Konfigurasi Penambahan Pembangkit Menurut Jenisnya Setiap Tahunnya di Kalimantan Selatan dan Tengah Selama Periode Tahun 2021-2050.....	57
Gambar 4. 6 Grafik Kapasitas Pembangkit Eksiting ditambah dengan Konfigurasi Penambahan Pembangkit dan Proyeksi	

	Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050.....	58
Gambar 4. 7	Grafik Kapasitas Pembangkit Eksisting ditambah Dengan Konfigurasi Penambahan Pembangkit Menurut Jenisnya dan Proyeksi Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050.....	60
Gambar 4. 8	Grafik <i>Loss Of Load Probability</i>	63
Gambar 4. 9	Grafik <i>Reserve Margin</i>	64

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1. Jenis Pembangkit Beserta Biaya Investasi, O&M Fix, dan O&M Variabel.....	20
Tabel 2. 2 Nilai <i>Heat Rate</i> Pembangkit <i>Thermal</i>	20
Tabel 2. 3 Nilai <i>Heat Rate</i> PLTD.....	21
Tabel 3. 1 Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan	39
Tabel 3. 2 Pembangkit Eksisting Kalimantan Tengah.....	41
Tabel 3. 3 Potensi Babubara Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah.....	46
Tabel 3. 4 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Selatan	46
Tabel 3. 5 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Tengah.....	47
Tabel 3. 6 Rencana Penambahan Pembangkit Periode Tahun 2018-2020	47
Tabel 4. 1. <i>Data Lifetime, Capital Cost, Constuction time</i> , dan IDC Setiap Kandidat Pembangkit	50
Tabel 4. 2 Data Kandidat Pembangkit <i>Thermal</i> Yang Direncanakan....	54
Tabel 4. 3 Daftar Kandidat Pembangkit <i>Hydro</i> Yang Akan Direncanakan	54
Tabel 4. 5 Biaya Pengembangan Pembangkit Tahun 2021-2050	61
Tabel 4. 6 Kebutuhan Bahan Bakar Per Jenis Pembangkit di Kalimantan Selatan dan Tengah	65
Tabel 4. 7 Perhitungan Pemilihan Tegangan Transmisi PLTA	68

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Berdasarkan data statistik ketenagalistrikan Indonesia tahun 2016, rasio elektrifikasi provinsi Kalimantan Selatan mencapai 86,77%, sedangkan provinsi Kalimantan Tengah baru mencapai 69,54% [1]. Hal ini menunjukkan bahwa masih banyak jumlah rumah tangga yang belum teraliri listrik di kedua provinsi tersebut. Merujuk data dari RUPTL PLN 2018-2027, pada tahun 2017 di provinsi Kalimantan Selatan dan Tengah kapasitas terpasang baru mencapai 890,67 MW dengan penjualan energi listrik sebesar 3.620,8 GWh [2].

Sistem tenaga listrik di provinsi Kalimantan Selatan dan Tengah sebagian besar dipasok dari sistem interkoneksi Barito dengan jaringan transmisi 150 kV dan selebihnya merupakan sistem *isolated* dengan daya mampu rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadai. Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi sistem tenaga listrik terbesar yang membentang dari Batu Licin Kalimantan Selatan hingga ke Sampit Kalimantan Tengah. Sistem Barito dipasok dari beberapa jenis pembangkit meliputi PLTA, PLTU, PLTG, dan PLTD minyak. Sedangkan untuk sistem *isolated* hampir seluruhnya dipasok dari pembangkit jenis PLTD, kecuali sistem Pangkalan Bun yang dipasok dari pembangkit jenis PLTU dan PLTD.

Menurut data PLN penjualan energi listrik periode 2000-2017 di provinsi Kalimantan Selatan dan Tengah tumbuh rata-rata 7,6% tiap tahunnya. Sedangkan untuk kebutuhan energi listrik di Kalimantan Selatan dan Tengah diproyeksikan akan tumbuh rata-rata 6,71% per tahun selama periode 2018-2050. Pertumbuhan kebutuhan energi listrik tersebut harus dapat dipenuhi oleh PLN.

PT. PLN (Persero) secara berkala membuat rencana 10 tahunan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik di Kalimantan Selatan dan Tengah. Untuk mendapatkan rencana pengembangan yang lebih optimal, PLN berencana membuat *master plan* sistem kelistrikan se Kalimantan sampai dengan tahun 2050. Salah satu tahapan untuk membuat *master plan* tersebut adalah membuat rencana pengembangan pembangkit regional Kalimantan Selatan dan Tengah, yang selanjutnya akan digunakan sebagai rujukan untuk menilai tingkat keekonomiannya.

Rencana pengembangan pembangkit tenaga listrik dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan sesuai kebijakan pemerintah. Pengembangan pembangkit diupayakan secara optimal dengan prinsip biaya penyediaan listrik terendah (*least cost*) dengan tingkat keandalan tertentu. Biaya penyediaan terendah dicapai dengan meminimalkan *net present value* semua biaya penyediaan tenaga listrik yang terdiri dari biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, dan biaya *energi not served*. Tingkat keandalan sistem pembangkit diukur dengan kriteria *Loss Of Load Probability* (LOLP) dan cadangan daya (*reserve margin*)[2].

Kalimantan Selatan dan Tengah memiliki potensi sumber energi primer yang melimpah dengan tersedianya potensi batubara sekitar 1.916 juta ton, potensi gas bumi sekitar 20 MMSCFD, dan potensi tenaga air sekitar 700 MW[2].

Pada tugas akhir ini dalam membuat rencana pengembangan pembangkit regional Kalimantan Selatan dan Tengah untuk memenuhi kebutuhan energi listrik setiap tahunnya selama periode waktu perencanaan, akan merujuk pada prinsip total biaya penyediaan listrik terendah (*least-cost*) serta memenuhi tingkat keandalan tertentu yaitu LOLP <0,274%. Dari hasil simulasi perhitungan dan analisa dengan menggunakan *software* aplikasi WASP, akan didapatkan konfigurasi kebutuhan pembangkit regional Kalimantan Selatan dan Tengah selama periode waktu perencanaan.

1.2 Permasalahan

Perumusan masalah yang dibahas dalam tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana mempelajari kondisi pembangkit *existing*, kebutuhan energi listrik, serta potensi energi primer di Kalimantan Selatan dan Tengah selama periode waktu perencanaan.
2. Simulasi dan indentifikasi perencanaan pembangkit yang optimal.
3. Bagaimana mendapatkan konfigurasi kebutuhan pembangkit sistem Kalimantan Selatan dan Tengah dengan biaya penyediaan listrik terendah (*least-cost*) serta memenuhi tingkat keandalan tertentu yaitu LOLP <0,274% sampai tahun 2050.

1.3 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah :

1. Mengidentifikasi kondisi sistem kelistrikan dan potensi energi primer untuk dijadikan kandidat pembangkit yang akan dibangun dimasa mendatang di provinsi Kalimantan Selatan dan Tengah.
2. Menyimulasikan dan mengidentifikasi perencanaan pengembangan pembangkit yang optimal untuk sistem Kalimantan Selatan dan Tengah.
3. Mendapatkan konfigurasi kebutuhan pembangkit sistem Kalimantan Selatan dan Tengah dengan biaya penyediaan listrik terendah (*least-cost*) serta memenuhi tingkat keandalan tertentu yaitu LOLP <0,274% sampai tahun 2050.

1.4 Metodologi

Metode yang digunakan pada tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Studi literatur

Studi literatur dilakukan untuk menyelesaikan masalah yang berhubungan dengan judul tugas akhir agar penguasaan materi menjadi lebih baik. Studi literatur yang akan dilakukan mengenai pembangkit *existing*, potensi energi primer, jenis-jenis pembangkit tenaga listrik, biaya pembangkitan di provinsi Kalimantan Selatan dan Tengah.

2. Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan agar dapat menyelesaikan masalah tentang perencanaan pembangkit sistem Kalimantan Selatan dan Tengah untuk *master plan* sampai tahun 2050. Data yang diperlukan antara lain data parameter teknis pembangkit, biaya pembangkitan, proyeksi kebutuhan energi listrik (*demand forecasting*) sampai tahun 2050, kapasitas pembangkit *existing*, dan potensi energi primer Kalimantan Selatan dan Tengah.

3. Simulasi

Setelah mendapatkan data yang dibutuhkan selanjutnya mengolah data tersebut dengan melakukan simulasi menggunakan *software* WASP IV sehingga mendapatkan

konfigurasi kebutuhan pembangkit sistem Kalimantan Selatan dan Tengah dengan biaya penyediaan listrik terendah (least-cost) serta memenuhi tingkat keandalan tertentu yaitu LOLP <0,274% selama periode waktu perencanaan.

4. Analisis Data

Dari hasil pengolahan data dan simulasi menggunakan *software* WASP akan dianalisa untuk menyusun perencanaan pembangkit sistem Kalimantan Selatan dan Tengah untuk *master plan* Kalimantan sampai tahun 2050.

5. Penulisan Buku Tugas Akhir.

Setelah melakukan semua proses yang dimulai dari studi literatur hingga analisa data, kemudian penulis akan menyusun laporan Tugas Akhir dimulai dari bab pendahuluan sampai bab kesimpulan.

1.5 Sitematika Pembahasan

Sistematika pembahasan dalam Tugas Akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut:

1. BAB 1 Pendahuluan
Bab ini berisi pembahasan mengenai latar belakang, perumusan masalah, tujuan, metodologi, sistematika pembahasan, relevansi dan manfaat tugas akhir.
2. BAB 2 Dasar Teori
Bab ini membahas penjelasan berupa teori penunjang yang digunakan dalam pembahasan tugas akhir ini, yang meliputi : pengertian sistem tenaga listrik, pembangkit tenaga listrik, faktor-faktor pembangkitan tenaga listrik, pengembangan pembangkit, kriteria pengembangan pembangkit, parameter teknis pembangkit, biaya pokok pembangkitan dan *software* WASP IV.
3. BAB 3 Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah
Bab ini membahas mengenai kondisi sistem tenaga listrik di provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, proyeksi kebutuhan tenaga listrik, potensi sumber energi primer, dan penambahan pembangkit periode tahun 2018-2020.

4. BAB 4 Simulasi dan Analisis Rencana Pengembangan Pembangkit Sampai Dengan Tahun 2050
Bab ini membahas mengenai konfigurasi-konfigurasi pembangkit *existing* dan kandidat untuk dapat memenuhi kebutuhan energi listrik dengan biaya penyediaan listrik terendah (*least-cost*) dan memenuhi tingkat keandalan PLN menggunakan *software* WASP IV. Selanjutnya, dibahas mengenai perencanaan pembangkit sistem Kalimantan Selatan dan Tengah untuk master plan sampai tahun 2050.
5. BAB 5 Penutup
Bab ini berisi kesimpulan serta saran dari hasil analisa penyelesaian kasus optimasi pembangkitan Kalimantan Selatan dan Tengah yang telah diperoleh melalui simulasi.

1.6 Relevansi dan Manfaat

Tugas akhir ini memiliki relevansi dengan studi teknik sistem tenaga listrik dikarenakan permasalahan perencanaan pembangkit menjadi kebutuhan seiring terus bertambahnya kebutuhan tenaga listrik.. Hasil yang diperoleh dari Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Menberi masukan kepada PT. PLN (Persero) dalam menyusun perencanaan pembangkit untuk master plan Kalimantan Selatan dan Tengah sampai tahun 2050.
2. Memberi masukan kepada PT. PLN (Persero) maupun konsultan mengenai perencanaan pembangunan pembangkit listrik di Kalimantan Selatan dan Tengah berdasarkan kebutuhan energi listrik dan potensi energi primer yang tersedia.
3. Sebagai media pembelajaran mahasiswa atau umum dalam mempelajari potensi-potensi sumber daya energi dan perancangan pembangkitan atau sebagai referensi bagi mahasiswa lain yang hendak mengambil permasalahan yang serupa untuk Tugas Akhirnya.

--Halaman ini sengaja dikosongkan--

BAB 2

DASAR TEORI

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Dalam proses penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain mempunyai inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Dengan demikian sistem tenaga listrik dapat didefinisikan sebagai sekumpulan pusat listrik dan gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi sehingga membentuk sebuah kesatuan interkoneksi[3]. Jadi secara umum sistem tenaga listrik dapat dikategorikan menjadi tiga bagian utama, yaitu :

1. Pusat Listrik atau Pembangkit Tenaga Listrik
2. Gardu Induk atau Pusat Beban
3. Jaringan Transmisi

2.2 Pembangkit Tenaga Listrik

Pembangkit tenaga listrik adalah tempat proses pembangkitan tenaga listrik dilakukan. Proses pembangkitan tenaga listrik merupakan proses konversi energi primer menjadi energi mekanik penggerak generator, selanjutnya energi mekanik ini diubah menjadi energi listrik oleh generator. Sebagian besar pembangkitan tenaga listrik menggunakan generator sinkron sehingga didapat tenaga listrik dengan tegangan bolak-balik tiga fasa. Cara kerja generator ini berdasarkan prinsip medan magnet yang diputar dan memotong konduktor/kumparan jangkar. Untuk memutar generator dibutuhkan energi mekanik yang didapat dari mesin penggerak generator atau biasa disebut penggerak mula (*prime mover*). Mesin penggerak generator ini mendapatkan energi dengan memanfaatkan energi primer, seperti minyak bumi, batubara, gas bumi, air, dan lainnya[4].

Sumber energi pembangkit tenaga listrik dapat dikategorikan menjadi tiga, yaitu :

1. Pembangkit tenaga listrik tak terbarukan :
Merupakan pembangkit yang menggunakan bahan bakar seperti minyak bumi, batubara, gas, sebagai sumber energinya.
2. Pembangkit tenaga listrik terbarukan :
Merupakan pembangkit yang menggunakan sumber energi yang dapat diperbaharui, misalnya angin, air, panas bumi, matahari, dan sebagainya.
3. Pembangkit tenaga listrik baru :
Pembangkit dengan sumber energi baru, yaitu menggunakan bahan bakar nuklir

Untuk saat ini, pembangkit tenaga listrik konvensional, seperti PLTU, PLTG, PLTD, PLTGU masih menjadi pilihan utama dalam pengembangan pembangkit. Hal ini dikarenakan kontinuitas sumber energinya yang selalu ada secara terus menerus. Berbeda dengan pembangkit listrik jenis energi terbarukan tipe *intermitten* (angin dan matahari), yang sumber energinya bergantung pada kondisi alam dan tidak kontinu, sementara energi listrik harus selalu siap disalurkan ke konsumen. Dengan demikian pembangkit jenis energi terbarukan tipe *intermitten* biasanya digunakan dalam rangka substitusi energi.

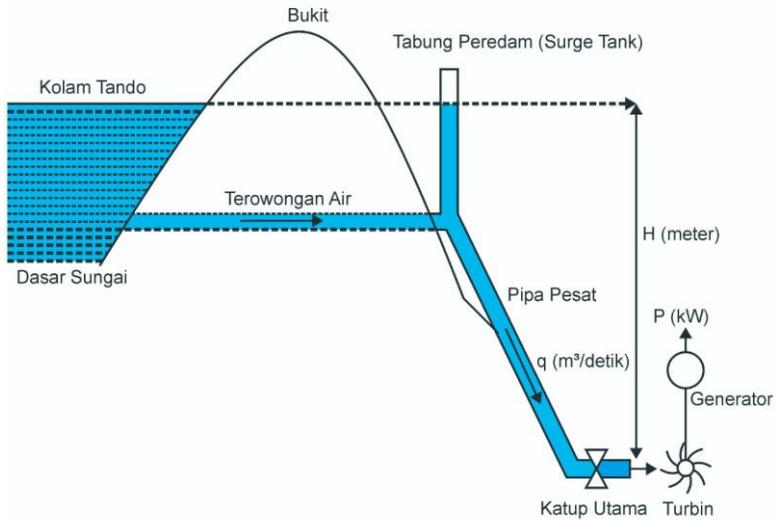
2.2.1 Jenis-Jenis Pembangkit Listrik

Jenis-jenis pembangkit tenaga listrik yang ada di Indonesia cukup bervariasi, mulai dari pembangkit konvensional sampai pembangkit terbarukan yang ramah lingkungan. Berikut merupakan jenis-jenis pembangkit listrik yang dibahas dalam tugas akhir ini.

2.2.1.1 Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pembangkit Listrik Tenaga Air adalah suatu pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan aliran air untuk memutar turbin dan generator yang kemudian akan menghasilkan energi listrik. Pembangkit ini termasuk kategori jenis pembangkit energi terbarukan karena sumber energi primer yang digunakan berupa air yang dapat diperbaharui.

Prinsip kerja PLTA adalah dengan cara memanfaatkan potensi tenaga air yang dikonversikan menjadi tenaga mekanik dalam turbin air. Kemudian turbin air memutar generator yang akan menghasilkan energi listrik.



Gambar 2. 1 Proses konversi energi primer dalam pembangkit listrik tenaga air

Daya yang dapat dibangkitkan generator yang diputar oleh turbin air dapat dihitung berdasarkan Persamaan (2-1) [4]:

$$P = k \cdot \eta \cdot H \cdot q \cdot [kW] \quad (2-1)$$

Keterangan :

P = daya [kW]

H = tinggi terjun air [meter]

q = debit air [m³/detik]

η = efisiensi turbin bersama generator

k = konstanta

Ditinjau dari caranya membendung air, PLTA dapat dibagi menjadi dua kategori, yaitu :

1. PLTA *run-off river*
2. PLTA dengan kolam tando (*reservoir*)

Pada PLTA *run-off river*, air sungai dialirkan dengan menggunakan dam yang dibangun memotong aliran sungai. Air sungai ini kemudian disalurkan ke bangunan air PLTA. Pada PLTA *run-off river*, daya yang dapat dibangkitkan tergantung pada debit air sungai, tetapi biaya pembangunan PLTA *run-off river* lebih murah.

Sedangkan pada PLTA dengan kolam tandon, aliran sungai dibendung dengan bendungan besar sehingga terjadi penimbunan air pada kolam tandon. Daya yang dibangkitkan oleh PLTA kolam tandon tidak tergantung pada debit air sungai karena pada saat musim kemarau debit air sungai lebih kecil daripada kapasitas penyaluran air ke bangunan PLTA, maka selisih kekurangan air ini dapat diatasi dengan mengambil air dari dalam kolam tandon. Inilah keuntungan penggunaan kolam tandon pada PLTA. Namun biaya pembangunan PLTA kolam tandon lebih mahal karena kolam tandon memerlukan bendungan yang besar dan juga memerlukan daerah genangan yang luas.

Dibandingkan dengan dengan pembangkit lainnya dengan daya yang sama, PLTA memiliki keuntungan antara lain, mudah/cepat saat *start-stop*, dapat dengan mudah mengikuti perubahan beban, angka gangguannya rendah, pemeliharaannya mudah, dan biaya operasinya paling rendah. Tetapi biaya pembangunan dari PLTA sendiri paling mahal karena umumnya terletak di daerah pegunungan dan jauh dari pusat beban, sehingga memerlukan saluran transmisi yang panjang serta daerah genangan air yang luas.

2.2.1.2 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah pembangkit yang mengandalkan energi kinetik dari uap untuk menghasilkan energi listrik. PLTU merupakan jenis pembangkit tenaga listrik yang menggunakan uap sebagai media untuk memutar sudu-sudu turbin, uap yang digunakan adalah uap kering .

Prinsip kerja dari PLTU adalah melalui konversi energi tingkat pertama yang berlangsung dalam PLTU. Konversi energi primer menjadi energi panas (kalor) ini dilakukan dalam ruang bakar dari ketel uap PLTU. Energi panas ini kemudian dipindahkan ke dalam air yang ada dalam pipa ketel untuk menghasilkan uap yang dikumpulkan dalam drum

dari ketel. Uap ini berasal dari hasil pembakaran batu bara, minyak bumi (*Marine Fuel oil*, solar). Uap dari drum ketel dialirkan ke turbin uap. Dalam turbin uap, energi uap dikonversikan menjadi energi mekanis penggerak generator, dan akhirnya energi mekanis dari turbin uap ini dikonversikan menjadi energi listrik oleh generator.

PLTU adalah jenis pembangkit listrik tenaga termal yang banyak digunakan, karena efisiensinya baik dan bahan bakarnya murah sehingga menghasilkan energi listrik yang ekonomis. Dibanding jenis pembangkit lainnya PLTU memiliki beberapa keunggulan. Keunggulan tersebut antara lain :

1. Biaya bahan bakarnya (batubara) murah.
2. Kontinyuitas operasinya tinggi.
3. Usia pakai (*life time*) relatif lama.

PLTU memiliki beberapa kelemahan yang harus dipertimbangkan, yaitu :

1. Membutuhkan waktu yang cukup lama untuk *starting* pembangkit hingga dapat menghasilkan energi listrik.
2. Memerlukan tersedianya air pendingin yang sangat banyak dan kontinyu.
3. Investasi awalnya mahal.

Saat ini PLTU kebanyakan menggunakan bahan bakar batubara karena memiliki nilai harga jual yang rendah jika dibandingkan dengan bahan bakar cair dan gas. Penggunaan bahan bakar batubara juga dapat mengatasi masalah Biaya Pokok Produksi (BPP). Harga batubara di Indonesia telah diatur dalam Keputusan Menteri ESDM nomor 1395 tahun 2018 tentang harga jual batubara untuk penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum.

2.2.1.3 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

Pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) adalah pembangkit listrik yang menggunakan *prime-mover* berupa turbin gas dan *fluida* kerjanya menggunakan bahan bakar berupa gas atau minyak bumi yang diubah ke dalam bentuk gas. PLTG merupakan pembangkit yang memiliki 4 komponen utama, yaitu kompresor, ruang bakar, turbin gas, dan generator.

Prinsip kerja dari PLTG adalah udara dari luar dihisap dan dibawa ke dalam ruang bakar menggunakan kompresor. Kemudian bahan bakar berupa gas atau minyak bumi yang telah diubah wujudnya menjadi gas di semprotkan ke dalam ruang bakar untuk dikabutkan bersama udara tersebut. Kemudian terjadi pembakaran di dalam ruang bakar (*combustor*) untuk menghasilkan gas bersuhu tinggi (sekitar 900-1300 °C) dengan tekanan 13 kg/cm². Kemudian gas panas tersebut dialirkan ke turbin gas untuk memutar roda turbin yang telah dikopel dengan generator. Generator yang berputar kemudian akan menghasilkan energi listrik.

Pembangkit listrik jenis PLTG ini memiliki beberapa keunggulan, yaitu :

1. Tergolong unit pembangkit yang masa startnya singkat 5-10 menit, sehingga PLTG biasanya digunakan untuk memikul beban puncak.
2. Waktu pemeliharaan PLTG relatif pendek sekitar 4000-5000 jam operasi atau 300 kali *start-stop* pembangkit.
3. Biaya investasinya cukup murah.
4. Waktu pembangunannya lebih cepat.

Selain memiliki keunggulan, PLTG juga memiliki beberapa kelemahan berupa :

1. Efisiensinya rendah sekitar 25 – 30%.
2. Turbin gas sangat rentan mengalami kerusakan karena proses *start-stop* pembangkit yang cepat.
3. Biaya bahan bakarnya mahal.

2.2.1.4 Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU)

Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) adalah pembangkit listrik yang merupakan gabungan antara PLTG dengan PLTU, panas dari gas buang dari PLTG akan digunakan kembali untuk menghasilkan uap yang digunakan sebagai *fluida* kerja di PLTU. Bagian utama yang membantu kerja PLTGU adalah HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*). Sama halnya dengan PLTG, bahan bakar PLTGU bisa berwujud cair (BBM) maupun gas (gas alam).

Prinsip kerja PLTGU dimulai dari PLTG adalah udara dari luar dihisap dan dibawa ke dalam ruang bakar menggunakan kompresor. Kemudian bahan bakar berupa gas atau minyak bumi yang telah diubah wujudnya menjadi gas disemprotkan ke dalam ruang bakar untuk dikabutkan bersama udara tersebut. Kemudian terjadi pembakaran di dalam ruang bakar (*combustor*) untuk menghasilkan gas bersuhu tinggi. Kemudian gas panas tersebut dialirkan ke turbin gas untuk memutar roda turbin yang telah dikopel dengan generator. Gas bekas yang ke luar dari turbin gas dimanfaatkan lagi setelah terlebih dulu diatur oleh katup pengatur (*selector valve*) untuk dialirkan ke dalam *boiler/ HRSG* untuk menguapkan air yang berasal dari drum penampung air. Uap yang dihasilkan dipakai untuk memutar turbin uap yang terkopel dengan generator sehingga dapat menghasilkan tenaga listrik.

2.2.1.5 Pembangkit Listrik Tenaga Dese (PLTD)

Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) adalah pembangkit listrik yang menggunakan mesin diesel sebagai *prime mover*-nya. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel biasanya digunakan untuk menyuplai daya pada daerah-daerah terpencil dengan kebutuhan energi listrik dalam jumlah kecil.

PLTD tidak disarankan untuk digunakan pada sistem kelistrikan yang besar (sistem interkoneksi) karena memiliki biaya pembangkitan yang sangat mahal. Biaya pembangkitan yang mahal tersebut disebabkan oleh biaya bahan bakarnya yang berupa *High Speed Diesel* (HSD/Solar) harganya sangat mahal.

2.2.2 Jenis Pembangkit Listrik Berdasarkan Karakteristik Beban

Beban listrik di suatu daerah selalu berubah-ubah setiap waktu bergantung pada pemakaian dari pelanggan listrik itu sendiri yang terdiri dari pelanggan sektor rumah tangga, industri, bisnis, sosial, dan publik. Jika dibuatkan dalam sebuah kurva dapat terlihat bahwa beban listrik terbagi menjadi tiga jenis, yaitu beban dasar (*base load*), beban menengah (*middle load*), dan beban puncak (*peak load*).

Akibat dari selalu berubah-ubahnya beban listrik setiap waktu, maka unit pembangkit yang berperan untuk memenuhi pasokan bagi sistem tenaga listrik biasanya dikategorikan menjadi tiga[5], yaitu :

1. Pembangkit pemikul beban dasar (*base load power plant*) : Waktu operasi rata – rata 5000 jam pertahun (*capacity factor* > 57%) dan memiliki daya keluaran yang besar. Pembangkit ini memiliki biaya kapital tinggi, tetapi biaya operasinya rendah. PLTU batubara dan PLTPB, dan PLTA biasanya digunakan sebagai pemikul beban dasar.
2. Pembangkit pemikul beban menengah (*mid range power plant*): Waktu operasi rata-rata 2000-5000 jam pertahun (23% < *capacity factor* < 57%). PLTGU dan pembangkit tua yang kurang efisien digunakan sebagai pemikul beban menengah.
3. Pembangkit pemikul beban puncak (*peaking unit*) : Dioperasikan untuk memenuhi beban saat mencapai maksimum. Karena periode beban puncak tidak selalu sama, sehingga pembangkit ini hanya beroperasi rata-rata <2000 jam pertahun (*capacity factor* < 23%). Pembangkit yang dipilih biasanya yang memiliki kapital rendah tetapi biaya operasinya tinggi seperti pembangkit PLTG dan PLTD. Namun, ada juga pembangkit tenaga air yang digunakan untuk memikul beban puncak, yaitu PLTA tipe *storage* dan *pump storage*.

2.3 Faktor-Faktor Pembangkitan Tenaga Listrik

2.3.1 Faktor Beban

Faktor beban adalah perbandingan antara besarnya beban rata-rata terhadap beban puncak tertinggi dalam selang waktu tertentu (misalkan satu tahun). Sedangkan beban rata-rata adalah jumlah produksi kWh dalam selang waktu tertentu dibagi dengan jumlah jam dari selang waktu tersebut. Biasanya beban rata-rata dihitung dalam selang waktu satu tahun.

Faktor beban dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Faktor Beban} = \frac{\text{Beban rata – rata}}{\text{Beban puncak}}$$

Bagi PLN sebagai perusahaan penyedia tenaga listrik, faktor beban sistem diinginkan setinggi mungkin, sehingga alat-alat yang ada dalam sistem dapat dimanfaatkan secara efektif. Dalam praktik, faktor beban tahunan sistem berada antara 60% - 80%.

2.3.2 Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas menggambarkan seberapa besar sebuah unit pembangkit dalam suatu sistem dimanfaatkan. Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) didefinisikan sebagai berikut :

$$\text{Faktor Kapasitas} = \frac{\text{Produksi Satu Tahun}}{\text{Daya Terpasang} \times 8760}$$

Dalam praktik, faktor kapasitas tahunan PLTU hanya dapat mencapai angka antara 60% - 80% karena adanya masa pemeliharaan dan adanya gangguan atau kerusakan yang dialami oleh PLTU tersebut. Untuk PLTA, faktor kapasitas tahunannya berkisar antara 30% - 50%. Ini berkaitan dengan ketersediaan air.

2.3.3 Forced Outage Range (FOR)

Forced Outage Range adalah sebuah faktor yang menggambarkan sering tidaknya sebuah unit pembangkit mengalami gangguan. Persamaan dari *Forced Outage Range* adalah sebagai berikut :

$$\text{FOR} = \frac{\text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}{\text{Jumlah Jam Operasi Unit} + \text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}$$

FOR tahunan untuk pembangkit *thermal* biasanya sekitar 0,5 sampai 0,10, sedangkan *FOR* tahunan untuk PLTA sekitar 0,01. Makin andal sebuah unit pembangkit, makin kecil nilai *FOR*-nya. Hal tersebut berarti unit pembangkit sangat jarang mengalami gangguan. Besarnya nilai *FOR* atau turunnya keandalan unit pembangkit umumnya disebabkan oleh kurang baiknya pemeliharaan[4].

2.4 Pengembangan Pembangkit Listrik

Kebutuhan akan tenaga listrik dari pelanggan selalu bertambah dari waktu ke waktu sejalan dengan pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, dan program elektrifikasi dari pemerintah. Untuk tetap melayani kebutuhan tenaga listrik tersebut, maka sistem tenaga listrik haruslah dikembangkan seiring dengan kenaikan kebutuhan akan tenaga listrik dari para pelanggan. Pengembangan sistem tersebut apabila terlambat dapat memberikan risiko terjadinya pemadaman/pemutusan dalam penyediaan tenaga listrik bagi pelanggan sebagai akibat terjadinya

beban yang lebih besar daripada kemampuan instalasi. Sebaliknya, pengembangan sistem yang terlalu cepat merupakan pemborosan modal.

Pengembangan sistem tenaga listrik yang dilakukan PLN, salah satunya adalah pengembangan pembangkit. Pengembangan pembangkit membutuhkan waktu yang relatif panjang bergantung jenis pembangkitnya. Oleh karena itu PLN dalam merencanakan proyek-proyek kelistrikan mempertimbangkan faktor *lead-time* yang relatif panjang. Sebagai contoh, untuk mewujudkan sebuah PLTU batubara skala besar mulai dari rencana awal hingga beroperasi membutuhkan waktu sekitar 7 tahun. Dengan demikian pengembangan pembangkit membutuhkan perencanaan sistem pembangkit dengan waktu relatif panjang, untuk dapat mengakomodasi *lead-time* yang panjang dari proyek-proyek kelistrikan.

Dalam merencanakan pengembangan pembangkit harus mengikuti laju pertumbuhan beban pada tiap periode dengan tingkat keekonomian dan keandalan yang baik. Perencanaan sistem pembangkit memiliki tujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV (*Net Present Value*) total biaya penyediaan listrik paling murah atau *least-cost* dalam suatu kurun waktu periode perencanaan dan memenuhi kriteria keadilan tertentu. Rencana pengembangan kapasitas pembangkit dibuat dengan memperhitungkan proyek-proyek yang sedang berjalan dan yang telah *committed*, baik proyek PLN maupun IPP, dan tidak memperhitungkan semua pembangkit sewa serta *excess power*[2].

Beberapa parameter yang harus diperhatikan dalam merencanakan penambahan kapasitas pembangkit adalah :

1. Jenis dan kapasitas pembangkit tenaga listrik.
2. Jumlah unit pembangkit.
3. Ketersediaan sumber energi primer.
4. Keandalan dari setiap unit pembangkit.
5. Biaya investasi pembangkitan.
6. Umur ekonomis pembangkit (*Lifetime*).
7. Kebijakan yang terkait dengan target bauran energi.

Selain parameter-parameter di atas, yang juga harus diperhatikan dalam membuat perencanaan pengembangan pembangkit tenaga listrik

adalah perubahan permintaan tenaga listrik dari waktu ke waktu dan kemungkinan adanya unit pembangkit yang mengalami gangguan ataupun sudah tidak layak dioperasikan. Hal ini di karenakan kedua parameter tambahan tersebut dapat mengakibatkan terjadinya kekurangan suplai energi listrik. Untuk mencegah hal tersebut, maka diperlukan kapasitas cadangan (*reserved capacity*) dalam sistem tenaga listrik.

Kapasitas cadangan dapat meningkatkan keandalan suatu sistem pembangkitan tenaga listrik. Keandalan dari suatu sistem pembangkit dapat diartikan sebagai suatu tingkat jaminan dari pemasokan daya listrik untuk pemakai atau konsumen. Permintaan tenaga listrik yang harus dilayani oleh sistem pembangkit tenaga listrik selalu melalui urutan dan pembagian pembebanan yang disesuaikan dengan jenis dan kapasitas unit pembangkit. Urutan pembebanan ini bertujuan agar sistem dapat melayani perubahan permintaan beban dengan cepat dan ekonomis.

2.5 Kriteria Pengembangan Pembangkit Listrik

2.5.1 Loss Of Load Probability (LOLP)

Keandalan suatu sistem pembangkit dapat dilihat dari nilai *Loss of Load Probability* (LOLP) sistem tersebut. LOLP merupakan suatu nilai yang menyatakan kemungkinan terjadinya beban puncak melebihi daya terpasang pada sistem sehingga ada energi yang tidak dapat terlayani dalam sistem. Indeks dari LOLP atau kemungkinan listrik padam sesuai yang distandarkan oleh PLN adalah lebih kecil dari 0,274% atau setara dengan 1 hari dalam setahun.

Perhitungan kapasitas pembangkit dengan kriteria keandalan LOLP akan menghasilkan *reserve margin* tertentu yang nilainya tergantung pada ukuran unit pembangkit (*unit size*), tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit, dan jenis unit pembangkit. [6, 7].

2.5.2 Reserve Margin (RM)

Reserve margin adalah cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak yang dinyatakan dalam *persen* (%). Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP <0.274% adalah setara dengan *reserve margin* sekitar 30-35%. Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia

Timur, *reserve margin* ditetapkan sekitar 35-40% dengan mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang persentasenya lebih besar, dan pertumbuhan listrik yang lebih tinggi dibanding Jawa Bali. Selain itu *reserve margin* yang cukup tinggi juga untuk mengantisipasi keterlambatan proyek serta mengantisipasi apabila terjadi pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi.

PLN mempunyai kebijakan untuk membolehkan rencana *reserve margin* yang tinggi melebihi kebutuhan yang wajar dengan pertimbangan sebagai berikut [6]:

- 1) Pada beberapa daerah yang merupakan sumber utama energi primer nasional maupun yang memiliki potensi mineral yang signifikan namun telah lama kekurangan pasokan tenaga listrik, yaitu Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan. Kebijakan ini diambil dengan mempertimbangkan kapasitas pembangkit *existing* yang telah mengalami *derating* cukup besar dan adanya kemungkinan bahwa dengan tersedianya tenaga listrik yang banyak di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan akan memicu tumbuhnya *demand* listrik yang jauh lebih cepat.
- 2) Sebagai mitigasi risiko teknologi dan *hidden capacity*.
- 3) Apabila terdapat penugasan dari Pemerintah untuk mempercepat pembangunan pembangkit (Program FTP1, FTP2 dan Program 35 GW).
- 4) Untuk mengantisipasi adanya kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan pembangkit.

2.5.3 Energy Not Serve (ENS)

Energy Not Served (ENS) atau energi tak terpenuhi adalah nilai yang menunjukkan besarnya energi yang hilang karena kapasitas tersedia lebih kecil dari permintaan beban maksimal. Indeks keandalan energi tak terpenuhi dinyatakan dalam satuan MWh/tahun. PLN biasanya memberikan penalti untuk *energy not serve* ini dengan biaya sebesar 0,85 \$/kWh.

2.5.4 Salvage Value

Salvage value (nilai sisa) adalah estimasi nilai aset setiap unit pembangkit yang tidak akan digunakan lagi. Dalam pembangkit listrik, nilai ini dikenakan pada pembangkit-pembangkit yang akan dipadankan sebelum *lifetime*-nya habis. Nilai sisa ini berhubungan dengan harga penyusutan (*depreciable cost*) pertahunnya.

2.5.5 Biaya Operasional Pembangkit

Prinsip dari merencanakan pengembangan sistem pembangkit listrik adalah untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan dan juga memenuhi kriteria keandalan tertentu. Konfigurasi termurah diperoleh melalui proses optimasi suatu *objective function* dari *Net Present Value* (NPV) yang mencakup biaya kapital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan dan biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*salvage value*) dari pembangkit yang terpilih pada tahun akhir periode studi.

Ditinjau dari sifatnya, biaya pembangkitan listrik terbagi atas tiga jenis, yaitu :

1. Biaya investasi/konstruksi, yaitu : biaya awal yang dikeluarkan untuk membangun suatu unit pembangkit sampai pembangkit tersebut dapat dioperasikan. Biaya ini terdiri dari biaya tanah, bangunan, dan peralatan.
2. Biaya tetap (*fixed cost*), yaitu : biaya yang selalu ada dan tidak bergantung pada produksi listrik dari suatu unit pembangkit. Biaya ini terdiri dari : biaya pegawai, biaya administrasi, biaya bunga, biaya modal dan perubahan nilai tukar mata uang asing terhadap rupiah serta biaya tetap operasi dan pemeliharaan.
3. Biaya variabel (*running / variable cost*), yaitu : biaya yang berhubungan dengan jumlah energi listrik yang dibangkitkan (bergantung pada produksi kWh). Biaya ini terdiri dari : biaya bahan bakar dan beberapa biaya pemeliharaan serta perbaikan.

Tabel 2.1 di bawah ini menunjukkan asumsi biaya yang digunakan oleh *Energy Information Administration* (EIA) dalam *Annual Energy Outlook* (AEO) 2009 [8] :

Tabel 2. 1. Jenis Pembangkit Beserta Biaya Investasi, O&M Fix, dan O&M Variabel

Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Biaya Investasi (\$/kW)	O&M Fix (\$/MW-year)	O&M Variable (\$/MWh)
PLTU	600	1923	27,53	4,59
PLTG	160	638	12,11	3,57
PLTGU	250	877	12,48	2,07
PLTD	400	400	28	3,8
PLTA	500	2038	13,63	2,43

Berdasarkan Tabel 2.1 dapat dilihat bahwa dari segi biaya investasi, yang tertinggi adalah PLTA dan yang paling murah adalah PLTD. Dalam pembangkitan tenaga listrik, pembangkit yang biaya investasinya tinggi namun memiliki biaya operasi yang rendah harus diusahakan agar faktor kapasitasnya mencapai angka setinggi mungkin untuk menurunkan harga produksi. Sementara pembangkit yang biaya investasinya paling kecil tetapi biaya operasinya paling tinggi, sebaiknya dioperasikan dengan faktor kapasitas yang sekecil mungkin agar biaya produksinya juga menjadi turun.

2.6 Parameter Teknis Pada Pembangkit Listrik

2.6.1 Heat Rate

Heat rate merupakan nilai yang dapat memberikan gambaran tentang seberapa besar efisiensi dari suatu pembangkit secara keseluruhan. *Heat rate* dapat dilihat dari *performance* suatu pembangkit yang melibatkan parameter data dari sisi *boiler*, turbin dan generator. Semakin besar kapasitas suatu pembangkit maka nilai *heat rate*nya semakin kecil, sehingga nilai efisiensi pembangkit tersebut semakin tinggi. Berikut Tabel 2.2 adalah nilai *heat rate* dari beberapa pembangkit *thermal* [8] :

Tabel 2. 2 Nilai *Heat Rate* Pembangkit *Thermal*

Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Heat Rate (Btu/kWh)
PLTU	600	9200
PLTG	160	10810
PLTGU	250	7196

Sementara berdasarkan S-PLN 79:1987, *heat rate* untuk pembangkit jenis PLTD ditunjukkan dalam Tabel 2.3 sebagai berikut :

Tabel 2. 3 Nilai *Heat Rate* PLTD

Kapasitas (MW)	Heat Rate (liter/kWh)	
	Beban 100 %	Beban 50%
1	0,237-0,261	0,249-0,284
4	0,231-0,249	0,237-0,255
8	0,225-0,243	0,231-0,249
12	0,219-0,237	0,225-0,249

2.6.2 *Spinning Reserve*

Spinning Reserve (cadangan berputar) adalah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit-unit pembangkit yang beroperasi secara paralel dalam suatu sistem. *Spinning reserve* ini digunakan untuk mensuplai daya pada sistem apabila terjadi tambahan permintaan daya. *Spinning reserve* juga berguna untuk menjaga suplai daya jika ada suatu unit pembangkit lepas dari sistem sehingga mengakibatkan penurunan frekuensi pada sistem. Semakin tinggi nilai *spinning reserve* semakin mahal biaya pembangkitannya, namun biaya *energy not serve*-nya menjadi murah. Sebaliknya semakin kecil nilai *spinning reserve* semakin murah biaya pembangkitannya, tetapi *biaya energy not serve*-nya menjadi mahal. Oleh karena itu, untuk sistem yang tingkat keandalannya tinggi, tidak diperlukan nilai *spinning reserve* yang besar[9].

2.6.3 *Lifetime* Pembangkit

Lifetime pembangkit menyatakan lama waktu suatu pembangkit dapat digunakan. Pembangkit-pembangkit *thermal* jenis PLTU memiliki *lifetime* sekitar 30 tahun, sementara untuk pembangkit jenis PLTG dan PLTGU memiliki *lifetime* yang sedikit lebih singkat sekitar 25-30 tahun. Pembangkit *hydro* (PLTA) memiliki *lifetime* yang lebih lama yaitu bisa mencapai 50 tahun.

2.6.4 *Minimum Load*

Setiap jenis pembangkit memiliki nilai minimum load masing-masing. Nilai ini menggambarkan seberapa mampu pembangkit untuk dibebani dengan beban sekecil mungkin. Pembangkit yang memiliki nilai

minimum load yang kecil banyak digunakan untuk memikul beban puncak, contohnya PLTG yang memiliki nilai minimum load 20%-50%. Sementara untuk pembangkit PLTU jenis *hard coal* memiliki nilai minimum load 20%-40%, PLTU jenis lignite 40%-60% dan PLTGU 30%-50%. Karena PLTU dan PLTG memiliki nilai minimum load di atas 20%, sehingga tidak disarankan untuk difungsikan sebagai pembangkit *peaker*[10].

2.7 Perhitungan Biaya Pokok Pembangkitan

Biaya pokok pembangkitan menggambarkan besarnya biaya yang harus dikeluarkan untuk setiap energi listrik yang dihasilkan selama satu tahun operasi yang dinyatakan dalam satuan \$/kW-year. Ada beberapa parameter dalam perhitungan biaya pokok pembangkitan, yaitu biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya pemeliharaan tetap dan biaya pemeliharaan variabel. Berikut persamaan perhitungan biaya pokok pembangkitan[3] :

$$BPP = (CRF \times I) + (12 \times O\&M \text{ fix}) + \left[8,76 \times ((FC)_f + (O\&M \text{ variable})) \times \frac{f}{100} \right] \quad (2-2)$$

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \quad (2-3)$$

Keterangan :

BPP	=	Biaya pokok pembangkitan (\$/kW-year)
O&M fix	=	Biaya pemeliharaan tetap (\$/kW-month)
O&M variable	=	Biaya pemeliharaan variabel (\$/MWh)
FC	=	Biaya bahan bakar (\$/MWh)
CRF	=	<i>Capital recovery factor</i>
i	=	Suku bunga (%)
T	=	<i>Lifetime</i> pembangkit

Berdasarkan Persamaan (2-2) sampai (2-3) perhitungan biaya pokok pembangkit, maka akan didapatkan sebuah *screening curve* yang dapat

menggambarkan nilai faktor kapasitas yang optimal untuk setiap jenis pembangkit.

2.8 Wien Automatic System Planning IV (WASP-IV)

WASP-IV (*Wien Automatic System Planning*) adalah sebuah *software* komputer yang digunakan untuk merancang pengembangan pembangkitan listrik pada suatu wilayah sistem kelistrikan. WASP-IV dibuat oleh IAEA (*International Atomic Energy Agency*). Aplikasi ini telah dipakai oleh banyak studi pengembangan pembangkitan listrik. WASP-IV terdiri dari tujuh modul yang mempunyai nilai masukan dan keluaran dengan kendala-kendala tertentu yang diatur oleh pengguna. Modul yang ada pada WASP IV yaitu : *LOADSY*, *FIXSYS*, *VARSYS*, *CONGEN*, *MERSIM*, *DYNPRO*, dan *REPROBAT*[11].

Perencanaan pengembangan pembangkit dievaluasi dengan menggunakan fungsi biaya (*objective function*) yang komposisinya terdiri dari: biaya investasi (I), nilai sisa (S), biaya bahan bakar (F), biaya operasi dan perawatan diluar biaya bahan bakar (M), dan biaya energi tak terlayani (Q) [11, 12]. Persamaan (2-4) sampai (2-9) merupakan fungsi biaya yang dioptimasi dengan menggunakan bantuan *software* WASP IV:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I}_{j,t} - \overline{S}_{j,t} + \overline{F}_{j,t} + \overline{M}_{j,t} + \overline{O}_{j,t}] \quad (2-4)$$

Keterangan :

B_j = fungsi objektif biaya dari perencanaan pengembangan

t = periode waktu dalam tahun (1, 2, 3, ..., T)

T = periode studi (total jumlah tahun), dan garis di atas simbol-simbol tersebut menyatakan nilai terdiskon yang mengacu ke tahun referensi dengan diccount rate i .

1. Biaya Investasi (I)

$$\overline{I}_{j,t} = (1 + i)^{-t'} \times \sum [UI_k \times MW_k] \quad (2-5)$$

2. Nilai Sisa (S) :

$$\overline{S}_{j,t} = (1 + i)^{-T} \times \sum [\delta_{k,t} \times UI_k \times MW_k] \quad (2-6)$$

3. Biaya Bahan Bakar (F) :

$$\overline{F}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} \alpha_h \times \omega_{j,t,h} \quad (2-7)$$

4. Biaya Operasi dan Pemeliharaan (M) :

$$\overline{M}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum [UFO \& M_l \times MW_l + UV O \& M_l \times G_{l,t}] \quad (2-8)$$

5. Biaya Energi Tak Terlayani (O) :

$$\overline{O}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} \left[a + \frac{b}{2} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] \times N_{t,h} \times \alpha_h \quad (2-9)$$

Keterangan :

Σ = jumlah perhitungan semua unit yang dipertimbangkan (termal dan hidro) untuk ditambahkan dalam tahun t dengan rencana pengembangan j.

UI_k = biaya Investasi unit k pembangkit (\$/kW)

MW_k = Kapasitas unit k pembangkit (MW)

$\delta_{k,t}$ = faktor nilai sisa unit k pada tahun t

i = *discount rate*

t' = $t + t_0 - 1$

T' = $T + t_0$

t = tahun perencanaan ke-t

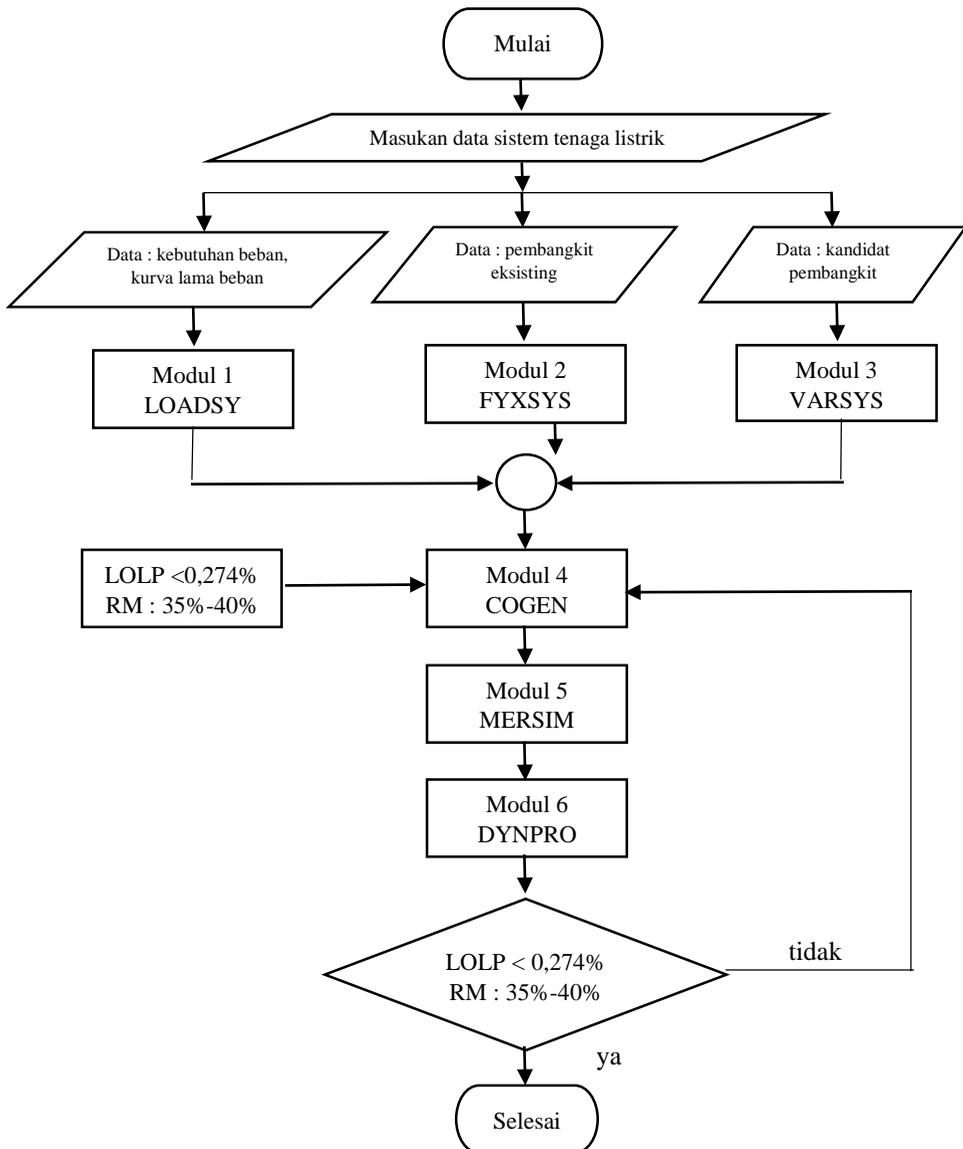
t_0 = jumlah tahun antara tahun referensi dan tahun pertama studi

α_h = probabilitas dari hydro condition h, untuk Indonesia adalah 1

$\omega_{j,t,h}$ = total biaya bahan bakar untuk unit termal

- $G_{l,t}$ = jumlah energi listrik yang diproduksi (kWh)
- $N_{t,h}$ = jumlah energi tak terlayani (kWh)
- EA_t = jumlah permintaan energi (kWh) sistem pada tahun t
- $NHYD$ = jumlah hydro condition yang didefinisikan
- $UFO\&M_l$ = biaya tetap O&M unit 1 (\$/kWh)
- $UVO\&M_l$ = biaya variabel O&M Variable unit 1 (\$/MWh)
- a,b,dan c = konstanta (\$/kWh) ditentukan sebagai data inputan

2.8.1 Alur Kerja WASP IV



Gambar 2. 2 Flowchart Alur Kerja WASP

Berdasarkan Gambar 2.2 *flowchart* alur kerja dari WASP IV adalah sebagai berikut :

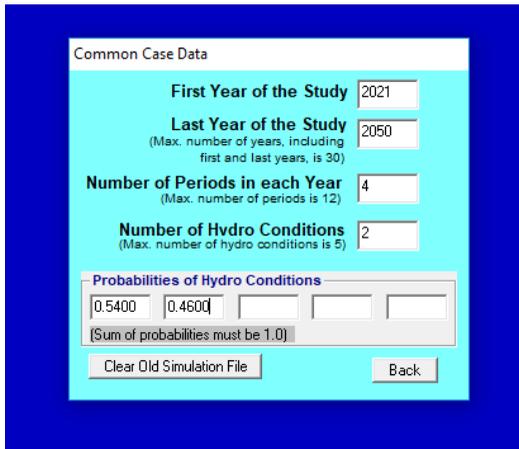
1. Memasukkan data permintaan beban, pembangkit eksisting, dan kandidat pembangkit pada modul *loadsys*, *fixsys*, dan *varsys*. *Output* dari modul tersebut akan menjadi input untuk proses optimasi yang dilakukan oleh modul *congen*, *merism*, dan *dynpro*.
2. Setelah menyelesaikan tiga modul awal, selanjutnya dilakukan konfigurasi generator dengan ketentuan : *minimum reserve margin* < daya mampu < *maximum reserve margin*. Pembatasan dilakukan untuk menentukan kapasitas pembangkit yang masuk. Sehingga kandidat pembangkit hanya dikonfigurasi pada batas ketentuan tersebut.
3. Selanjutnya menjalankan modul *mersim* untuk melihat nilai LOLP dan biaya operasional pertahun. Nilai LOLP dapat dibatasi sesuai dengan standar PLN (LOLP < 0,274%). Apabila nilai LOLP masih lebih besar dari standar tersebut, maka kembali ke modul *congen* untuk mengatur kembali konfigurasi kandidat pembangkit pada sistem.
4. Setelah diperoleh nilai LOLP yang sesuai standar dengan konfigurasi yang tepat, maka selanjutnya dilakukan eksekusi modul *dypro* untuk mendapatkan konfigurasi yang terpilih setiap tahunnya. Optimasi pada modul *dynpro* dianggap telah tepat apabila *output*-nya tidak memberikan tanda (+) ataupun (-) pada setiap pembangkit yang terpilih.

2.8.2 Common Case Data

Tahap awal dalam menggunakan WASP IV yaitu memilih tahun pertama dan tahun terakhir studi perencanaan pengembangan pembangkit yang diinginkan. Selanjutnya menentukan periode studi, jumlah periode menjelaskan pembagian interval waktu dalam setiap tahun studi.

Sebagai contoh ketika memilih 4 periode dalam satu tahun berarti interval waktu studi setiap tahunnya adalah per-3 bulan. Setelah itu menentukan pembagian kondisi dari *hydro* untuk pembangkit listrik tenaga air yang akan direncanakan. Seperti di Indonesia yang terbagi dalam dua musim yaitu musim kemarau dan hujan yang berarti kondisi perairan akan berbeda sesuai kondisi atau musim saat itu. Nilai probabilitas dari kondisi *hydro* menjelaskan mengenai kondisi spesifik

perairan setiap periodenya. Gambar 2.3 menunjukkan tampilan dari *Common Case Data*.



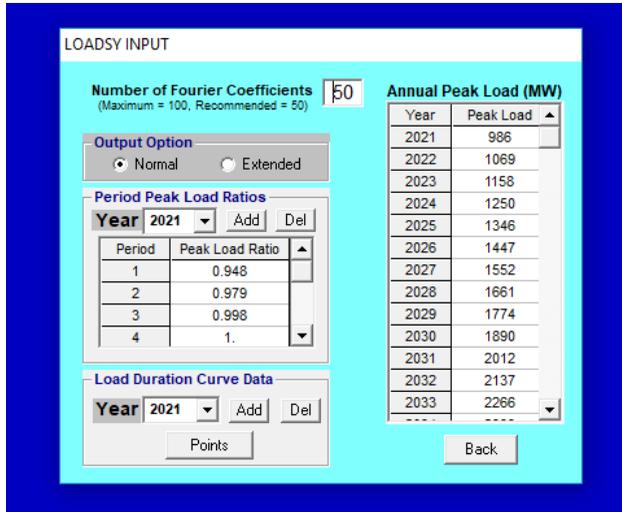
Gambar 2. 3 Tampilan dari *Common Case Data*

2.8.3 Load System (LOADSY)

Loadsy adalah modul pertama dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang kondisi permintaan beban selama tahun perencanaan. Kondisi yang diinfokan berupa beban puncak (*peak load*) dan konsumsi energi listrik (masing-masing per-tahun) selama tahun perencanaan. Untuk mendapatkan informasi tersebut, maka dibutuhkan data masukan berupa data peramalan beban puncak (*Peak Load Forecasting*) dan data kurva lama beban atau LDC (*Load Duration Curve*) per-tahun.

Gambar 2.4 merupakan modul *loadsy* yang memerlukan data-data masukan yang terdiri dari :

1. Data beban puncak (*peak load*) per-tahun
2. *Fourier Coefficients* untuk mengonstruksi LDC
3. Data rasio beban puncak per-periode
4. Data rasio *Load Duration Curve* (LDC) per-tahun



Gambar 2. 4 Tampilan dari Modul *Loadsy*

2.8.4 Fixed System (FIXSYS)

Fixsys adalah modul kedua dalam *software* WASP-IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang kondisi pembangkitan listrik di wilayah perencanaan selama tahun studi. Kondisi yang diinfokan yaitu total daya mampu per-tahun yang disesuaikan dengan kondisi *hydro* yang telah ditetapkan sebelumnya. Selain itu, juga memberikan informasi berupa biaya pembangkitan untuk setiap jenis pembangkit. Untuk mendapatkan informasi tersebut, maka dibutuhkan data masukan berupa jenis dan jumlah unit pembangkit yang ada pada wilayah tersebut, serta beberapa parameter teknis yang dimiliki oleh setiap pembangkit. Gambar 2.5 merupakan tampilan *fixsys* yang terdiri dari :

1. *Type Fuel* untuk menentukan jenis bahan bakar apa yang akan digunakan oleh setiap pembangkit *thermal*.
2. *Thermal Plants*, untuk menentukan jenis pembangkit *thermal* apa saja yang ada pada wilayah tersebut.
3. *Characteristics of Thermal Plant* untuk menentukan karakteristik dari tiap-tiap pembangkit. Data yang dibutuhkan adalah jumlah unit pembangkit, operasi minimum, kapasitas daya, *heat rate*, *spinning reserve*, FOR, lama *maintenance*

pertahun, kelas *maintenance* pembangkit, biaya bahan bakar domestik dan luar negeri, biaya O&M fix dan variabel, jumlah emisi dari polutan yang dihasilkan.

4. *Additions / Retirements of Thermal Plants* untuk menjelaskan unit pembangkit yang baru mulai beroperasi atau telah berhenti operasinya. Hal ini berkaitan dengan *lifetime* (usia kerja) dari pembangkit.
5. *Hydro / Pump Storage Plants* untuk memasukkan parameter teknis dari pembangkit *hydro*. Parameter teknis yang dibutuhkan adalah tahun operasi, kapasitas minimum, kapasitas terpasang, kapasitas rata-rata dan aliran energi tiap periode dalam setahun, serta kapasitas penyimpanan. Dalam sub-modul ini diberikan dua jenis pembangkit *hydro*, yaitu pembangkit *hydro* yang tidak memakai *water storage (Run off River)* dan pembangkit *hydro* yang memakai *water storage*.
6. *Emissions* untuk menentukan emisi apa saja yang dihasilkan oleh masing masing pembangkit, biasanya menggunakan emisi SO₂ dan NO_x.
7. *Group Limits* untuk menentukan batasan-batasan dari setiap pembangkit, yang berupa batasan emisi pertahun, konsumsi bahan bakar, dan batasan panas yang dihasilkan pertahun.

The screenshot shows the 'FIXSYS_Input' window with the following sections:

- Thermal Plants:** A list of plants (PU-1 to PU-5) with 'Add Plant' and 'Remove Plant' buttons.
- Fuel Types:** A table with columns 'Fuel #', 'Name', and 'Short Description'.

Fuel #	Name	Short Description
0	BB	PLTU
1	GAS	PLTG
2	BBM	PLTD
- Characteristics of Thermal Plant:** A table for plant 'PU-1'.

Characteristic	Value
No. of Units	4
Min. operating level in each year (MW)	21.45
Max. generating capacity in each year (MW)	65.
Fuel Type	0
Heat rate at min. operating level (kcal/kWh)	3071
- Group Limits:**
 - No. of Group Limits (max. 5): 0
 - Name of Pollutant I (default SO₂): SO₂
 - Name of Pollutant II (default NO_x): NO_x
 - LOLP penalty for group limits: 0.274
 - ENS penalty for group limits: 0.85

Buttons for 'Emissions', 'Hydro/Pump Storage Plants', 'Group Limits', and 'Back' are also visible.

Gambar 2. 5 Tampilan dari Modul *Fixsys*

2.8.5 Variable System (VARSYS)

Modul *varsys* adalah modul ketiga dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang kandidat pembangkit yang akan direncanakan untuk dibangun dalam rangka memenuhi kebutuhan beban selama tahun studi. Dalam menentukan kandidat pembangkit ini, perlu diperhatikan potensi energi primer yang ada pada wilayah perencanaan pembangkit.

Berikut Gambar 2.6 merupakan tampilan modul *varsys* yang secara garis besar membutuhkan data masukkan yang sama dengan modul *fixsys*. Perbedaannya hanya terletak pada kondisi pembangkit tersebut. Pada modul *varsys*, pembangkit di sini adalah kandidat pembangkit yang akan dibangun. Sedangkan pada modul *fixsys*, pembangkitnya adalah pembangkit yang sudah ada pada wilayah perencanaan.

VARSYS_Input

Candidate Thermal Plants:

KU-1
KU-1
KU-2
KU-3
KU-4
KG-1

Add Plant
Remove Plant
Hydro/Pump Storage Plants

Characteristics of Thermal Plant: KU-1

	Value ▲
Min. operating level (MW)	16.5
Max. generating capacity (MW)	50
Fuel Type (index)	0
Heat rate at min. operating level (kcal/kWh)	2900.
Avg. incremental heat rate (kcal/kwh)	2377.6

No. of Group Limits (max. 5): 0 (must be same as used in FIXSYS)

Name of Pollutant I (default SO2): SO2

Name of Pollutant II (default NOx): NOx

Emissions
Group Limits
Back

Gambar 2. 6 Tampilan dari Modul *Varsys*

2.8.6 Configuration Generator (CONGEN)

Modul *congen* adalah modul keempat dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk menghasilkan semua konfigurasi jumlah pembangkit dari tahun ke tahun yang dimungkinkan untuk dibangun sesuai kondisi permintaan beban (*input* dari modul *loadsy*), kapasitas daya terpasang (*input* dari modul *fixsys*), kandidat pembangkit yang telah ditentukan sebelumnya pada modul *varsys*, dan menghitung dan menentukan urutan pembebanan pembangkit sesuai biaya pembangkit tiap pembangkit yang dihasilkan oleh modul *fixsys* dan *varsys*.

Gambar 2.7 merupakan tampilan modul *congen* yang terdiri dari beberapa input, yaitu :

1. *Reserve Margin* untuk menentukan penambahan kapasitas daya terpasang agar tidak terjadi kekurangan daya akibat (1) keterlambatan pembangunan proyek pembangkit, (2) *shut-downnya* beberapa pembangkit secara tiba-tiba (3) meningkatnya permintaan beban melebihi perkiraan sebelumnya.
2. *Minimum Number* untuk menentukan kandidat pembangkit yang menurut kita harus dibangun pada tahun perencanaan tersebut.
3. *Tunnel Width* untuk menentukan jumlah pembangkit yang dapat dikonfigurasi oleh WASP-IV untuk mengatasi kekurangan kapasitas daya per tahunnya.

CONGEN_Optimization Expansion Analysis Data

Print Fixsys and Varsys Information? Reserve Margins
Year 2021 Critical Hydro Condition Minimum 30 Maximum 55

Candidate Plants
KU-1 KU-2 KU-3 KU-4 KG-1 KG-2 KGU1 KGU2

Previous Year: No of units of each candidate plant
Minimum Number
Tunnel Width

Current Year: 2021 No of units of each candidate plant
Minimum Number
Tunnel Width

Previous Best Solution Year 2021
No. of Units

Back

Gambar 2. 7 Tampilan dari Modul Cogen

2.8.7 Merge and Simulate (MERSIM)

Mersim adalah modul kelima dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang biaya produksi per tahun, energi yang tak tersalurkan atau ENS (*Energy Not Serve*), dan keandalan sistem atau LOLP (*Loss of Load Probability*) untuk setiap konfigurasi yang dihasilkan pada *congen* dengan perhitungan menggunakan metode probabilistik dari operasi sistem. Untuk menghasilkan informasi tersebut, maka diperlukan input data dari *printout* (keluaran) modul *loadsy*, *fixsys*, *varsys*, dan *congen*.

MERSIM Input Data

Print Fixsys and Varsys Information?

Pump Storage Operation

Economic Forced

Group Limitation Calculations

Optimal Solution Feasible Solution

Base Year 2021

No. of Fourier Co-efficients 50

Spinning Reserves Requirements

Variable Constant

Spinning Reserve Contribution by HYDRO

SPNVAL 2.5

PEAKF

Type A Type B

Output of Simulation Details

Minimum Intermediate Maximum

Loading Order Instructions

Basic Economic LO User Specified LO

Loading Order Calculations

Plant by Plant Unit by Unit

Change Data for Future Years

Back

Gambar 2. 8 Tampilan dari Modul *Mersism*

Gambar 2.8 merupakan gambar tampilan modul *mersim*. Dalam prosesnya, jumlah produksi energi listrik oleh setiap pembangkit ditentukan berdasarkan *basic economi loading order* yaitu pembangkit yang biaya pokok penyediaannya kecil akan diusahakan untuk dibebani maksimum (*capacity factor* 60-85%) dan biasanya digunakan untuk memikul beban dasar, sedangkan untuk pembangkit yang biaya pokok penyediaannya mahal akan digunakan untuk memikul beban puncak (*capacity factor* 10-30%). Selain itu, setiap pembangkit diberi batasan sesuai yang telah ditetapkan pada sub-modul *group limit* di modul *fixsys* dan *varsy* untuk emisi lingkungan, ketersediaan bahan bakar, energi listrik yang dihasilkan.

Selain modul *mersim*, ada juga modul *remersim* (*Resimulate Mersim*) yang digunakan untuk mensimulasikan solusi konfigurasi terbaik dari keseluruhan konfigurasi yang dihasilkan pada modul *congen*. Konfigurasi terbaik yang diberikan oleh *remersim* adalah berdasarkan iterasi yang terjadi antara modul *congen-mersim-dynpro*.

2.8.8 Dynamic Programming Optimization (DYNPRO)

Modul *dynpro* adalah modul keenam dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk menentukan skema perencanaan penambahan pembangkit yang menghasilkan konfigurasi terbaik dengan memberikan biaya pokok penyediaan seminimal mungkin (*least cost*) dengan keandalan yang baik untuk setiap tahunnya. Untuk menghasilkan skema tersebut, maka diperlukan input data dari *printout* (keluaran) modul *loads*, *fixsys*, *varsys*, *congen* dan *mersim*.

The screenshot shows the 'DYNPRO Input' window with the following elements:

- Output Option:** Three radio buttons: 'Minimum output' (selected), 'Print all states considered', and 'Detailed print out'.
- Print Variable System Information:** A checked checkbox.
- No. of best solutions to be reported:** A text input field containing '1'.
- Base year for cost discounting calculation:** A text input field containing '2021'.
- Base year for cost escalation calculation:** A text input field containing '2021'.
- No. of years to be considered for economic comparison:** A text input field containing '30'.
- Discount rate for domestic costs (%/year):** A text input field containing '0'.
- Discount rate for foreign costs (%/year):** A text input field containing '0'.
- Cost Data:** A panel with two buttons: 'Thermal Plants' and 'Hydro/PS plants'.
- Data for Future Years:** A button.
- Back:** A button.

Gambar 2. 9 Tampilan dari Modul *Dynpro*

Gambar 2.9 merupakan gambar tampilan dari modul *dynpro* yang membutuhkan beberapa masukan, yaitu :

1. *No. of best solutions to be reported*, untuk menentukan seberapa banyak solusi terbaik yang kita inginkan.

2. *Discount rate*, untuk memberikan harga diskon setiap tahunnya terhadap biaya pokok penyediaan setiap pembangkit.
3. *Depreciable capital cost*, untuk menentukan penurunan biaya aset setiap pembangkit yang nantinya akan menghasilkan nilai sisa (*salvage value*) dari asset tersebut.
4. Waktu konstruksi, untuk menentukan seberapa lama waktu yang dibutuhkan dalam membangun pembangkit tersebut.

2.8.9 Report Writer of WASP in a Batched Environment (REPROBAT)

Modul *reprobat* merupakan modul ketujuh dalam *software* WASP IV. Modul ini bertujuan untuk merangkum hasil optimasi untuk perencanaan pengembangan sistem pembangkit listrik dengan memberikan jadwal pengembangan terbaik. Beberapa hasil perhitungan yang dilakukan oleh *reprobat* juga disimpan pada file yang dapat digunakan untuk representasi grafis dari hasil WASP-IV.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN SELATAN DAN TENGAH

3.1 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Kalimantan Selatan dan Tengah

Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah merupakan dua provinsi yang berada di Pulau Kalimantan. Berdasarkan Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 43 Tahun 2008 Tentang Wilayah Negara, Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah merupakan dua wilayah administratif. Tetapi secara sistem kelistrikan PLN, Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah merupakan satu wilayah sistem kelistrikan. Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah pada saat ini sudah terinterkoneksi melalui sistem barito menggunakan jaringan transmisi 150 kV yang membentang dari Batu Licin di Provinsi Kalimantan Selatan hingga Sampit di Kalimantan Tengah.

3.1.1 Kalimantan Selatan

Kalimantan Selatan adalah salah satu provinsi di Indonesia yang terletak di pulau Kalimantan dengan ibu kotanya yaitu Banjarmasin. Provinsi ini memiliki luas 37.530,52 km² yang berarti sama dengan 1,96% dari luas wilayah Indonesia. Jumlah penduduk yang menghuni provinsi ini adalah 3,6 juta penduduk.

Dalam RUPTL tahun 2018 dijelaskan bahwa daya terpasang total adalah 565 MW dengan daya mampu sekitar 468 MW dan beban puncak 480 MW. Penjualan energi listrik periode tahun 2000-2017 sistem Kalimantan Selatan dan Tengah tumbuh rata-rata sebesar 7,6% [6].

Kotabaru direncanakan akan dinterkoneksi dengan sistem Barito melalui jaringan transmisi SUTT 150 kV dan kabel laut yang menghubungkan Batulicin dengan Kotabaru.

ULD merupakan sistem kelistrikan kecil yang tersebar di daerah terpencil untuk memenuhi kebutuhan masyarakat desa setempat dan bebannya masih rendah. Daftar pembangkit eksisting di Kalimantan Selatan dapat dilihat melalui Tabel 3.1 berikut :

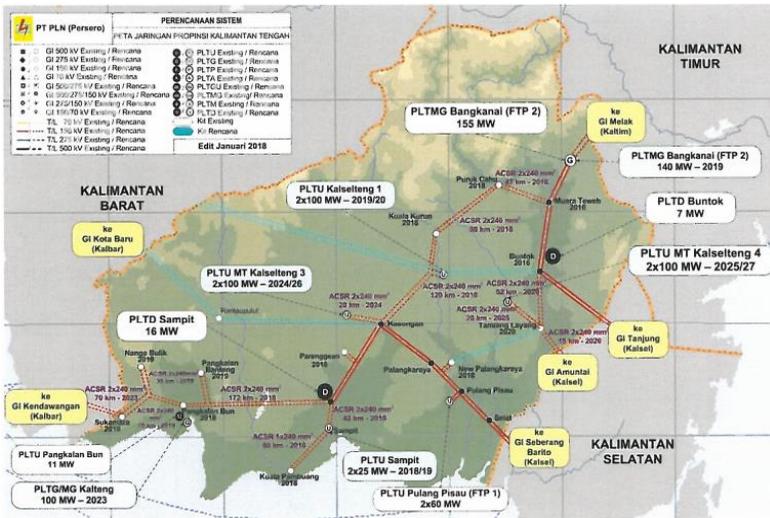
Tabel 3. 1 Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	Barito	PLTA	3x10	PLN
		PLTU	2x65	PLN
			2x65	PLN
No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	Barito	PLTU	86	Swasta-EXCES
		PLTG	21	PLN
		PLTD	90	PLN
		PLTD	48	Swasta-Sewa
2	Kotabaru	PLTD	20	PLN
3	ULD	PLTD	10	PLN

3.1.2 Kalimantan Tengah

Kalimantan Tengah merupakan salah satu provinsi yang terletak di pulau Kalimantan, dengan luas wilayah 157.983 km². Kalimantan tengah memiliki 13 Kabupaten dan 1 kota, dengan Ibukota provinsinya yaitu kota palangkaraya. Menurut sensus penduduk pada tahun 2015, Kalimantan tengah memiliki jumlah penduduk sebesar 2.680.680 jiwa.

Kapasitas terpasang seluruh pembangkit di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 427 MW, dengan daya mampu sekitar 324 MW dan beban puncak tertinggi *non coincident* adalah 110 MW. Penjualan energi listrik periode tahun 2000-2017 di Kalimantan Selatan dan Tengah tumbuh rata-rata sebesar 7,6% [2].



Gambar 3. 2 Peta Sistem Kelistrikan Kalimantan Tengah

Gambar 3.2 merupakan peta sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah yang sebagian besar dipasok dari Sistem Barito, sedangkan sistem tenaga listrik lainnya merupakan sistem *isolated* tersebar antara lain Pangkalan Bun, Kuala Pambuang, Nanga Bulik, Kuala Kurun, Puruk Cahu, Sukamara, serta Unit Listrik Desa (ULD). Sistem *isolated* tersebut memiliki daya mampu pembangkit rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadai. Daftar pembangkit eksisting di Kalimantan Tengah dapat dilihat melalui Tabel 3.2 berikut :

Tabel 3. 2 Pembangkit Eksisting Kalimantan Tengah

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	Barito	PLTU	2x60	PLN
		PLTMG	155	PLN
			140	PLN
		PLTD	7	PLN
			16	PLN
2	Pangkalan Bun	PLTU	11	PLN
		PLTD	28	PLN
			13	Swasta-Sewa
3	Kuala Pambuang	PLTD	5,4	PLN
4	Nangka Bulik	PLTD	7,5	PLN
5	Kuala Kurun	PLTD	4,4	PLN
6	Puruk Cahu	PLTD	6,6	PLN
7	Sukamara	PLTD	5,9	PLN
8	ULD	PLTD	28	PLN

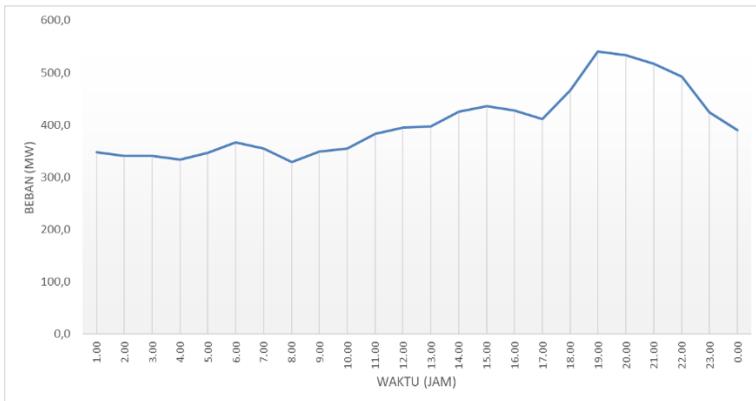
3.2 Karakteristik Beban

Karakteristik beban dapat terjadi karena adanya pemakaian daya listrik yang besarnya berubah selama periode waktu tertentu. Besar beban setiap selang waktu tertentu berubah-ubah besarnya sesuai yang di butuhkan oleh pelanggan listrik.

3.2.1 Kurva Beban Harian

Karakteristik beban harian timbul karena adanya pemakaian daya listrik yang besarnya berubah selama periode waktu satu hari. Besar beban setiap selang waktu tertentu berubah-ubah besarnya sesuai yang di butuhkan oleh pelanggan listrik. Karakteristik beban harian Kalimantan Selatan dan Tengah ditunjukkan pada Gambar 3.3 dalam bentuk Kurva Beban Harian Kalimantan Selatan dan Tengah. Beban harian yang

digunakan sebagai contoh merupakan beban harian Kalimantan selatan dan tengah pada tanggal 30 September 2014.

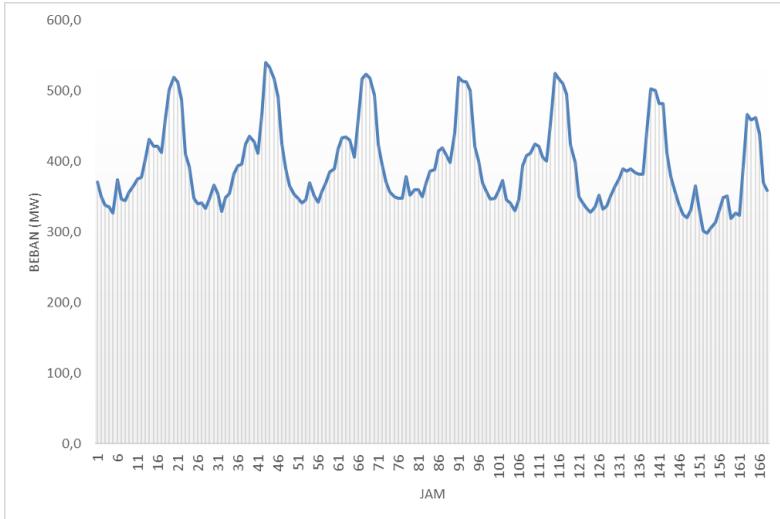


Gambar 3. 3 Kurva Beban Harian Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2014

Berdasarkan Gambar 3.3 kurva beban harian diatas, dapat di kesimpulan bahwa kebutuhan beban dalam satu hari (24 jam) selalu berubah-ubah. Beban puncak terjadi pada pukul 19.00 WIB dengan beban sebesar 540 MW.

3.2.2 Kurva Beban Mingguan

Kurva beban mingguan timbul karena adanya pemakaian daya listrik yang besarnya berubah selama periode waktu satu minggu. Besar beban setiap selang waktu satu minggu berubah-ubah besarnya sesuai yang di butuhkan oleh pelanggan listrik. Karakteristik beban mingguan Kalimantan Selatan dan Tengah ditunjukkan pada Gambar 3.4 dalam bentuk Kurva beban mingguan Kalimantan Selatan dan Tengah. Beban mingguan yang digunakan sebagai contoh merupakan beban harian Kalimantan Selatan dan Tengah pada hari Senin 29 September 2014 sampai Minggu 05 Oktober 2014.



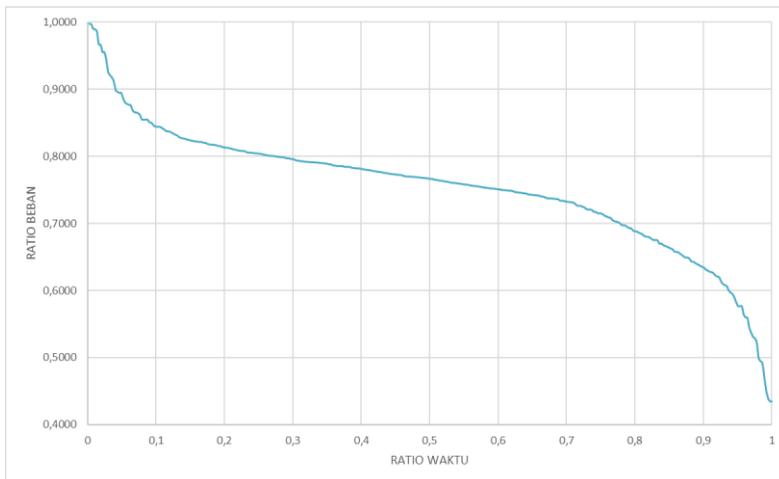
Gambar 3. 4 Kurva Beban Mingguan Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2014

Berdasarkan Gambar 3.4 kurva beban mingguan yang ditunjukkan pada Gambar 3.4, dapat disimpulkan bahwa kebutuhan beban dalam satu minggu (168 jam) selalu berubah-ubah besarnya sesuai yang di butuhkan oleh pelanggan listrik. Beban puncak terjadi pada hari Selasa tanggal 30 September 2014.

3.2.3 Kurva Lama Beban

Kurva lama beban adalah bagian dari perencanaan pengembangan pembangkit listrik. Dengan kurva lama beban diketahui energi dan durasi kebutuhan daya. Kurva lama beban dapat diperoleh dari kurva beban tahunan. Luas daerah dibawah kurva lama beban merupakan jumlah energi yang dikonsumsi selama satu tahun. Untuk membentuk kurva lama beban dilakukan dengan menyusun beban puncak setiap hari dalam satu tahun yang kemudian disusun mulai dari beban puncak tertinggi hingga beban puncak terendah terendah. Kemudian diubah dalam bentuk *rasio* 1. Kurva lama beban Kalimantan Selatan dan Tengah ditunjukkan pada

Gambar 3.5. Kurva lama beban tersebut disusun berdasarkan beban puncak Kalimantan Selatan dan Tengah pada tahun 2014

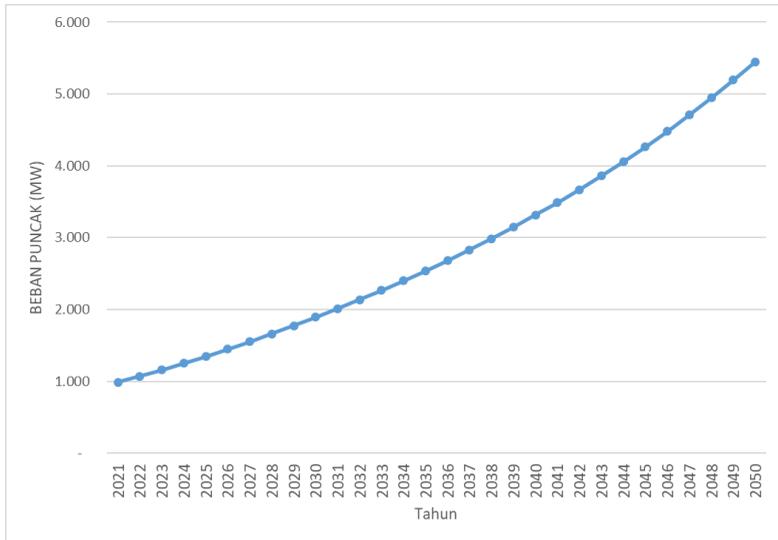


Gambar 3. 5 Kurva Lama Beban

3.3 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah memiliki sumber daya energi yang melimpah dengan tersedianya cadangan batubara dan gas methane yang cukup besar. Disisi lain, di provinsi tersebut sudah banyak dibuka perkebunan kepala sawit. Mulai berkembangnya perkebunan kelapa sawit dan pengusaha sumber daya alam batubara, telah membuat ekonomi di dua provinsi tersebut tumbuh positif dan mempunyai prospek yang bagus. Kondisi tersebut akan berpengaruh kepada pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Kalimantan selatan dan Kalimantan tengah.

Maka proyeksi kebutuhan tenaga listrik Kalimantan selatan dan Kalimantan tengah tahun 2018-2050 diberikan pada Gambar 3.6 :



Gambar 3. 6 Proyeksi Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050

3.4 Potensi Sumber Energi Primer

Provinsi Kalimantan Selatan merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber energi primer sangat besar, meliputi batubara, gas metan batubara (*coal bed methana/CBM*) dan tenaga air. Deposit batubara diperkirakan lebih dari 1,8 miliar ton, sementara produksinya rata-rata mencapai 12 juta ton per tahun. Potensi batubaranya sangat besar dengan berbagai tingkat kalori.

Provinsi Kalimantan Tengah mempunyai potensi batubara yang besar terutama di kabupaten Barito Utara. Survey yang telah dilakukan sejak tahun 1975 oleh beberapa institusi, baik pemerintah maupun perusahaan asing seperti PT BHP - Biliton memperkirakan terdapat sekitar 400 juta ton batubara dengan nilai kalori di atas 7.000 kkal per kg dan juga ditemukan batubara dengan kandungan kalori di atas 8.000 kkal per kg di kabupaten Barito Utara dan Murung Raya bagian utara. Batubara banyak ditemukan di daerah Muara Bakah, Bakanon, Sungai Montalat, Sungai Lahei, Sungai Maruwai dan sekitarnya.

Tabel 3. 3 Potensi Babubara Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Kandungan Kalori (kcal/kg)	KALIMANTAN SELATAN		KALIMANTAN TENGAH	
	Sumberdaya (Juta Ton)	Cadangan (Juta Ton)	Sumberdaya (Juta Ton)	Cadangan (Juta Ton)
<5100	972	536	484	-
5100-6100	7621	1287	346	4
6100-7100	479	44	458	-
>7100	30	0	325	45
Jumlah	9102	1867	1613	49

Berdasarkan Tabel 3.3 di atas, cadangan batu bara di Kalimantan Selatan mencapai 1.867 juta ton, sedangkan Kalimantan tengah hanya 49 juta ton.

Sementara untuk sumber energi primer gas alam hanya terdapat di provinsi Kalimantan Tengah yaitu di Bangkandia Kabupaten Barito Utara, yang dapat menghasilkan gas alam 20 mmscfd (*million metric strandard cubic feat per day*) selama 20 tahun. Diperkirakan volume gas akan turun secara bertahap menjadi 16 mmscfd (*million metric strandard cubic feat per day*) mulai tahun ke-16.

Selain potensi batubara dan gas, juga terdapat potensi air juga terdapat di Kalimantan Selatan dan Tengah dapat dilihat dalam Tabel 3.4 dan Tabel 3.5 [6, 13].

Tabel 3. 4 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Selatan

No.	Lokasi	Tipe	Kapasitas (MW)	Status
1	Muara Jambi	RES	284	Potensi
2	Tanah Bumbu	RES	65	Potensi

No.	Lokasi	Tipe	Kapasitas (MW)	Status
3	Banjar	PLTM	10	Potensi
4	Hulu Sungai Selatan	PLTM	0,6	Potensi
5	Banjar	PLTM	0,9	Potensi
6	Kotabaru	PLTM	0,6	Potensi
7	Kotabaru	PLTM	0,6	Potensi
Total			361,7	

Tabel 3. 5 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Tengah

No.	Nama Bendungan	Kabupaten	Kapasitas (MW)
1	Riam Jerawi	Katingan	72
2	Muara Juloi	Murung Raya	284
Total			356

3.5 Penambahan Pembangkit Periode Tahun 2018-2020

Studi perencanaan pembangkit sistem Kalimantan selatan dan Kalimantan tengah yang dilakukan dimulai dari tahun 2021 sampai 2050. Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2020, PLN sudah merencanakan penambahan proyek pembangkit listrik yang meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/MG/GU. Proyek penambahan pembangkit periode tahun 2018-2020 dapat dilihat pada Tabel 3.6.

Tabel 3. 6 Rencana Penambahan Pembangkit Periode Tahun 2018-2020

No	Proyek	Jenis	Kapasitas (MW)	Operasi
1	Kotabaru	PLTU	2x7	2018
2	Kalsel (FTP2)	PLTU	2x100	2019

No	Proyek	Jenis	Kapasitas (MW)	Operasi
3	Kalselteng 2	PLTU	2x100	2019
4	Sampit	PLTU	2x25	2019
5	Kalselteng 1	PLTU	2x100	2019

BAB 4

SIMULASI DAN ANALISIS RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN TAHUN 2021-2050

4.1 Asumsi Perencanaan

Perencanaan pengembangan pembangkit membutuhkan asumsi-asumsi awal sebelum memulai menyusun perencanaan. Dalam menentukan asumsi awal tidak boleh sembarangan karena ketika asumsi awal yang digunakan salah maka hasil perencanaan juga salah. Asumsi awal yang digunakan dalam menyusun perencanaan pengembangan pembangkit sistem Kalimantan Selatan dan Tengah untuk menjalankan simulasi dari setiap modul WASP IV sebagai berikut :

1. Tahun awal perencanaan, yaitu tahun 2021.
2. Tahun akhir perencanaan, yaitu tahun 2050.
3. Jumlah periode dalam satu tahun, yaitu 4 periode[11].
4. Nilai suku bunga 7% mengacu pada data BI rate.
5. Potensi sumber energi primer di Kalimantan Selatan dan Tengah merujuk pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2018-2027 [2].
6. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) jenis *reservoir* yang dioperasikan sebagai pembangkit pemikul beban puncak.
7. Semua Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) diasumsikan berhenti beroperasi pada tahun 2026.
8. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) diasumsikan berhenti beroperasi sesuai umur ekonomis pembangkit tersebut.
9. Umur ekonomis pembangkit dapat dilihat dalam Tabel 4.1.
10. Kriteria pengembangan pembangkit merujuk pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2018-2027[2].
11. Asumsi biaya investasi pembangkit dapat dilihat dalam Tabel 4.1[8] .
12. Asumsi waktu yang dibutuhkan untuk pembangunan pembangkit dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4. 1. *Data Lifetime, Capital Cost, Constuction time, dan IDC* Setiap Kandidat Pembangkit

No	Jenis	Kode Pembangkit	Capital Cost (\$/kW)	Lifetime (Years)	Construction Years	IDC
1	PLTU	KU-1	2.000	30	4	9,68%
2	PLTU	KU-2	1.700	30	4	9,68%
3	PLTU	KU-3	1.500	30	4	9,68%
4	PLTU	KU-4	1.400	30	4	9,68%
5	PLTG	KG-1	500	25	2	4,94%
6	PLTG	KG-2	450	25	2	4,94%
7	PLTGU	KGU1	1.000	25	3	7,33%
8	PLTGU	KGU2	900	25	3	7,33%

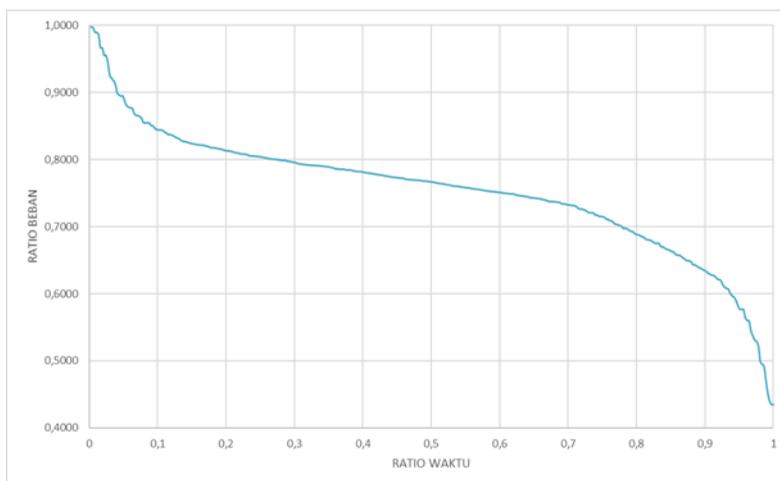
4.2 Input Data Kebutuhan Beban Tahun 2021-2050 dan Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan dan Tengah

Data kebutuhan beban tahun 2021-2050 dan pembangkit eksisting Kalimantan Selatan dan Tengah merupakan data sistem tenaga listrik yang dibutuhkan sebagai masukan modul 1 *Loadsy* dan modul 2 *Fyxsys*. Data kebutuhan beban tahun 2021-2050 diinput kedalam modul *loadsys* pada WASP IV untuk mengetahui nilai *minimum load*, *load factor*, dan *energy demand* untuk setiap periode selama tahun perencanaan

4.2.1 Data Kebutuhan Beban

Data kebutuhan beban ini akan menggunakan data *load forecasting* yang telah dilakukan oleh PLN yang termuat pada halaman lampiran 1. Data tersebut akan diinput kedalam modul *loadsys* pada WASP IV untuk mengetahui nilai *minimum load*, *load factor*, dan *energy demand* untuk setiap periode selama tahun perencanaan. *Output* dari modul *loadsys* ini akan digunakan sebagai input untuk modul *congen* dan *mersim*.

Sebelum memulai simulasi, data *load forecasting* dari tahun 2021-2050 harus dimasukkan ke dalam menu *annual peak load*. Kemudian rasio beban puncak setiap periode dalam setiap tahun dimasukkan ke menu periode *peak load ratio*. Selanjutnya adalah memasukkan data dari *load duration curve* dalam mode *points*. Untuk data *load duration curve*, akan menggunakan data acuan beban per-jam pada tahun 2014 yang termuat dalam lampiran 2. Data acuan ini akan digunakan hingga tahun 2050. Sehingga pada tahun 2021 hingga tahun 2050, data LDC-nya diasumsikan sama. Berikut kurva LDC Kalimantan Selatan dan Tengah pada tahun 2014 yang akan dijadikan acuan :

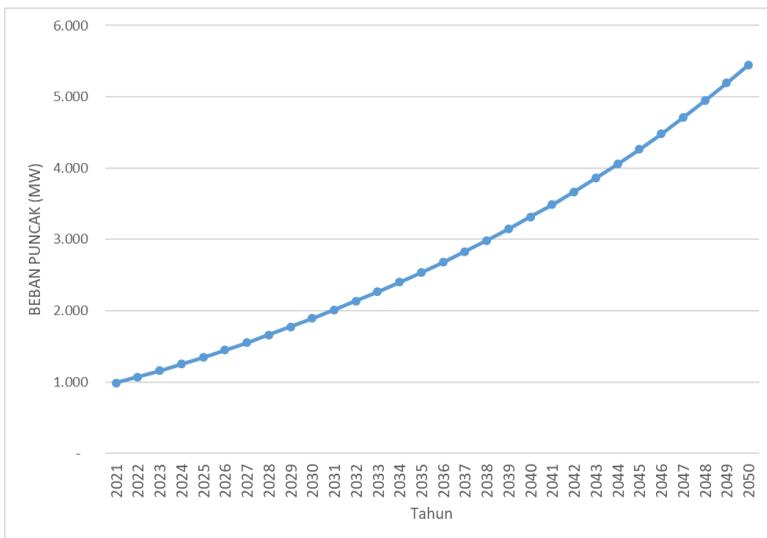


Gambar 4. 1. *Load Duration Curve* Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2014

Terakhir adalah memilih mode *output* dengan mode normal dan *number off fourier coefficients* 50 sesuai seperti yang direkomendasikan. Dari hasil simulasi yang dilakukan, maka diperoleh output dari modul *load system* yang dimuat dalam Gambar 4.1

Berdasarkan kurva LDC pada Gambar 4.1 dapat diketahui bahwa *load factor* Kalimantan Selatan dan Tengah pada tahun 2014 adalah 74,2%. Sehingga dapat disimpulkan bahwa *base load*-nya sebesar 74,2% dan *peak load*-nya 26,8% serta untuk *middle load* nya 10% diantara *base load* dengan *peak load*. Karena kurva tersebut yang akan menjadi acuan

perencanaan. Berdasarkan Gambar 4.2 grafik beban puncak kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah periode tahun 2021-2050, dapat dilihat bahwa beban puncak di Kalimantan Selatan dan Tengah terus mengalami pertumbuhan dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 152 MW pertahun. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor di antaranya pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, dan rasio elektrifikasi. Beban puncak di Kalimantan Selatan dan Tengah pada tahun 2050 akan mencapai 5.447 MW. Untuk memenuhi kebutuhan beban puncak tersebut, maka diperlukan penambahan pembangkit pada sistem.



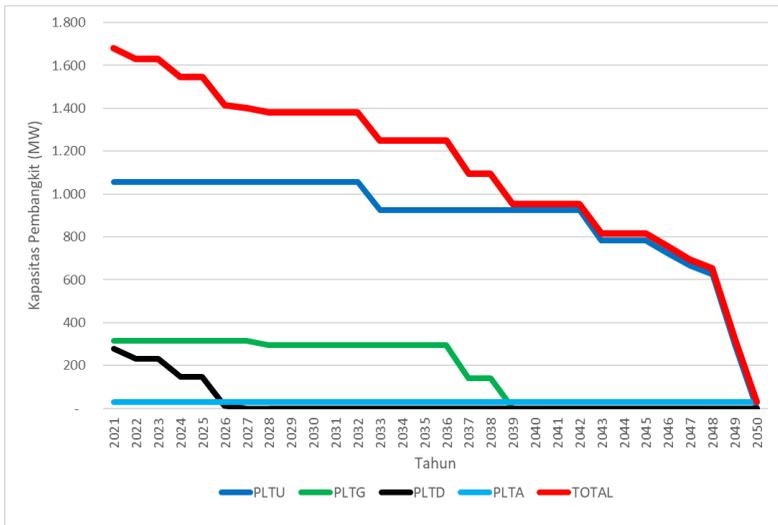
Gambar 4. 2 Proyeksi Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050

4.2.2 Data Pembangkit Eksisting

Untuk menganalisis pemanfaatan pembangkit eksisting Kalimantan Selatan dan Tengah setiap tahunnya, akan dilakukan simulasi menggunakan modul *fixsys* pada WASP IV. Tahap awal dalam melakukan simulasi ini adalah mengisi jenis bahan bakar yang digunakan baik oleh pembangkit yang ada saat ini maupun kandidat pembangkit yang direncanakan, dengan jenis bahan bakarnya adalah *coal*, *oil*, *gas*, dan LNG. Selanjutnya memasukkan data pembangkit eksisting

Kalimantan Selatan dan Tengah sesuai pada Tabel 3.1 dan Tabel 3.2 dan tambahan proyek pembangunan pembangkit yang diasumsikan sudah beroperasi pada tahun 2020 sesuai Tabel 3.6 dengan asumsi parameter teknis untuk setiap pembangkit berdasarkan Tabel 2.2 dan Tabel 2.3. Terakhir mengatur jadwal kapan pembangkit akan dipadamkan melalui menu *additions/retirements of thermal plants*.

Berdasarkan Gambar 4.3 dapat dilihat bahwa pembangkit jenis PLTD (warna hitam) tidak akan dimanfaatkan lagi sejak tahun 2026. Hal ini dilakukan untuk menekan biaya operasional pembangkit pertahunnya, biaya bahan bakar untuk PLTD yaitu BBM sangat mahal sehingga dapat menaikkan biaya pembangkitan pertahun. Sementara untuk pembangkit jenis bahan bakar batu bara, gas, dan LNG akan terus dimanfaatkan hingga masa pakainya (*lifetime*) habis.



Gambar 4. 3 Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050

4.3 Input Jenis Kandidat Pembangkit

Untuk memasukkan daftar pembangkit yang akan menjadi kandidat dalam perencanaan pengembangan pembangkit di Kalimantan Selatan

dan Tengah, maka data kandidat pembangkit akan dimasukkan ke dalam modul *varsys* pada WASP IV. Pengoperasian modul ini sama dengan mengoperasikan modul *fixsys* pada subbab 4.2.2, sementara untuk asumsi parameter teknis dari setiap kandidat pembangkit, juga akan mengacu pada Tabel 2.2 dan Tabel 2.3. Untuk daftar kandidat pembangkit *thermal* yang akan direncanakan, dapat dilihat melalui Tabel 4.2 berikut :

Tabel 4. 2 Data Kandidat Pembangkit *Thermal* Yang Direncanakan

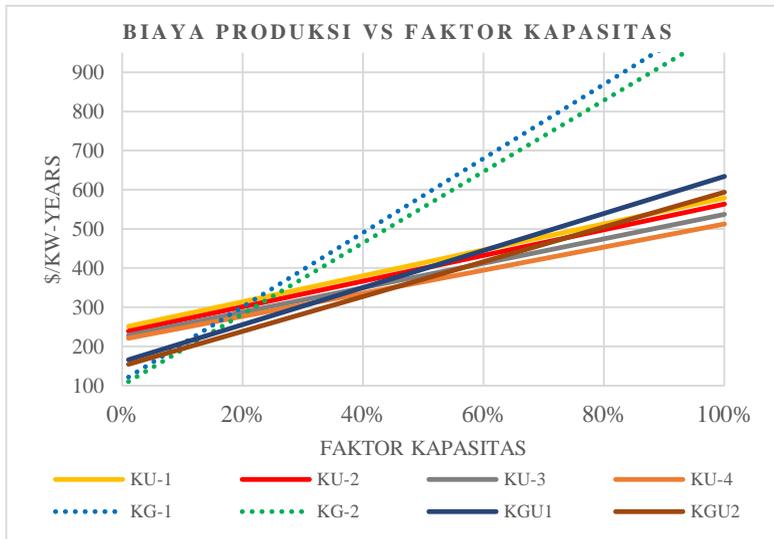
No	Jenis	Kode Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)
1	PLTU	KU-1	BB	50
2	PLTU	KU-2	BB	100
3	PLTU	KU-3	BB	200
4	PLTU	KU-4	BB	400
5	PLTG	KG-1	GAS	50
6	PLTG	KG-2	GAS	100
7	PLTGU	KGU1	GAS	75
8	PLTGU	KGU2	GAS	150

Selain itu, ada pula kandidat pembangkit *hydro* dalam perencanaan ini. Namun, pembangkit *hydro* ini tidak akan ikut dikompetisikan bersama pembangkit *thermal* untuk memenuhi bauran energi nasional dengan memaksimalkan potensi energi terbarukan (potensi tenaga air) yang ada di Kalimantan Selatan dan Tengah. Oleh karena itu, setiap kandidat pembangkit *hydro* harus ditentukan tahun operasinya. Berikut daftar kandidat pembangkit *hydro* yang akan dibangun dalam perencanaan dapat dilihat dalam Tabel 4.3[2, 13].

Tabel 4. 3 Daftar Kandidat Pembangkit *Hydro* Yang Akan Direncanakan

No	Jenis	Kode Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
1	PLTA	PA-1	68	2026
2	PLTA	PA-2	284	2037

Dari data jenis kandidat pembangkit *thermal* pada Tabel 4.2 dengan asumsi parameter teknis, maka akan didapatkan besarnya biaya pembangkitan pertahun setelah dihitung menggunakan persamaan pada subbab 2.6 terhadap faktor kapasitasnya yang digambarkan dalam suatu *screening curve* yang dapat dilihat dalam Gambar 4.4. Dari *screening curve* dapat diambil kesimpulan bahwa pembangkit jenis PLTU akan sangat ekonomis jika dibebani maksimum (faktor kapasitas 60%-80%) sehingga pembangkit PLTU akan digunakan untuk memikul beban dasar. Sementara pembangkit jenis PLTG memiliki biaya pembangkitan yang kecil apabila dioperasikan pada faktor kapasitas (5%-20%), sehingga pembangkit PLTG inilah yang akan digunakan untuk memikul beban puncak. Untuk pembangkit jenis PLTGU sangat cocok digunakan untuk memikul beban menengah (20%-50%). Selain itu, semakin besar kapasitas pembangkit maka semakin kecil pula biaya pembangkitannya. Sebagai contoh adalah pembangkit PLTU 200 MW (KU-2) dan PLTU 400 MW (KU-4). *Screening curve* ini yang akan dijadikan acuan oleh program WASP-IV dalam memilih kandidat pembangkit yang akan dipasang pertahunnya.



Gambar 4. 4 *Screening Curve* Kandidat Pembangkit *Thermal* Yang Di rencanakan

4.4 Simulasi Konfigurasi Pembangkit

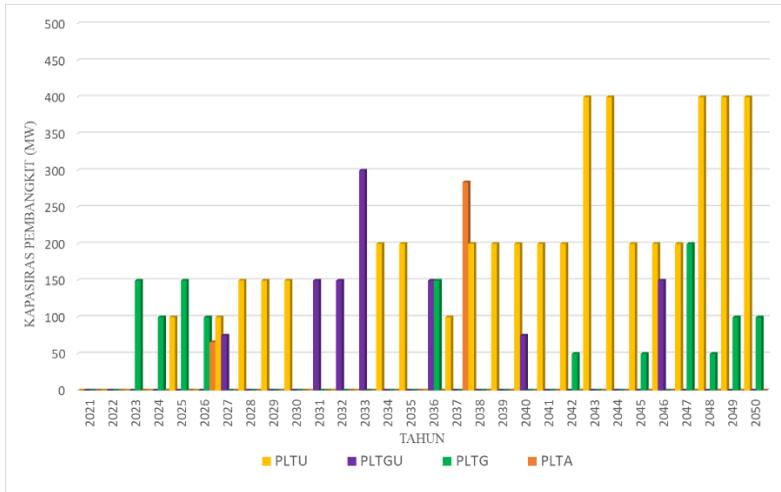
Simulasi konfigurasi pembangkit ini akan menggunakan modul *congen* pada WASP IV. Simulasi ini akan menghasilkan sejumlah konfigurasi setiap jenis kandidat pembangkit yang akan direncanakan pertahun. Karena modul ini hanya mampu melakukan konfigurasi sebanyak 500 konfigurasi setiap tahunnya dan total 5000 konfigurasi hingga akhir tahun perencanaan, maka akan diberi batasan-batasan tertentu berupa *reserve margin* dan jumlah ekspansi pembangkit untuk mengurangi jumlah konfigurasi.

4.5 Hasil Optimasi Pengembangan Pembangkit

Untuk mendapatkan pengembangan pembangkit yang optimal setiap tahunnya, akan dilakukan simulasi menggunakan modul *merism* dan modul *dynpro* pada WASP IV. Modul *mersim* untuk menghasilkan biaya operasional setiap konfigurasi pembangkit, biaya ENS, serta indeks keandalan (LOLP) setiap konfigurasi. Kemudian proses optimasi akan dilakukan oleh modul *dynpro* untuk menentukan rencana penambahan pembangkit setiap tahunnya dengan memperhatikan biaya pengembangan pembangkitan termurah dan memiliki keandalan yang tinggi. Khusus untuk modul *dynpro*, sebelum dijalankan terlebih dahulu dimasukkan data *capital cost*, *lifetime*, *construction time*, dan *interest during construction* (IDC) dari masing-masing kandidat pembangkit, sesuai pada Tabel 4.1.

Kemudian nilai suku bunga diasumsikan 7%, *base year for cost discounting calculation* dan *base year for cost escalation calculation* ditetapkan pada tahun 2021. Terakhir, pada menu *data for future years* nilai LOLP untuk setiap tahun dibatasi 0,274% sesuai standar PLN dan biaya ENS sebesar 0,85 \$/kWh [2].

Optimasi terbaik didapatkan ketika tidak terdapat tanda + atau - di konfigurasi pembangkit setiap tahunnya. Ketika masih terdapat tanda tersebut, berarti konfigurasi belum dikatakan baik, sehingga perlu diatur kembali konfigurasi pembangkitnya pada modul *congen*. Setelah dilakukan beberapa kali proses optimasi (*congen-mersim-dynpro*), maka didapatkan rencana pengembangan pembangkit seperti pada diagram batang berikut :

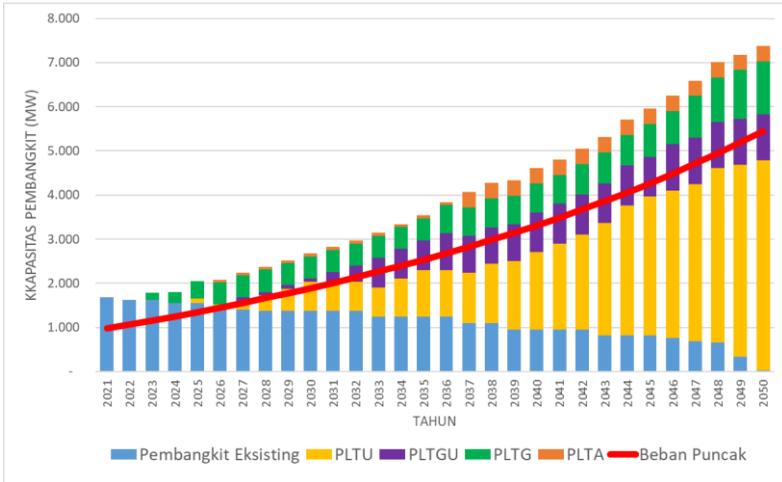


Gambar 4. 5 Konfigurasi Penambahan Pembangkit Menurut Jenisnya Setiap Tahunnya di Kalimantan Selatan dan Tengah Selama Periode Tahun 2021-2050.

Dari diagram batang pada Gambar 4.5. dapat diambil kesimpulan bahwa :

1. Selama tahun 2021-2022 tidak ada pembangkit yang di bangun, karena pembangkit yang sudah ada sudah mencukupi kebutuhan beban serta *reserve margin* yang tinggi.
2. Tahun 2023 barulah dibutuhkan pembangkit listrik tenaga gas, untuk memikul beban puncak menggantikan PLTD yang mulai berkurang karena berhenti beroperasi.
3. Tahun 2025 PLTU yang tersedia perlu ditambah karena tidak mampu menanggung *base load*.
4. Tahun 2026 dibangun PLTA 68 MW untuk memikul beban puncak, sehingga mengurangi penggunaan PLTG
5. Tahun 2027 mulai dibutuhkan pembangkit PLTGU untuk memikul beban menengah dari kebutuhan beban yang ada.
6. Tahun 2037 dibangun PLTA 284 MW yang diatur sebagai *peaking unit* karena pada tahun tersebut PLTG eksisting ada yang berhenti beroperasi.

- Tahun 2044 dibutuhkan PLTU 400 MW karena kebutuhan beban semakin bertambah dengan beban puncak ditahun ini adalah 4057 MW.



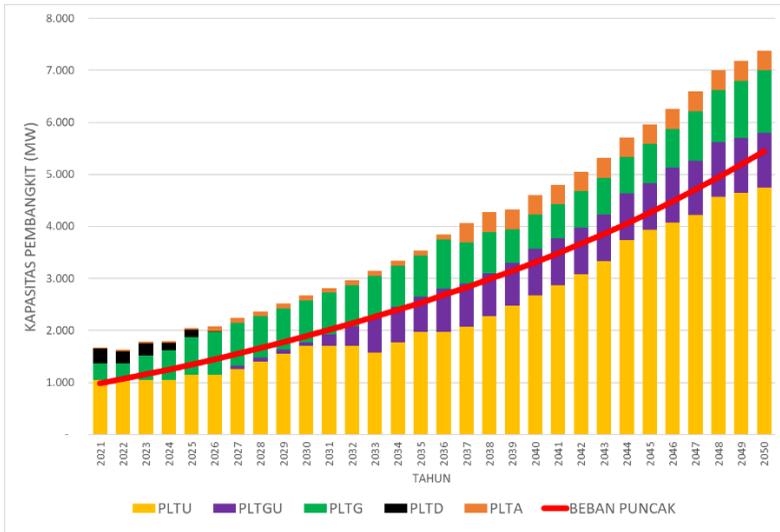
Gambar 4. 6 Grafik Kapasitas Pembangkit Eksiting ditambah dengan Konfigurasi Penambahan Pembangkit dan Proyeksi Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050

Dari diagram batang pada Gambar 4.6, dapat diambil kesimpulan bahwa :

- Pembangkit jenis PLTU kelas kapasitas 50 MW dibutuhkan mulai tahun 2028 sedangkan untuk 100 MW dibutuhkan pada tahun 2025 untuk memenuhi kebutuhan dasar.
- Pembangkit PLTU kelas kapasitas 200 MW mulai dibutuhkan pada tahun 2034 untuk memenuhi kebutuhan dasar.
- Pembangkit PLTU kelas kapasitas 400 MW mulai dibutuhkan pada tahun 2044 untuk memenuhi kebutuhan dasar dengan beban puncak pada tahun tersebut adalah 4.057 MW.
- Pembangkit PLTGU kelas kapasitas 75 MW mulai dibutuhkan pada tahun 2027 untuk memikul beban menengah.
- Pembangkit PLTGU kelas kapasitas 150 MW mulai dibangun pada tahun 2027 untuk memenuhi kebutuhan beban menengah.

6. Pembangkit PLTG kelas kapasitas 50 MW dan 100 MW mulai dibutuhkan sejak tahun 2023 untuk menggantikan peran PLTD untuk memikul beban puncak karena terjadi pengurangan kapasitas.
7. Pembangkit PLTG difungsikan untuk memikul beban puncak.
8. Pembangkit jenis *hydro* tidak ikut dikompetisikan dan telah diatur tahun operasinya.
9. Pembangkit PLTA kelas kapasitas 68 MW akan dioperasikan pada tahun 2026 untuk menggantikan peran PLTD untuk memikul beban puncak karena terjadi pengurangan kapasitas.
10. Pembangkit PLTA kelas kapasitas 284 MW akan dioperasikan pada tahun 2037 untuk memenuhi beban puncak yang semakin besar.
11. Sampai tahun 2050 total pembangkit yang akan dibangun sejumlah 9 unit PLTU 50 MW, 13 unit PLTU 100 MW, 13 unit PLTU 200 MW, 4 unit PLTU 400 MW, 6 unit PLTG 50 MW, 8 unit PLTG 100 MW, 3 unit PLTGU 75 MW, 1 unit PLTGU 150 MW, dan 2 unit PLTA *peaker*.

Setelah mendapatkan hasil optimasi terbaik dengan perencanaan pengembangan yang sudah dijeaskan sebelumnya atau yang tertera pada Lampiran 3 maka didapatkan perbandingan antara total daya terpasang dengan kenaikan beban puncak sampai tahun 2050 seperti pada Gambar 4.6. Selain itu didapatkan juga hasil Reserve Margin nya pada Gambar 4.7 hasil yang didapatkan Reserve Margin dari Kalimantan Selatan dan Tengah semakin mendekati persentase standar PLN pada range sekitar 30%-40% sesuai dengan standar PLN untuk pulau Kalimantan.



Gambar 4. 7 Grafik Kapasitas Pembangkit Eksisting ditambah Dengan Konfigurasi Penambahan Pembangkit Menurut Jenisnya dan Proyeksi Beban Puncak Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050

Dari diagram batang pada Gambar 4.6, dapat diambil kesimpulan bahwa :

1. PLTU mendominasi komposisi pembangkit sampai tahun 2050, karena PLTU harus mampu menanggung beban dasar yaitu 75% dari beban puncak yang ada
2. PLTGU memikul beban menengah dengan kapasitas total sebesar 1050 MW
3. PLTD yang berhenti beroperasi yang digantikan perannya oleh PLTG dan PLTA untuk memikul beban puncak dan bekerja sebagai *peaking units*.
4. PLTG yang dibutuhkan sampai tahun 2050 sebesar 1200 MW
5. PLTA yang dibangun sampai tahun 2050 sebesar 350 MW

4.6 Biaya Pengembangan Pembangkit Dan Indeks Keandalan

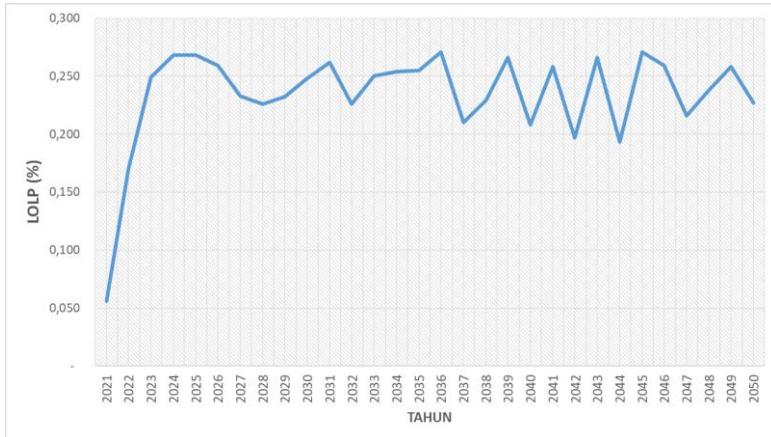
Pada sub bab ini akan diperlihatkan biaya pengembangan pembangkit dan indeks keandalan untuk setiap tahunnya. Biaya-biaya ini terdiri dari biaya konstruksi, nilai sisa, biaya operasi, dan biaya ENS. Dari biaya yang dihasilkan melalui proses optimasi, dapat dilihat untuk biaya konstruksi hasil biayanya sangat variatif bergantung pada jenis pembangkit yang ditambahkan pada tahun tersebut. Sementara untuk nilai sisa akan semakin besar di akhir karena masa pakai pembangkit yang masih lama dan untuk biaya operasi dapat dilihat nilainya terus menurun setiap tahun. Hal ini di karenakan pembangkit jenis PLTD sudah tidak beroperasi lagi dan telah digantikan dengan pembangkit jenis PLTU dengan kapasitas 200 MW dan 400 MW yang memiliki biaya pembangkitan tahunan yang sangat murah. Untuk nilai indeks keandalan pembangkit, sudah sesuai dengan standar PLN yaitu nilai LOLP lebih kecil dari 0,274%. Berikut adalah tabel biaya pengembangan pembangkit dan indeks keandalan pembangkit (LOLP) untuk setiap tahunnya dapat dilihat dalam Tabel 4.4 .

Tabel 4. 4 Biaya Pengembangan Pembangkit Tahun 2021-2050

Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (Juta \$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Biaya	
2021	0	0	421.749	943	422.692	422.692	0,056
2022	0	0	426.350	1.549	427.899	850.591	0,170
2023	60.438	0	416.872	1.948	479.257	1.329.849	0,249
2024	35.928	0	438.266	2.081	476.275	1.806.123	0,268
2025	206.286	6.408	409.457	2.136	611.471	2.417.595	0,268
2026	40.123	0	419.906	2.160	462.188	2.879.783	0,259
2027	198.693	10.453	423.189	2.098	613.528	3.493.311	0,233
2028	205.752	17.444	426.078	2.105	616.490	4.109.801	0,226
2029	196.892	19.936	429.533	2.165	608.654	4.718.455	0,232

Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (Juta \$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Biaya	
2030	188.413	22.428	432.910	2.253	601.149	5.319.604	0,248
2031	88.862	7.369	443.040	2.343	526.876	5.846.480	0,262
2032	170.071	17.686	457.994	2.260	612.638	6.459.118	0,226
2033	81.374	10.317	466.655	2.382	540.094	6.999.211	0,250
2034	197.495	40.495	465.932	2.432	625.364	7.624.575	0,254
2035	188.990	43.610	465.233	2.467	613.080	8.237.655	0,255
2036	214.956	53.774	468.133	2.536	631.850	8.869.505	0,271
2037	89.004	25.632	451.286	2.326	516.985	9.386.490	0,210
2038	230.910	70.641	451.152	2.401	613.822	10.000.312	0,229
2039	158.480	56.070	451.885	2.559	556.854	10.557.166	0,266
2040	185.778	70.960	455.413	2.345	572.576	11.129.742	0,208
2041	145.125	62.300	455.708	2.546	541.079	11.670.821	0,258
2042	287.671	135.102	457.973	2.328	612.869	12.283.690	0,197
2043	132.895	68.530	458.120	2.604	525.089	12.808.779	0,266
2044	218.010	122.820	457.536	2.355	555.081	13.363.860	0,193
2045	130.389	79.833	459.213	2.690	512.459	13.876.319	0,271
2046	162.373	107.352	462.889	2.647	520.557	14.396.876	0,259
2047	222.882	161.980	463.324	2.475	526.701	14.923.577	0,216
2048	297.074	234.159	463.022	2.591	528.528	15.452.105	0,238
2049	198.851	169.663	467.352	2.696	499.236	15.951.341	0,258

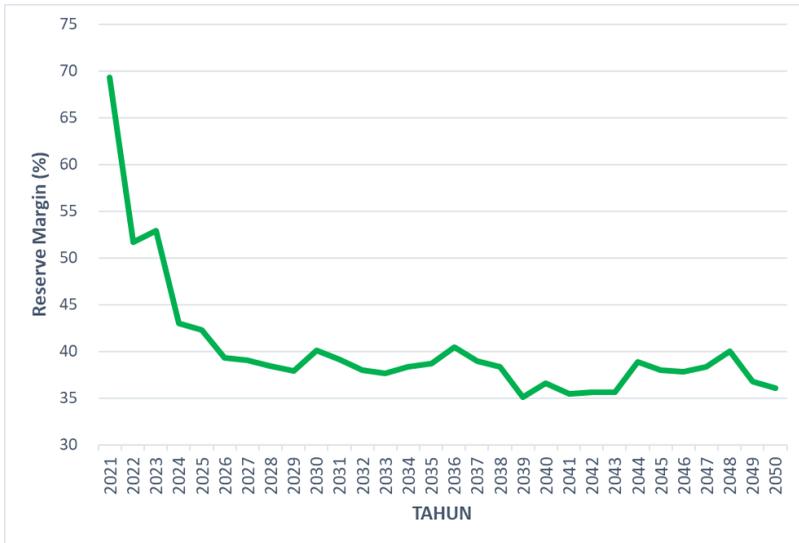
Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (Juta \$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Biaya	
2050	167.409	154.860	466.142	2.568	481.259	16.432.600	0,227



Gambar 4. 8 Grafik *Loss Of Load Probability*

Dalam grafik yang ditunjukkan Gambar 4.8 dapat disimpulkan bahwa :

1. Dari tahun 2021 sampai 2050, standar ketentuan PLN mengenai LOLP (0,274%) hasilnya sudah terpenuhi meskipun nilainya tidak konstan.
2. Hasil *persentase* LOLP tidak konstan dikarenakan adanya faktor range reserve margin dan *Forced Outage Range* (FOR) dari pembangkit.
3. Terjadi naik turun persentase LOLP dikarenakan terjadi pemberhentian pembangkit-pembangkit eksisting karena pengaruh dari pemberhentian maupun *lifetime*-nya



Gambar 4. 9 Grafik *Reserve Margin*

Dari diagram batang pada Gambar 4.9, dapat diambil kesimpulan bahwa:

1. Pada awal tahun perencanaan *reserve margin* diatas 40% dikarenakan penambahan pembangkit pada tahun 2018-2020 dengan jumlah kapasitas pembangkit besar.
2. Tahun 2026 *reserve margin* sudah dibawah 40%.
3. Tahun 2026-2050 *reserve margin* sudah sesuai dengan ketentuan PLN yaitu kurang dari 40%

4.7 Analisis Jaminan Ketersediaan Energi

Pembangunan PLTU di Kalimantan Selatan dan Tengah direncanakan akan dibangun untuk memasok sistem Barito yang merupakan pusat beban. Hal ini disesuaikan dengan prinsip *resource base* yaitu pembangkit dibangun dekat dengan sumber-sumber energi primer. Energi listrik yang dibangkitkan akan disalurkan melalui saluran transmisi Barito.

Dengan asumsi bahwa PLTU dan PLTGU di Kalimantan Selatan dan Tengah akan digunakan sebagai *base load* dan *middle load* yang dioperasikan pada faktor kapasitas 72% sementara PLTG dioperasikan 20% dan PLTD 5%, maka kebutuhan bahan bakar di Kalimantan Selatan dan Tengah hingga tahun 2050 adalah sebagai berikut :

Tabel 4. 5 Kebutuhan Bahan Bakar Per Jenis Pembangkit di Kalimantan Selatan dan Tengah

Tahun	Kapasitas per Jenis Pembangkit (MW)			Kebutuhan Bahan Bakar (Ton)		
	PLTU	PLTD	PLTG/GU	Batubara	BBM	LNG
2021	1.055	278	316	3.979.101	28.426	284.725
2022	1.055	230	316	3.979.101	23.518	284.725
2023	1.055	230	466	3.979.101	23.518	419.880
2024	1.055	146	566	3.979.101	14.929	509.983
2025	1.155	146	716	4.356.267	14.929	645.137
2026	1.155	14	816	4.356.267	1.432	735.240
2027	1.255	0	891	4.733.433	-	802.818
2028	1.405	0	870	5.299.182	-	783.896
2029	1.555	0	870	5.864.931	-	783.896
2030	1.705	0	870	6.430.680	-	783.896
2031	1.705	0	1.020	6.430.680	-	919.051
2032	1.705	0	1.170	6.430.680	-	1.054.205
2033	1.575	0	1.470	5.940.365	-	1.324.514
2034	1.775	0	1.470	6.694.697	-	1.324.514
2035	1.975	0	1.470	7.449.029	-	1.324.514

Tahun	Kapasitas per Jenis Pembangkit (MW)			Kebutuhan Bahan Bakar (Ton)		
	PLTU	PLTD	PLTG/GU	Batubara	BBM	LNG
2036	1.975	0	1.770	7.449.029	-	1.594.823
2037	2.075	0	1.615	7.826.195	-	1.455.163
2038	2.275	0	1.615	8.580.527	-	1.455.163
2039	2.475	0	1.475	9.334.859	-	1.329.019
2040	2.675	0	1.550	10.089.191	-	1.396.597
2041	2.875	0	1.550	10.843.523	-	1.396.597
2042	3.075	0	1.600	11.597.855	-	1.441.648
2043	3.334	0	1.600	12.574.714	-	1.441.648
2044	3.734	0	1.600	14.083.378	-	1.441.648
2045	3.934	0	1.650	14.837.710	-	1.486.700
2046	4.074	0	1.800	15.365.743	-	1.621.854
2047	4.214	0	2.000	15.893.775	-	1.802.060
2048	4.575	0	2.050	17.255.345	-	1.847.112
2049	4.650	0	2.150	17.538.219	-	1.937.215
2050	4.750	0	2.250	17.915.385	-	2.027.318
Total Kebutuhan Bahan Bakar				271.088.063	106.752	35.655.559

Berdasarkan Tabel 4.5 di atas dapat dilihat bahwa total kebutuhan batu bara di Kalimantan Selatan dan Tengah hingga tahun 2050 sebesar 271 juta ton, sementara BBM 106 ribu Ton dan Gas sebesar 27 juta ton. Untuk memenuhi kebutuhan batubara dapat mengandalkan potensi batubara Kalimantan Selatan dan Tengah yang memiliki cadangan batubara. Sementara untuk memenuhi kebutuhan LNG akan mengandalkan *suplai* bahan bakar dari Kalimantan Tengah yang

memiliki potensi gas cukup besar dan apabila kurang akan disuplai dari Kalimantan Timur yang memiliki nilai cadangan sebesar 51,7 TSCF.

4.8 Pembangkit Listrik Tenaga Air

Pembangkit Listrik Tenaga Air atau PLTA merupakan salah satu pembangkit yang akan dibangun dalam perencanaan pengembangan pembangkit ini, tetapi tidak dikompetisikan sesuai kebijakan pemerintah yang tertuang dalam RUPTL 2018-2027 berdasarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017 Tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik.

4.8.1 Pemilihan Tegangan Transmisi PLTA

Perencanaan saluran transmisi meliputi beberapa tahap yang sangat terkait antara satu tahapan dengan tahapan lainnya. Salah satu tahapan tersebut adalah pemilihan tegangan transmisi. Ada beberapa metode yang dapat digunakan dalam pemilihan tegangan transmisi yang optimum dengan menggunakan hubungan antara tegangan dengan daya yang disalurkan dan panjang saluran transmisi. Namun, dalam tugas akhir ini hanya akan menggunakan rumus empiris yang diformulasikan oleh Alfred Still [14].

$$V = 5,5 \times \sqrt{l + \frac{kW_{maks}}{100}} \text{ KV} \quad (4.1)$$

Keterangan :

l = panjang saluran transmisi mile

kW_{maks} = daya yang disalurkan

Sehingga dapat dihitung biaya yang dibutuhkan yang dapat dilihat dalam Tabel 4.6.

Tabel 4. 6 Perhitungan Pemilihan Tegangan Transmisi PLTA

Perhitungan	PLTA	
	68 MW	284 MW
Panjang Saluran Transmisi (mile)	28,6	49,7
Daya yang disalurkan (kW)	68.000	280.000
Tegangan Hasil perhitungan (kV)	146,63	274,68
Tegangan Transmisi (kV)	150	275

Berdasarkan hasil perhitungan yang dapat dilihat pada Tabel 4.6. dapat disimpulkan bahwa untuk mentransmisikan daya listrik dari PLTA 68 MW menuju GI Santui menggunakan tegangan transmisi 150 kV. Sedangkan untuk mentransmisikan daya listrik dari PLTA 284 MW menuju GI Paruk Cahu menggunakan tegangan transmisi 275 kV.

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisis pada tugas akhir ini, perencanaan pengembangan pembangkit di Kalimantan Selatan dan Tengah telah memenuhi kriteria keandalan yang baik dan biaya pengembangan termurah. Begitu juga dengan biaya pengembangan pembangkitnya. Dengan demikian dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Total pengembangan pembangkit di Kalimantan Selatan dan Tengah sampai dengan tahun 2050 sebesar 7.350 MW yang terdiri dari PLTU sebesar 4.750 MW, PLTGU 1.050 MW, PLTG 1.200 MW dan PLTA 350 MW.
2. Sampai tahun 2050 total pembangkit yang akan dibangun sejumlah 3 unit PLTU 50 MW, 6 unit PLTU 100 MW, 12 unit PLTU 200 MW, 4 unit PLTU 400 MW, 8 unit PLTG 50 MW, 8 unit PLTG 100 MW, 2 unit PLTGU 75 MW, 6 unit PLTGU 150 MW dan 2 unit PLTA dengan kapasitas total 350 MW.
3. PLTU berperan sebagai pemikul beban dasar dengan *Capacity Factor* 57,51%-74,86% selama periode 2021-2050
4. PLTGU berperan sebagai pemikul beban menengah dengan *Capacity Factor* 43,28%-56,31% selama periode 2021-2050
5. PLTG berperan sebagai pemikul puncak dengan *Capacity Factor* 17,01%-19,41% selama periode 2021-2050
6. PLTA berperan sebagai pemikul beban puncak dengan *Capacity Factor* 35% selama periode 2021-2050
7. Tegangan transmisi yang digunakan untuk PLTA 68 MW adalah 150 kV, sedangkan PLTA 284 MW menggunakan tegangan transmisi 275 kV
8. Dari segi biaya pengembangan pembangkit, didapatkan nilai keekonomian yang *optimum* dengan total biaya hingga tahun 2050 sebesar 16,4 juta *Dollar*. Sedangkan, indeks keandalan LOLP telah sesuai dengan yang direncanakan yaitu sesuai standar PLN dengan nilai LOLP antara 0,056% sampai 0,271%.
9. Perencanaan pengembangan pembangkit telah sesuai dengan karakteristik beban berdasarkan kurva LDC Kalimantan Selatan

dan Tengah dengan nilai base *base load*-nya sebesar 72% dari beban puncak, *middle load*-nya 8%, dan *peak load*-nya 20%.

Dengan demikian, hasil optimasi yang dilakukan telah sesuai dengan kriteria perencanaan penambahan pembangkit di suatu sistem kelistrikan.

5.2 Saran

Berikut saran yang perlu dipertimbangkan untuk penelitian selanjutnya adalah :

1. Perlu penelitian lebih lanjut mengenai analisa emisi Gas Rumah Kaca (GRK) yang dihasilkan akibat dari proses optimasi pembangkit yang banyak menggunakan pembangkit berbahan bakar batubara dan gas.
2. Penelitian ini belum menentukan lokasi penempatan pembangkit, sehingga perlu dilakukan penelitian lebih lanjut mengenai penempatan pembangkit yang tepat.
3. Pengaruh penambahan pembangkit pada seluruh sistem kelistrikan Kalimantan terhadap ketersediaan potensi energi primer di pulau Kalimantan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] D. J. K. Listrikan, "Statistik Ketenagalistrikan 2015," ed. Jakarta: Direktorat Jenderal Ketenaga Listrikan Kemntrian ESDM, 2016
- [2] PLN, "RUPTL PLN 2018-2027," ed. Jakarta: PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2018.
- [3] D. Marsudi, *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, 2 ed. Yogyakarta: Penerbit Graha Ilmu, 2006.
- [4] I. D. Marsudi, *PEMBANGKITAN ENERGI LISTRIK*, 2 ed. Jakarta: Penerbit Erlangga, 2011.
- [5] M. T. Wikarsa, *Studi Analisis Program Percepatan 10.000 MW Tahap I Pada Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali*. Jakarta: Universitas Indonesia, 2010.
- [6] *Rencanana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2018 S.D 2027*. Jakarta: PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2018.
- [7] M. D. B. Rizki Firmansyah Setya Budi, Imam Bastori, "Pemodelan Perhitungan Indeks Lost of Load Probability untuk N Unit Pembangkit pada Sistem Kelistrikan Opsi Nuklir," *Jurnal Pengembangan Energi Nuklir* vol. 19, 23 Maret 2018.
- [8] R. Tidball, J. Bluestein, N. Rodriguez, and S. Knoke, *Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies*. Virginia: National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [9] F. Bouffrad and F. Galiana, "An Electricity Market With a Probabilistic Spinning Reserve Criterion," *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 19, pp. 300-307, February 19 2004.
- [10] J. Hentschel, U. Babic, and H. Spliethoff, "A Parametric Approach For The Valuation Of Power Plant Flexibility Options," *Energy Reports*, pp. 40-47, 2016.
- [11] I. A. E. Agency, *Wien Automatic System Planning (WASP) Package*. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2000.
- [12] E. Liun, "ESTIMASI BIAYA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN SUMATERA OPSI NUKLIR," *Pengembangan Energi Nuklir*, vol. 10, p. 10, 2008.

- [13] L. JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
NIPPON KOEI CO., "Project for the Master Plan Study of
Hydropower Development in Indonesia," PT PLN
(Persero) Agustus 2011.
- [14] T. S. Hutauruk, *Transmisi Daya Listrik* vol. cetakan keempat.
Jakarta: Erlangga, 1996.

LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Proyeksi Kebutuhan Baban atau *Load Forecasting* Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2021-2050

Tahun	Beban (MW)	Energi Produksi (GWh)
2021	986	5813
2022	1069	6350
2023	1158	6926
2024	1250	7521
2025	1346	8154
2026	1447	8801
2027	1552	9479
2028	1661	10176
2029	1774	10898
2030	1890	11646
2031	2012	12422
2032	2137	13227
2033	2266	14056
2034	2399	14917
2035	2536	15808
2036	2681	16730
2037	2831	17685
2038	2986	18674
2039	3147	19701

Tahun	Beban (MW)	Energi Produksi (GWh)
2040	3314	20774
2041	3488	21888
2042	3669	23051
2043	3859	24268
2044	4057	25544
2045	4264	26878
2046	4481	28277
2047	4708	29740
2048	4945	31272
2049	5192	32867
2050	5447	34518

Lampiran 2 Data Beban Puncak Harian Kalimantan Selatan dan Tengah Pada Hari Selasa Tanggal 30 September 2014.

Jam	Beban Puncak (MW)
1.00	348,2
2.00	340,1
3.00	340,9
4.00	333,1
5.00	346,4
6.00	367,0
7.00	354,3
8.00	329,3
9.00	349,1
10.00	354,6
11.00	383,0
12.00	394,5
13.00	396,6
14.00	425,2
15.00	436,4
16.00	427,8
17.00	411,3
18.00	465,8
19.00	540,5
20.00	533,9
21.00	516,8
22.00	492,0
23.00	424,5
0.00	389,5

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

Lampiran 3 Data Beban Puncak Mingguan di Kalimantan Selatan dan Tengah Hari Senin 29 September sampai Minggu 05 Oktober 2014.

Senin		Selasa		Rabu		Kamis	
Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)
1	370,6	25	348,2	49	365,3	73	370,4
2	350,1	26	340,1	50	353,4	74	356,9
3	338,4	27	340,9	51	348,2	75	349,7
4	336,2	28	333,1	52	341,6	76	348,1
5	326,4	29	346,4	53	345,5	77	347,3
6	374	30	367	54	369,7	78	378,6
7	346,6	31	354,3	55	351,1	79	352,1
8	344,3	32	329,3	56	342	80	359,6
9	356,4	33	349,1	57	358	81	359,5
10	364,9	34	354,6	58	370,1	82	350,4
11	375,8	35	383	59	385	83	369,9
12	377,2	36	394,5	60	389,7	84	386,4
13	403,2	37	396,6	61	418,3	85	388,9
14	431,5	38	425,2	62	434,1	86	414,7
15	421,1	39	436,4	63	435,2	87	419,2
16	421,3	40	427,8	64	430,5	88	409
17	412,8	41	411,3	65	405,8	89	398,2
18	459,7	42	465,8	66	459,9	90	440,6

Senin		Selasa		Rabu		Kamis	
Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)
19	501,6	43	540,5	67	517,8	91	519,1
20	519	44	533,9	68	524,1	92	514,3
21	513	45	516,8	69	518,4	93	513,3
22	487,3	46	492	70	494,4	94	500,9
23	410,2	47	424,5	71	423,6	95	421
24	393,3	48	389,5	72	394,6	96	400,7

Jum'at		Sabtu		Minggu	
Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)
97	369,5	121	349,5	145	355,7
98	358	122	341,2	146	337,5
99	347,1	123	333,2	147	324,6
100	348	124	327,9	148	320,4
101	359,1	125	335,7	149	331
102	373,3	126	352,4	150	365,9
103	345,9	127	332,3	151	330,9
104	340,9	128	336,5	152	302
105	330,4	129	350,9	153	297,8
106	345,7	130	365,9	154	306,1

Jum'at		Sabtu		Minggu	
Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)	Jam	Beban Puncak (MW)
107	394	131	375,6	155	313,7
108	408,7	132	389,2	156	330,8
109	412,1	133	385,8	157	348,5
110	425,1	134	390,1	158	351,4
111	421	135	384	159	319,7
112	406	136	381,5	160	327,1
113	401	137	382,1	161	323,3
114	451,9	138	444	162	394
115	525,4	139	502,8	163	467,2
116	517,2	140	500,9	164	459,4
117	510,2	141	481,8	165	462,3
118	495	142	482,1	166	439,2
119	424,1	143	411,2	167	369,4
120	400	144	378,9	168	358,3

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

Lampiran 4 Data Kurva Lama Beban atau *Load Duration Curve*
Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2014.

Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
1,0000	0,0111	1,0000	0,0110	1,0000	0,0109	1,0000	0,0109
0,9551	0,0222	0,9891	0,0220	0,9661	0,0217	0,9666	0,0217
0,9253	0,0333	0,9549	0,0330	0,9173	0,0326	0,9434	0,0326
0,8960	0,0444	0,9208	0,0440	0,8943	0,0435	0,9115	0,0435
0,8767	0,0556	0,8988	0,0549	0,8761	0,0543	0,8944	0,0543
0,8652	0,0667	0,8802	0,0659	0,8642	0,0652	0,8863	0,0652
0,8548	0,0778	0,8687	0,0769	0,8545	0,0761	0,8780	0,0761
0,8441	0,0889	0,8545	0,0879	0,8438	0,0870	0,8658	0,0870
0,8414	0,1000	0,8501	0,0989	0,8374	0,0978	0,8611	0,0978
0,8371	0,1111	0,8398	0,1099	0,8281	0,1087	0,8547	0,1087
0,8320	0,1222	0,8351	0,1209	0,8248	0,1196	0,8506	0,1196
0,8261	0,1333	0,8308	0,1319	0,8172	0,1304	0,8467	0,1304
0,8217	0,1444	0,8264	0,1429	0,8112	0,1413	0,8444	0,1413
0,8212	0,1556	0,8244	0,1538	0,8083	0,1522	0,8435	0,1522
0,8185	0,1667	0,8234	0,1648	0,8059	0,1630	0,8365	0,1630
0,8176	0,1778	0,8223	0,1758	0,8046	0,1739	0,8333	0,1739
0,8151	0,1889	0,8199	0,1868	0,8024	0,1848	0,8272	0,1848
0,8127	0,2000	0,8173	0,1978	0,8001	0,1957	0,8230	0,1957
0,8098	0,2111	0,8133	0,2088	0,7991	0,2065	0,8221	0,2065

Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,8088	0,2222	0,8117	0,2198	0,7941	0,2174	0,8213	0,2174
0,8078	0,2333	0,8101	0,2308	0,7932	0,2283	0,8201	0,2283
0,8052	0,2444	0,8075	0,2418	0,7923	0,2391	0,8167	0,2391
0,8045	0,2556	0,8054	0,2527	0,7918	0,2500	0,8162	0,2500
0,8004	0,2667	0,8038	0,2637	0,7906	0,2609	0,8152	0,2609
0,8009	0,2778	0,8032	0,2747	0,7899	0,2717	0,8135	0,2717
0,7986	0,2889	0,8011	0,2857	0,7856	0,2826	0,8126	0,2826
0,7956	0,3000	0,7993	0,2967	0,7840	0,2935	0,8080	0,2935
0,7927	0,3111	0,7982	0,3077	0,7829	0,3043	0,8051	0,3043
0,7913	0,3222	0,7971	0,3187	0,7819	0,3152	0,8039	0,3152
0,7893	0,3333	0,7958	0,3297	0,7806	0,3261	0,8019	0,3261
0,7879	0,3444	0,7934	0,3407	0,7789	0,3370	0,8004	0,3370
0,7856	0,3556	0,7919	0,3516	0,7774	0,3478	0,7985	0,3478
0,7853	0,3667	0,7906	0,3626	0,7762	0,3587	0,7971	0,3587
0,7843	0,3778	0,7895	0,3736	0,7753	0,3696	0,7963	0,3696
0,7803	0,3889	0,7861	0,3846	0,7735	0,3804	0,7914	0,3804
0,7797	0,4000	0,7854	0,3956	0,7727	0,3913	0,7911	0,3913
0,7785	0,4111	0,7844	0,4066	0,7722	0,4022	0,7905	0,4022
0,7767	0,4222	0,7821	0,4176	0,7703	0,4130	0,7900	0,4130
0,7733	0,4333	0,7813	0,4286	0,7694	0,4239	0,7888	0,4239
0,7699	0,4444	0,7795	0,4396	0,7688	0,4348	0,7879	0,4348

Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,7686	0,4556	0,7779	0,4505	0,7677	0,4457	0,7863	0,4457
0,7663	0,4667	0,7768	0,4615	0,7663	0,4565	0,7844	0,4565
0,7638	0,4778	0,7745	0,4725	0,7648	0,4674	0,7826	0,4674
0,7604	0,4889	0,7716	0,4835	0,7622	0,4783	0,7820	0,4783
0,7599	0,5000	0,7698	0,4945	0,7589	0,4891	0,7752	0,4891
0,7579	0,5111	0,7693	0,5055	0,7574	0,5000	0,7742	0,5000
0,7553	0,5222	0,7677	0,5165	0,7567	0,5109	0,7731	0,5109
0,7531	0,5333	0,7671	0,5275	0,7556	0,5217	0,7723	0,5217
0,7520	0,5444	0,7652	0,5385	0,7548	0,5326	0,7701	0,5326
0,7512	0,5556	0,7643	0,5495	0,7542	0,5435	0,7691	0,5435
0,7506	0,5667	0,7630	0,5604	0,7538	0,5543	0,7680	0,5543
0,7487	0,5778	0,7620	0,5714	0,7530	0,5652	0,7668	0,5652
0,7452	0,5889	0,7604	0,5824	0,7525	0,5761	0,7636	0,5761
0,7432	0,6000	0,7585	0,5934	0,7491	0,5870	0,7614	0,5870
0,7423	0,6111	0,7557	0,6044	0,7466	0,5978	0,7602	0,5978
0,7399	0,6222	0,7521	0,6154	0,7459	0,6087	0,7592	0,6087
0,7390	0,6333	0,7516	0,6264	0,7448	0,6196	0,7579	0,6196
0,7373	0,6444	0,7498	0,6374	0,7430	0,6304	0,7562	0,6304
0,7369	0,6556	0,7481	0,6484	0,7416	0,6413	0,7509	0,6413
0,7337	0,6667	0,7458	0,6593	0,7402	0,6522	0,7497	0,6522
0,7319	0,6778	0,7445	0,6703	0,7373	0,6630	0,7495	0,6630

Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,7295	0,6889	0,7427	0,6813	0,7370	0,6739	0,7486	0,6739
0,7261	0,7000	0,7413	0,6923	0,7323	0,6848	0,7466	0,6848
0,7215	0,7111	0,7364	0,7033	0,7268	0,6957	0,7421	0,6957
0,7172	0,7222	0,7340	0,7143	0,7239	0,7065	0,7376	0,7065
0,7134	0,7333	0,7325	0,7253	0,7205	0,7174	0,7361	0,7174
0,7083	0,7444	0,7311	0,7363	0,7174	0,7283	0,7337	0,7283
0,7020	0,7556	0,7250	0,7473	0,7149	0,7391	0,7315	0,7391
0,6974	0,7667	0,7202	0,7582	0,7104	0,7500	0,7260	0,7500
0,6932	0,7778	0,7151	0,7692	0,7026	0,7609	0,7205	0,7609
0,6880	0,7889	0,7087	0,7802	0,6973	0,7717	0,7154	0,7717
0,6811	0,8000	0,7036	0,7912	0,6926	0,7826	0,7111	0,7826
0,6767	0,8111	0,6967	0,8022	0,6882	0,7935	0,7049	0,7935
0,6679	0,8222	0,6894	0,8132	0,6839	0,8043	0,7003	0,8043
0,6627	0,8333	0,6851	0,8242	0,6790	0,8152	0,6945	0,8152
0,6582	0,8444	0,6806	0,8352	0,6752	0,8261	0,6862	0,8261
0,6532	0,8556	0,6752	0,8462	0,6701	0,8370	0,6799	0,8370
0,6478	0,8667	0,6700	0,8571	0,6642	0,8478	0,6748	0,8478
0,6415	0,8778	0,6656	0,8681	0,6577	0,8587	0,6664	0,8587
0,6337	0,8889	0,6551	0,8791	0,6508	0,8696	0,6618	0,8696
0,6296	0,9000	0,6491	0,8901	0,6430	0,8804	0,6572	0,8804
0,6255	0,9111	0,6395	0,9011	0,6383	0,8913	0,6492	0,8913

Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,6195	0,9222	0,6279	0,9121	0,6352	0,9022	0,6435	0,9022
0,6067	0,9333	0,6080	0,9231	0,6275	0,9130	0,6365	0,9130
0,5970	0,9444	0,5901	0,9341	0,6212	0,9239	0,6309	0,9239
0,5771	0,9556	0,5768	0,9451	0,6098	0,9348	0,6221	0,9348
0,5601	0,9667	0,5594	0,9560	0,6003	0,9457	0,6134	0,9457
0,5291	0,9778	0,5449	0,9670	0,5827	0,9565	0,5949	0,9565
0,4916	0,9889	0,5220	0,9780	0,5647	0,9674	0,5767	0,9674
0,4349	1,0000	0,4996	0,9890	0,5311	0,9783	0,5374	0,9783
		0,4351	1,0000	0,4712	0,9891	0,4950	0,9891
				0,4400	1,0000	0,4516	1,0000

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

Lampiran 5 Data Penambahan Kapasitas Pembangkit setiap Tahun.

Tahun	Penambahan Pembangkit per Kapasitas										Total (MW)
	PLTU (MW)				PLTGU (MW)		PLTG (MW)		PLTA (MW)		
	50	100	200	400	75	150	50	100	66	284	
2021											0
2022											0
2023							1	1			150
2024								1			100
2025		1					1	1			250
2026							2		1		166
2027		1			1						175
2028	1	1									150
2029	1	1									150
2030	1	1									150
2031						1					150
2032						1					150
2033						2					300
2034			1								200
2035			1								200
2036						1	1	1			300
2037		1								1	384
2038			1								200

Tahun	Penambahan Pembangkit per Kapasitas										Total (MW)
	PLTU (MW)				PLTGU (MW)		PLTG (MW)		PLTA (MW)		
	50	100	200	400	75	150	50	100	66	284	
2039			1								200
2040			1		1						275
2041			1								200
2042			1				1				250
2043			2								400
2044				1							400
2045			1				1				250
2046			1			1					350
2047			1					2			400
2048				1			1				450
2049				1				1			500
2050				1				1			500
Total	3	6	12	4	2	6	8	8	1	1	7350

Lampiran 6 *Nomenclature*

PLTA	= Pembangkit Listrik Tenaga Air
PLTU	= Pembangkit Listrik Tenaga Uap
PLTG	= Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTGU	= Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap
PLTD	= Pembangkit Listrik Tenaga Diesel
P	= daya [kW]
H	= tinggi terjun air [meter]
q	= debit air [m ³ /detik]
η	= efisiensi turbin bersama generator
k	= konstanta
B_j	= fungsi objektif biaya dari perencanaan pengembangan
t	= periode waktu dalam tahun (1, 2, 3, ..., T)
T	= periode studi (total jumlah tahun), dan garis di atas simbol-simbol tersebut menyatakan nilai terdiskon yang mengacu ke tahun referensi dengan diccount rate i.
Σ	= jumlah perhitungan semua unit yang dipertimbangkan (termal dan hidro) untuk ditambahkan dalam tahun t dengan rencana pengembangan j.
UI_k	= biaya Investasi unit k pembangkit (\$/kW)
MW_k	= Kapasitas unit k pembangkit (MW)
$\delta_{k,t}$	= faktor nilai sisa unit k pada tahun t
i	= <i>discount rate</i>
t'	= $t + t_0 - 1$
T'	= $T + t_0$
t	= tahun perencanaan ke-t
t_0	= jumlah tahun antara tahun referensi dan tahun pertama studi
α_h	= probabilitas dari hydro condition h, untuk Indonesia adalah 1
$\omega_{j,t,h}$	= total biaya bahan bakar untuk unit termal
$G_{l,t}$	= jumlah energi listrik yang diproduksi (kWh)
$N_{t,h}$	= jumlah energi tak terlayani (kWh)
EA_t	= jumlah permintaan energi (kWh) sistem pada tahun t
NHYD	= jumlah hydro condition yang didefinisikan
$UFO\&M_l$	= biaya tetap O&M unit l (\$/kWh)
$UVO\&M_l$	= biaya variabel O&M Variable unit l (\$/MWh)
a,b,dan c	= konstanta (\$/kWh) ditentukan sebagai data inputan

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BIOGRAFI PENULIS



Farhan Lutfi, lahir di Kebumen pada tanggal 31 Mei 1996. Penulis merupakan putra kedua dari tiga bersaudara. Anak dari pasangan Warodi dan Suryati ini memulai jenjang pendidikan di TK Al Ikhlas Purwosari, SD Negeri 1 Purwosari, SMP Negeri 1 Petanahan, dan SMA Negeri 2 Kebumen hingga lulus pada tahun 2014. Pada tahun 2014 penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi di Departemen Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Selama kuliah, penulis aktif dalam organisasi di Tingkat Departemen dengan bergabung bersama Lembaga Dakwah Jurusan tahun 2016 dan DPA Himatekro ITS tahun 2017. Penulis juga pernah mengikuti beberapa organisasi lainnya, diantaranya kepanitian Electra 2017. Penulis dapat dihubungi melalui Email, lutfi.farhan@mhs.ee.its.ac.id dan farhan2lutfi@gmail.com

---Halaman ini sengaja dikosongkan---