



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PEMANFAATAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA
GAS DALAM Mendukung SISTEM KETENAGALISTRIKAN DI
UNIVERSITAS INDONESIA HINGGA TAHUN 2025**

TESIS

ABDURAHMAN
0906495721

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
KEKHUSUSAN ENERGI DAN MANAJEMEN
KETENAGALISTRIKAN
SALEMBA
JUNI 2011**



UNIVERSITY OF INDONESIA

ANALYSIS OF POWER USE OF GAS IN THE ELECTRICITY SYSTEM
IN SUPPORT TO THE UNIVERSITY OF INDONESIA YEAR 2025

THESIS

ABDURAHMAN
0906495721

FACULTY OF ENGINEERING
MASTER ELECTRICAL ENGINEERING PROGRAM
SPECIFICITY ENERGY AND THE MANAGEMENT OF ELECTRICITY
SALEMBA
JUNE 2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya sendiri, dan sumber baik yang dikutip maupun yang dirujuk telah dinyatakan dengan benar.

Nama : Abdurahman

NPM : 0906495721

Tanda Tangan :

Tanggal : Juni 2011

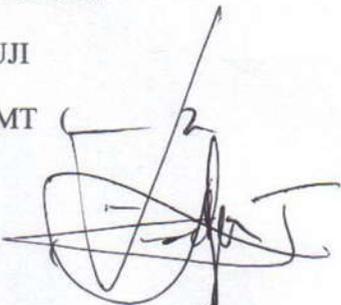
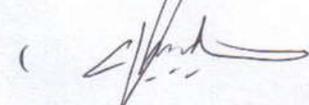
HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Abdurahman
 NPM : 0906495721
 Program Studi : Teknik Elektro
 Judul Seminar : Analisis Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Dalam Mendukung Sistem Ketenagalistrikan Di Universitas Indonesia hingga tahun 2025

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof.Dr.Ir. Iwa Garniwa M. K, MT ()
 Penguji 1 : Dr.Ir. Ridwan Gunawan, MT ()
 Penguji 2 : Ir. I Made Ardita Y, MT ()
 Penguji 3 : Aji Nur Widyanto, ST. MT. ()

Ditetapkan di : Salemba

Tanggal : Juni 2011

Universitas Indonesia

KATA PENGANTAR

Puja dan puji hanyalah milik Allah SWT, Tuhan yang selalu melimpahkan segala rahmat, petunjuk, dan jalan kemudahan kepada penulis sehingga pembuatan tesis ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat dan salam semoga selalu tersanjung kepada Nabi Muhammad SAW dan keluarganya.

Selama pembuatan tesis ini, penulis banyak mendapatkan bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak, untuk itu dengan segala kerendahan hati, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Iwa Garniwa, MT, selaku pembimbing tesis yang telah memberikan pengarahan teknis maupun non teknis.
2. Kedua orang tua dan kakak-kakak yang telah memberikan dorongan semangat dan do'a didalam penulisan tesis ini.
3. Staf pengajar yang banyak membantu didalam penyusunan tesis ini.
4. Seluruh staf pengajar di jurusan Teknik elektro atas bekal ilmu yang diberikan kepada penulis.
5. Teman-teman dikampus yang banyak membantu dalam penulisan tesis ini.

Penulis menyadari tesis ini hanyalah buatan manusia biasa yang tidak luput dari kekurangan, untuk itu saran dan kritik untuk menyempurnakannya sangat penulis harapkan agar tesis ini dapat menjadi lebih baik.

Juni 2011

Penulis

HALAMAN PERNYATAAN PERSUTUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Abdurahman
NPM : 0906495721
Program Studi : Magister Teknik Elektro
Departemen : Teknik Elektro
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Tesis

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

Analisis Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Dalam Mendukung Sistem
Ketenagalistrikan Di Universitas Indonesia

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat : Jakarta
Pada Tanggal : Juni 2011
Yang menyatakan

Abdurahman

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
ABSTRAK.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan Penelitian.....	4
1.4 Batasan Masalah.....	4
1.5 Metodologi Penelitian.....	4
1.6 Sistematika Penulisan.....	5
BAB 2 DASAR-DASAR SISTEM TURBIN GAS.....	6
2.1 Jaringan Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.1.1 Permasalahan Didalam Operasi Tenaga Listrik.....	7
2.2 Pertimbangan Didalam Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik.....	8
2.3 Sistem Turbin Gas.....	9
2.3.1 Prinsip Kerja Turbin Gas.....	9
2.3.2 Komponen Turbin Gas.....	10
2.3.3 Perawatan Turbin Gas.....	13
2.3.4 Kelebihan dan Kekurangan.....	14
2.4 Gas Alam.....	14
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....	19
3.1 Sejarah Universitas Indonesia.....	19
3.2 Gambaran Sistem Tenaga Listrik Universitas Indonesia.....	20

3.2.1	Gambaran sederhana sistem distribusi tegangan menengah Universitas Indonesia.....	20
3.2.2	Distribusi tegangan menengah Universitas Indonesia.....	21
3.2.3	Pengembangan sistem ketenagalistrikan Universitas Indonesia.....	24
3.3	Biaya Pembangunan Turbin Gas.....	22
3.3.1	Biaya investasi.....	25
3.3.2	Biaya operasional dan maintenance.....	25
3.4	Biaya Penggunaan PLN.....	25
3.4.1	Biaya Penambahan Daya.....	25
3.5	Metodologi Penelitian.....	28
3.6	Diagram Alir Analisis Pemanfaatan PLTG.....	30
BAB 4	ANALISIS HASIL PENELITIAN.....	35
4.1	Pengumpulan Data.....	35
4.2	Analisis Data.....	35
4.2.1	Analisis Peningkatan Kebutuhan Daya Listrik Di Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025	35
4.2.2	Analisis Biaya Turbin Gas.....	40
4.2.2.1	Biaya investasi.....	40
4.2.2.2	Biaya operasional dan maintenance.....	41
4.2.2.3	Nilai sisa.....	41
4.3	Analisis Kelayakan Ekonomi.....	41
BAB 5	KESIMPULAN.....	78
	DAFTAR REFERENSI.....	79
	LAMPIRAN I.....	Lampiran I
	LAMPIRAN I.....	Lampiran I (Lanjutan)
	LAMPIRAN II.....	Lampiran II
	LAMPIRAN II.....	Lampiran II (Lanjutan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Proses Energi Listrik Dari Pembangkit Hingga Pelanggan.....	7
Gambar 2.2	Gambar Sistem Turbin Gas.....	13
Gambar 2.3	Cadangan Gas Indonesia.....	15
Gambar 2.4	Peta Neraca Gas Indonesia.....	15
Gambar 2.5	Sistem Distribusi.....	17
Gambar 2.6	Jaringan Pipa Transmisi.....	18
Gambar 3.1	Denah Lokasi Universitas Indonesia.....	19
Gambar 3.2	Gambar Sederhana Sistem Distribusi Di Universitas Indonesia.....	21
Gambar 3.3	Kondisi Awal Distribusi Tegangan Menengah Universitas Indonesia...	22
Gambar 3.4	Sistem Distribusi Tegangan Menengah Sekarang Di Universitas Indonesia.....	23
Gambar 3.5	Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	29
Gambar 3.6	Diagram Alir Skenario Pemanfaatan PLTG dan PLN Di Universitas Indonesia.....	32
Gambar 4.1	Grafik Proyeksi Biaya Tagihan PLN Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025.....	36
Gambar 4.2	Grafik Proyeksi Penggunaan LWBP dan WBP di Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025.....	37
Gambar 4.3	Grafik Rencana Peningkatan Kebutuhan Universitas Indonesia Dengan Cadangan Daya Sebesar 10 % Hingga tahun 2025.....	39
Gambar 4.4	Skenario 0 Penambahan Daya Dengan PLN 100 %.....	43
Gambar 4.5	Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 20 %.....	45
Gambar 4.6	Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 40 %.....	49
Gambar 4.7	Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 60 %.....	52
Gambar 4.8	Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 20 %.....	56
Gambar 4.9	Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 40 %.....	59
Gambar 4.10	Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 60 %.....	63

Gambar 4.11	Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 20 %.....	66
Gambar 4.12	Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 40 %.....	69
Gambar 4.13	Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 60 %.....	72



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Rencana Peningkatan Kebutuhan Daya Listrik Di Universitas Indonesia.....	24
Tabel 3.2	Biaya Penyambungan Maksimum...	26
Tabel 3.3	Biaya Uang Jaminan Pelanggan.....	27
Tabel 4.1	Laporan Tagihan Listrik Universitas Indonesia.....	Lampiran I
Tabel 4.2	Rencana Peningkatan Kebutuhan Daya Di Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025.....	38
Tabel 4.3	Proyeksi Peningkatan Kebutuhan Daya Listrik Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025.....	40
Tabel 4.4	Penambahan Daya Skenario 0 Dengan PLN 100%.....	44
Tabel 4.5	Analisis Data Skenario 0 Dengan PLN 100%.....	Lampiran I
Tabel 4.6	Penambahan Daya Skenario 1 Turbin Gas 1575 KW.....	47
Tabel 4.7	Analisis Data Skenario 1 Dengan PLN 80% dan Turbin Gas 1575 KW 20%.....	Lampiran I
Tabel 4.8	Penambahan Daya Skenario 2 Turbin Gas 1575 KW.....	50
Tabel 4.9	Analisis Data Skenario 2 Dengan PLN 60% dan Turbin Gas 1575 KW 40%	Lampiran I
Tabel 4.10	Penambahan Daya Skenario 3 Turbin Gas 1575 KW.....	53
Tabel 4.11	Analisis Data Skenario 3 Dengan PLN 40% dan Turbin Gas 1575 KW 60%.....	Lampiran I
Tabel 4.12	Hasil Analisis Tiap Skenario Dengan Turbin Gas 1575 KW...	55
Tabel 4.13	Penambahan Daya Skenario 1 Turbin Gas 8840 KW.....	58
Tabel 4.14	Analisis Data Skenario 1 Dengan PLN 80% dan Turbin Gas 8840 KW 20%.....	Lampiran I
Tabel 4.15	Penambahan Daya Skenario 2 Turbin Gas 8840 KW.....	61
Tabel 4.16	Analisis Data Skenario 2 Dengan PLN 60% dan Turbin Gas 8840 KW 40%.....	Lampiran I
Tabel 4.17	Penambahan Daya Skenario 3 Turbin Gas 8840 KW.....	64
Tabel 4.18	Analisis Data Skenario 3 Dengan PLN 40% dan Turbin Gas 8840 KW 60%.....	Lampiran I

Tabel 4.19	Hasil Analisis Tiap Skenario Dengan Turbin Gas 8840 KW... 65
Tabel 4.20	Penambahan Daya Skenario 1 Turbin Gas 16360 KW.....68
Tabel 4.21	Analisis Data Skenario 1 Dengan PLN 80% dan Turbin Gas 16360 KW.....Lampiran I
Tabel 4.22	Penambahan Daya Skenario 2 Turbin Gas 16360 KW.....71
Tabel 4.23	Analisis Data Skenario 2 Dengan PLN 60% dan Turbin Gas 16360 KW 40%..... Lampiran I
Tabel 4.24	Penambahan Daya Skenario 3 Turbin Gas 16360 KW.....74
Tabel 4.25	Analisis Data Skenario 3 Dengan PLN 40 % dan Turbin Gas 16360 KW 60%..... Lampiran I
Tabel 4.26	Hasil Analisis Tiap Skenario Dengan Turbin Gas 16360 KW.....76



ABSTRAK

Kebutuhan energi listrik di wilayah Universitas Indonesia semakin lama akan semakin meningkat, untuk itu perlu adanya upaya didalam peningkatan daya agar kontinuitas penggunaan energi listrik dapat terjamin. Salah satu upayanya dengan menganalisa pembangunan salah satu jenis sistem pembangkit baru. Terdapat beberapa jenis bahan bakar untuk pembangkit, diantaranya adalah tenaga air, tenaga angin, tenaga surya, tenaga gas dan lain sebagainya. Di lingkungan Universitas Indonesia telah tersedia pipa gas yang dapat mempermudah didalam pembangunan pembangkit yang baru yaitu pembangkit listrik tenaga gas. Didalam penulisan ini akan dilihat pemanfaatan pembangkit listrik tenaga gas didalam mendukung keandalan sistem kelistrikan di lingkungan Universitas Indonesia.

Analisis pemanfaatan pembangkit listrik tenaga gas di Universitas Indonesia dilihat dari sisi keekonomisan dengan melihat nilai NPV dan IRR. Dari hasil analisis keandalan sistem ketenagalistrikan Universitas Indonesia dapat disimpulkan nilai yang paling ekonomis adalah turbin gas dengan kapasitas 8840 KW pada skenario 3 yaitu 40 % PLN dan 60 % PLTG. Hal ini disebabkan karena memiliki nilai NPV terbesar yaitu sebesar Rp 20.450.200.545 dan IRR sebesar 18 %.

ABSTRACT

Electrical energy needs in the University of Indonesia, the longer it will increase, therefore, should the effort in improving the electrical energy usage so that continuity can be guaranteed. One of its efforts to analyze the construction of one type of new generation systems. There are several types of fuel for generators, such as hydropower, wind power, solar power, gas power and so forth. At the University of Indonesia has provided gas pipeline which can facilitate in the construction of two new gas fired power plants. In writing this would be the use of gas power plants in support of the reliability of the electrical system at the University of Indonesia.

Analysis of the utilization of gas power plant at the University of Indonesia viewed from the side of the economy by looking at the NPV and IRR. From the results of the electricity system reliability analysis, University of Indonesia can be concluded that the most economic value is the gas turbine with a capacity of 8840 KW in scenario 3 is 40% and 60% of PLN's power plant. This is due to have the largest NPV value of Rp 20,450,200,545 and an IRR of 18%

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Tenaga listrik merupakan suatu kebutuhan dalam kehidupan sehari-hari. Kebutuhan akan listrik semakin lama akan semakin meningkat, hal ini disebabkan adanya pertumbuhan penduduk yang berdampak terhadap penambahan jumlah bangunan, salah satu contohnya di wilayah Universitas Indonesia.

Di Universitas Indonesia kebutuhan akan tenaga listrik semakin bertambah, hal ini dapat terlihat adanya peningkatan bangunan yang sekarang terlihat, hal ini belum termasuk pembangunan jangka panjang yang membutuhkan peningkatan kebutuhan akan tenaga listrik.

Mengingat sangat dibutuhkannya tenaga listrik terutama untuk rencana pembangunan kedepan, maka perlu adanya upaya didalam meningkatkan atau menjaga mutu dari tenaga listrik yang digunakan yaitu berupa sistem tenaga listrik yang andal. Maksud dari sistem tenaga listrik yang andal adalah suatu sistem tenaga listrik yang dapat memberikan kepuasan terhadap pelanggan dilihat dari sisi kontinuitas dan kualitas tenaga listrik yang digunakan.

Agar dapat mewujudkan sistem tenaga listrik yang andal perlu adanya upaya didalam proses perencanaan, pelaksanaan, pengoperasian dan pemeliharaan suatu sistem tenaga listrik yang mengikuti standar teknik yang berlaku.

Didalam mendukung kebutuhan tenaga listrik kedepan perlu adanya upaya didalam peningkatan kapasitas produksi, baik dengan cara memperluas kapasitas dari pembangkit itu sendiri atau dengan cara menambahkan pembangkit yang baru. Terdapat beberapa sumber energi yang dapat dijadikan sebagai bahan bakar pembangkit listrik yang baru di Universitas Indonesia, diantaranya adalah :

- Energi dari tenaga air
- Energi dari tenaga angin
- Energi dari tenaga surya
- Energi dari gas
- Dan lain sebagainya

Keuntungan didalam penggunaan energi air sebagai pembangkit, diantaranya adalah:

- Merupakan sumber energi terbarukan
- Tidak menghasilkan gas rumah kaca
- Dan lain sebagainya

Dilihat dari sisi keuntungan, terdapat pula kerugian yang dihasilkan dari penggunaan energi air, diantaranya adalah :

- Pembangunan bendungan yang mahal
- Turbin tidak dapat beroperasi karena kurang banyaknya hujan
- Dan lain sebagainya

Selain energi air terdapat sumber energi lain salah satunya energi angin, keuntungan didalam pemanfaatan energi angin sebagai pembangkit listrik, diantaranya adalah :

- Tidak menghasilkan gas rumah kaca
- Sumber dayanya tidak habis
- Dan lain sebagainya

Selain keuntungan yang didapat didalam pemanfaatan energi angin, terdapat pula kerugian yang ada, diantaranya adalah :

- Hanya dapat digunakan di daerah yang memiliki banyak angin
- Membutuhkan banyak turbin untuk menghasilkan listrik yang besar
- Dan lain sebagainya

Terdapat pula energi surya yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar untuk pembangkit listrik. Keuntungan didalam penggunaan tenaga surya, diantaranya adalah :

- Energi matahari diperoleh secara gratis
- Tidak menghasilkan gas rumah kaca
- Dan lain sebagainya

Disisi lain terdapat kerugian yang dihasilkan didalam pemanfaatan energi surya, diantaranya adalah :

- Relatif mahal didalam pembangunannya
- Apabila cahaya kurang, maka listrik tidak dapat dihasilkan. Contohnya ketika cuaca berawan dan pada malam hari
- Dan lain sebagainya

Selain energi angin, air, dan surya, terdapat pula energi gas yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Terdapat beberapa keuntungan didalam pemanfaatannya energi gas, diantaranya adalah :

- Energi gas terdapat di banyak tempat
- Penggunaan gas dapat melalui pipa atau dengan menggunakan kapal
- Dan lain sebagainya

Selain keuntungan yang ada, didalam pemanfaatan energi gas sebagai bahan bakar pembangkit listrik terdapat kerugian, diantaranya adalah :

- Termasuk energi tak terbarukan
- Suara yang bising

Dilihat dari kelemahan energi air, energi angin, dan energi surya bahwa energi tersebut tergantung dari kondisi alam dan juga di Universitas Indonesia sudah tersedia jaringan pipa gas alam yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar Pembangkit Listrik Tenaga Gas, maka didalam penulisan ini akan dianalisa pemanfaatan penggunaan energi gas didalam mendukung sistem tenaga listrik di Universitas Indonesia hingga tahun 2025.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah didalam penelitian ini adalah :

- Potensi sumber energi gas alam yang terdapat di wilayah Universitas Indonesia
- Pemanfaatan potensi sumber gas alam sebagai bahan bakar untuk turbin gas
- Kelayakan pemanfaatan gas alam sebagai sumber energi alternatif didalam pemenuhan peningkatan kebutuhan daya listrik di Universitas Indonesia.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian dalam penulisan ini adalah untuk membuat perencanaan kebutuhan daya listrik di lingkungan Universitas Indonesia hingga tahun 2025 sehingga dapat menganalisa pemanfaatan gas sebagai sumber energi alternatif didalam mendukung keandalan sistem ketenagalistrikan Universitas Indonesia.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah didalam penulisan ini diantaranya adalah :

- Bahan bakar yang digunakan sebagai bahan bakar untuk sistem turbin gas adalah gas alam
- Kapasitas turbin gas yang digunakan pada penelitian ini adalah 1575 KW, 8840 KW dan 16360 KW.
- Turbin gas hanya digunakan ketika beban puncak pada hari kerja sesuai dengan persentase penggunaan berdasarkan skenario 1, 2 dan 3.

1.5 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang dilakukan didalam penelitian ini diantaranya adalah :

- Mempelajari dan menerapkan teknologi yang telah dikembangkan dan diterapkan sebelumnya
- Mempelajari sistem tenaga listrik yang sekarang di wilayah Universitas Indonesia
- Menganalisis peningkatan kebutuhan daya listrik di lingkungan Universitas Indonesia.
- Mengumpulkan data kebutuhan yang diperlukan didalam pembangunan sistem turbin gas
- Memberi kesimpulan hasil dari analisis pertumbuhan kebutuhan daya di Universitas Indonesia

1.6 Sistematika Penulisan

Didalam penulisan ini terdiri dari beberapa bab, diantaranya adalah Bab satu membahas tentang pendahuluan yang terdiri dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan ;

Bab dua membahas tentang teori-teori tentang sistem turbin gas terdiri dari jaringan sistem tenaga listrik, pertimbangan didalam pembangunan pembangkit tenaga listrik, penjelasan sistem turbin gas yang meliputi sistem kerja turbin gas, komponen-komponen sistem turbin gas, perawatan turbin gas, kelebihan dan kekurangan dan gas alam ; Bab tiga membahas tentang kondisi sistem ketenagalistrikan di Universitas Indonesia yang terdiri dari sejarah Universitas Indonesia, gambaran sistem tenaga listrik di Universitas Indonesia, biaya pembangunan turbin gas dan biaya penggunaan PLN, metodologi penelitian yang terdiri dari metodologi penelitian dan diagram alir analisis pemanfaatan PLTG ; Bab empat membahas tentang pengumpulan data dan analisa data; Bab lima membahas tentang kesimpulan.



BAB 2

DASAR-DASAR SISTEM TURBIN GAS

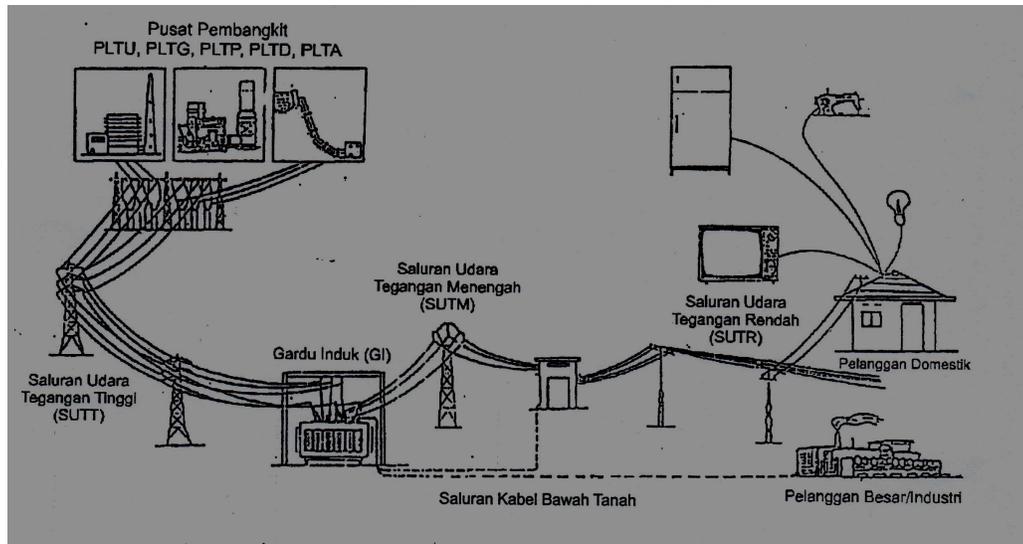
2.1 Jaringan Sistem Tenaga Listrik

Penggunaan energi listrik merupakan suatu kebutuhan masyarakat baik di daerah perkotaan maupun daerah pedesaan. Untuk itu perlu adanya upaya didalam peningkatan pembangunan jaringan distribusi energi listrik yang baik, agar energi listrik dapat digunakan secara merata.

Sistem tenaga listrik yang baik dapat diartikan suatu sistem tenaga listrik yang bisa menyuplai energi listrik ke pelanggan secara baik, dalam hal ini sistem tenaga listrik yang tidak berbahaya baik untuk manusia maupun untuk lingkungan, sedangkan yang dimaksud andal adalah sistem tenaga listrik yang dapat memuaskan pelanggan baik dari segi kontinuitas maupun kualitasnya.

Didalam mendukung pertumbuhan pengguna energi listrik perlu adanya usaha untuk meningkatkan kapasitas produksi, yaitu dengan memperluas kapasitas pembangkit atau dengan adanya usaha didalam penambahan pembangkit yang baru.

Pada umumnya terdapat 4 komponen yang utama didalam sistem tenaga listrik diantaranya adalah pembangkit, transmisi, distribusi dan beban. Terdapat beberapa contoh bagian pembangkit, diantaranya adalah PLTU, PLTG, PLTA dan lain sebagainya yang berfungsi untuk membangkitkan energi listrik. Energi listrik yang dihasilkan dialirkan ke transformator penaik tegangan untuk dinaikkan tegangannya yang kemudian disalurkan melalui saluran transmisi menuju gardu induk. Setelah sampai ke gardu induk energi listrik tersebut dilewatkan melalui transformator penurun tegangan untuk dijadikan tegangan menengah atau biasa disebut dengan tegangan distribusi primer. Tegangan distribusi yang berkembang yang digunakan oleh PLN adalah 20 KV. Jaringan yang keluar dari gardu induk disebut dengan jaringan distribusi. Kemudian energi listrik tersebut dilanjutkan ke gardu-gardu distribusi melalui jaringan distribusi primer untuk diturunkan tegangannya menjadi tegangan rendah yaitu tegangan 380/220 V. Energi listrik tersebut disalurkan melalui jaringan tegangan rendah sehingga dapat disalurkan ke pelanggan PLN melalui sambungan rumah. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 2.1.



Gambar 2.1 Proses Energi Listrik Dari Pembangkit Hingga Pelanggan

2.1.1 Permasalahan Didalam Operasi Tenaga Listrik

Terdapat beberapa permasalahan didalam pengoperasian sistem tenaga listrik, diantaranya adalah :

- Didalam mengatur frekuensi

Didalam sistem tenaga listrik untuk membangkitkan daya harus sama dengan beban. Hal ini dapat terlihat dari frekuensi sistem. Frekuensi akan turun apabila daya yang dibangkitkan lebih kecil dari beban, sedangkan apabila daya yang dibangkitkan lebih besar dari beban, maka dapat menyebabkan kenaikan frekuensi.

- Didalam memelihara alat

Didalam sistem tenaga listrik terdapat peralatan-peralatan yang digunakan. Perlu adanya pemeliharaan peralatan secara rutin. Apabila peralatan tersebut mengalami kerusakan, maka perlu adanya tindakan perbaikan yang cepat.

- Perkembangan didalam sistem

Semakin lama beban akan semakin berkembang. Perlu adanya upaya untuk mengembangkan sistem agar dapat mengikuti perkembangan beban. Hal ini dilakukan agar dapat mengurangi atau menghindari terjadinya pemadaman pada suatu sistem.

- Adanya gangguan

Terdapat beberapa gangguan didalam saluran listrik, diantaranya adalah petir, pohon, kelalaian manusia, dan lain sebagainya. Diantara gangguan-gangguan diatas gangguan yang paling utama adalah petir. Instalasi pada saluran udara yang sering terkena petir. Instalasi saluran udara tersebut terdiri dari Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT), Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM), dan Saluran Udara Tegangan Rendah (SUTR).

- Dan lain sebagainya

2.2 Pertimbangan Didalam Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik

Didalam menghasilkan energi listrik yang baik perlu adanya suatu pembangkit listrik yang andal. Perlu adanya pertimbangan didalam pembangunan suatu pembangkit listrik, diantaranya adalah :

- Dilihat dari segi dampaknya terhadap lingkungan, yaitu dengan menghitung dampak yang mungkin terjadi baik pada saat pembangunan maupun ketika pembangkit tersebut beroperasi
- Dilihat dari segi sumber energi primer, yaitu dengan memprediksi penggunaan sumber dayanya, sehingga pembangkit tersebut dapat digunakan dalam waktu yang panjang dan dapat mendukung kontinuitas kinerja dari pembangkit tersebut
- Dilihat dari segi lokasi, yaitu lahan yang digunakan memiliki sarana dan prasarana yang cukup baik dari segi pembangkitannya sendiri, pengelolaan dan juga penyaluran.
- Dilihat dari segi pemanfaatan, yaitu dengan melihat penggunaan pembangkit untuk melayani beban puncak, beban besar, beban kecil dan lain sebagainya.
- Dilihat dari segi biaya, yaitu dengan melihat nilai keekonomisan investasi dan memiliki waktu pembangunan yang singkat.
- Dilihat dari segi operasinya, yaitu mudah dalam pengoperasiaanya, pemeliharaan akan tetapi memiliki tingkat keandalan yang tinggi
- Dilihat dari segi beban, yaitu perlu adanya pertimbangan dalam hal adanya pertumbuhan beban.

2.3 Sistem Turbin Gas

Pada umumnya bahan bakar gas yang digunakan untuk pembangkit listrik adalah gas bumi, yaitu gas yang didapat dari dalam bumi yang berasal dari kantong gas yang didalamnya terdapat gas atau kantong gas yang berada diatas kantong minyak. Pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar gas di Indonesia pada umumnya melalui pipa.

Didalam membuat instalasi pipa perlu adanya perlengkapan yaitu berupa pengatur tekanan, katup penyetop pasokan, pengukur pemakaian gas, saringan dan juga penangkap air dan kotoran. Didalam menyuplai gas untuk pembangkit listrik diharapkan agar tekanannya konstan sehingga tidak menimbulkan lidah api gas didalam ruang bakar terganggu sehingga dapat menyebabkan terganggunya penyediaan listrik.

Pada umumnya didalam penggunaan bahan bakar gas dinyatakan dalam *Standard Cubic Foot* (SCF). Maksud dari standard disini adalah keadaan yang memiliki suhu 60° F (Fahrenheit) dan tekanan 30 inci air raksa (Hg). Didalam suatu unit pembangkit listrik besaran yang sering digunakan adalah juta *Standard Cubic Foot* (MMSCF).

Didalam suatu sistem turbin gas yang sederhana terdapat tiga komponen, diantaranya adalah kompresor, ruang bakar dan juga turbin. Pertama kali turbin gas dibuat oleh John Wilkins pada tahun 1791. Bahan bakar dari sistem tersebut menggunakan gas hasil dari pembakaran minyak, batubara atau kayu. Penggerak dari kompresornya adalah turbin dengan perantara rantai roda gigi. Sistem turbin gas berkembang dengan menggunakan kompresor aksial bertingkat ganda yang penggeraknya langsung dari turbin reaksi tingkat ganda pada tahun 1872 oleh Dr. F. Stolze. Kemudian pada tahun 1908 sistem turbin gas diujicoba dengan menggunakan proses pembakaran pada volume konstan sesuai dengan konsep H. Holzworth, akan tetapi usaha ujicoba tersebut terhenti karena adanya benturan masalah konstruksi ruang bakar dan tekanan gas pembakaran yang berubah sesuai dengan beban. Perkembangan pesat turbin gas terlihat pada tahun 1935 yaitu memiliki efisiensi kurang lebih 15 %.

2.3.1 Prinsip Kerja Turbin Gas

Prinsip kerja turbin gas pertama-tama adalah udara masuk kedalam kompresor melalui suatu saluran masuk udara. Fungsi dari kompresor adalah untuk menghisap dan memiliki tekanan udara yang menyebabkan temperatur udara meningkat. Udara yang bertekanan tersebut diteruskan keruang bakar untuk dicampur dengan bahan bakar

sehingga terjadi proses pembakaran. Ruang bakar hanya digunakan untuk menaikkan temperatur, karena memiliki tekanan yang konstan ketika proses pembakaran berlangsung. Hasil dari pembakaran yaitu berupa gas disalurkan ke turbin gas melalui nozel yang berfungsi untuk mengarahkan aliran gas ke sudu-sudu turbin. Hasil dari turbin gas berupa daya digunakan untuk memutar kompresor sendiri dan juga generator listrik. Setelah melewati turbin, gas akan dibuang melalui saluran buang. Didalam suatu penggunaannya secara nyata, terdapat beberapa kerugian yang mungkin terjadi yang dapat menyebabkan penurunan kualitas daya yang dihasilkan oleh turbin gas itu sendiri. Terdapat beberapa kerugian yang mungkin dapat terjadi, diantaranya adalah :

- Terdapat gesekan fluida yang dapat menimbulkan kerugian tekanan pada bagian ruang bakar
- Terdapat kerja yang berlebih ketika proses kompresi yang dapat menimbulkan gesekan antara bantalan turbin dengan angin.
- Terdapat mechanical loss
- Dan lain sebagainya.

2.3.2 Komponen Turbin Gas

Terdapat beberapa komponen utama didalam suatu turbin gas, diantaranya adalah sebagai berikut :

- Air inlet section

Fungsi komponen ini adalah sebagai penyaring kotoran dan debu yang terbawa oleh udara sebelum dimasukkan ke kompresor. Terdapat beberapa bagian air inlet section, diantaranya adalah :

- o Air inlet housing yaitu tempat udara masuk dimana didalamnya terdapat peralatan untuk pembersih udara
- o Inertia Separator yaitu sebagai pembersih debu0debut yang dibawa oleh udara yang masuk
- o Pre filter yaitu sebagai penyaring udara awal hang dipasang pada inlet house
- o Main filter yaitu sebagai penyaring utama yang terletak di bagian dalam inlet house, udara yang telah melewati penyaring ini masuk ke kompresor aksial.
- o Inlet bellmouth yaitu sebagai pembagi udara agar merata pada saat masuk ke ruang kompresor.

- Inlet gas yaitu sebagai pengatur jumlah udara yang masuk agar sesuai dengan yang diperlukan.

- Compressor section

Bagian ini memiliki komponen utama yaitu aksial flow compressor yang memiliki fungsi untuk mengompreskan udara keluaran dari inlet air section sehingga memiliki tekanan yang tinggi agar pada saat adanya pembakaran dapat menghasilkan gas panas berkecepatan tinggi yang dapat menghasilkan daya output turbin yang besar. Terdapat dua bagian aksial flow compressor, diantaranya adalah :

- compressor rotor assembly yaitu bagian yang berputar pada porosnya. Rotor tersebut memiliki 17 tingkat sudu yang mengkompres aliran udara secara aksial dari 1 atm hingga 17 kalinya, sehingga dihasilkan udara yang memiliki tekanan tinggi.
- Compressor stator yaitu bagian dari casing gas turbin. Bagian ini terdiri dari :
 - Inlet casing yaitu bagian dari casing yang mengarahkan udara yang masuk ke dalam bagian inlet bellmount yang selanjutnya diteruskan menuju inlet guide vane.
 - Forward compressor casing yaitu bagian yang didalamnya memiliki empat stage kompresor blade
 - Aft casing yaitu bagian yang didalamnya memiliki blade tingkat 5-10
 - Discharge casing yaitu bagian casing yang fungsinya sebagai tempat keluarnya udara yang dikompresi

- Combustion section

Fungsi dari bagian ini adalah tempat terjadinya proses pembakaran antara bahan bakar dengan fluida kerja yang berupa udara yang memiliki tekanan dan suhu tinggi. Hasil dari pembakaran ini adalah energi panas yang diubah menjadi energi kinetik. Sistem keseluruhan berfungsi untuk mensuplai energi panas ke siklus turbin. Terdapat beberapa komponen-komponen didalam siklus pembakaran ini, diantaranya adalah :

- Combution chamber yaitu tempat terjadinya pencampuran antara udara yang dikompresi dengan bahan bakar yang masuk
- Combution liner yaitu komponen yang terletak di combustion chamber yang berfungsi sebagai tempat pembakaran terjadi.
- Fuel nozzle yaitu tempat masuknya bahan bakar kedalam combustion liner.
- Ignitors yaitu sebagai pemercik bunga api ke dalam combustion chamber sehingga menyebabkan terbakarnya campuran udara dan bahan bakar.
- Transition fieces yaitu digunakan untuk mengarahkan dan membentuk aliran gas panas agar sesuai dengan ukuran nozzle dan sudu-sudu turbin
- Cross fire tubes digunakan untuk meratakan nyala api pada semua combustion chamber
- Flame detector adalah alat yang dipasang untuk mendeteksi proses pembakaran terjadi

- Turbin section

Bagian ini adalah tempat terjadinya konversi energi kinetik menjadi mekanik yang berfungsi untuk menggerakkan kompresor aksial dan perlengkapan lain. Terdapat beberapa komponen yang terdapat didalam turbin section, diantaranya adalah :

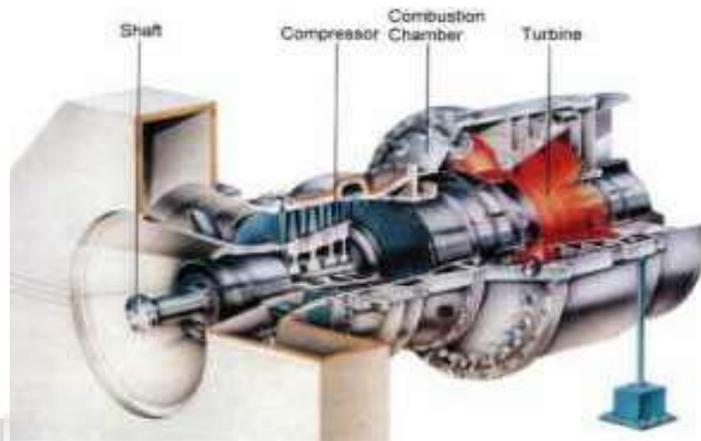
- Turbin rotor case
- First stage nozzle
- First stage turbine whell
- Second stage nozzle dan diafragma
- Second stage turbin

- Exhaust section

Fungsi dari bagian ini adalah sebagai pembuangan gas panas sisa yang keluar dari turbin gas. Terdapat beberapa komponen pada bagian ini, diantaranya adalah :

- Exhaust frame assembly
- Exhaust difusser assembly

Untuk lebih jelasnya bagian dari turbin gas terlihat pada gambar 2.3 dibawah ini :



Gambar 2.2 Gambar Sistem Turbin Gas

2.3.3 Perawatan Turbin Gas

Perawatan didalam turbin gas berfungsi untuk menghindari hal-hal seperti kerusakan yang lebih cepat. Timbulnya kerusakan biasanya diakibatkan pengoperasian yang salah atau penggunaan secara terus-menerus. Perawatan turbin gas tergantung dari kondisi daerah operasional. Pada umumnya perawatan terdiri dari beberapa bagian, diantaranya adalah :

- Preventive Maintenance
Perawatan yang telah direncanakan baik secara rutin maupun periodik, hal ini dilakukan untuk mengurangi down time dari peralatan.
- Repair Maintenance
Perawatan yang dilakukan terhadap alat yang kondisinya tidak kritis
- Predictive Maintenance
Suatu kegiatan didalam memonitor, menguji dan juga mengukur peralatan yang sedang beroperasi untuk menentukan peralatan berjalan dengan normal atau tidak
- Corrective Maintenance
Perawatan dengan cara memperbaiki perubahan kecil yang terjadi dalam desain, serta menambah komponen yang sesuai
- Break Down Maintenance
Perawatan yang dilakukan karena adanya kerusakan sehingga tidak dapat berfungsi seperti biasanya.
- Modification Maintenance
Tujuannya untuk menambah keandalan dalam suatu peralatan

- Shut Down Maintenance

Perawatan pada peralatan yang sengaja dihentikan pengoperasiannya. Didalam turbin gas Shutdown maintenace terdiri dari beberapa bagian, diantaranya adalah Boroscope Inspection, Combustion Inspection, Hot gas Path Inspection dan major Inspection.

2.3.4 Kelebihan dan Kekurangan

Didalam pemanfaatan pembangkit listrik tenaga gas terdapat beberapa kelebihan maupun kekurangan yang ada, diantaranya adalah :

- Lebih murah dan mudah didalam proses instalasi
- Memiliki start up time lebih cepat
- Lebih ramah terhadap lingkungan
- Dan lain sebagainya

Selain terdapat kelebihan didalam penggunaan turbin gas, terdapat pula kelemahan-kelemahan yang ada, diantaranya adalah :

- Termasuk didalam energi tak terbarukan
- Berdampak terhadap lingkungan dengan adanya panas yang diemisikan ke udara
- Adanya kebisingan ketika pembangkit tersebut beroperasi
- Dan lain sebagainya

2.4 Gas alam

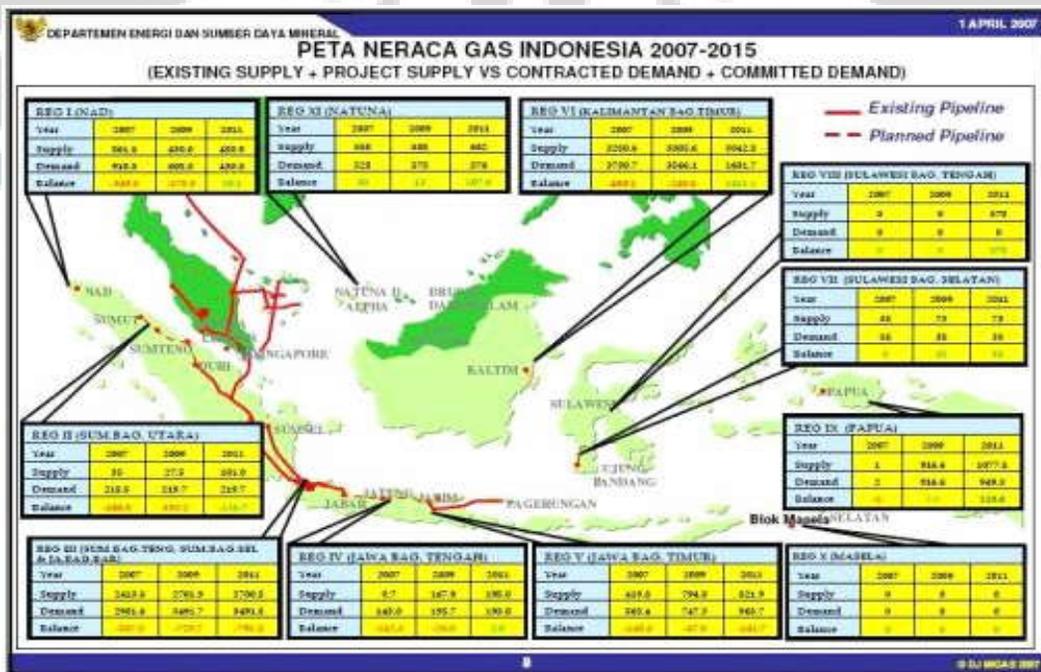
Gas alam dapat digunakan sebagai bahan baku atau bahan bakar. Gas alam digunakan sebagai bahan baku biasanya adalah industri petrokimia, sedangkan untuk bahan bakar berfungsi sama dengan bahan bakar minyak.

Indonesia memiliki cadangan bumi sekitar 187.09 TSCF status januari 2006 (P1=93.95 TSCF dan P2 = 93.14 TSCF) dengan laju produksi sebesar 8.2 MMSCFD. Kondisi cadangan Indonesia diperkirakan hingga 62 tahun. Untuk lebih jelasnya cadangan gas Indonesia dapat dilihat pada gambar 2.5 sebagai berikut :



Gambar 2.3 Cadangan Gas Indonesia

Sedangkan untuk gambaran pasokan kebutuhan gas di Indonesia 2007-2015 dapat dilihat pada gambar 2.6 sebagai berikut



Gambar 2.4 Peta Neraca Gas Indonesia

Salah satu perusahaan gas di Indonesia adalah PGN. PGN memiliki dua kegiatan usaha yaitu distribusi gas ke pelanggan yang terdiri dari industri, komersial, dan perumahan dan komersial transmisi gas bumi. Terdapat beberapa bagian wilayah usaha, diantaranya adalah :

- SBU Distribusi wilayah 1

Meliputi daerah dari Jawa Barat sampai dengan Sumatera Selatan, yaitu terdiri dari Banten, Jakarta-Bogor, Bekasi-Karawang, Cirebon dan Palembang.

- SBU Distribusi Wilayah 2

Meliputi Jawa Timur, meliputi Surabaya, Sidoarjo, Mojokerto dan Pasuruan-Probolinggo

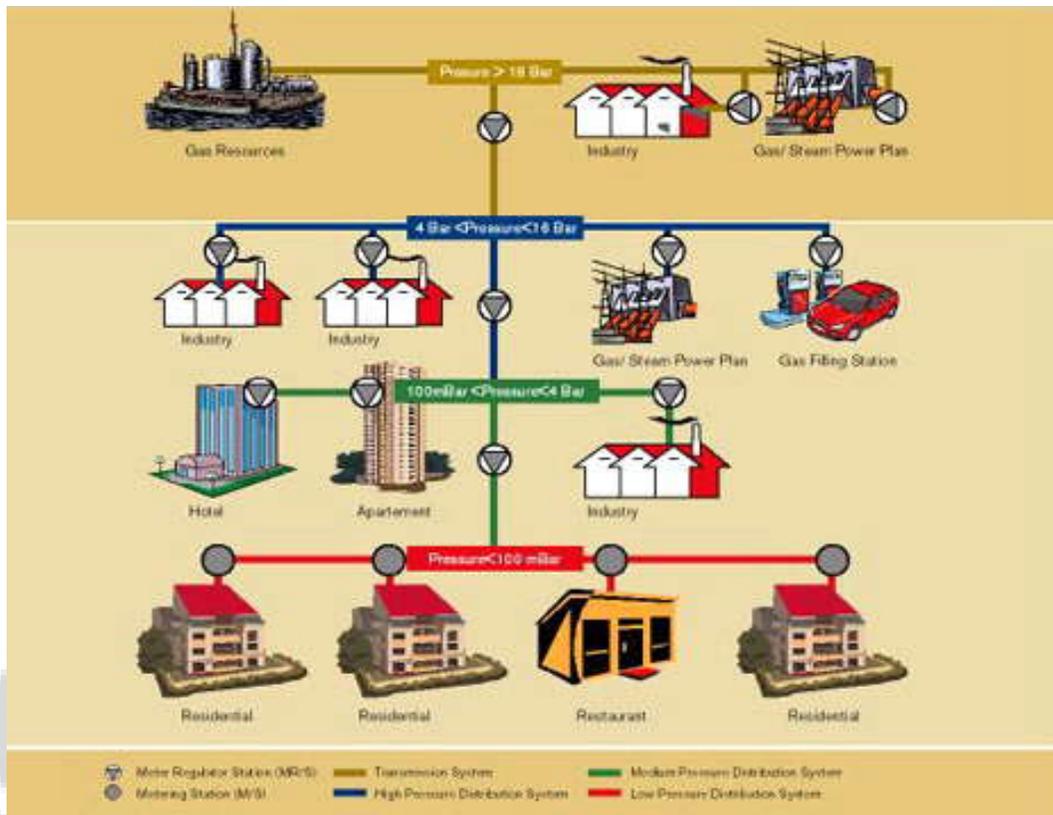
- SBU Distribusi Wilayah 3

Meliputi Sumatera Utara, Riau dan Kepulauan Riau, terdiri dari Medan, Batam, dan Pekanbaru

- SBU Transmisi Sumatera Jawa

Menutupi Jaringan transmisi di Sumatera dan Jawa

Pelayanan terhadap pelanggan menggunakan sistem distribusi multi level operasional, yaitu melalui pipa distribusi tekanan tinggi (>4 bar), pipa distribusi tekanan menengah (100mbar-4 bar). Untuk sistem pipa distribusi tekanan rendah (<100 mbar). Untuk sistem pipa tekanan tinggi digunakan baja, sedangkan yang menengah dan rendah digunakan pipa polyethylene. Untuk lebih jelasnya sistem distribusi ini dapat dilihat pada gambar 4.7 sebagai berikut :



Gambar 2.5 Sistem distribusi

Distribusi gas meliputi kota-kota besar di Indonesia diantaranya adalah Jakarta, Bogor, Tangerang, Bekasi, Banten, Karawang, Cirebon, Surabaya, Medan, Pekanbaru, Batam dan Palembang dengan volume distribusi 792 MMscfd. Di Indonesia PGN berada dalam posisi dominan dalam bisnis gas alam yaitu sekitar 93 % dari pasar distribusi gas bumi. Untuk lebih jelasnya jaringan pipa transmisi dapat dilihat pada Gambar 2.4 sebagai berikut :



Gambar 2.6 Jaringan Pipa Transmisi

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Sejarah Universitas Indonesia



Gambar 3.1 Denah Lokasi Universitas Indonesia

Terdapat beberapa perubahan didalam sejarah Universitas Indonesia yang relatif panjang. Melalui keputusan pemerintah Nomor 22 tahun 1849 lembaga ini ditetapkan dan dimulainya proses pendidikan. Pada januari 1851 dengan nama “Sekolah Dokter Jawa”. Kemudian pada tanggal 1898 menjadi School Tot Opleiding Van Inlandshe Arsten (STOVIA). Pada usia ke-75 tahun bertepatan dengan tahun 1927, STOVIA ditutup dan digantikan dengan Sekolah Tinggi Kedokteran.

Terdapat penggantian nama di tahun 1950 yaitu dari Universiteit Van Indonesie dirubah menjadi ”Universitas Indonesia”. Pada tahun 1970-1980 Universitas Indonesia memiliki memiliki 2 kampus utama, yaitu di Salemba dan Rawamangun. Pada tahun 1987 Universitas Indonesia membangun kampus baru dengan luas 320 ha di wilayah Depok. Pada tahun 2000 Unversitas telah menjadi salah satu perguruan tinggi dengan status badan hukum di Indonesia. Hal ini merupakan awal dari implementasi gagasan ekonomi kampus yang meliputi otonomi untuk pengembangan akademik dan juga otonomi daerah dan juga otonomi didalam pengelolaan keuangan.

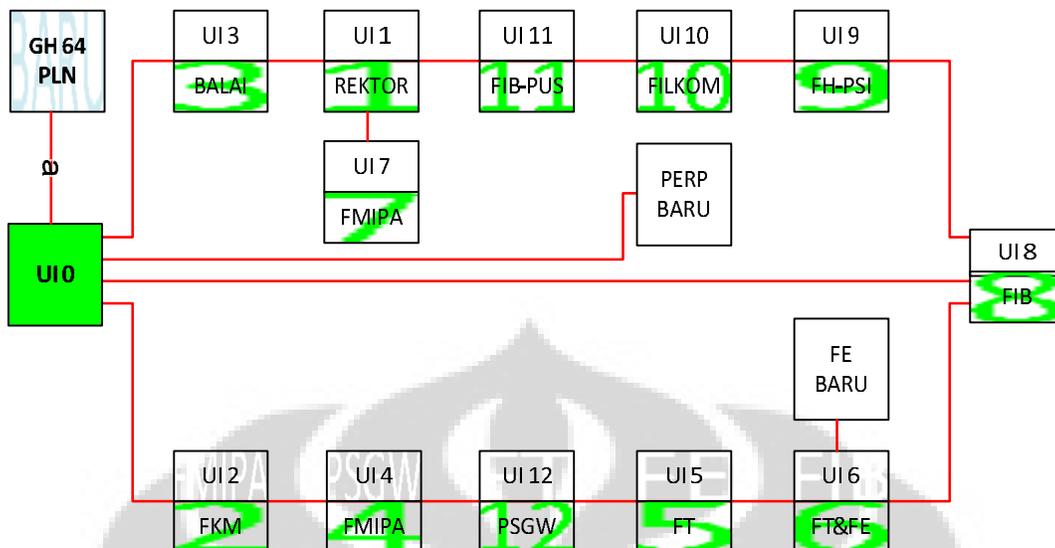
3.2 Gambaran Sistem Tenaga Listrik Universitas Indonesia

Universitas Indonesia memiliki sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk menjalankan aktivitas seperti :

- penerangan lampu jalan
- penerangan gedung
- dan sebagainya.

3.2.1 Gambaran sederhana sistem distribusi tegangan menengah Universitas Indonesia

Universitas Indonesia memiliki kapasitas daya terpasang mencapai 10.300 kVA pada tegangan tengah 20.000 Volt. Gardu listrik yang dimiliki oleh Universitas Indonesia adalah 13 yang terhubung dengan jaringan tegangan menengah yang menggunakan kabel bawah tanah. Fungsi dari gardu listrik adalah untuk menurunkan tegangan menengah menjadi tegangan rendah yaitu 380 Volt. Setelah tegangan tersebut diturunkan maka tegangan tersebut digunakan untuk mensuplai kebutuhan tenaga listrik di wilayah Universitas Indonesia. Untuk lebih jelasnya terdapat gambaran sederhana system distribusi tegangan menengah di wilayah Universitas Indonesia seperti yang terlihat pada gambar 3.2 dibawah ini :



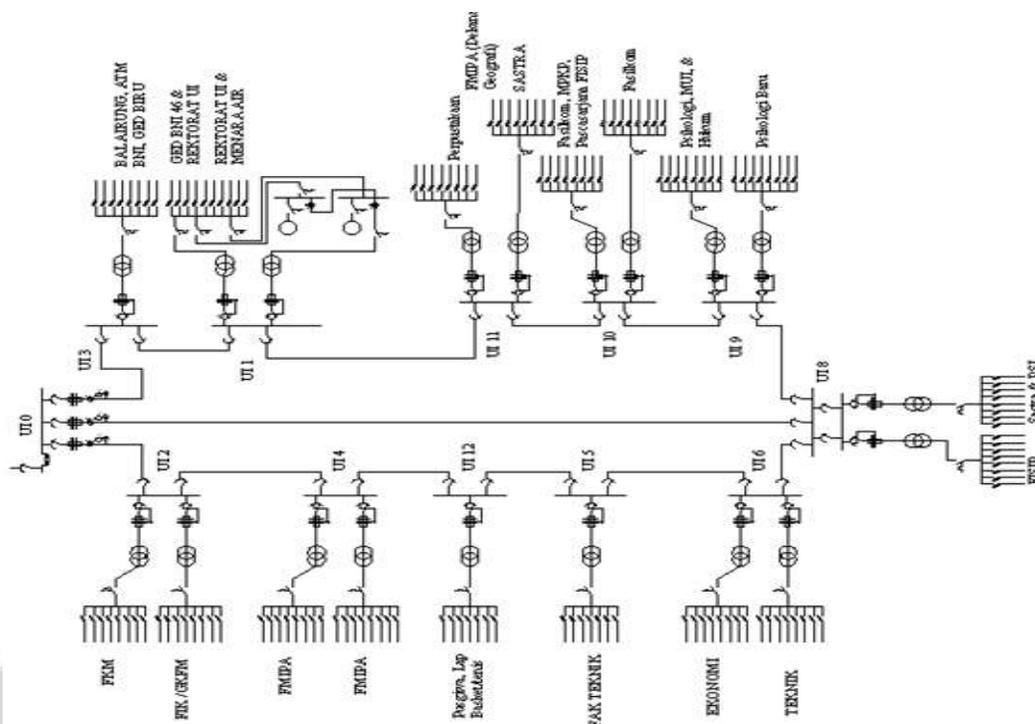
Gambar 3.2 Gambar sederhana sistem distribusi di Universitas Indonesia

3.2.2. Distribusi Tegangan menengah Universitas Indonesia

Universitas Indonesia memiliki sistem distribusi tenaga listrik yang menggunakan konfigurasi ring tegangan menengah dengan 1 ekspres feeder yang berfungsi untuk jalur cadangan apabila feeder utama mengalami gangguan. Sistem jaringan ini yang menghubungkan 13 gardu distribusi. Gardu UI.0 merupakan awal dari jaringan tegangan menengah di wilayah Universitas Indonesia. Gardu UI.0 dijadikan sebagai gardu utama yang langsung berhubungan dengan gardu listrik milik PLN. Keluaran dari gardu UI.0 terdiri dari tiga, diantaranya adalah :

- UI.2
- UI.3
- UI.8

Keluaran dari gardu UI.0 menuju UI.8 adalah express feeder yang berfungsi untuk membagi jaringan cincin menjadi 2 bagian. Karena fungsi dari express feeder untuk mengantisipasi terjadinya gangguan pada jaringan cincin, maka express feeder memiliki kondisi operasi normal adalah open. Untuk lebih jelasnya gambar kondisi awal dari distribusi tegangan menengah di Universitas Indonesia dapat kita lihat seperti gambar 3.3 dibawah ini :



Gambar 3.3 Kondisi Awal Distribusi Tegangan Menengah Universitas Indonesia

Sekarang ini sistem distribusi tegangan menengah di Universitas Indonesia tidak berbentuk konfigurasi ring yang memiliki satu express feeder, karena keluaran dari UI.0 menuju UI.8 yang awalnya digunakan sebagai express feeder, sekarang ini berubah menjadi feeder utama.

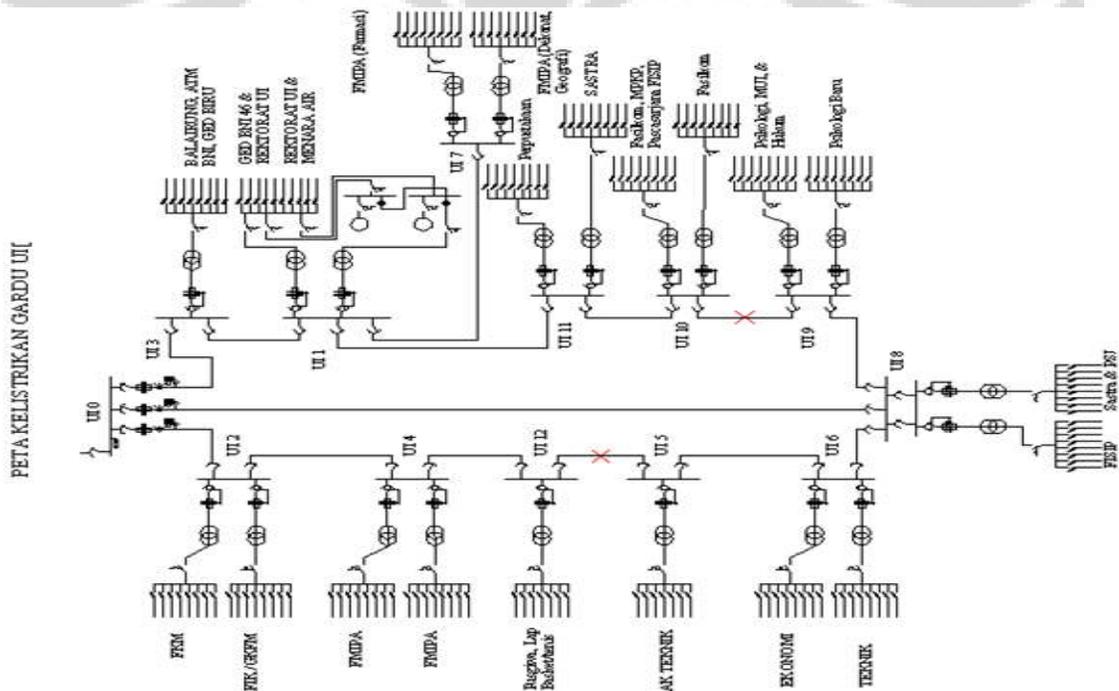
Hal ini disebabkan karena terganggunya dua jalur yaitu jalur antara UI.5 menuju UI.12 dan jalur UI.9 menuju UI.10. Akan tetapi yang dijadikan sebagai awal masih tetap gardu UI.0 yang memiliki keluaran menuju UI.2, UI.3, dan UI.8. Pada kondisi awal keluaran dari gardu UI.12 menuju UI.5 terhubung dan keluaran dari UI.10 menuju UI.9 tersambung.

Untuk sekarang ini keluaran dari gardu UI.12 menuju UI.15 menjadi terputus, begitu juga dengan keluaran dari gardu UI.10 menuju UI.9 juga terputus. Hal ini dilakukan karena kebutuhan daya listrik di sisi beban naik, sehingga menyebabkan jaringan utama tidak dapat menahan arus beban yang tinggi, sehingga difungsikanlah express feeder menjadi feeder utama.

Urutan sistem distribusi listrik tegangan menengah dari gardu UI.0 menuju ke gardu-gardu listrik lainnya yang terdapat didalam Universitas Indonesia, diantaranya adalah :

- Listrik disuplai dari PLN menuju gardu listrik UI.0. Dari UI.0 listrik tersebut dilanjutkan menuju UI.2, dari UI.2 tegangan tersebut dilanjutkan menuju UI.4 dan kemudian menuju UI.12
- Dari gardu UI.0, listrik tersebut menuju ke gardu UI.8 dari gardu UI.8 disalurkan ke dua gardu yaitu gardu UI.9 dan UI.6, dari UI.6 diteruskan menuju UI.5.
- Dari gardu listrik UI.0 menuju gardu UI.3, dari UI.3 menuju UI.1, dari UI.1 listrik tersebut disalurkan ke dua gardu yaitu gardu UI.7 dan UI.11 dan dari UI.11 dilanjutkan menuju UI.10.

Untuk lebih jelasnya sistem distribusi tegangan menengah di Universitas Indonesia yang sekarang dapat dilihat pada gambar 3.4 dibawah ini :



Gambar 3.4 Sistem distribusi tegangan menengah sekarang di Universitas Indonesia

3.2.3. Pengembangan Sistem Ketenagalistrikan Universitas Indonesia

Kebutuhan listrik di suatu wilayah semakin lama akan semakin meningkat, salah satunya adalah penggunaan listrik di wilayah Universitas Indonesia. Perencanaan peningkatan kebutuhan daya di wilayah Universitas Indonesia dapat dilihat pada Tabel 3.1 dibawah ini :

Tabel 3.1 Rencana peningkatan kebutuhan daya listrik di Universitas Indonesia

Tahun	Nama Bangunan	Kebutuhan Listrik (KVA)
2011	Fasilkom	667
2011	Liberal Art College	800
2011	UI College	4.000
2012	FKG	667
2013	Kedokteran	960
2014	Rumah Sakit	12.000
2015	UI Student Housing (1950 Unit)	1.040
2016	Medical Service	1.667
2016	FIK	333
2017	Convention Center	17
2017	Asrama Perawat	171
2018	UI International Program	5.000
2019	Extension MIPA	253
2019	Extension FT	1.233
2020	Health Science Center	267
2020	Fasilitas Bersama FK dan FKG	133
2021	Univ. Graduate & Research Center	1.333
2021	Public Hospital	10.667
2022	Laboratorium	556
2023	Academic Community	1.229
2024	Lecture Teater	167
2024	Undergraduate Library	444
2025	Hotel 200 Unit	333
2025	Town house (800 Unit)	960

	Total	44.897
--	--------------	---------------

3.3 Biaya Pembangunan Turbin Gas

Didalam pembangunan turbin gas terdapat beberapa biaya yang dikeluarkan. Biaya-biaya tersebut diantaranya adalah :

- Biaya Investasi
- Biaya Operasional dan Maintenance

3.3.1 Biaya investasi

Terdapat beberapa macam yang tergolong didalam biaya investasi pembangunan turbin gas, diantaranya adalah :

- Biaya pembelian tanah
- Biaya bangunan
- Biaya pembelian mesin turbin gas
- Biaya Pajak

3.3.2 Biaya Operasional dan Maintenance

Terdapat beberapa macam biaya yang tergolong didalam biaya operasional dan maintenance, diantaranya adalah :

- Biaya operasional dan maintenance
- Biaya bahan bakar

Didalam pembangunan PLTG tidak dikenakan biaya pemasangan instalasi pipa dari pipa yang sudah ada ke pembangkitnya.

3.4 Biaya Penggunaan PLN

Didalam pemanfaatan PLN sebagai penunjang peningkatan kebutuhan daya listrik di lingkungan Universitas Indonesia hingga tahun 2025 terdapat beberapa biaya yang dikeluarkan. Biaya-biaya tersebut diantaranya adalah :

- Biaya penambahan daya daya
- Biaya tagihan

3.4.1 Biaya penambahan daya

Didalam biaya penambahan daya terdapat beberapa biaya. Biaya-biaya tersebut diantaranya adalah :

- Biaya penyambungan

Untuk mendapatkan biaya penyambungan dapat dihitung dengan menggunakan rumus dibawah ini :

$$(A - B) (C)$$

Dimana :

A = Daya Diminta

B = Daya Lama

C = Biaya Penyambungan Maksimum

Aturan untuk biaya penyambungan maksimum dapat dilihat pada tabel 3.2 sebagai berikut :

Tabel 3.2 Biaya penyambungan maksimum

No	Kelompok Sambungan	Biaya Maksimum Penyambungan
1	Sambungan 1 fasa atau 3 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran tegangan rendah. 1.1. Daya tersambung s.d. 2.200 VA 1.2. Daya tersambung diatas 2200 VA s.d. 200 kVA termasuk untuk sambungan rumah tangga golongan tarif R-3/TR dengan daya diatas 200 kVA	Rp 750,00 / VA Rp 775,00 / VA
2	Sambungan 3 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran Tegangan Menengah dengan daya tersambung di atas 200 kVA	Rp 505,00 / VA
3	Sambungan 3 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran Tegangan Tinggi dengan daya tersambung 30.000 kVA ke atas	Rp 395,00 / VA
4	Sambungan 1 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran Tegangan Rendah di bangunan pelanggan. 4.1 Khusus Tarif S-1 / TR s.d. 220	Rp 60.000,00 / sambungan

VA	4.2 Untuk penambahan daya dari golongan tariff S-1 / TR (tanpa meter) menjadi 450 VA atau 500 VA (dengan meter)	Bebas Biaya penyambungan
----	---	--------------------------

Sumber : PT. PLN UPJ Depok Kota

- Biaya uang jaminan langganan

Untuk mendapatkan biaya uang jaminan pelanggan dapat dihitung dengan menggunakan rumus dibawah ini :

$$(A - B) (C)$$

Dimana :

A = Daya Diminta

B = Daya Lama

C = Batas Daya

Aturan untuk biaya uang jaminan pelanggan dapat dilihat pada tabel 3.3 sebagai berikut :

Tabel 3.3 Biaya uang jaminan pelanggan

No	Golongan Tarif	Batas Daya	Rp / VA
1	S-1 / TR	220 VA	49
2	S-2 / TR	450 VA	83
3	S-2 / TR	900 VA	83
4	S-2 / TR	1300 VA	85
5	S-2 / TR	2200 VA	85
6	S-2 / TR	3500 VA s.d 200 Kva	105
7	S-3 / TM	Diatas 200 kVA	96
8	R-1 / TR	450 VA	101
9	R-1 / TR	900 VA	101
10	R-1 / TR	1300 VA	122
11	R-1 / TR	2200 VA	128
12	R-2 / TR	3500 s.d 5500 VA	133
13	R-3 / TR	6600 VA ke atas	156

14	B-1 / TR	450 VA	125
15	B-1 / TR	900 VA	125
16	B-1 / TR	1300 VA	125
17	B-1 / TR	2200 s.d 5500 VA	142
18	B-2 / TR	6600 VA s.d. 200 Kva	146
19	B-3 / TM	Diatas 200 kVA	131
20	I-1 / TR	450 VA	90
21	I-1 / TR	900 VA	90
22	I-1 / TR	1300 VA	95
23	I-1 / TR	2200 VA	98
24	I-1 / TR	3500 VA s.d. 14 kVA	105
25	I-2 / TR	Diatas 14 kVA s.d 200 kVA	134
26	I-3 / TM	Diatas 200 kVA	129
27	I-4 / TT	30000 kVA keatas	127
28	P-1 / TR	450 VA	55
29	P-1 / TR	900 VA	89
30	P-1 / TR	1300 VA	102
31	P-1 / TR	2200 s.d 5500 VA	102
32	P-1 / TR	6600 VA s.d 200 Kva	102
33	P-2 / TR	Diatas 200 kVA	89
34	P-3 / TR		172
35	T / TM	Diatas 200 kVA	145
36	C / TM	Diatas 200 kVA	148

Sumber : PT. PLN UPJ Depok Kota

- Biaya administrasi

3.5 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang dilakukan didalam penelitian ini pertama-tama dengan mengidentifikasi masalah yang ada. Setelah masalah tersebut teridentifikasi, maka dilanjutkan dengan beberapa langkah yang diperlukan untuk mengambil kesimpulan dari masalah tersebut. Langkah-langkah tersebut adalah :

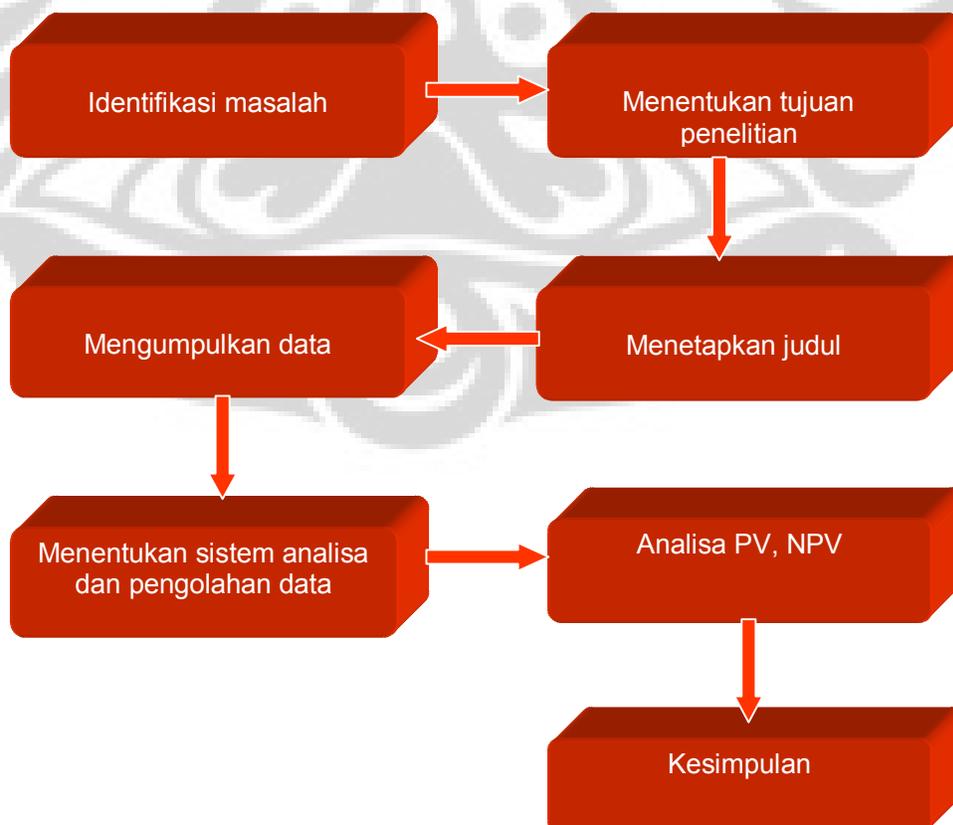
- Mencari data

Pengumpulan data didalam penelitian ini dilakukan dengan metode studi literature yaitu memperoleh data dan informasi dari media-media yang memiliki sumber informasi sebagai pendukung dan melakukan wawancara ke UPJ PLN Depok, PGN, dan rektorat Universitas Indonesia.

Terdapat beberapa data yang diperoleh, diantaranya adalah tagihan listrik bulanan Universitas Indonesia dari bulan januari tahun 2006 hingga april tahun 2011, data biaya penyambungan maksimum, data biaya uang jaminan, biaya tagihan, data rencana peningkatan kebutuhan daya listrik Universitas Indonesia hingga tahun 2025 dan data pendukung lainnya yang berasal dari internet dan buku-buku tentang sistem ketenagalistrikan.

- Menentukan sistem analisa dan pengolahan data

Setelah data didapat, langkah berikutnya adalah menentukan sistem analisa yang akan digunakan. Analisa yang digunakan didalam penelitian ini berupa analisa keekonomian. Untuk lebih jelasnya diagram alir yang digunakan dapat kita lihat pada gambar 3.5 dibawah ini



Gambar 3.5 Diagram Alir Metodologi Penelitian

3.6 Diagram Alir Analisis Pemanfaatan PLTG

Didalam menganalisa pemanfaatan PLTG dan PLN yang digunakan sebagai penghasil energi listrik di Universitas Indonesia diperlukan adanya suatu analisis dari segi keekonomiannya yaitu dilihat dari nilai NPV dan IRR.

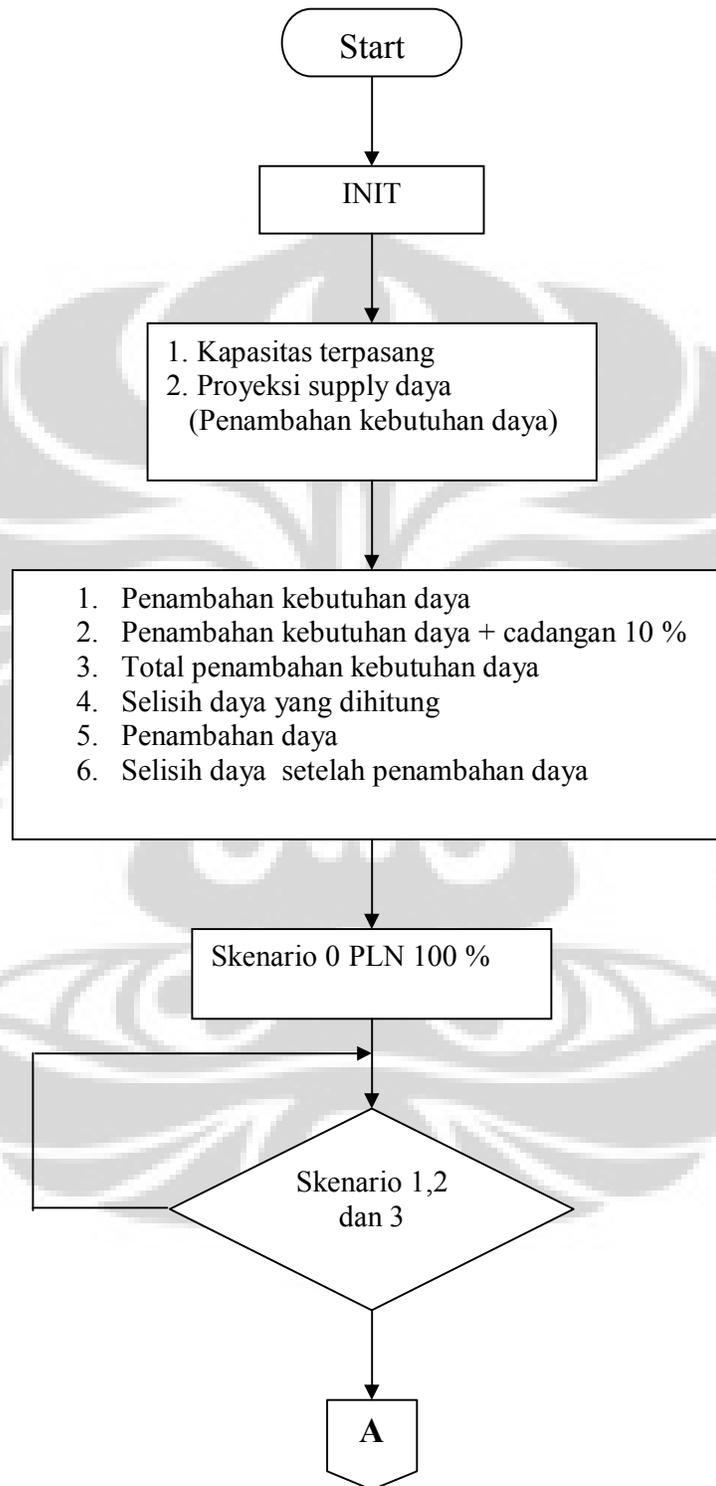
Turbin gas yang digunakan didalam analisis pemanfaatan PLTG terdiri dari tiga berdasarkan kapasitasnya, yaitu 1575 KW, 8840 KW dan 16360 KW. Tiap-tiap turbin gas terdiri dari 3 skenario, yaitu skenario 0 yang dijadikan sebagai pembanding untuk skenario lainnya. Selain itu terdapat skenario 1 dengan menggunakan sumber listrik dari PLTG sebesar 20%, skenario 2 dengan menggunakan sumber listrik dari PLTG sebesar 40% dan skenario 3 dengan menggunakan sumber listrik dari PLTG sebesar 60%. PLTG hanya digunakan pada saat beban puncak pada hari kerja.

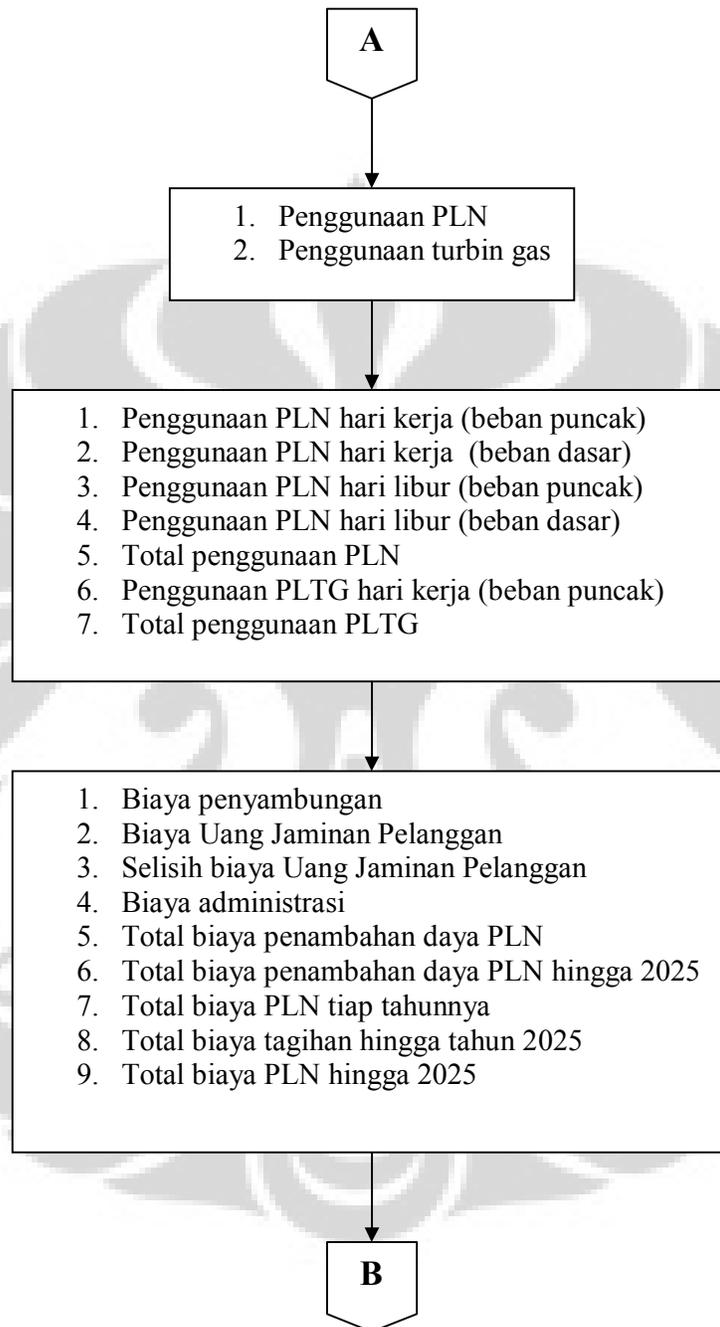
Langkah awal adalah melihat kebutuhan listrik Universitas Indonesia tiap tahunnya untuk mengetahui kekurangan daya listrik Universitas Indonesia hingga tahun 2025. Pertama-tama adalah memasukkan jumlah daya yang sekarang disupply PLN sebesar 10.380 KVA hingga tahun 2025 sebagai acuan untuk mengetahui selisih daya listrik di Universitas Indonesia hingga tahun 2025. Dari selisih daya inilah yang digunakan sebagai analisis pemanfaatan PLTG dan PLN sebagai sumber energi listrik. Setelah dibuat selisih daya maka dimulai analisis dengan membuat skenario 0, skenario 1, skenario 2 dan skenario 3. Skenario 0 digunakan sebagai pembanding yaitu 100 % bersumber dari PLN, sehingga biaya yang terdapat didalam skenario 0 adalah total biaya PLN yang terdiri dari biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan, biaya administrasi dan biaya tagihan, sedangkan biaya yang termasuk didalam skenario 1, skenario 2 dan skenario 3 terdiri dari total biaya PLN dan total biaya PLTG. Total biaya PLN terdiri dari biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan, biaya administrasi dan biaya tagihan, sedangkan biaya yang termasuk didalam total biaya PLTG adalah biaya investasi dan biaya operasional dan maintenance. Biaya investasi terdiri dari biaya pembelian tanah, biaya bangunan, biaya turbin gas dan biaya pajak, sedangkan biaya operasional dan maintenance terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan biaya bahan bakar. Setelah itu karena penggunaan PLTG diasumsikan memiliki nilai ekonomis 30 tahun sehingga masih memiliki waktu sisa berdasarkan pembangunan turbin gas masing-masing. Dari setiap skenario didapatkan total biayanya sehingga dapat dibandingkan

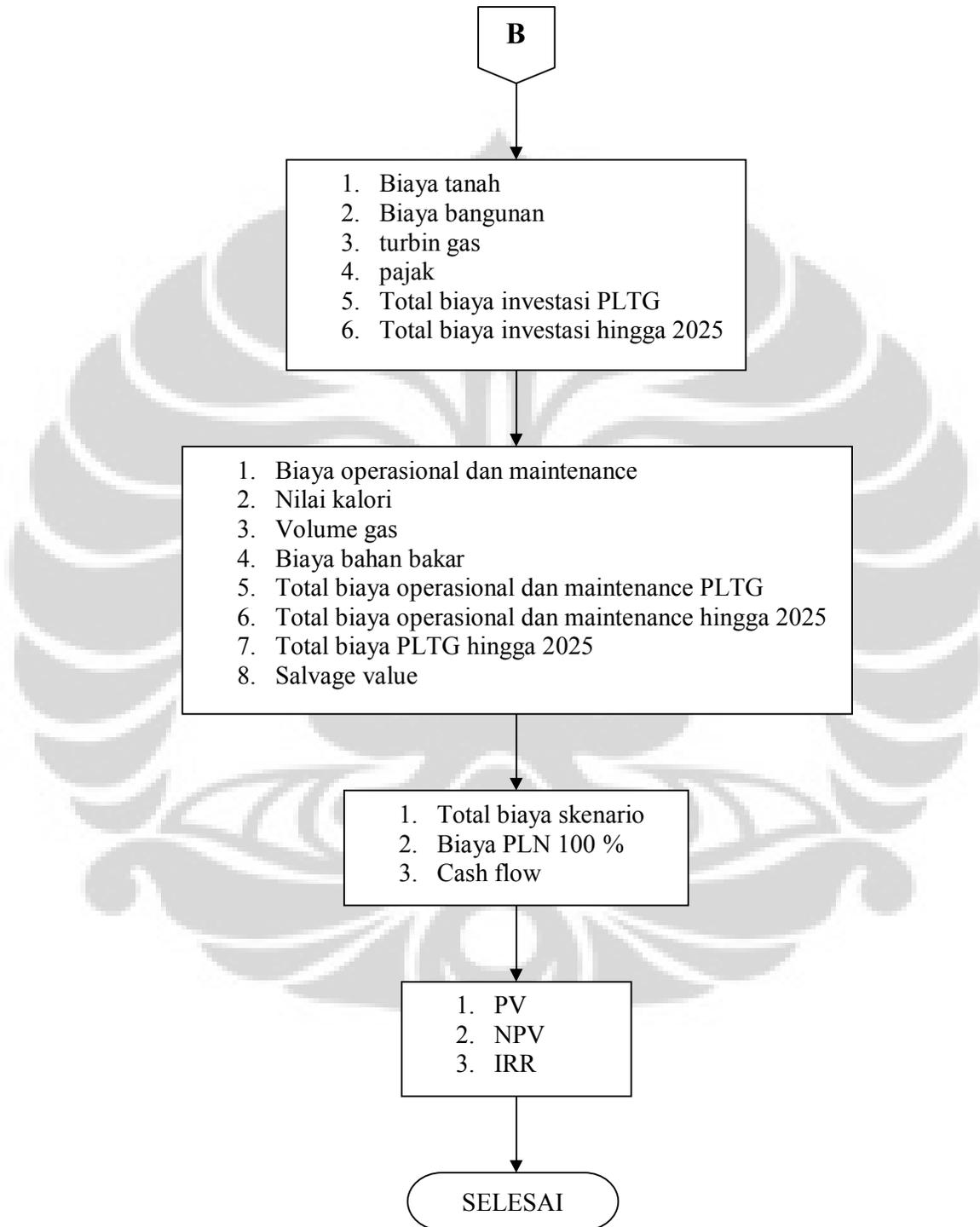
dengan skenario 0 untuk didapat cash flownya dan juga didapatkan nilai NPV dan IRR. Sehingga dapat diperbandingkan nilai NPV dan IRR dari setiap skenario baik menggunakan turbin gas dengan kapasitas 1575 KW, 8840 KW, maupun 16360 KW untuk dapat melihat skenario yang paling menguntungkan.

Untuk lebih jelasnya diagram alir didalam menganalisis skenario pemanfaatan PLTG dan PLN di Universitas Indonesia dapat kita lihat pada gambar 3.5 sebagai berikut:









Gambar 3.5 Diagram alir skenario pemanfaatan PLTG dan PLN Di Universitas Indonesia

BAB 4

ANALISIS HASIL PENELITIAN

4.1. Pengumpulan Data

Pengumpulan data didalam penelitian ini dilakukan dengan metode studi literature yaitu memperoleh data dan informasi dari media-media yang memiliki sumber informasi sebagai pendukung dan melakukan wawancara ke UPJ PLN Depok, PGN, dan rektorat Universitas Indonesia.

Terdapat beberapa data yang diperoleh, diantaranya adalah tagihan listrik bulanan Universitas Indonesia dari bulan januari tahun 2006 hingga april tahun 2011, data biaya penyambungan maksimum, data biaya uang jaminan, biaya tarif dasar listrik, jaringan pipa distribusi, data rencana peningkatan kebutuhan daya listrik Universitas Indonesia hingga tahun 2025 dan data pendukung lainnya yang berasal dari internet dan buku-buku tentang sistem ketenagalistrikan.

4.2. Analisa Data

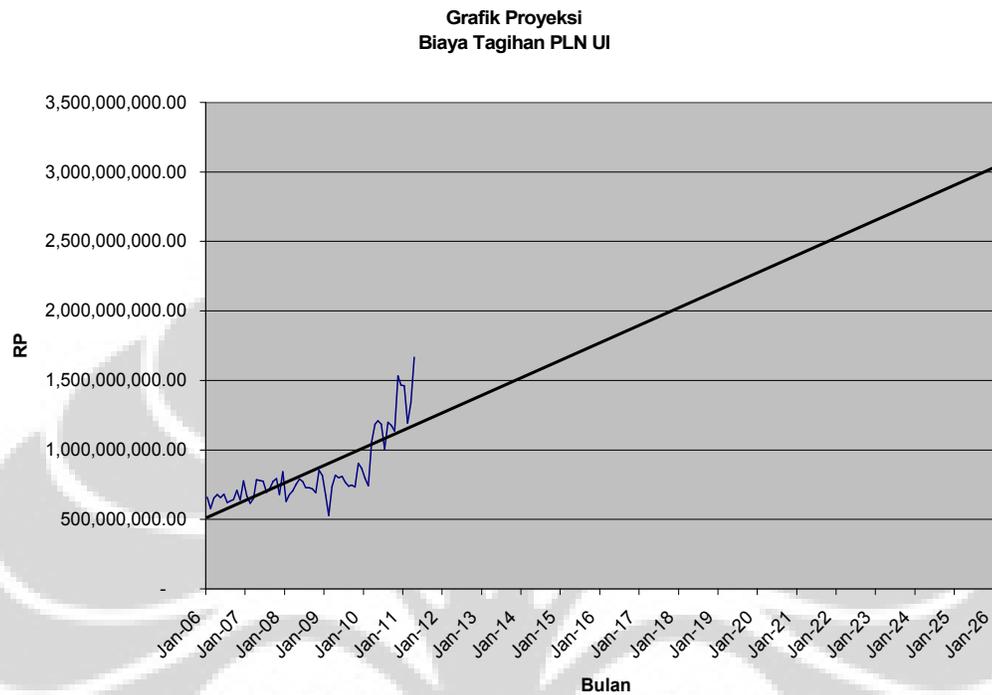
Dari data yang diperoleh kita lakukan analisa untuk dapat dilanjutkan kedalam analisa kelayakan ekonomi. Terdapat beberapa analisa didalam penelitian ini diantaranya adalah :

4.2.1 Analisa Peningkatan Kebutuhan Daya Listrik di Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025

Dari data yang telah diperoleh kita lakukan analisa terlebih dahulu sebelum dipergunakan untuk menganalisa kelayakan ekonomi. Awal analisa adalah analisa peningkatan kebutuhan daya listrik di Universitas Indonesia tiap tahunnya hingga tahun 2025 dari data tagihan bulanan listrik Universitas Indonesia maupun dari data rektorat Universitas Indonesia dengan program Excell.

Terlihat dari tabel 4.1 yang terdapat pada lampiran yaitu tabel laporan tagihan listrik Universitas Indonesia perbulan didapat suatu proyeksi pembayaran tagihan Universitas Indonesia tiap tahunnya hingga tahun 2025 dan juga diperoleh proyeksi penggunaan LWBP dan WBP di Universitas Indonesia tiap tahunnya hingga tahun 2025. Proyeksi pembayaran tagihan Universitas Indonesia tiap tahunnya hingga tahun 2025

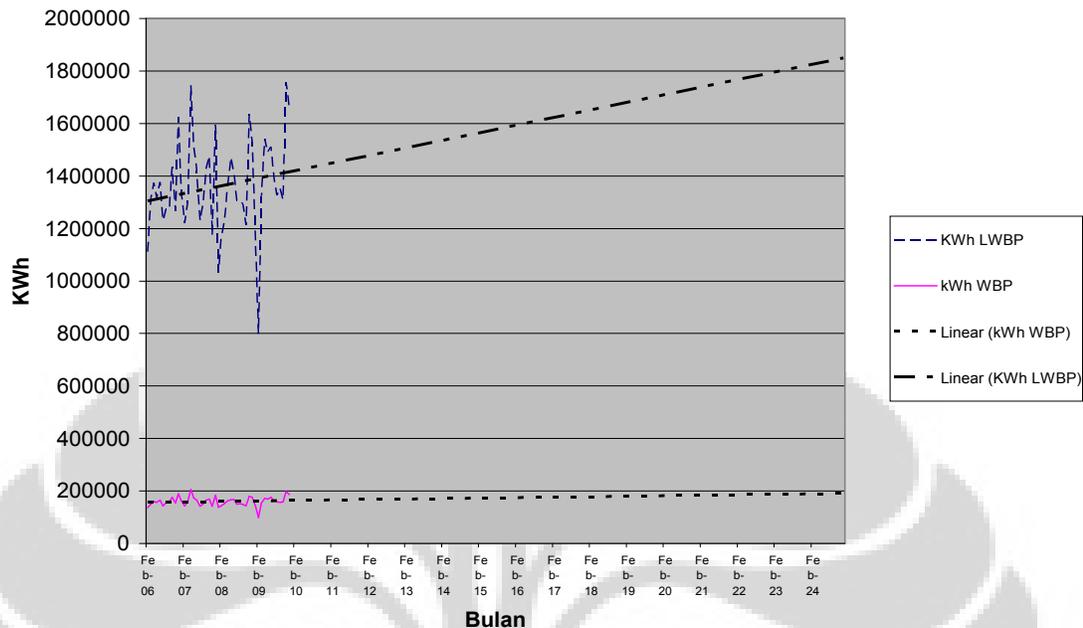
dapat dilihat pada gambar 4.1, sedangkan proyeksi penggunaan LWBP dan WBP di Universitas Indonesia tiap tahunnya hingga tahun 2025 dapat dilihat pada gambar 4.2 :



Gambar 4.1 Grafik Proyeksi Biaya Tagihan PLN Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025

Dari gambar 4.1 terlihat proyeksi kenaikan biaya tagihan PLN untuk Universitas Indonesia yaitu pada Januari tahun 2011 sebesar Rp 1.166.667, sedangkan biaya tagihan pada Januari 2025 sebesar Rp 2.888.889. Dari hasil diatas didapat persentase kenaikan biaya tagihan sekitar 40 %.

Grafik Proyeksi LWBP dan WBP di UI



Gambar 4.2 Grafik proyeksi Penggunaan LWBP dan WBP di Universitas Indonesia
Hingga tahun 2025

Dari gambar 4.2 terlihat proyeksi kenaikan penggunaan LWBP dan WBP untuk Universitas Indonesia yaitu pada februari tahun 2011 dihasilkan LWBP sebesar 1.466.667 kwh, sedangkan pada januari 2025 dihasilkan LWBP sebesar 1.850.000 kwh. Dari hasil diatas didapat persentase kenaikan penggunaan LWBP sekitar 26,1 %. Untuk WBP pada februari 2011 dihasilkan sebesar 175.000 kwh, sedangkan pada februari tahun 2025 dihasilkan sebesar 200.000 kwh. Dari hasil diatas didapat persentase kenaikan penggunaan WBP sekitar 14,3%.

Selain itu terdapat data yang didapat dari rektorat Universitas Indonesia berupa rencana peningkatan kebutuhan daya di Universitas Indonesia hingga tahun 2025. Data tersebut dapat dilihat pada tabel 4.2 dibawah ini :

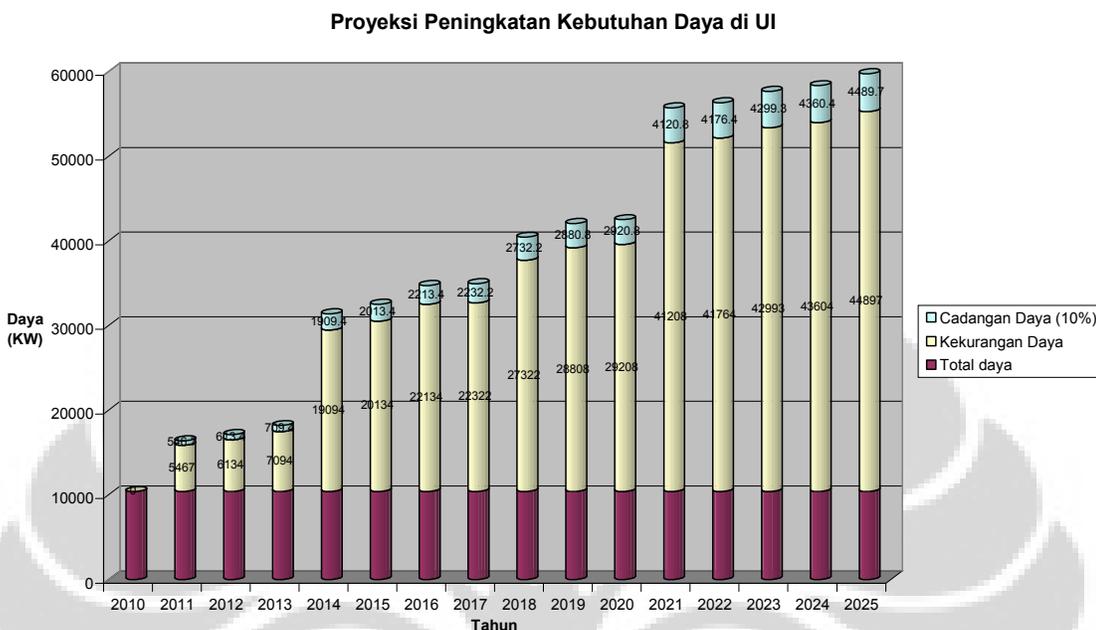
Tabel 4.2 Rencana Peningkatan Kebutuhan Daya Di Universitas Indonesia Hingga Tahun 2025

Tahun	Nama Bangunan	Kebutuhan Listrik (KVA)
2011	Fasilkom	667
2011	Liberal Art College	800
2011	UI College	4.000
2012	FKG	667
2013	Kedokteran	960
2014	Rumah Sakit	12.000
2015	UI Student Housing (1950 Unit)	1.040
2016	Medical Service	1.667
2016	FIK	333
2017	Convention Center	17
2017	Asrama Perawat	171
2018	UI International Program	5.000
2019	Extension MIPA	253
2019	Extension FT	1.233
2020	Health Science Center	267
2020	Fasilitas Bersama FK dan FKG	133
2021	Univ. Graduate & Research Center	1.333
2021	Public Hospital	10.667
2022	Laboratorium	556
2023	Academic Community	1.229
2024	Lecture Teater	167
2024	Undergraduate Library	444
2025	Hotel 200 Unit	333
2025	Town house (800 Unit)	960
	Total	44.897

Sumber : Rencana induk sistem ketenagalistrikan Universitas Indonesia Depok

Dari data yang terdapat pada tabel 4.2 dengan cadangan daya sebesar 10 %, sehingga didapat grafik rencana peningkatan kebutuhan daya listrik di Universitas

Indonesia tiap tahunnya hingga tahun 2025. Grafik tersebut dapat kita lihat pada gambar 4.3 dibawah ini :



Gambar 4.3 Grafik Rencana Peningkatan Kebutuhan Universitas Indonesia Dengan Cadangan Daya Sebesar 10 % Hingga Tahun 2025

Dari gambar 4.3 diatas terlihat adanya peningkatan kebutuhan daya listrik di Universitas Indonesia pada tahun 2011 yaitu sebesar 5467 KVA dan cadangan sebesar 10% sehingga kebutuhan daya sebesar 6014 KVA. Apabila tidak dilakukan peningkatan daya dikhawatirkan kebutuhan daya lebih besar dari daya yang disupply ke Universitas Indonesia sehingga dapat mengganggu sistem kelistrikan di Universitas Indonesia. Sedangkan pada tahun 2025 diproyeksikan terjadi peningkatan kebutuhan daya sebesar 49387 KVA. Dari hasil diatas didapat persentase proyeksi peningkatan kebutuhan daya listrik di Universitas Indonesia sekitar 721,2 %.

Proyeksi peningkatan kebutuhan berdasarkan data tagihan PLN untuk Universitas Indonesia dari tahun 2006 hingga 2010 didapatkan kenaikan penggunaan daya listrik sebesar 26,1 % untuk LWBP dan 14,3 % untuk WBP. Untuk lebih jelasnya proyeksi peningkatan kebutuhan daya Universitas Indonesia dapat dilihat pada tabel 4.3 sebagai berikut :

Tabel 4.3 Proyeksi peningkatan Kebutuhan Daya listrik Universitas Indonesia
Hingga Tahun 2025

No	Proyeksi Kebutuhan Daya Universitas Indonesia	Persentase kenaikan Kebutuhan Daya Hingga 2025
1	PLN	LWBP = 26,1 % WBP = 14,3 %
2	Rektorat Universitas Indonesia	721,2 %

Dari tabel diatas terlihat perbedaan yang cukup jauh antara proyeksi kebutuhan daya Universitas Indonesia yaitu berdasarkan PLN dan rektorat Universitas Indonesia. Hal ini disebabkan data berdasarkan PLN nilai proyeksinya didapat dari biaya tagihan listrik Universitas Indonesia dari tahun 2006 yang penggunaan daya listriknya dihitung berdasarkan alat pengukur berupa kwh meter, sedangkan data rektorat Universitas Indonesia berdasarkan proyeksi pembangunan di wilayah Universitas Indonesia. Didalam analisis ini penambahan daya baik dari PLN maupun PLTG menggunakan satuan KVA dengan asumsi faktor daya PLN sebesar 0,9 dan faktor daya PLTG sebesar 0,85. Sedangkan didalam operasional menggunakan satuan kwh.

4.2.2 Analisa Biaya Turbin Gas

Turbin gas yang digunakan didalam penelitian ini terdiri dari dari turbin gas yang memiliki kapasitas 1575 KW, kapasitas 8840 KW, dan kapasitas 16360 KW. Didalam pembangunan turbin gas terdapat beberapa biaya yang dikeluarkan, diantaranya adalah :

4.2.2.1 Biaya Investasi

Terdapat beberapa macam biaya investasi didalam pembangunan turbin gas, diantaranya adalah :

1. Biaya tanah dan bangunan

Untuk luas tanah dan bangunan yang diperlukan didalam pembangunan turbin gas diasumsikan adalah 500 m² sedangkan luas bangunannya 400 m², sehingga jika diasumsikan biaya tanah Rp 2.000.000/m² dan biaya bangunan Rp 3.000.000/m², maka biaya investasi tanah dan bangunan untuk pembangunan turbin gas adalah Rp 1.000.000.000 dan Rp 1.200.000.000 sehingga total biaya pembangunan tanah dan bangunan adalah Rp 2.200.000.000.

2. Biaya Mesin Turbin gas

Biaya untuk pembelian turbin gas bermacam-macam tergantung dari kapasitasnya. Untuk kapasitas 1575 KW memiliki biaya sebesar Rp 12.650.000.000. Untuk turbin gas yang berkapasitas 8840 KW memiliki biaya sebesar \$486.43/KW, dan turbin gas yang berkapasitas 16360 KW memiliki biaya sebesar \$489/KW.

4.2.2.2 Biaya Operational dan Maintenance

Total biaya operasional dan maintenance terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan biaya bahan bakar. Untuk biaya operasi dan maintenance terdiri dari biaya pekerja dan biaya pemeliharaan. Didalam biaya pemeliharaan terdapat biaya filter, busi, minyak pelumas dan lain sebagainya. Biaya operational dan maintenance diasumsikan sebesar 88,32/kwh. Selain biaya operasional dan maintenance terdapat pula biaya bahan bakar. Perhitungan biaya bahan bakar dapat dilihat pada lampiran.

4.2.2.3 Nilai Sisa

Umur ekonomis turbin gas diasumsikan selama 30 tahun, sementara penggunaan turbinnya bermacam-macam mulai dari 2 tahun hingga 13 tahun, hal ini disebabkan analisa yang digunakan hanya sampai tahun 2025 dan juga tergantung dari waktu pengadaan turbin gas. Untuk itu perlu menghitung nilai sisa dengan memperhitungkan depresiasi mesin. Rumus yang digunakan adalah :

$$Sv = B - (Dt \times n)$$

Dimana :

- Sv = Salvage Value
- Dt = Annual depresiasi mesin
- n = Umur ekonomis
- B = Harga mesin

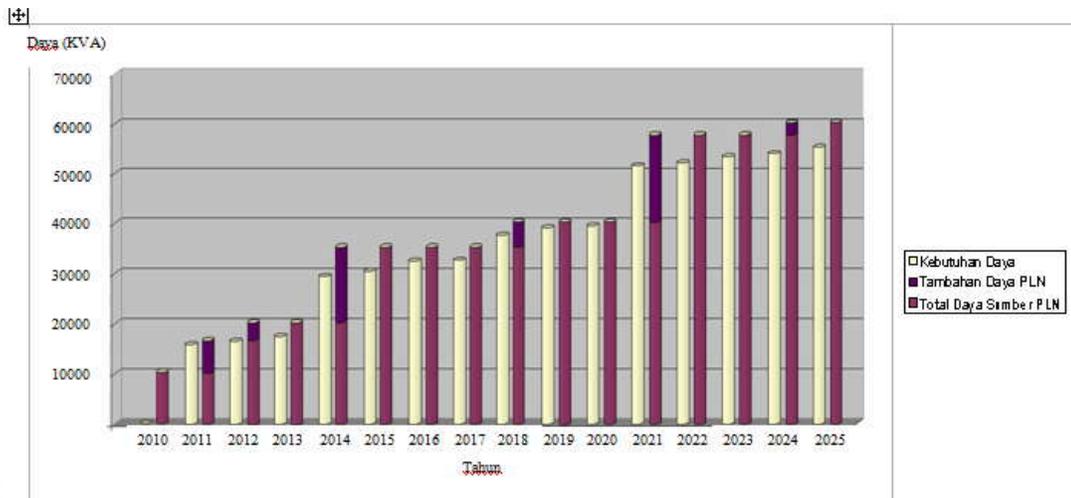
4.3. Analisa Kelayakan Ekonomi

Setelah kita mengetahui proyeksi kebutuhan daya listrik di Universitas Indonesia tiap tahunnya hingga tahun 2025 dan biaya investasi PLTG untuk tiap kapasitas, maka kita dapat melakukan analisa kelayakan ekonomi. Analisa kelayakan ekonomi terdiri dari tiga turbin gas yaitu kapasitas 1575 KW, 8840 KW, 16360 KW dan tiap turbin gas terdiri dari beberapa skenario. Hasil dari tiap skenario dapat dilihat dibawah ini :

a. Skenario 0 Penambahan Daya Dengan PLN 100%

Skenario ini merupakan skenario yang dijadikan sebagai tolak ukur untuk skenario lainnya. Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN seratus persen. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.4

Dari gambar 4.4 terlihat adanya kekurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Penambahan daya didalam skenario ini bersumber dari PLN yaitu pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 3500 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 15000 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 5000 KVA. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 17500 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 2500 KVA. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.4 Skenario 0 Penambahan Daya Dengan PLN 100 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan bersumber dari PLN dapat dilihat pada tabel 4.4 sebagai berikut :

Tabel 4.4 Penambahan Daya Skenario 0

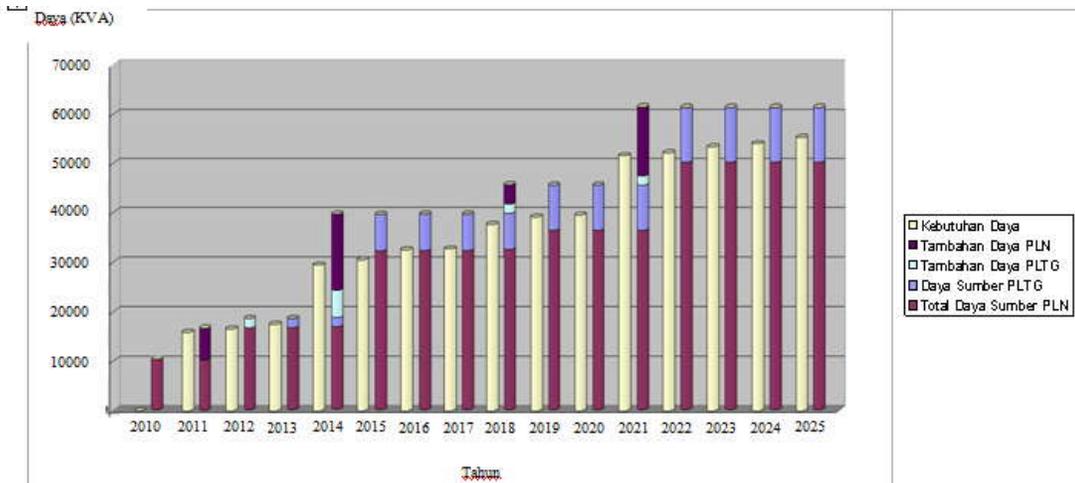
No	Tahun	Penambahan Daya (KVA)	Sumber
1	2011	6.500	PLN
2	2012	3.500	PLN
3	2014	15.000	PLN
4	2018	5.000	PLN
5	2021	17.500	PLN
6	2024	2.500	PLN

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.5 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 0 adalah adanya penambahan daya pada skenario 0 yang bersumber dari PLN 100 %. Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 32.866.560.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 1.034.857.077.300. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 1.067.723.637.300.

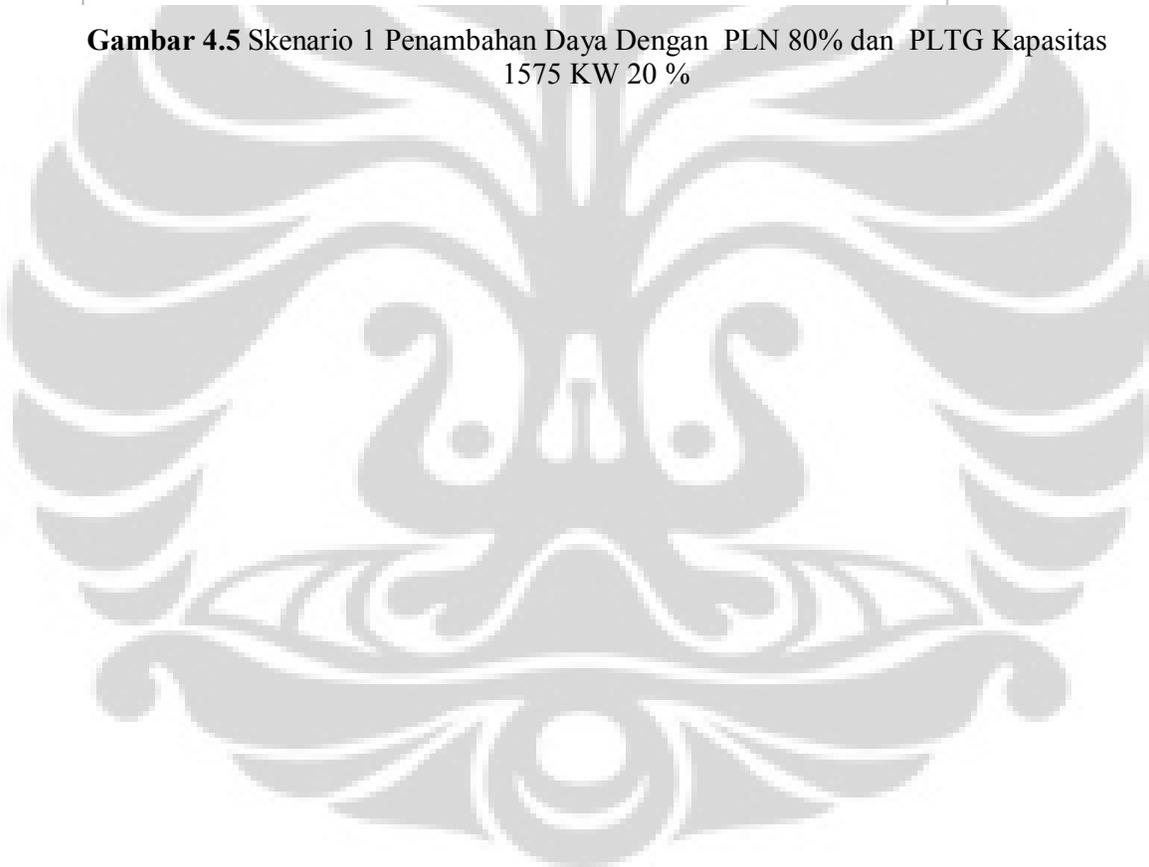
Skenario ini dijadikan sebagai pembandingan untuk skenario lainnya didalam menganalisa kelayakan ekonomi dari skenario 1,2 dan 3 untuk data yang berasal dari rektorat Universitas Indonesia dengan menggunakan kapasitas turbin 1575 KW, 8840 KW dan 16360 KW.

b. Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 20%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 80 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 1575 KW sebesar 20 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.5 sebagai berikut :



Gambar 4.5 Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 20 %



Dari gambar 4.5 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 1853 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 15500 KVA dan dari PLTG sebesar 5559 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 4000 KVA dan dari PLTG sebesar 1853 KVA . Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 14000 KVA dan dari PLTG sebesar 1853 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.6 sebagai berikut :

Tabel 4.6 Penambahan Daya Skenario 1 Turbin Gas 1575 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	1.853
3	2014	15.500	5.559
4	2018	4.000	1.853
5	2021	14.000	1.853

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.7 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 1 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 80 % dan turbin gas dengan kapasitas 1575 KW sebesar 20 %. Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 26.036.260.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 877.400.496.900. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 903.436.755.900.

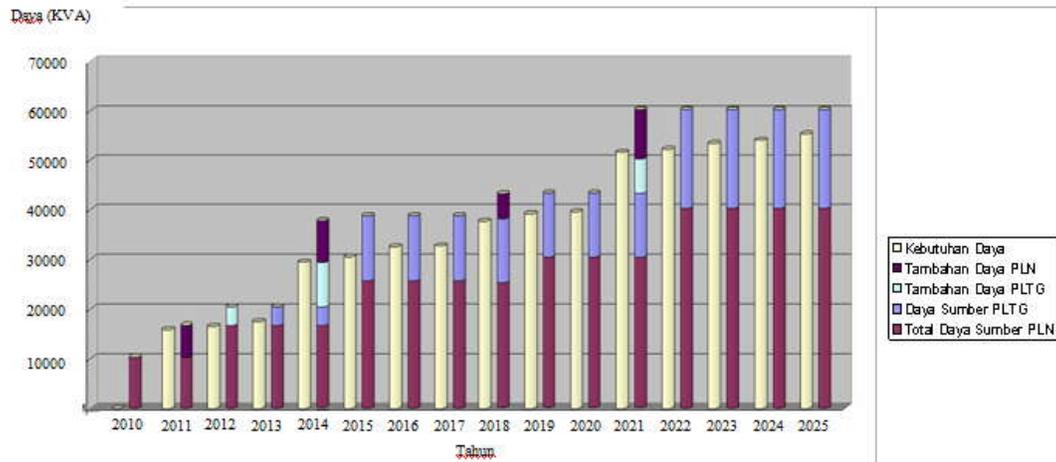
Pada skenario 1 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 20 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 92.298.800.000, sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 80.998.448.779. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 173.297.248.779.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-47.117.263.644) dan nilai sisa sebesar Rp 53.900.000.000 dan IRR sebesar tak terdefinisi.

a. Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 40%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 60 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 1575 KW sebesar 40 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.6.

Dari gambar 4.6 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 3706 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 8500 KVA dan dari PLTG sebesar 9265 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 5000 KVA. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 10000 KVA dan dari PLTG sebesar 7000 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.6 Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 40 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.8 sebagai berikut :

Tabel 4.8 Penambahan Daya Skenario 2 Turbin Gas 1.575 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	3.106
3	2014	8.500	9.265
4	2018	5.000	-
5	2021	10.000	7.000

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.9 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 2 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 60 % dan turbin gas dengan kapasitas 1575 KW sebesar 40 % . Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 19.206.260.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 719.943.916.500. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 739.150.176.800.

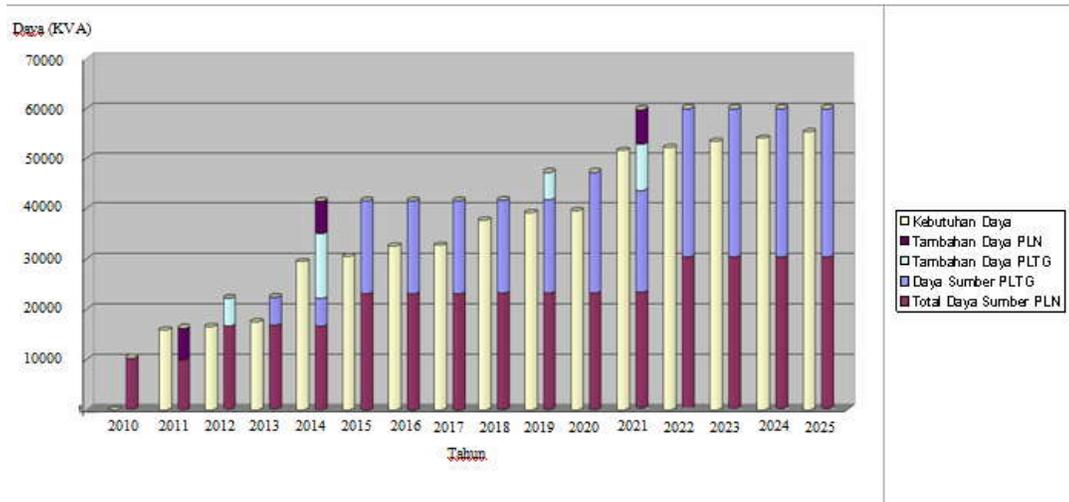
Pada skenario 2 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 40 % dan digunakan hanya waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 159.671.600.000, Sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 109.847.903.633. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 269.519.503.633.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-46.565.396.896) dan nilai sisa sebesar Rp 96.350.000.000 dan IRR sebesar tak terdefinisi.

c. Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 60%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 40 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 1575 KW sebesar 60 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.7.

Dari gambar 4.7 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 5559 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA dan dari PLTG sebesar 12971 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 5559 KVA . Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 7000 KVA dan dari PLTG sebesar 9265 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.7 Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 1575 KW 60 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.10 sebagai berikut :

Tabel 4.10 Penambahan Daya Skenario 3 Turbin Gas 1.575 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	5.559
3	2014	6.500	12.971
4	2019	-	5.559
5	2021	7.000	9.265

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.11 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 3 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 40 % dan turbin gas dengan kapasitas 1575 KW sebesar 60 % . Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 12.376.110.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 562.487.336.100. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 574.863.446.100.

Pada skenario 3 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 60 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 259.278.800.000, Sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 133.094.942.426. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 392.373.742.426.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-69.001.828.574) dan nilai sisa sebesar Rp 162.900.000.000 dan IRR sebesar tak terdefinisi.

Untuk lebih jelasnya hasil dari masing-masing skenario dengan menggunakan turbin gas berkapasitas 1575 KW dapat dilihat pada tabel 4.12 sebagai berikut :

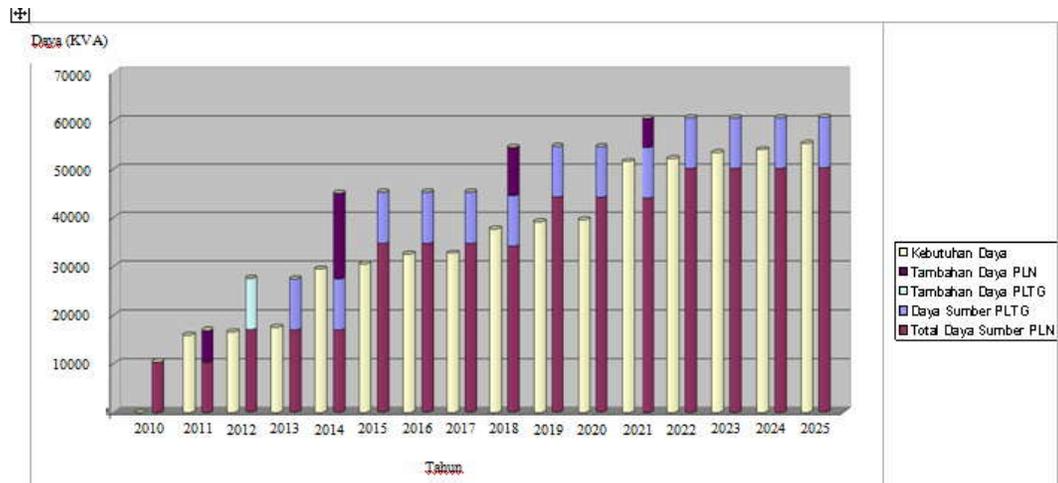
Tabel 4.12 Hasil Analisis Tiap Skenario Dengan Turbin Gas 1.575 KW

Skenario	Total penambahan daya PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total Biaya Tagihan PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total penggunaan PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total investasi PLTG hingga 2025 (Rupiah)	Total Operasional dan maintenance hingga 2025 (Rupiah)	Total biaya PLTG hingga 2025 (Rupiah)
1	26.036.260.000	877.400.496.900	903.436.756.900	92.298.800.000	80.998.448.779	173.297.248.779
2	19.206.260.000	719.943.916.500	739.150.176.800	159.671.600.000	109.847.903.633	269.519.503.633
3	12.376.110.000	562.487.336.100	574.863.446.100	259.278.800.000	133.094.942.426	392.373.742.426

d. Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG dengan Kapasitas 8840 KW 20%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 80 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 8840 KW sebesar 20 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.8.

Dari gambar 4.8 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 10400 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 15500 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 10000 KVA. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6000 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.8 Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 20 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.13 sebagai berikut :

Tabel 4.13 Penambahan Daya Skenario 1 Turbin Gas 8840 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	10.400
3	2014	15.500	-
4	2018	10.000	-
5	2021	6.000	-

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.14 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 1 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 80 % dan turbin gas dengan kapasitas 8840 KW sebesar 20 % . Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 24.670.260.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 877.400.496.900. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 902.070.756.900.

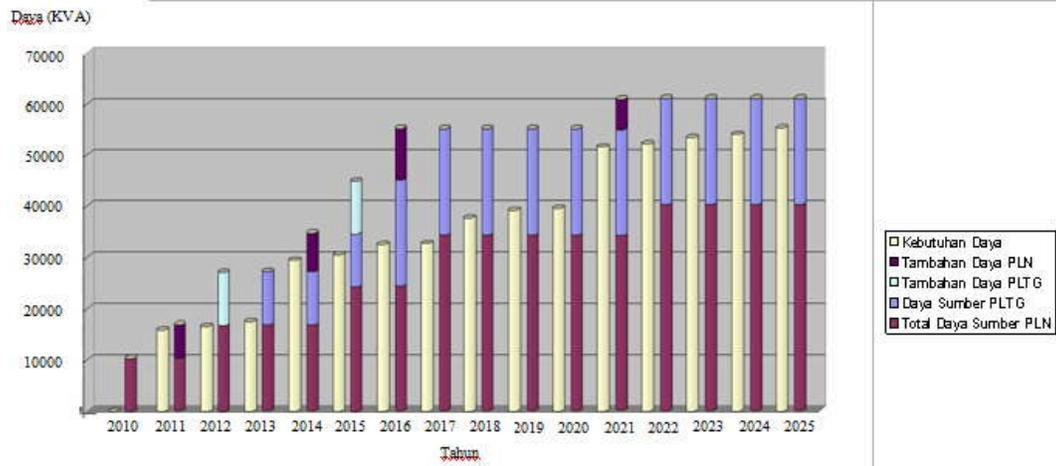
Pada skenario 1 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 20 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 47.137.630.540, Sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 80.998.448.779. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 128.136.079.319.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-18.775.104.816) dan nilai sisa sebesar Rp 33.650.391.400 dan IRR sebesar tak terdefinisi.

e. Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 40%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 60 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 8840 KW sebesar 40 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.9.

Dari gambar 4.9 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 10400 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 7500 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 10400 KVA . Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 10000 KVA . Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6000 KVA dan dari PLTG sebesar 8840 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.9 Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 40 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.15 sebagai berikut :

Tabel 4.15 Penambahan Daya Skenario 2 Turbin Gas 8840 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	10.400
3	2014	7.500	-
4	2015	-	10.400
5	2016	10.000	-
6	2021	6.000	-

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.16 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 2 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 80 % dan turbin gas dengan kapasitas 8840 KW sebesar 40 %. Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 19.333.450.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 719.943.916.500. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 739.277.366.500.

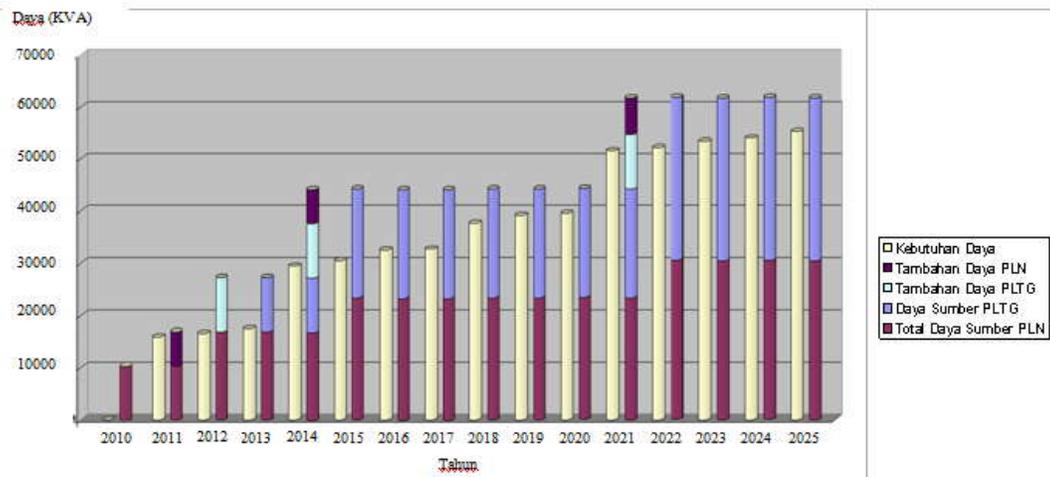
Pada skenario 2 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 40 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 94.275.261.080, Sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 109.361.570.988. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 203.636.832.068.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-5.576.305.172) dan nilai sisa sebesar Rp 69.700.782.800 dan IRR sebesar 8%.

f. Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 60%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 40 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 8840 KW sebesar 60 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.10.

Dari gambar 4.10 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 10400 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA dan dari PLTG sebesar 10400 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 7000 KVA dan dari PLTG sebesar 10400 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.10 Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 8840 KW 60 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.17 sebagai berikut :

Tabel 4.17 Penambahan Daya Skenario 3 Turbin Gas 8.840 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	10.400
3	2014	6.500	10.400
4	2021	7.000	10.400

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.18 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 3 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 40 % dan turbin gas dengan kapasitas 8840 KW sebesar 60 % . Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 15.231.200.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 562.487.336.100. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 577.718.536.100.

Pada skenario 3 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 60 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 141.412.891.620, sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 129.604.835.209. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 271.017.726.829.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp 20.450.200.945 dan nilai sisa sebesar Rp 108.551.174.200 dan IRR sebesar 18 %.

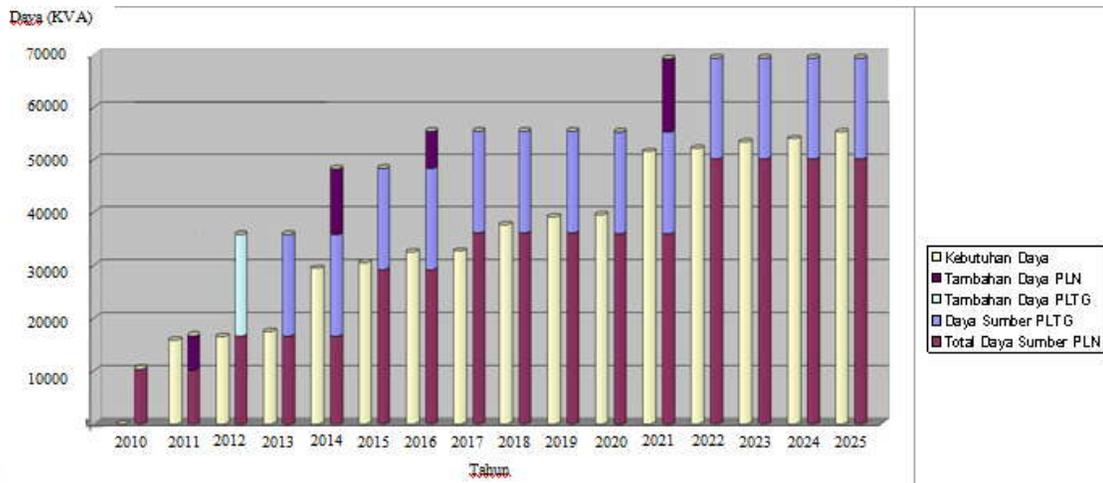
Untuk lebih jelasnya hasil dari masing-masing skenario dengan menggunakan turbin gas berkapasitas 8840 KW dapat dilihat pada tabel 4.19 sebagai berikut :

Tabel 4.19 Hasil Analisis Tiap Skenario Dengan Turbin Gas 8.840 KW

Skenario	Total penambahan daya PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total Biaya Tagihan PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total penggunaan PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total investasi PLTG hingga 2025 (Rupiah)	Total Operasional dan maintenance hingga 2025 (Rupiah)	Total biaya PLTG hingga 2025 (Rupiah)
1	24.670.260.000	877.400.496.900	902.070.756.900	47.137.630.540	80.998.448.779	128.136.079.319
2	19.333.450.000	719.943.916.500	739.277.366.500	94.275.261.080	109.361.570.988	203.636.832.068
3	15.231.200.000	562.487.336.100	577.718.536.100	141.412.891.620	129.604.835.209	271.017.726.829

g. Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 20%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 80 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 16360 KW sebesar 20 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.11. Dari gambar 4.11 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 19247 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 12500 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 7000 KVA. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 14000 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.11 Skenario 1 Penambahan Daya Dengan PLN 80% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 20 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.20 sebagai berikut :

Tabel 4.20 Penambahan Daya Skenario 1 Turbin Gas 16360 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	19.247
3	2014	12.500	-
4	2016	7.000	-
5	2021	14.000	-

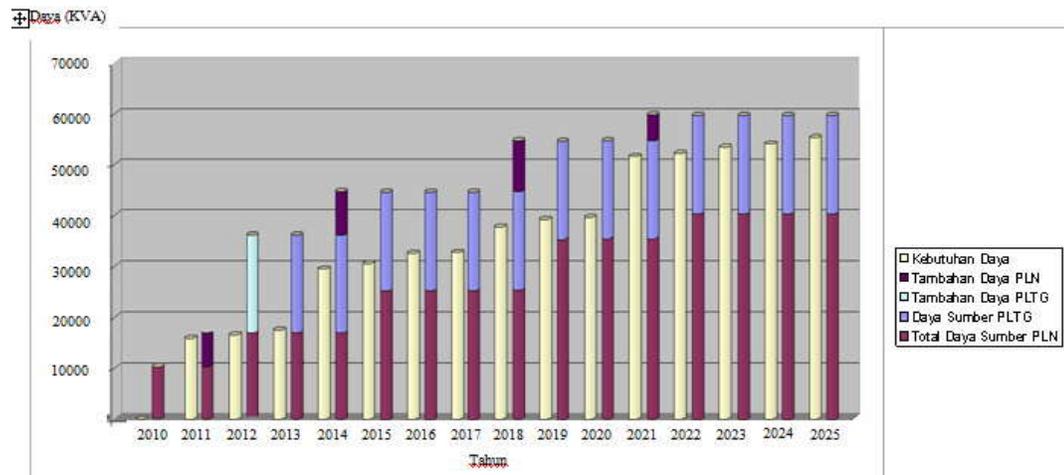
Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.21 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 1 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 80 % dan turbin gas dengan kapasitas 16360 KW sebesar 20 %. Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 26.036.260.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 877.400.496.900. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 903.436.756.900.

Pada skenario 1 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 20 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 85.802.618.000, sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 77.091.279.089. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 162.893.897.089.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-58.263.917.746) dan nilai sisa sebesar Rp 70.800.380.000 dan IRR sebesar tak terdefinisi.

h. Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 40%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 60 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 16360 KW sebesar 40 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.12. Dari gambar 4.12 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 19247 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 8500 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 10000 KVA. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 5000 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.12 Skenario 2 Penambahan Daya Dengan PLN 60% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 40 %

Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.22 sebagai berikut :

Tabel 4.22 Penambahan Daya Skenario 2 Turbin Gas 16.360 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	19.247
3	2014	8.500	-
4	2018	10.000	-
5	2021	5.000	-

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.23 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 2 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 60 % dan turbin gas dengan kapasitas 16360 KW sebesar 40 % . Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 19.206.260.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 719.943.916.500. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 739.150.176.500.

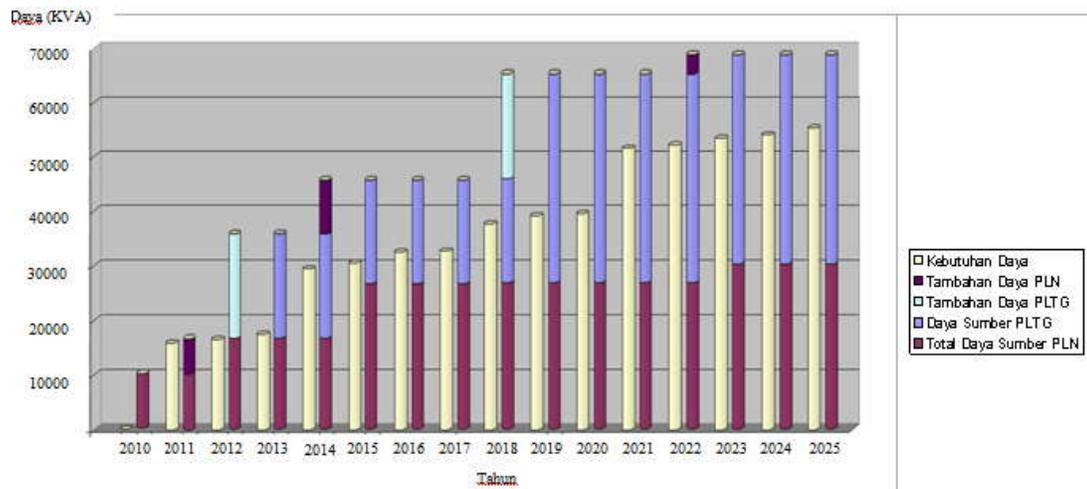
Pada skenario 2 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 40 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 85.802.618.000, Sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025 sebesar Rp 119.290.529.998. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 205.093.147.998.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-9.760.685.794) dan nilai sisa sebesar Rp 52.400.380.000 dan IRR sebesar 7%.

i. Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 60%

Skenario ini menggunakan perhitungan penggunaan PLN sebesar 40 % dan juga turbin gas dengan kapasitas 16360 KW sebesar 60 % dengan penggunaan turbin gas pada saat beban puncak pada hari kerja. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 4.13.

Dari gambar 4.13 terlihat adanya pengurangan daya yang terjadi dari tahun 2011 hingga tahun 2025. Sehingga perlu adanya upaya didalam meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Universitas Indonesia, salah satunya dengan penambahan daya. Kebutuhan daya diatas belum termasuk cadangan daya 10%. Pada tahun 2011 kebutuhan daya sebesar 15847 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 6500 KVA. Pada tahun 2012 kebutuhan daya sebesar 16514 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 19247 KVA. Pada tahun 2013 kebutuhan daya sebesar 17474 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2014 kebutuhan daya sebesar 29474 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 10000 KVA. Pada tahun 2015 kebutuhan daya sebesar 30514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2016 kebutuhan daya sebesar 32514 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2017 kebutuhan daya sebesar 32704 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2018 kebutuhan daya sebesar 37702 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLTG sebesar 19247 KVA. Pada tahun 2019 kebutuhan daya sebesar 39188 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2020 kebutuhan daya sebesar 39588 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2021 kebutuhan daya sebesar 51588 KVA terjadi kekurangan daya sehingga diperlukan penambahan daya dari PLN sebesar 3500 KVA. Pada tahun 2022 kebutuhan daya sebesar 52144 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya.



Gambar 4.13 Skenario 3 Penambahan Daya Dengan PLN 40% dan PLTG Kapasitas 16360 KW 60 %

Pada tahun 2023 kebutuhan daya sebesar 53373 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2024 kebutuhan daya sebesar 53984 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Pada tahun 2025 kebutuhan daya sebesar 55277 KVA masih tercukupi sehingga tidak diperlukan penambahan daya. Untuk lebih jelasnya penambahan daya yang dilakukan baik bersumber dari PLN maupun PLTG dapat dilihat pada tabel 4.24 sebagai berikut :

Tabel 4.24 Penambahan Daya Skenario 3 Turbin Gas 16.360 KW

No	Tahun	Penambahan Daya Sumber PLN (KVA)	Penambahan Daya Sumber PLTG (KVA)
1	2011	6.500	-
2	2012	-	19.247
3	2014	10.000	-
4	2018	-	19.247
5	2021	3.500	-

Untuk Analisa data dari skenario ini dapat dilihat pada tabel 4.25 dalam lampiran. Hasil analisa dari skenario 3 adalah adanya penambahan daya yang bersumber dari PLN 40 % dan turbin gas dengan kapasitas 16360 KW sebesar 60 % . Terdapat beberapa biaya didalam penambahan daya dengan menggunakan PLN, diantaranya adalah biaya penyambungan, biaya uang jaminan pelanggan dan biaya administrasi. Biaya total biaya penambahan daya menggunakan PLN dalam skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 12.376.110.000, sedangkan biaya tagihan hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar Rp 562.487.336.100. Sehingga total biaya penggunaan PLN hingga tahun 2025 sebesar Rp 574.863.446.100.

Pada skenario 3 turbin gas digunakan sebagai sumber pembangkit listrik untuk Universitas Indonesia sebesar 60 % dan digunakan hanya pada waktu beban puncak pada hari kerja. Terdapat beberapa macam biaya turbin gas, diantaranya adalah biaya investasi yang terdiri dari biaya tanah, biaya bangunan, mesin, dan juga biaya pajak. Selain itu yang termasuk didalam biaya turbin gas lainnya adalah biaya operasional dan maintenance yang terdiri dari biaya operasional dan maintenance dan juga biaya bahan bakar. Total biaya investasi untuk skenario ini hingga tahun 2025 sebesar Rp 171.605.236.000, sedangkan total biaya operasional dan maintenance hingga tahun 2025

sebesar Rp 127.266.787.458. Sehingga pada skenario ini total biaya turbin gas hingga tahun 2025 sebesar Rp 298.872.023.458.

Hasil dari Skenario ini diperoleh NPV sebesar Rp (-8.979.511.426) dan nilai sisa sebesar Rp 126.800.760.000 dan IRR sebesar 6 %.

Untuk lebih jelasnya hasil dari masing-masing skenario dengan menggunakan turbin gas berkapasitas 16360 KW dapat dilihat pada tabel 4.26 sebagai berikut :



Tabel 4.26 Hasil Analisis Tiap Skenario Dengan Turbin Gas 16.360 KW

Skenario	Total penambahan daya PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total Biaya Tagihan PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total penggunaan PLN hingga 2025 (Rupiah)	Total investasi PLTG hingga 2025 (Rupiah)	Total Operasional dan maintenance hingga 2025 (Rupiah)	Total biaya PLTG hingga 2025 (Rupiah)
1	26.036.260.000	877.400.496.900	903.436.756.900	85.802.618.000	77.091.279.089	162.893.897.089
2	19.206.260.000	719.943.916.500	739.150.176.500	85.802.618.000	119.290.529.998	205.093.147.998
3	12.376.110.000	562.487.336.100	574.863.446.100	171.605.236.000	127.266.787.458	298.872.023.458

Dilihat dari skenario-skenario yang dibuat terlihat bahwa penggunaan PLTG yang paling menguntungkan adalah PLTG dengan kapasitas 1575 KW dan pada skenario 1 yaitu penghasil daya listrik bersumber dari PLN 80 % dan PLTG 20 %. Hal ini dilihat pada skenario 1 dengan turbin gas berkapasitas 1575 KW memiliki NPV sebesar Rp (-47.117.263.644) sedangkan pada skenario 1 dengan turbin gas berkapasitas 8840 KW memiliki NPV sebesar Rp (-18.775.104.816) dan pada skenario 1 dengan turbin gas berkapasitas 16360 KW memiliki NPV sebesar Rp (-58.263.917.746). Untuk skenario 2 dengan turbin gas berkapasitas 1575 KW memiliki NPV sebesar Rp (-46.565.396.896), pada skenario 2 dengan turbin gas berkapasitas 8840 KW memiliki NPV sebesar Rp (-5.576.305.172) dan IRR sebesar 8 % dan pada skenario 2 dengan turbin gas berkapasitas 16360 KW memiliki NPV sebesar Rp (-9.760.685.794) dan IRR sebesar 7 %. Sedangkan pada skenario 3 dengan turbin gas berkapasitas 1575 KW memiliki NPV sebesar Rp (-69.001.828.574), pada skenario 3 dengan turbin gas berkapasitas 8840 KW memiliki NPV sebesar Rp 20.450.200.545 dan IRR sebesar 18 % dan pada skenario 3 dengan turbin gas berkapasitas 16360 KW memiliki NPV sebesar Rp (-8.979.511.426) dan IRR sebesar 6 %. Sehingga dapat disimpulkan nilai yang paling ekonomis adalah turbin gas dengan kapasitas 8840 KW pada skenario 3 yaitu 40 % PLN dan 60 % PLTG. Hal ini disebabkan karena memiliki nilai NPV terbesar yaitu sebesar Rp 20.450.200.545 dan IRR sebesar 18%. Untuk lebih jelasnya tiap hasil skenario dapat dilihat pada tabel 4.27 sebagai berikut :

Tabel 4.27 Kesimpulan Analisis Ekonomi Simulasi Sistem Ketenagalistrikan Universitas Indonesia

Kapasitas (KW)		Hasi Tiap Skenario Persentase Perbandingan PLN : PLTG (Rupiah)		
		80 : 20	60 : 40	40 : 60
1575	SV	53.900.000.000	96.350.000.000	162.900.000.000
	NPV	- 47.117.263.644	- 46.565.396.896	- 69.001.828.574
	IRR	-	-	-
8840	SV	33.650.391.400	69.700.782.800	108.551.174.200
	NPV	- 18.775.104.816	- 5.576.305.172	20.450.200.545
	IRR	-	8%	18%
16360	SV	70.800.380.000	52.400.380.000	126.800.760.000
	NPV	- 58.263.917.746	- 9.760.685.794	- 8.979.511.426
	IRR	-	7%	6%

BAB 5

KESIMPULAN

1. Rencana peningkatan kebutuhan daya listrik di Universitas Indonesia hingga tahun 2025 mencapai sekitar 44.897 KVA dan cadangan sebesar 10 %.
2. Pemanfaatan gas sebagai sumber energi alternatif dalam mendukung keandalan sistem kelistrikan Universitas Indonesia dianalisa dengan menggunakan turbin gas kapasitas 1575 KW, 8840 KW, dan 16360 KW. Dengan skenario perbandingan PLN dan PLTG yang digunakan adalah skenario 0 PLN: PLTG 100%: 0%, skenario 1 PLN: PLTG 80%: 20%, skenario 2 PLN: PLTG 60%: 40%, skenario 3 PLN: PLTG 40%: 60%, dimana penggunaan PLTG hanya pada saat beban puncak hari kerja.
3. Dari analisa ekonomi dapat disimpulkan pemanfaatan gas sebagai sumber energi alternatif dalam mendukung keandalan sistem kelistrikan Universitas Indonesia yang lebih ekonomis menggunakan turbin gas kapasitas 8840 KW dengan penggunaan PLTG 60% karena memiliki NPV sebesar Rp 20.450.200.545 dan IRR sebesar 18%.

DAFTAR REFERENSI

- Blank, Leland T and Anthony J. Tarquin, Engineering Economy Third Edition, McGraw Hill International Editions, 1989
- H Haming Murdifin, H Salim Basalamah, Studi Kelayakan Investasi Proyek & Bisnis, Bumi aksara, 2010
- Marsudi Djiteng, Operasi Sistem Tenaga Listrik, Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006
- Marsudi Djiteng, Pembangkit Energi Listrik, Erlangga, Jakarta, 2005
- Pudjanarsa Astu, Djati Nursuhud, Mesin Konversi Energi, Andi Yogyakarta, 2008
- A.N.Afandi, Operasi Sistem Tenaga Listrik Berbasis ESDA, Gava Media, 2010
- Sugiono, Agus, Proyeksi Pemanfaatan Gas Alam Untuk Pembangkit Tenaga Listrik, 120-125
- Nasrullah Mochamad, Suparman, Perbandingan Biaya Pembangkit Listrik Nuklir Dan Fosil Dengan Mempertimbangkan Aspek Lingkungan, 348-352
- Analisis Kapasitas Pembangkit dan Perhitungan Pengurangan Emisi Pada Pemanfaatan Sampah Organik di Pasar Induk Kramat Jati, Agung Sulisty, Thesis Universitas Indonesia, 2010
- <http://www.gas-turbines.com/trader/kwprice.htm>
- <http://www.childrenuniversity.manchester.ac.uk/interactives/science/energy/discovermore/advantages.pdf>
- Rencana induk sistem ketenagalistrikan Universitas Indonesia-Depok periode 2010-2025
- <http://www.scribd.com/doc/50199865/turbin-gas-power-plant>
- <http://www.sugiyono.webs.com/paper/p9002.pdf>
- <http://majarimagazine.com/2009/02/gas-turbine-engine-part-1>
- <http://www.pgn.co.id/>
- <http://yefrichan.wordpress.com/2010/05/14/turbin-gas-gas-turbine/>
- <http://www.esdm.go.id/>
- <http://noerpamoengkas.com/2009/03/31/siklus-brayton-ideal/>
- <http://wikisopo.wordpress.com/2011/02>
- <http://www.Universitas Indonesia.ac.id/id/profile/page/sejarah>

Tabel 4.1 Laporan Tagihan Listrik Universitas Lambu

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
	Batas Tahun	Faktor Pengali	Si Meter Aduksi (kWh)	Si Meter Aduksi (kWh)	Si Meter Aduksi (kWh)	KWh Meter	Si Meter Aduksi (kWh)	Total Pemakaian kWh	Biaya Pemakaian (Rp/kWh/kWh)	Biaya Pemakaian (Rp/kWh/kWh)	Biaya Lampu	Biaya Wi-Fi	Tagihan yang dibayar			
1	Jan-06	6000	1780.881	1510.808	108.172	111102	214.838	131.719	223.819	138.917.00	1.847.846.00	650.00	907.50	673.173.800.00	1.24.244.620.00	650.000.00
2	Feb-06	6000	2013.1	1719.594	219.519	1315314	238.65	214.838	28.112	150.617.00	1.655.900.00	650.00	907.50	798.194.970.00	1.36.724.940.00	650.000.00
3	Mar-06	6000	2382.461	2204.117	204.344	1319728	292.330	206.417	206.417	162.541.00	1.727.270.00	650.00	907.50	798.194.970.00	1.42.951.440.00	650.000.00
4	Apr-06	6000	2892.838	2574.877	204.961	1328862	324.172	202.238	21.548	164.288.00	1.810.500.00	650.00	907.50	830.001.610.00	1.48.998.860.00	650.000.00
5	Mei-06	6000	3281.952	2829.338	204.614	1339810	324.172	211.785	20.831	164.288.00	1.870.488.00	650.00	907.50	744.088.050.00	1.50.200.200.00	650.000.00
6	Juni-06	6000	3581.132	3221.952	219.177	1349500	424.984	208.892	29.262	179.617.00	1.910.992.00	650.00	907.50	868.181.100.00	1.51.010.920.00	650.000.00
7	Juli-06	6000	4042.800	3717.232	219.568	1359800	482.718	400.708	31.841	180.340.00	1.970.648.00	650.00	907.50	892.181.840.00	1.52.000.000.00	650.000.00
8	Agst-06	6000	4284.234	4042.800	223.431	1368006	609.212	444.276	28.307	161.622.00	1.992.208.00	650.00	907.50	817.054.530.00	1.46.671.900.00	650.000.00
9	Sept-06	6000	4493.613	4292.234	203.379	1376114	653.032	459.912	32.82	143.820.00	1.982.824.00	650.00	907.50	732.002.170.00	1.47.023.000.00	650.000.00
10	Oktr-06	6000	4692.993	4485.614	189.378	1383192	698.444	486.674	30.674	162.610.00	1.948.768.00	650.00	907.50	919.481.160.00	1.50.950.460.00	650.000.00
11	Nov-06	6000	5024.183	4873.443	148.740	1390000	824.722	497.297	17.248	141.800.00	1.971.850.00	650.00	907.50	802.033.800.00	1.51.242.000.00	650.000.00
12	Des-06	6000	5278.238	5064.439	148.797	1396596	864.489	644.055	18.823	150.580.00	1.974.240.00	650.00	907.50	788.544.900.00	1.48.644.320.00	650.000.00
13	Jan-07	6000	5524.592	5294.592	148.947	1403000	746.808	723.800	21.094	150.040.00	1.739.616.00	650.00	907.50	966.323.490.00	1.49.140.000.00	650.000.00
14	Feb-07	6000	5782.128	5524.592	149.532	1409200	783.951	718.500	17.453	144.220.00	1.710.816.00	650.00	907.50	718.212.480.00	1.49.140.000.00	650.000.00
15	Mar-07	6000	6034.145	5782.128	149.532	1415400	800.984	706.675	18.166	150.180.00	1.702.944.00	650.00	907.50	748.220.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
16	Apr-07	6000	6286.169	6034.145	149.532	1421600	838.448	681.448	20.641	140.890.00	1.691.240.00	650.00	907.50	808.909.090.00	1.49.140.000.00	650.000.00
17	Mei-07	6000	6538.193	6286.169	149.532	1427800	876.912	706.675	17.83	140.890.00	1.682.784.00	650.00	907.50	789.746.480.00	1.49.140.000.00	650.000.00
18	Juni-07	6000	6790.217	6538.193	149.532	1434000	915.376	718.500	17.463	140.890.00	1.674.320.00	650.00	907.50	800.800.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
19	Juli-07	6000	7042.241	6790.217	149.532	1440200	953.840	730.350	17.094	140.890.00	1.665.856.00	650.00	907.50	791.850.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
20	Agst-07	6000	7294.265	7042.241	149.532	1446400	992.304	742.200	16.725	140.890.00	1.657.392.00	650.00	907.50	782.900.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
21	Sept-07	6000	7546.289	7294.265	149.532	1452600	1030.768	754.050	16.356	140.890.00	1.648.928.00	650.00	907.50	773.950.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
22	Oktr-07	6000	7798.313	7546.289	149.532	1458800	1069.232	765.900	15.987	140.890.00	1.640.464.00	650.00	907.50	765.000.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
23	Nov-07	6000	8050.337	7798.313	149.532	1465000	1107.696	777.750	15.618	140.890.00	1.632.000.00	650.00	907.50	756.050.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
24	Des-07	6000	8302.361	8050.337	149.532	1471200	1146.152	789.600	15.249	140.890.00	1.623.536.00	650.00	907.50	747.100.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
25	Jan-08	6000	8554.385	8302.361	149.532	1477400	1184.608	801.450	14.880	140.890.00	1.615.072.00	650.00	907.50	738.150.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
26	Feb-08	6000	8806.409	8554.385	149.532	1483600	1223.064	813.300	14.511	140.890.00	1.606.608.00	650.00	907.50	729.200.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
27	Mar-08	6000	9058.433	8806.409	149.532	1489800	1261.520	825.150	14.142	140.890.00	1.598.144.00	650.00	907.50	720.250.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
28	Apr-08	6000	9310.457	9058.433	149.532	1496000	1300.000	837.000	13.773	140.890.00	1.589.680.00	650.00	907.50	711.300.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
29	Mei-08	6000	9562.481	9310.457	149.532	1502200	1338.464	848.850	13.404	140.890.00	1.581.216.00	650.00	907.50	702.350.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
30	Juni-08	6000	9814.505	9562.481	149.532	1508400	1376.928	860.700	13.035	140.890.00	1.572.752.00	650.00	907.50	693.400.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
31	Juli-08	6000	10066.529	9814.505	149.532	1514600	1415.392	872.550	12.666	140.890.00	1.564.288.00	650.00	907.50	684.450.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
32	Agst-08	6000	10318.553	10066.529	149.532	1520800	1453.856	884.400	12.297	140.890.00	1.555.824.00	650.00	907.50	675.500.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
33	Sept-08	6000	10570.577	10318.553	149.532	1527000	1492.320	896.250	11.928	140.890.00	1.547.360.00	650.00	907.50	666.550.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
34	Oktr-08	6000	10822.601	10570.577	149.532	1533200	1530.784	908.100	11.559	140.890.00	1.538.896.00	650.00	907.50	657.600.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
35	Nov-08	6000	11074.625	10822.601	149.532	1539400	1569.248	920.000	11.190	140.890.00	1.530.432.00	650.00	907.50	648.650.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
36	Des-08	6000	11326.649	11074.625	149.532	1545600	1607.712	931.850	10.821	140.890.00	1.521.968.00	650.00	907.50	639.700.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
37	Jan-09	6000	11578.673	11326.649	149.532	1551800	1646.176	943.700	10.452	140.890.00	1.513.504.00	650.00	907.50	630.750.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
38	Feb-09	6000	11830.697	11578.673	149.532	1558000	1684.640	955.550	10.083	140.890.00	1.505.040.00	650.00	907.50	621.800.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
39	Mar-09	6000	12082.721	11830.697	149.532	1564200	1723.104	967.400	9.714	140.890.00	1.496.576.00	650.00	907.50	612.850.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
40	Apr-09	6000	12334.745	12082.721	149.532	1570400	1761.568	979.250	9.345	140.890.00	1.488.112.00	650.00	907.50	603.900.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
41	Mei-09	6000	12586.769	12334.745	149.532	1576600	1800.032	991.100	8.976	140.890.00	1.479.648.00	650.00	907.50	594.950.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
42	Juni-09	6000	12838.793	12586.769	149.532	1582800	1838.496	1002.950	8.607	140.890.00	1.471.184.00	650.00	907.50	586.000.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
43	Juli-09	6000	13090.817	12838.793	149.532	1589000	1876.960	1014.800	8.238	140.890.00	1.462.720.00	650.00	907.50	577.050.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
44	Agst-09	6000	13342.841	13090.817	149.532	1595200	1915.424	1026.650	7.869	140.890.00	1.454.256.00	650.00	907.50	568.100.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
45	Sept-09	6000	13594.865	13342.841	149.532	1601400	1953.888	1038.500	7.500	140.890.00	1.445.792.00	650.00	907.50	559.150.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
46	Oktr-09	6000	13846.889	13594.865	149.532	1607600	1992.352	1050.350	7.131	140.890.00	1.437.328.00	650.00	907.50	550.200.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
47	Nov-09	6000	14098.913	13846.889	149.532	1613800	2030.816	1062.200	6.762	140.890.00	1.428.864.00	650.00	907.50	541.250.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
48	Des-09	6000	14350.937	14098.913	149.532	1620000	2069.280	1074.050	6.393	140.890.00	1.420.400.00	650.00	907.50	532.300.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
49	Jan-10	6000	14602.961	14350.937	149.532	1626200	2107.744	1085.900	6.024	140.890.00	1.411.936.00	650.00	907.50	523.350.000.00	1.49.140.000.00	650.000.00
50	Feb															

01 Juli 2010

Biaya Penyambungan (BP)

Kepmen
2038 K/2001

NO	KELOMPOK SAMBUNGAN	BIAYA PENYAMBUNGAN MAKSIMUM
1.	<p>Sambungan 1 fasa atau 3 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran Tegangan Rendah.</p> <p>1.1. Daya tersambung s.d. 2.200 VA</p> <p>1.2. Daya tersambung di atas 2.200 VA s.d. 200 kVA termasuk untuk sambungan rumah tangga golongan tarif R-3/TR dengan daya di atas 200 kVA.</p>	<p>Rp 750,00/VA</p> <p>Rp 775,00/VA</p>
2.	<p>Sambungan 3 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran Tegangan Menengah dengan daya tersambung di atas 200 kVA</p>	<p>Rp 505,00/VA</p>
3.	<p>Sambungan 3 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran Tegangan Tinggi dengan daya tersambung 30.000 kVA ke atas.</p>	<p>Rp 250</p>
4.	<p>Sambungan 1 fasa dengan pembatasan daya dan pengukuran Tegangan Rendah di bangunan pelanggan.</p> <p>4.1. Khusus Tarif S-1/TR s.d. 220 VA.</p> <p>4.2. Untuk penambahan daya dari golongan tarif S-1/TR (tanpa meter) menjadi 450 VA atau 500 VA (dengan meter).</p>	<p>Rp 60.000,00/sambungan</p> <p>Bebas Biaya Penyambungan</p>

Rp 300
Rp 350

Rp 250

Rp 200

01 Juli 2011

NO.	GOLONGAN TARIF	BATAS DAYA	RPVA
1	S-1/TR	220 VA	49
2	S-2/TR	450 VA	83
3	S-2/TR	900 VA	83
4	S-2/TR	1.300 VA	85
5	S-2/TR	2.200 VA	85
6	S-2/TR	3.500 VA s.d. 200 KVA	105
6	S-2/TR	di atas 200 KVA	96
7	S-3/TM	450 VA	101
8	R-1/TR	900 VA	101
9	R-1/TR	1.300 VA	122
10	R-1/TR	2.200 VA	128
11	R-1/TR	3.500 s.d. 5.500 VA	133
12	R-2/TR	6.600 VA ke atas	156
13	R-3/TR	450 VA	125
14	B-1/TR	900 VA	125
15	B-1/TR	1.300 VA	125
16	B-1/TR	2.200 s.d. 5.500 VA	142
17	B-1/TR	6.600 VA s.d. 200 KVA	146
18	B-2/TR	di atas 200 KVA	131
19	B-3/TM	450 VA	90
20	I-1/TR	900 VA	90
21	I-1/TR	1.300 VA	95
22	I-1/TR	2.200 VA	98
23	I-1/TR	3.500 VA s.d. 14 KVA	105
24	I-1/TR	di atas 14 KVA s.d. 200 KVA	134
25	I-2/TR	di atas 200 KVA	129
26	I-3/TM	30.000 KVA ke atas	127
27	I-4/TT	450 VA	55
28	P-1/TR	900 VA	89
29	P-1/TR	1.300 VA	102
30	P-1/TR	2.200 s.d. 5.500 VA	102
31	P-1/TR	6.600 VA s.d. 200 KVA	102
32	P-1/TR	di atas 200 KVA	89
33	P-2/TM		172
34	P-3/TR	di atas 200 KVA	145
35	T/TM	di atas 200 KVA	148
36	C/TM		

Daftar Dasar Listrik Untuk Keperluan Kantor Pemeliharaan dan Peningkatan Jalan

NO.	GOL. TARIF	BATAS DAYA	REGULER		PRA BAYAR (Rp/KWh)
			BIAYA BEBAN (Rp/KVA/bulan)	BIAYA PEMAKAIAN (Rp/KWh) DAN BIAYA KVArh (Rp/KVArh)	
1.	P-1/TR	450 VA	20.000	575	665
2.	P-1/TR	900 VA	24.600	600	760
3.	P-1/TR	1.350 VA	*)	880	880
4.	P-1/TR	2.200 VA s.d. 5.500 VA	*)	885	885
5.	P-1/TR	6.600 VA s.d. 200 KVA	*)	BLOK I : H1 X 885 Blok II : H2 x 1.380 BLOK WBP = K x 750 Blok L WBP = 750 KVA-M = 825	1.200
6.	P-2/TM	di atas 200 KVA	*)	820	*)
7.	P-3/TR	*)	*)	820	820

Catatan :

Diterapkan Rekening Minimum (RM):
 RM1 = 40 (Jam Nyala) x Daya tersambung (KVA) x Biaya Pemakaian
 Diterapkan Rekening Minimum (RM):
 RM2 = 40 (Jam Nyala) x Daya tersambung (KVA) x Biaya Pemakaian Blok I
 Diterapkan Rekening Minimum (RM):
 RM3 = 40 (Jam Nyala) x Daya tersambung (KVA) x Biaya Pemakaian L WBP.
 H1 : Persentase batas beban terhadap Jam nyala rata-rata nasional x daya tersambung (KVA).
 H2 : Pemakaian listrik (KVA) - H1
 Jam nyala : x (h per bulan dibagi dengan KVA tersambung).
 *) : Biaya kelebihan pemakaian daya reaktif (KVArh) dikenakan dalam hal faktor daya rata-rata setiap bulan kurang dari 0,85 (delapan puluh lima per seratus).
 Besar persentase batas beban jam nyala rata-rata nasional ditetapkan oleh Direksi Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara dengan persetujuan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral.
 K : Faktor pertambahan antara harga ABP dan L WBP sesuai dengan karakteristik beban sistem keistimewaan setempat (K < 2), ditetapkan oleh Direksi Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara.
 WBP : Waktu Beban Puncak
 L WBP : Luar Waktu Beban Puncak

No. Dokumen : QESD-V.1.3-ED-03	Nama Dokumen :	Nama dan logo perusahaan
No. Revisi : 01	Kalkulasi Pemakaian Gas Alam (January 2011 Usage)	
Tanggal Terbit : Apr-06		
Halaman : 1 dari 1		

Dept	Disetujui :	Diperiksa :	Disiapkan :
	Anung A		Toni M
	Tgl : 10/02/11		Tgl : 10/02/11

**Perhitungan Pemakaian & Pembayaran Natural Gas dari PGN
Berlaku per 1 April 2010**

K1 : Pelanggan IJKK (Industri Jasa & Komersial Kontrak) dan IMPL (Industri Manufactur & Pembangkit Listrik) dengan pemakaian minimum per bulan kontrak lebih besar dari 10.000 m³, sampai dengan pemakaian maksimum per bulan kontrak 300.000 m³.

Kontrak : Pemakaian Minimum : 15.000 m³
 Pemakaian Maksimum : 18.000 m³
 Jam operasi / hari : 24 jam
 Hari kerja / minggu : 6 hari

nilai kalori E 25

Nilai Kalori : MMBTU = 27.9258 m³ (Berdasarkan hasil pengukuran di lapangan)

Harga : (US\$ 4,3/MMBTU) + Rp. 770/m³
 (US\$ 4,3/27,8387) /m³ + Rp. 770/m³
 (US\$ 0,1545 + Rp. 770) /m³

Surcharge : 300% x harga gas yang berlaku. bila volume diatas kontrak pemakaian maksimum.

$$\text{Rumus V} = V_t \times \left[\frac{1.01325 + p}{1.01325} \right] \times \left[\frac{300}{273 + t} \right] \times (1 + 0.002 \times p)$$

Rumus KP = Jika $V \leq 15.000 \text{ m}^3$: (KP = 15.000 m³ x Rp. 770)
 Jika $15.000 \text{ m}^3 < V \leq 18.000 \text{ m}^3$: (KP = V x Rp. 770)
 Jika $V > 18.000 \text{ m}^3$: (KP = (18.000 m³ x Rp. 770) + (V - 18.000) x Rp. 770 x 300%)

Dalam Rp.

Jika $V \leq 15.000 \text{ m}^3$: (15.000 m³/27,8387m³) x \$ 4,3
 Jika $15.000 \text{ m}^3 < V \leq 18.000 \text{ m}^3$: (V / 27,8387m³) x \$ 4,3
 Jika $V > 18.000 \text{ m}^3$: (18.000 m³ / 27,8387m³) x \$ 4,3 + ((V - 18.000)/27,8387) x \$ 4,3 x 300%

Dalam US\$

V_t = Volume gas sesuai penunjukan pada MRS, dalam m³
 V = Volume gas yang ada pada kwitansi penagihan dalam m³.
 p = Tekanan gas yang mengalir setelah MRS, dalam bar.
 t = Temperatur gas yang mengalir setelah MRS, dalam °C.
 KP = Kwitansi Pembayaran, dalam Rp. & US \$
 Kurs US \$ = Rp.

Input Data:

MRS bulan ini = 260,233 m³
 MRS bulan lalu = 243,049 m³
 V_t = 17,184 m³
 p = 0,883 bar.
 t = 27,480 °C.
 US \$ = Rp. 9,093,90

Factor = 1,8717634
 V = 32,164 m³
 KP = Rp. 46,579,723
 US \$ 9,323,38

Total = Rp. 131,365,647
 Efisiensi = 44.0%

