

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
PROGRAM STUDI TEKNIK ENERGI LISTRIK**



**ANALISIS TEKNIS DAN EKONOMIS UNTUK PEMILIHAN DAN
OPERASI TRANSFORMATOR DAYA 150/20 KV PADA
PENGEMBANGAN GARDU INDUK PEMARON**

SKRIPSI

Disusun Oleh :

M. QOMARULLAH

NIM: 98.12.134



APRIL 2005

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISIS TEKNIK DAN EKONOMIS UNTUK PEMILIHAN
DAN OPERASI TRANSFORMATOR DAYA 150/20 KV PADA
PENGEMBANGAN GARDU INDUK PEMARON**

SKRIPSI

*Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan Memenuhi Syarat-Syarat
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh :

M. QOMARULLAH

NIM 98.12.134

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1



Ir. F. Yudi Limpraptono, MT

NIP.Y. 103 950 0274

Menyetujui,

Dosen Pembimbing

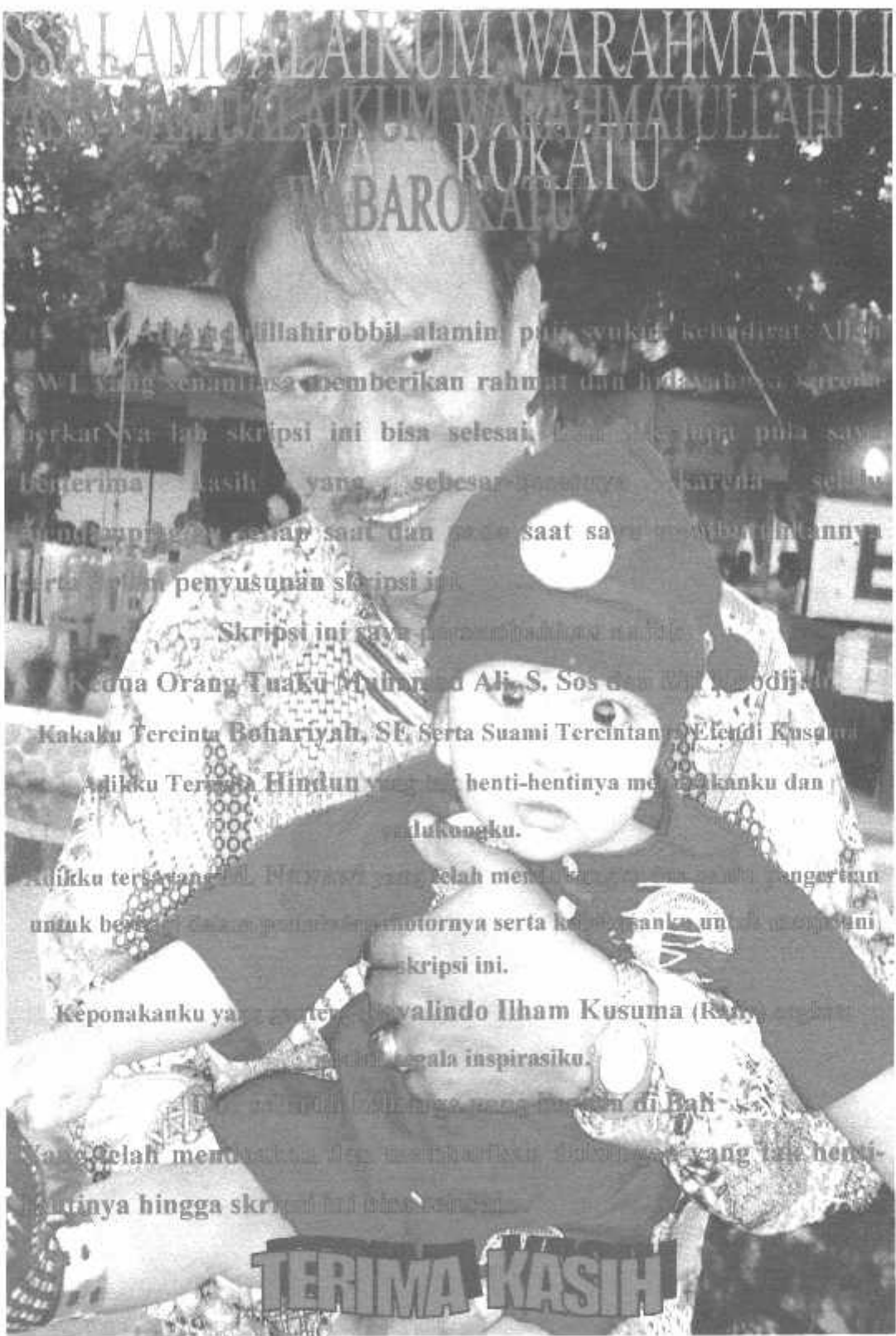


Ir. Djojo Priatmono, MT

NIP. 101 850 0107

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

ASSALAMU ALAIKUM WARAHMATULLAHI



WARAHMATULLAHI
WABAROKATU

Alhamdulillahirobbil alamin, puji syukur kehadirat Allah SWT yang senantiasa memberikan rahmat dan hidayahnya seraya berkatnya lah skripsi ini bisa selesai. Dan semoga pula saya benerima kasih yang sebesar-besarnya karena selalu hadir setiap saat dan pada saat saya membutuhkan serta dalam penyusunan skripsi ini.

Skripsi ini saya persembahkan kepada kedua Orang Tuaku Muhammad Ali, S. Sos dan Wati Soedijati, Kakaku Tercinta Bahariyah, SE, Serta Suami Tercintaku Elendi Kusuma Adikku Tercinta Hindun yang tak henti-hentinya membujukku dan mendukungku.

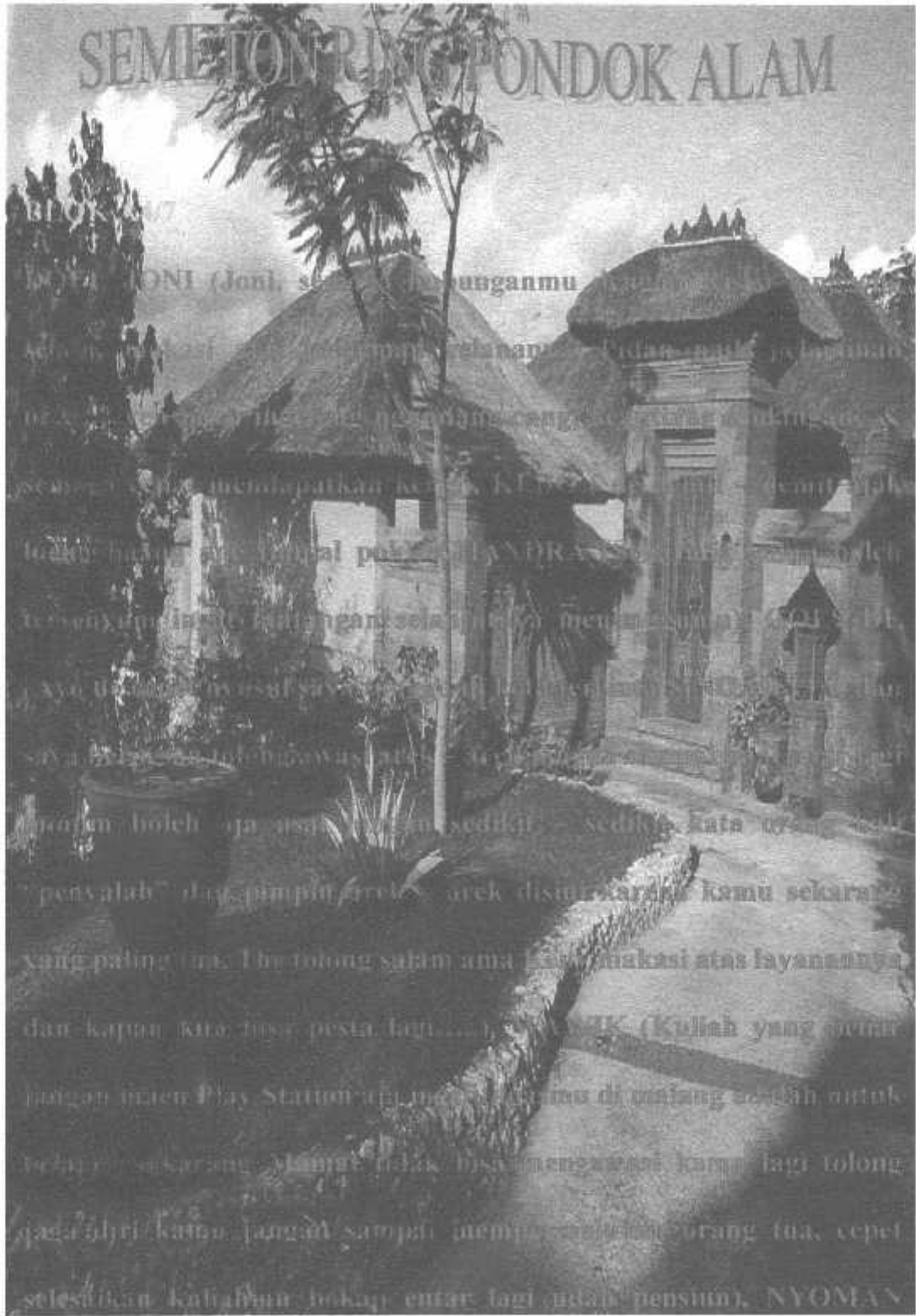
Adikku tersayang Al. Rizwan yang telah membimbingku dalam perjalanan untuk belajar dan memahami teorinya serta membantu untuk mengahmikan skripsi ini.

Keponakanku yang gemuk Alvalindo Ilham Kusuma (Raka) sebagai teman yang selalu menjadi segala inspirasiku.

Dan semoga Allah SWT yang maha仁慈 di Bahasan yang telah membantuku dengan bimbingan dan bimbingan yang tak henti-hentinya hingga skripsi ini bisa selesai.

TERIMA KASIH

SEMETON RING PONDOK ALAM



...ONI (Jonl, s...unganmu...
...relaan...
...seng...
...mendapatkan...
...al pe...ADR...
...ngan...men...
...sya...
...sedikit...kata...
...pencil" dan p...arek...arek dis...karena kamu sekarang...
...yang paling...The tolong...maksud atas layanannya...
...dan kap...kita...pesta...
...K (Kullah yang...
...Play Station...mu di...untuk...
...sokarang...Mam...tidak bisa...kamu lagi tolong...
...gaga...kamu jangan sampai...orang tua, cepet...
...selesai...bapak...entah lagi...pensiun), NYOMAN

ABSTRAKSI

Analisis Teknis dan Ekonomis untuk Pemilihan Dan Operasi Transformator Daya 150 / 20 KV Pada Pengembangan Gardu Induk Pamaron

(M. Qomarullah, 98.12.134, Teknik Elektro Energi Listrik)

(Dosen Pembimbing : Ir. Djojo Priatmono, MT)

Kata Kunci :

Analisis Pemilihan Kapasitas Transformator Daya 150/20 KV Ditinjau Dari Segi Teknis Dan Ekonomis Dengan Menggunakan Metode Present Worth.

Pembangunan atau pengembangan gardu induk mempunyai tujuan selain untuk mengatasi adanya pertumbuhan beban akibat semakin meningkatnya permintaan akan energi listrik, juga untuk menunjang keandalan suatu sistem tenaga listrik.

Kebijaksanaan dalam penyediaan transformator daya pada pengembangan suatu gardu induk sangat diperlukan, terutama pada hal-hal yang berhubungan dengan segi finansial untuk menentukan transformator daya yang ekonomis, yaitu transformator daya yang memerlukan biaya seminimal mungkin untuk melayani pertumbuhan beban selama 8 (delapan) tahun mendatang yaitu mulai dari tahun 2007 sampai tahun 2014.

Untuk mencapai tujuan yang diinginkan dalam menganalisis pemilihan transformator daya, maka digunakan metode "Present Worth", yaitu suatu metode yang digunakan untuk menghitung biaya pembelian dan biaya operasi suatu transformator daya selama beberapa tahun.

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, segala puji dan syukur saya panjatkan kehadirat Allah SWT yang tiada henti-hentinya melimpahkan rahmat, taufik dan hidayah-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini.

Terlepas dari ketidaksempurnaan skripsi ini, karena keterbatasan waktu, kemampuan dan pengetahuan yang saya miliki, maka pada kesempatan ini saya ingin menyampaikan permintaan maaf dan rasa terima kasih yang tak terhingga kepada :

1. Bapak Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, Selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, Selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro.
3. Bapak Ir. Djojo Priatmono, MT, Selaku Dosen Pembimbing dalam skripsi ini.
4. Bapak Ir. Sugiarto, selaku Manager PT. PLN (PERSERO) P3B SUB. REGION BALI.
5. Kedua orang tuaku yang tercinta yang selalu memberikan nasehat, masukan, dan semangat yang tak henti-hentinya serta mendoakanku hingga skripsi ini dapat selesai.

Akhirnya, segala sesuatu tidak dapat lepas dari kesalahan dan kekeliruan. Dengan segala kerendahan hati saya menerima segala pembetulan dan saran yang bersifat perbaikan demi kesempurnaan skripsi ini. Manusia wajib berusaha, Allah SWT penentu segalanya.

Malang, April 2005

Penyusun

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PERSETUJUAN.....	ii
LEMBAR PERSEMBAHAN.....	iii
ABSTRAKSI.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	x
BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	2
1.3. Tujuan.....	3
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metodologi Penulisan.....	4
1.6. Sistematika Pembahasan.....	5
BAB II TRANSFORMATOR DAN GARDU INDUK	
2.1. Definisi dan Penggunaan Transformator.....	6
2.1.1. Kebijakan Pemilihan dan Karakteristik Transformator.....	8
2.2. Gardu Induk.....	12
2.2.1. Klasifikasi Jenis Gardu Induk.....	12

2.2.2. Fasilitas dan Peralatan Gardu Induk.....	14
2.3. Pertumbuhan Beban.....	18
2.4. Pembebanan Lebih Pada Transformator Daya.....	20

BAB III ASPEK TEKNIS DAN EKONOMIS PADA PEMILIHAN

TRANSFORMATOR DAYA

3.1. Umum.....	23
3.2. Aspek Teknis Pada Pemilihan Transformator Daya.....	23
3.2.1. Kerugian Tanpa Beban (No Load Losses).....	24
3.2.2. Kerugian Berbeban (Load Losses).....	25
3.3. Aspek Ekonomis Pada Pemilihan Transformator Daya.....	26
3.3.1. Biaya Energi Listrik.....	27
3.3.2. Tingkat Suku Bunga (Interest Rate).....	27
3.3.3. Masa Manfaat (Useful Life).....	28
3.4. Penentuan Biaya Pemilikan Transformator Daya.....	29

BAB IV ANALISIS PEMILIHAN TRANSFORMATOR DAYA YANG

EFISIEN

4.1. Data Beban dan Laju Pertumbuhan Beban.....	31
4.3. Langkah Perhitungan.....	37
4.3.1. Data Perhitungan.....	37
4.3.2. Perhitungan Biaya Pembelian dan Operasi Transformator Daya.....	40

BAB V PENUTUP

5.1. Kesimpulan.....51

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2-1 TIPE TRANSFORMATOR.....	3
2-2 DIAGRAM SATU GARIS GARDU INDUK PEMARON.....	18
2-3 CONTOH KURVA PEMBEBANAN OVERLOAD PADA TRANSFORMATOR DAYA DENGAN PENDINGIN TYPE ONAN / ONAF DAN SUHU KAMAR 20 ^o C.....	22
3-1 GAMBAR RUGI – RUGI TEMBAGA.....	25
4-2 FLOWCART.....	36

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
3 – 1 MASA MANFAAT BEBERAPA PERALATAN.....	29
4 – 1 DATA BEBAN PUNCAK PADA GARDU INDUK PEMARON.....	32
4 – 2 HASIL PERHITUNGAN KAPASITAS (MVA) BEBAN PUNCAK PADA GARDU INDUK PEMARON.....	33
4 – 3 HASIL PERHITUNGAN LAJU PERTUMBUHAN BEBAN.....	34
4 – 4 DATA PERKIRAAN BEBAN PADA GARDU INDUK PEMARON.....	35
4 – 5 BIAYA POKOK TRANSFORMATOR DAYA 150/20 KV.....	37
4 – 6 RUGI BESI DAN RUGI TEMBAGA TRANSFORMATOR DAYA 150 / 20 KV.....	39
4 – 7 DAFTAR DANA.....	50

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pembangunan yang semakin berkembang membawa dampak pada makin meningkatnya permintaan akan tenaga listrik, sehingga di Indonesia dewasa ini secara garis besar untuk profil permintaan tenaga listrik dari tahun ke tahun makin meningkat.

Untuk memenuhi permintaan tenaga listrik tersebut maka diperlukan pembangunan atau penambahan sistem tenaga listrik yang meliputi pembangunan pusat-pusat pembangkit, jaringan transmisi dan jaringan distribusi.

Tentunya dalam pembangunan pusat-pusat pembangkit akan disertai pula pembangunan atau pengembangan gardu induk yang ada dengan maksud selain untuk menunjang keandalan sistem tenaga listrik tersebut, juga untuk mengatasi masalah permintaan akan tenaga listrik.

Untuk itu dibutuhkan suatu perencanaan yang matang, terutama dalam memilih kapasitas transformator daya yang memenuhi persyaratan teknis maupun ekonomis, untuk melayani pertumbuhan beban suatu gardu induk.

Tinjauan teknis digunakan agar diperoleh transformator daya yang dapat menyediakan daya dalam jumlah memadai. Sedangkan untuk tinjauan ekonomis, pemilihan transformator daya disesuaikan dengan kebutuhan beban untuk menekan biaya investasi.

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah dijelaskan diatas, maka permasalahan yang akan dibahas dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

1. Berapa besar kapasitas terpasang yang ada pada transformator daya Gardu Induk Pemaron pada saat ini.
2. Berapa besar daya listrik yang diperlukan oleh konsumen dari Gardu Induk Pemaron sampai tahun 2014.
3. Berapa besar penentuan kapasitas terpasang transformator daya yang diperlukan oleh Gardu Induk Pemaron sebagai antisipasi permintaan yang makin meningkat hingga tahun 2014.
4. Aspek teknis dan ekonomis dalam penentuan transformator daya pada Gardu Induk Pemaron.

Untuk itu perlu dilakukan suatu analisa untuk membuat suatu prediksi mengenai pertumbuhan beban yang akan di distribusikan oleh Gardu Induk Pemaron ini hingga tahun 2014 yang akan datang secara optimal serta memenuhi aspek-aspek teknis dan ekonomis.

Untuk itu maka skripsi ini diajukan dengan judul :

“ Analisis Teknis Dan Ekonomis Untuk Pemilihan Dan Operasi Transformator Daya 150 / 20 KV Pada Pengembangan Gardu Induk Pemaron”.

1.3. Tujuan

Penyusunan skripsi ini bertujuan untuk :

1. Menentukan besar kapasitas transformator daya yang sesuai dalam pengembangan Gardu Induk Pamaron schubungan dengan adanya pertumbuhan beban sampai tahun 2014.
2. Menentukan pemilihan transformator daya yang dapat memenuhi kriteria baik dari segi teknis maupun ekonomis.

1.4. Batasan Masalah

Untuk tercapainya tujuan dari penulisan skripsi ini, maka perlu diadakan batasan-batasan permasalahan.

Untuk batasan masalah dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

1. Prediksi tentang jumlah permintaan daya listrik yang harus ditanggung oleh Gardu Induk Pamaron hingga tahun 2014 dengan memperkirakan bahwa kondisi lingkungan tidak berubah atau konstan.
 2. Kapasitas terpasang yang ada pada transformator daya di Gardu Induk Pamaron dengan beban yang ditanggung saat ini.
 3. Aspek teknis yang dibahas untuk menentukan transformator daya meliputi :
 - a. Beban awal
 - b. Pertumbuhan beban
 - c. Rugi-rugi daya dari transformator daya yang berkaitan dengan biaya operasi transformator daya
 - d. Penentuan kapasitas transformator daya disesuaikan dengan beban yang ditanggung Gardu Induk Pamaron hingga tahun 2014.
-

4. Aspek ekonomis yang dibahas yaitu :
 - a. Biaya pembelian transformator daya
 - b. Biaya operasi transformator daya yang meliputi :
 - Biaya pemeliharaan
 - Biaya akibat adanya kerugian inti
 - Biaya akibat adanya kerugian tembaga
 - c. Penentuan kapasitas transformator daya yang mempunyai biaya investasi yang minimum.

1.5. Metodologi Penulisan

Agar dicapai maksud dan tujuan penulisan skripsi ini maka metodologi penulisan yang digunakan adalah :

1. Studi literatur

Yaitu dengan mempelajari berbagai sumber yang menjadi acuan dalam penyusunan skripsi serta berbagai sumber acuan dalam pembahasan data lapangan.

2. Survey lapangan

Dari hasil survey lapangan yang ada, dikumpulkan untuk dijadikan sebagai acuan permasalahan yang akan diolah sebagai analisa.

1.6.Sistematika Pembahasan

Susunan pembahasan yang akan ditampilkan dalam penulisan skripsi ini terbagi atas beberapa bab yaitu :

- BAB I** : Berisikan pendahuluan yang membahas mengenai latar belakang permasalahan, tujuan penulisan, rumusan masalah, metodologi penulisan, batasan masalah, serta sistematika penulisan.
- BAB II** : Pada bab ini berisikan teori-teori tentang transformator, Gardu Induk, pertumbuhan beban dan pembebanan transformator.
- BAB III** : Pada bab ini pembahasan ditujukan pada aspek-aspek baik teknis maupun ekonomis yang menjadi dasar dalam pemilihan suatu transformator daya yang sesuai untuk pengembangan Gardu Induk. Dimana aspek teknis yang akan dibahas meliputi rugi-rugi yang terjadi pada saat transformator pada keadaan tanpa beban maupun pada keadaan beban penuh. Sedangkan aspek ekonomis antara lain meliputi biaya investasi, biaya pemeliharaan dan lain-lain.
- BAB IV** : Analisa mengenai pertumbuhan beban serta pemilihan transformator daya yang sesuai untuk pengembangan Gardu Induk Pemaron.
- BAB V** : Penutup yang berisikan kesimpulan dan saran.

BAB II

TRANSFORMATOR DAN GARDU INDUK

2.1. Definisi dan Penggunaan Transformator

Sebelum dibahas lebih lanjut tentang transformator, terlebih dahulu perlu diketahui apa definisi dari transformator itu sendiri serta penggunaannya.

Transformator adalah suatu alat listrik yang dapat memindahkan dan mengubah energi listrik dari satu atau lebih rangkaian listrik ke rangkaian listrik yang lain melalui suatu gandengan magnet dan berdasarkan prinsip induksi elektromagnetik dengan daya dan frekuensi tetap.

Penggunaan transformator dalam sistem tenaga listrik memungkinkan terpilihnya tegangan yang sesuai untuk tiap-tiap keperluan, misalnya kebutuhan akan tegangan tinggi dalam pengiriman daya listrik jarak jauh.

Dalam bidang elektronika, transformator digunakan antara lain sebagai gandengan impedansi antara sumber dan beban; untuk memisahkan satu rangkaian ke rangkaian yang lain; untuk menghambat arus searah sambil tetap melakukan arus bolak-balik antara rangkaian.

Berdasarkan frekuensi, transformator dapat dikelompokkan sebagai berikut:

1. Frekuensi daya, 50-60 c/s.
2. Frekuensi pendengaran, 50 c/s-20 kc/s.
3. Frekuensi radio, diatas 30 kc/s.

Dalam bidang tenaga listrik pemakaian transformator dikelompokkan menjadi :

1. Transformator daya ;
2. Transformator distribusi ;

3. Transformator pengukuran yang terdiri atas transformator arus dan transformator tegangan.

Kerja transformator yang berdasarkan induksi electromagnet menghendaki adanya gandengan magnet antara rangkaian primer dan rangkaian sekunder.

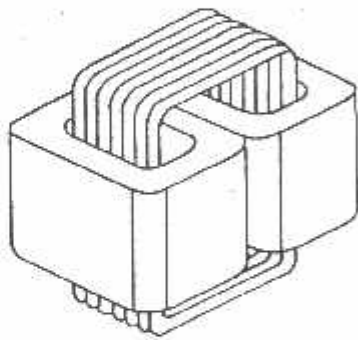
Gandengan magnet ini berupa tipe inti dan tipe cangkang.

Karena prinsipnya yang sederhana namun mempunyai arti penting sebagai dasar pembahasan dalam penyusunan skripsi ini, pembahasan transformator patut didahulukan.

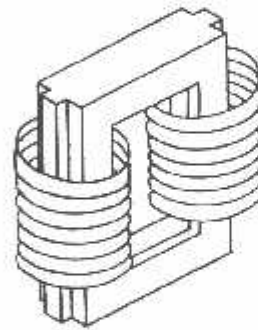
Sedangkan berdasarkan cara melilitkan kumparan pada inti, dikenal dua macam transformator yaitu tipe inti dan tipe cangkang.

GAMBAR 2 - 1

TIPE TRANSFORMATOR



Tipe cangkang



Tipe inti

2.1.1. Kebijakan Pemilihan dan Karakteristik Transformator

Jika transformator 3-fasa dibandingkan dengan 3 buah transformator 1-fasa yang kapasitasnya sama, maka berat transformator 3-fasa kira-kira 80% dari berat transformator 1-fasa. Transformator 3-fasa juga lebih menguntungkan dalam hal pondasi, pengawatan (wiring) dan ruang yang diperlukan. Jika transformator cadangan diperlukan maka transformator cadangan diperlukan maka dalam hal transformator 1-fasa, cukup ditambahkan satu transformator 1-fasa saja, sehingga terdapat 4 buah transformator 1-fasa; jadi sangat ekonomis. Namun, jika dalam suatu gardu induk terdapat banyak transformator, maka transformator 3-fasa lebih menguntungkan karena adanya peningkatan dalam keandalan transformator, dan makin kuatnya hubungan timbal-balik dari system tenaga. Oleh karena itu, sekarang ini, transformator 3-fasal adalah yang banyak dipasang. Untuk kelas 500 kV, transformator 1-fasa yang dipakai karena sulitnya pengangkutan. Untuk menanggulangi masalah pengangkutan dipakai transformator 3-fasa khusus, yang dapat diangkut dalam keadaan 1-fasa dan yang kemudian dihubungkan menjadi 3-fasa dalam minyak, dengan bushingnya dipasang di tempat.

Pengangkutan transformator berkapasitas besar dalam keadaan terpasang dilakukan dalam mencopot perlengkapan, misalnya (bushing, radiator dan sebagainya), mengganti minyaknya dengan zat lemas (nitrogen), dan memasukkan inti besi dan lilitannya ke dalam tangki agar supaya pengangkutannya lebih ringan dan mudah. Maksud pengisian nitrogen adalah untuk mencegah penyerapan air oleh kumparannya, sehingga tidak usah dilakukan pengeringan di tempat.

Perhimpunan (assembling) di tempat memerlukan banyak peralatan kerja seperti alat pengering dan penghimpun. Pekerjaan assembling yang harus dikerjakan di bagian

dalam transformator dengan ruangan yang sangat terbatas diragukan keandalannya. Karena itu lebih disukai pengangkutan peralatan dalam keadaan sudah terpasang, kecuali bila hal ini tidak dimungkinkan karena sulitnya pengangkutan.

Pada Gardu Induk Pemaron terdapat dua unit transformator dengan daya kelas tegangan 150/20 KV dengan kapasitas masing-masing transformator 30 MVA. Transformator ini digunakan untuk melayani konsumen daerah Kecamatan Buleleng dan sekitarnya. Transformator daya pada Gardu Induk Pemaron merupakan jenis pasang luar (out – door).

Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada spesifikasi transformator berikut :

- Dua buah transformator dengan kelas tegangan 150/70 kV.

	Transformator I	Transformator II
1. Merk/ Buatan	MEIDEN	MEIDEN
2. Type	BORSL	BORSL
3. Nomor Seri	808419 T ₁	808419 T ₁
4. Standar Pembuatan	IEC 76 (1980)	IEC 76 (1980)
5. Tahun Pembuatan	NOVEMBER 1991	NOVEMBER 1991
6. Mulai Operasi	1998	1998
7. Instalasi	OUT – DOOR	OUT – DOOR
8. Daya	50 MVA	50 MVA
9. Tegangan	150/70 kV	150/70 kV
10. Arus	193/413 A	193/413 A
11. Frekuensi	50 Hz	50 Hz
12. Phasa	3	3
13. Impedansi	12,86 %	12,86 %
14. Insulation Level	650/325 kV	650/325 kV
15. Temperature Rise Winding	58 ^o	58 ^o
16. Temperature Rise Oil	53 ^o	53 ^o
17. Sistem Operasi Tap Changer	OLTC	OLTC
18. Sistem Pendinginan	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
19. Berat Total	61000 kg	61000 kg
20. Vektor Group	Ynyno (d)	Ynyno (d)

- Dua buah transformator dengan kelas tegangan 150/20 KV.

	Transformator I	Transformator II
1. Merk/ Buatan	PASTI	PAUWELS
2. Type	OLS	OLS
3. Nomor Seri	93P0017	02P0022
4. Standar Pembuatan	IEC 76 - 1976	IEC 76 - 1976
5. Tahun Pembuatan	1994	2002
6. Mulai Operasi	1990	2003
7. Instalasi	OUT - DOOR	OUT - DOOR
8. Daya	30 MVA	30 MVA
9. Tegangan	150/20 KV	150/20 KV
10. Arus	115/866 A	115/866 A
11. Frekuensi	50 Hz	50 Hz
12. Phasa	3	3
13. Impedansi	12,02 %	12,02 %
14. Insulation Level	650/275 KV	650/275 KV
15. Temperature Rise Winding	580	580
16. Temperature Rise Oil	530	530
17. Sistem Operasi Tap Changer	OLTC	OLTC
18. Sistem Pendinginan	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
19. Tipe Oli	DIAL. B	DIAL. B
20. Berat Total	57000 kg	57000 kg
21. Vektor Group	Ynyno (d)	Ynyno (d)

Dua buah transformator distribusi tersebut melayani sejumlah 9 penyulang (feeder), yaitu :

- Penyulang Yehtaluh
- Penyulang Lovina
- Penyulang Liligundi

- Penyulang Panji
- Penyulang Sukasada
- Penyulang Gerokgak
- Penyulang Pupuan
- Penyulang Tejakula
- Penyulang Celukan bawang

2.2. Gardu Induk

Gardu induk adalah suatu bangunan dengan perlengkapan yang berfungsi sebagai penerima daya dari pusat pembangkit melalui saluran transmisi tegangan tinggi dan mendistribusikan daya ke konsumen melalui gardu-gardu distribusi sesuai dengan fungsinya, gardu induk merupakan bagian yang sangat penting untuk penyaluran daya listrik ke konsumen. Oleh sebab itu, maka keandalan dari pada gardu induk harus benar-benar diperhatikan.

2.2.1. Klasifikasi Jenis Gardu Induk

Gardu Induk (biasanya disingkat G.I.) diklasifikasikan menjadi 5 macam yaitu menurut jenis pasang luar, jenis pasang-dalam, jenis pasang-setengah luar, jenis bawah-tanah, jenis mobil, dan sebagainya, sesuai dengan konstruksinya.

- a. Gardu Induk jenis pasang-luar; terdiri dari peralatan tegangan tinggi pasangan luar, misalnya transformator utama, peralatan penghubung (switchgear), dan sebagainya, yang mempunyai peralatan kontrol pasang-dalam, seperti meja penghubung (switchboard) dan batere. Gardu induk untuk transmisi, yang mempunyai kondensator sinkron pasang-dalam pada sisi tersier trafo utam dan pasang-dalam, pada umumnya disebut juga sebagai jenis pasang-luar. Jenis
-

pasang-luar memerlukan tanah yang luas. Namun, biaya konstruksinya murah, dan pendinginnya mudah. Karena itu Gardu Induk jenis ini biasanya dipakai di pinggir kota (subur) di mana harga tanah lebih murah dari pada didalam kota.

- b. Gardu Induk jenis pasang-dalam; jenis ini baik untuk peralatan tegangan tinggi, seperti trafo utama, peralatan penghubung dan sebagainya, maupun peralatan kontrolnya, seperti meja penghubung dan sebagainya, terpasang di dalam. Meskipun ada sejumlah kecil peralatan yang terpasang diluar Gardu Induk ini disebut juga sebagai jenis pasang-dalam. Bila sebagian dari peralatan tegangan tinggi dipasang dibawah tanah, Gardu Induk itu dapat disebut jenis pasangan-setengah-bawah-tanah (semi-underground type). Jenis pasangan dalam dipakai di pusat kota, di mana harga tanah mahal, dan di daerah pantai dimana ada pengaruh kontaminasi garam. Di samping itu jenis ini dipakai untuk menjaga keselarasan dengan daerah sekitarnya, juga untuk menghindari kebakaran dan gangguan suara.
- c. Gardu Induk jenis setengah-pasangan-luar (semi-outdoor substation); sebagian dari peralatan tegangan tingginya terpasang di dalam gedung. Gardu Induk ini disebut juga Gardu Induk jenis setengah-pasangan-dalam. Untuk Gardu Induk jenis ini dipakai bermacam-macam corak dengan pertimbangan-pertimbangan ekonomis, pencegahan kontaminasi garam, pencegahan gangguan suara, pencegahan kebakaran dan sebagainya.
- d. Gardu Induk jenis pasangan-bawah-tanah; hampir semua peralatan terpasang dalam bangunan bawah-tanah. Alat pendinginnya biasanya terletak di atas tanah. Kadang-kadang ruang kontrolnya juga ada di atas tanah. Di pusat kota dimana tanah sukar didapat, jenis pasangan-bawah-tanah ini dapat dipakai, misalnya dibagian kota yang sangat ramai, di jalan-jalan pertokoan dan di jalan-jalan dengan

gedung-gedung bertingkat tinggi. Kebanyakan Gardu Induk ini dibangun di bawah jalan raya.

- e. Gardu Induk jenis mobil; dilengkapi dengan peralatan di atas kereta hela (trailer) atau semacam truck. Gardu Induk mobil ini dipakai dalam keadaan ada gangguan di suatu Gardu Induk, guna pencegahan beban-lebih berkala dan guna pemakaian sementara di tempat pembangunan. Gardu Induk ini juga banyak di pakai untuk kereta listrik. Untuk penyediaan tenaga listrik, Gardu Induk ini tidak dipakai secara luas, melainkan sebagai transformator atau peralatan penghubung yang mudah dipindah-pindah di atas kereta hela atau truck untuk memenuhi kebutuhan dalam keadaan darurat.

Disamping itu ada yang disebut gardu satuan (unit substation) dan gardu jenis peti (box type substation). Gardu satuan adalah gardu pasang-luar yang dipakai sebagai lawan (ganti) transformator 3-fasa dan lemari gardu distribusi (ialah yang disebut gardu-hubung tertutup atau gardu-hubung metal clad). Gardu jenis peti adalah gardu jenis distribusi untuk tegangan dan kapasitas yang relatif rendah dan sama sekali tidak dijaga. Ini dipakai untuk desa-desa pertanian atau desa nelayan dimana kebutuhannya kecil dan memerlukan beban yang tidak begitu penting.

2.2.2. Fasilitas dan Peralatan Gardu Induk

Gardu induk dilengkapi dengan fasilitas dan peralatan yang diperlukan sesuai dengan tujuannya, dan mempunyai fasilitas untuk operasi dan pemeliharaannya, yaitu sebagai berikut:

1. Transformator Utama

Transformator utama dipakai untuk menurunkan atau menaikkan tegangan; di gardu induk ia menurunkan tegangan, di pusat pembangkit ia menaikkan tegangan. Ada 2 macam jenis transformator yaitu : 1-fasa dan 3-fasa.

2. Alat Pengubah Fasa

Alat penghubung fasa dipakai untuk mengatur jatuh tegangan pada saluran atau transformator dengan mengatur daya reaktif, atau untuk menurunkan rugi daya dengan memperbaiki faktor-daya. Alat tersebut ada yang berputar, ada yang stasioner. Yang berputar adalah kondensator sinkron dan kondensator asinkron, sedangkan yang stasioner adalah kondensator statis dan reaktor shunt.

3. Peralatan Penghubung

Saluran transmisi dan distribusi dihubungkan dengan gardu induk. Jadi gardu induk ini merupakan tempat pemusatan dari tenaga yang dibangkitkan dan interkoneksi dari sistem transmisi dan distribusi kepada para langganan. Saluran transmisi dan distribusi ini dihubungkan dengan riil (bus) melalui transformator utama; setiap saluran mempunyai pemutus beban (circuit breaker) dan pemisah (disconnect switch) pada sisi keluarnya. Pemutus beban ini dipakai untuk menghubungkan atau melepaskan beban. jika terjadi gangguan pada saluran transmisi atau alat lain, pemutus beban ini dipakai untuk memutuskan hubungan secara otomatis.

4. Panel-Hubung dan Trafo Ukur

Panel-hubung (meja hubung, switchboard) merupakan suatu bagian penting bagi suatu gardu induk. Pada panel hubung inilah operator dapat mengamati keadaan peralatan, melakukan operasi peralatan serta pengukuran-pengukuran tegangan,

arus, daya dan sebagainya, setiap waktu bila dipandang perlu. Bila terjadi gangguan, panel-hubung itu membuka pemutus-beban (secara otomatis) melalui rele pengaman dan memisahkan bagian yang terganggu.

5. Alat Pelindung

Alat-alat pelindung (protective device) dalam arti yang luas, di samping pemutus beban dan rele pengaman, adalah sebagai berikut:

Arrester mengamankan peralatan di gardu induk terhadap tegangan-lebih abnormal yang bersifat kejutan (surja, surge), misalnya kejutan petir dan surja hubung (switching surge). Akhir-akhir ini arrester jenis tiupan-magnetis umum dipakai.

Disamping arrester di gardu induk perlu juga ditambah peralatan yang lain seperti peralatan perisai (shielding device) berupa kawat tanah (overhead ground wire) guna melindungi peralatan gardu terhadap sambaran petir langsung.

6. Peralatan Lain

Disamping peralatan tersebut diatas ada peralatan pembantu (auxiliary), seperti alat pelindung, alat pencuci isolator, batere, pengisi batere, kompresor, sumber tenaga, alat penerangan, dan sebagainya. Dalam operasinya gardu induk berhubungan dengan pusat pembagi beban (load dispatching centre). Oleh karena itu perlu juga diadakannya peralatan komunikasi.

7. Bangunan (Gedung) Gardu Induk)

Gedung gardu induk berbeda-beda tergantung pada skala dan jenis gardu induk. Gardu induk jenis pasangan-luar, disamping panel penghubung dan sumber tenaga untuk kontrol, hanyalah peralatan komunikasi dan kantor yang ada di dalam gedung.

Dalam skripsi ini gardu induk yang dijadikan obyek survey untuk mencari data adalah Gardu Induk Pamaron.

Gardu induk Pamaron terletak di Singaraja, Kecamatan Buleleng. Luas tanahnya adalah 36.748 m² dengan luas bangunan 1.311 m². Tinggi dari permukaan laut \pm 9 m dan temperatur sekelilingnya antara 26⁰ – 30⁰ C. Gardu Induk Pamaron dikelilingi lingkungan padat penduduk dan persawahan atau tegalan, sehingga tingkat polusi terbanyak berupa asap dan debu (tingkat polusinya rendah).

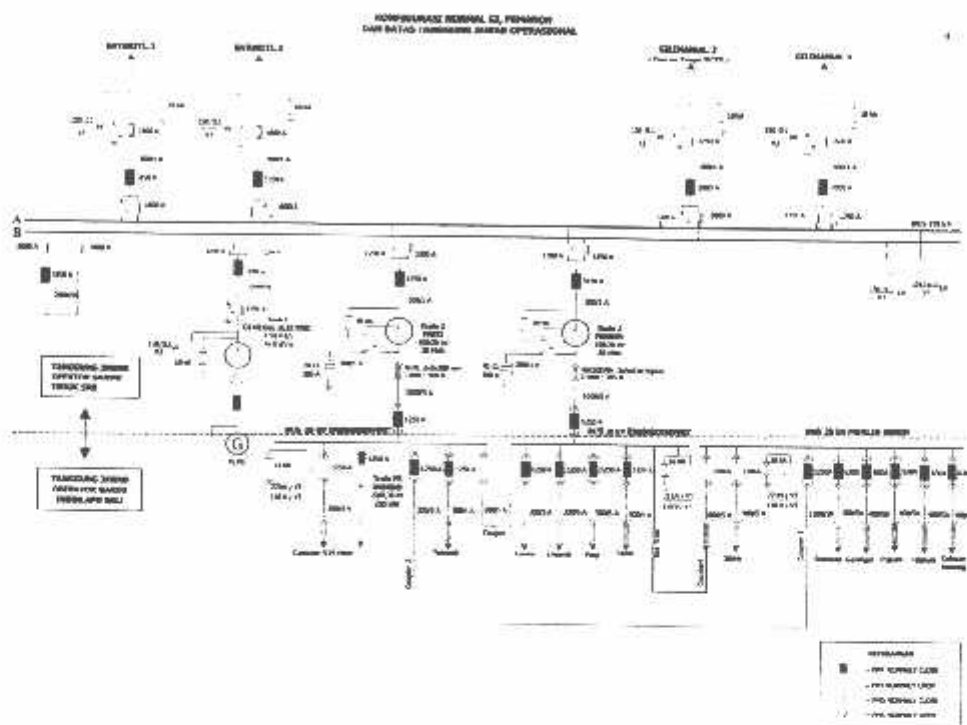
Gardu Induk Pamaron Singaraja adalah salah satu gardu induk yang masuk dalam wilayah kerja PT. PLN (PERSERO) Penyaluran Dan Pengaturan Beban Jawa Bali Sub. Region Bali.

Dengan keadaan beban yang umumnya terdiri dari perumahan, tempat pelayanan umum dan tempat usaha (\pm 75 % adalah beban perumahan).

Diagram satu garis Gardu Induk Pamaron dapat dilihat pada gambar 2-2 berikut:

GAMBAR 2 – 2

DIAGRAM SATU GARIS GARDU INDUK PEMARON



2.3. Pertumbuhan Beban

Untuk dapat merencanakan penambahan unit transformator daya pada pengembangan gardu induk, dibutuhkan data beban mulai beban awal hingga perkiraan beban di masa mendatang. Untuk itu diperlukan estimasi laju pertumbuhan beban untuk tiap tahunnya.

Pertumbuhan beban ini didasarkan atas estimasi (perkiraan) dan ramalan-ramalan dari :

- a. Pendataan perkembangan beban dari tahun ke tahun yang meliputi :
 - Beban industri yang sudah tersambung dan yang masih menunggu penyambungan daya.

- Data beban untuk pelayanan umum seperti :

Perumahan termasuk pertokoan, perkantoran, sekolah- sekolah, tempat ibadah dan penerangan umum.

- b. Perencanaan perluasan daerah yang telah dibuat, seperti :

- Rencana perluasan daerah industri.
- Rencana perluasan perumahan maupun pertokoan.

- c. Pertumbuhan kerapatan penduduk yang tentunya mempengaruhi pertambahan permintaan daya, serta adanya peningkatan sosial ekonomi penduduk yang dilayani oleh gardu induk yang bersangkutan .

Dari pedoman diatas dapat diramalkan laju pertumbuhan beban setiap tahun dan besar beban dimasa mendatang. Dengan mengelompokkan daerah pelayanan gardu induk, maka beban akhir dari masing- masing gardu induk dapat diperkirakan.

Karena terbatasnya data yang diperoleh maka pedoman tersebut diatas diabaikan.

Sehingga data peramalan beban ditentukan dengan data beban pada masa lalu, dengan

demikian besar laju pertumbuhan beban dapat dihitung dengan pendekatan matematis

yang dirumuskan sebagai berikut :

$$I_n = I_0 (1 + r)^n \dots\dots\dots(2-1)$$

Dimana :

I_n = Beban setelah n tahun (MVA)

I_0 = Beban awal gardu induk (MVA)

r = Laju pertumbuhan beban (%)

n = Periode tahun ke – n

2.4. Pembebanan Lebih Pada Transformator Daya

Pembebanan lebih pada transformator daya adalah langkah yang ditempuh untuk membebani transformator daya melebihi batas ketentuan dari kapasitas nominal suatu transformator.

Kapasitas nominal transformator daya dicantumkan pada papan nama (Name-Plate) dari masing-masing transformator daya. Kapasitas ini merupakan data pengenalan transformator daya, yang memberi pengertian bahwa transformator daya dimaksud hanya dapat dibebani secara kontinyu dengan batas beban nominal pada suhu standar, tetapi transformator daya tersebut masih mungkin dibebani lebih pada batas yang ditentukan dalam Publikasi IEC 354 / 72 yang telah diangkat menjadi SPLN 174 / 79.

Pada publikasi tersebut dijelaskan, bagaimana transformator daya dengan pendingin minyak dioperasikan pada beban lebih tanpa merusak isolasi yang disebabkan pengaruh termis.

Misalkan pada contoh kurva yang ditunjukkan pada gambar 2 – 2, untuk transformator daya dengan pendingin tipe ONAN maupun ONAF pada suhu sekitar 20°C , menunjukkan bahwa dengan pembebanan sebelumnya sebesar 80% ($K_1 = 0,8$) dari daya pengenalnya, memungkinkan dibebani lebih sebesar 141% ($K_2 = 1,41$) dari daya pengenalnya selama 2 jam ($t = 2$), tanpa mempengaruhi umur transformator daya tersebut.

Dengan dasar tersebut, diambil kebijaksanaan pembebanan lebih pada transformator daya. Hal ini dapat dimanfaatkan pada saat beban puncak berlangsung atau pada keadaan darurat dimana satu unit gagal bekerja maka transformator lainnya

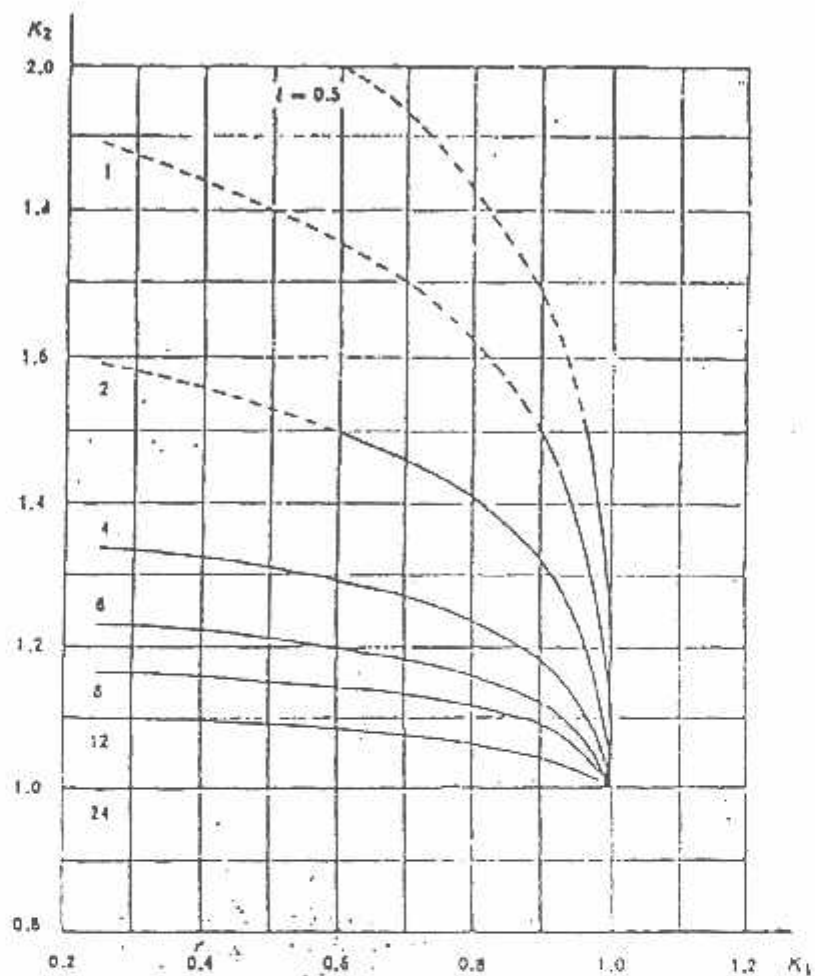
diharapkan dapat bekerja pada beban lebih. Kebijakan ini dapat memberikan penghematan dengan penundaan pembangunan transformator baru.

Hubungan antara kapasitas nominal transformator dengan pembebanan pada transformator disebut actor pembebanan, yang dapat dituliskan sebagai berikut :

$$D = \frac{\text{Beban terpasang}}{\text{Kapasitas nominal transformator}} \dots\dots\dots(2-2)$$

GAMBAR 2 - 3

CONTOH KURVA PEMBEBANAN OVERLOAD PADA TRANSFORMATOR
 DAYA DENGAN PENDINGIN TIPE ONAN/ONAF dan SUHU KAMAR 20° C



Sumber : Standar SPLN 17A, Pedoman pembebanan transformator minyak, 1979.

BAB III
ASPEK TEKNIS DAN EKONOMIS
PADA PEMILIHAN TRANSFORMATOR DAYA

3.1. Umum

Biaya yang dikeluarkan dalam penyediaan transformator daya pada gardu induk bukanlah merupakan investasi yang kecil. Sehingga dalam rangka penghematan diperlukan perhatian yang lebih seksama pada hal-hal yang berhubungan dengan segi finansial untuk menentukan transformator daya yang ekonomis, yaitu transformator daya yang memerlukan biaya seminimal mungkin untuk dioperasikan pada kurva beban tertentu selama masa manfaat.

3.2. Aspek Teknis Pada Pemilihan Transformator Daya

Dalam masalah teknis, persoalan dasar berkisar pada pemilihan alternatif yang paling ekonomis dari alternatif yang ada. Berkaitan dengan masalah tersebut, adanya rugi-rugi pada transformator daya mempunyai nilai penting dalam hal pemilihan unit ukuran transformator daya pada Gardu Induk. Rugi daya ini mengakibatkan pertambahan biaya operasi transformator daya tersebut.

Kerugian daya pada operasi transformator daya dapat dikategorikan menjadi dua jenis kerugian, yaitu kerugian tanpa beban (*no load losses*) dan kerugian berbeban (*load losses*). Kedua jenis kerugian tersebut masing-masing mempunyai karakteristik yang berlainan terhadap efek pembebanan.

Seperti yang akan diuraikan sebagai pokok bahasan dalam bab ini.

3.2.1. Kerugian Tanpa Beban (no load losses)

Kerugian tanpa beban terjadi apabila terminal sisi primer dan transformator daya dihubungkan dengan tegangan sumber, sedangkan terminal sekundernya dalam keadaan terbuka.

Di dalam buku-buku tentang teori transformator telah diuraikan bahwa kerugian tanpa beban (kerugian inti) terdiri atas :

1. Rugi besi (P_i).

Rugi besi terdiri atas :

a. Rugi histerisis, yaitu rugi yang disebabkan fluks bolak-balik pada inti besi.

$$P_h = K_h f B_{maks}^{1.6} \text{ watt}$$

K_h = Konstan

B_{maks} = fluks maksimum (weber)

b. Rugi 'arus eddy' yaitu rugi yang disebabkan arus pusar pada besi inti.

$$P_e = k_e^2 f^2 B_{maks}^2$$

Jadi, rugi besi (rugi inti) $P_i = P_h + P_e$

Kerugian inti merupakan penjumlahan dari dua macam kerugian diatas, yang dapat dirumuskan :

$$P_c = P_h + P_e \dots \dots \dots (3-1)$$

dimana :

P_c = Kerugian inti (Watt)

P_h = Kerugian histerisis (Watt)

P_e = Kerugian arus pusar (Watt)

Didalam praktek, kerugian inti dari transformator daya diperoleh dengan test uji hubungan terbuka (open circuit test) pada tegangan dan frekuensi kerja nominal. Penunjukan wattmeter pada test uji ini dianggap sebagai kerugian inti dan dicantumkan dalam data teknis

3.2.2. Kerugian Berbeban (load losses)

Kerugian berbeban terjadi apabila transformator daya tersebut diberi beban sehingga arus beban akan mengalir pada kawat tembaga.

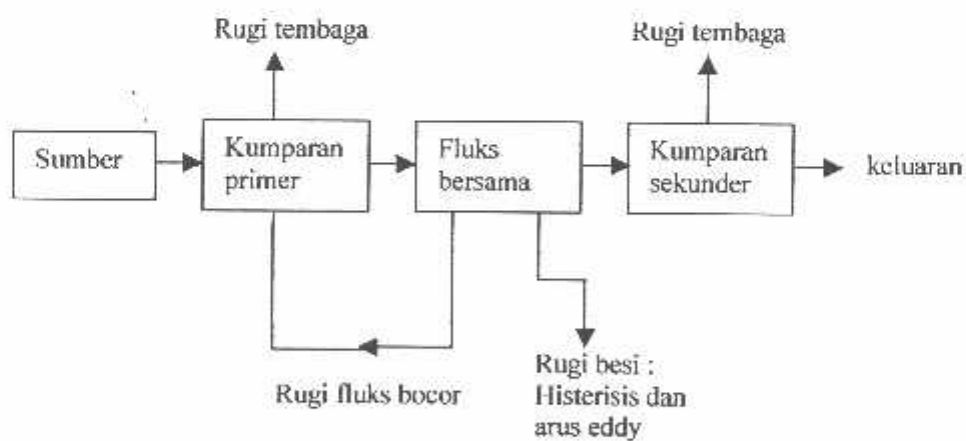
Kerugian berbeban (kerugian tembaga) secara teoritis adalah hilangnya $I^2 \cdot R$ dalam konduktor tembaga dari kumparan primer dan sekunder yang disebabkan aliran arus didalamnya.

1. Rugi tembaga (P_{cu}).

Rugi yang disebabkan arus beban mengalir pada kawat tembaga, karena arus beban berubah-ubah, rugi tembaga juga tidak tetap tergantung pada beban.

GAMBAR 3 – 1

GAMBAR RUGI - RUGI TEMBAGA



Kerugian tembaga dapat dihitung dengan rumus seperti berikut :

$$P_{cu} = I^2 \cdot R \dots \dots \dots (3-2)$$

Dimana :

P_{cu} = Kerugian tembaga transformator (Watt)

I = Arus beban (Ampere)

R = Tahanan kumparan (Ohm)

Dari persamaan (3-2) dapat dilihat bahwa kerugian tembaga transformator daya hanya tergantung pada arus beban sebagai suatu variable sistem. Sehingga dapat disimpulkan bahwa kerugian tembaga pada transformator daya akan berubah-ubah sebanding dengan kuadrat arus bebannya.

Didalam praktek, harga kerugian tembaga nominal diperoleh dengan pengujian hubung singkat (short circuit test) pada arus nominal. Harga yang didapat dari pengujian ini biasanya dicantumkan dalam data teknis transformator daya.

3.3. Aspek Ekonomis Pada Pemilihan Transformator Daya

Dalam analisis ekonomis ini dapat dibahas beberapa komponen biaya yaitu berkaitan dengan pemilihan dan pengoperasian transformator daya.

Beberapa komponen biaya yang mempengaruhi pemilihan dan pengoperasian transformator daya adalah sebagai berikut :

1. Biaya pokok transformator daya (Capital Cost) adalah biaya yang menyangkut harga pembelian satu unit transformator daya.
2. Pengeluaran tetap (Fixed Charge) terdiri dari biaya penyusutan nilai, pajak dan asuransi.
3. Biaya energi listrik (Cost of Energi).

4. Tingkat suku bunga (Interest Rate).
5. Present Worth Factor.
6. Masa manfaat dari transformator daya.

3.3.1. Biaya Energi Listrik

Berdasarkan pada iktisar tariff dasar listrik yang dikeluarkan oleh PLN, bahwa biaya listrik yang dibebankan kepada pemakai listrik dibagi menjadi dua, yaitu :

1. Biaya beban, yaitu dinyatakan dalam rupiah perkilowatt perbulan (Rp/KW/bulan) atau rupiah perkilovoltampere perbulan (Rp/KVA/bulan), atau dalam setahun dengan mengalikan 12.
2. Biaya energi, yang dinyatakan dalam rupiah perkilowatt perjam (Rp/KWh).

3.3.2. Tingkat Suku Bunga (Interest Rate)

Permasalahan investasi modal merupakan konsep penting pada pemilihan dan operasi transformator daya. Modal yang diinvestasikan pada saat sekarang sampai beberapa tahun mendatang akan mempunyai nilai yang berbeda. Perbedaan nilai tersebut antara lain disebabkan oleh adanya tingkat perubahan nilai uang. Tingkat perubahan nilai uang selama periode waktu tertentu disebut tingkat suku bunga (Interest Rate). Besar kecilnya tingkat suku bunga ini tergantung pada kondisi ekonomi tiap-tiap negara.

Kondisi di Indonesia masih memungkinkan pemberian pinjaman dengan tingkat suku bunga yang rendah, sehingga Bank Indonesia menetapkan bunga sebesar 11-12 % setahun. Tingkat suku bunga tersebut digunakan untuk mencari nilai Present Worth Factor (Present Value).

Untuk mengetahui nilai Present Worth Factor selama n tahun (dimana n adalah waktu operasi transformator daya), jika biaya yang dikeluarkan setiap tahun dianggap tetap dan suku bunga sebesar 1 persen, dapat dilihat pada table "Present Value of Annuity".

3.3.3. Masa Manfaat (Useful Life)

Pada umumnya di dalam dunia perekonomian ada ketentuan bahwa nilai dari suatu peralatan akan menurun dengan bertambahnya umur dari peralatan tersebut. Sehingga modal yang diinvestasikan untuk menyediakan peralatan tersebut juga akan menurun nilainya. Umur dari peralatan itulah yang biasa disebut dengan masa manfaat dari suatu peralatan.

Masa manfaat dapat digolongkan menjadi 2 (dua) jenis, yang pertama adalah masa manfaat fisis, sedangkan yang kedua adalah masa manfaat ekonomis. Masa manfaat fisis (Physical Useful Life) dari peralatan adalah periode waktu pada saat peralatan tersebut baru dipasang sampai dengan peralatan tersebut tidak berfungsi. Sedangkan masa manfaat ekonomis (Economic Useful Life) adalah periode waktu dari saat peralatan tersebut baru dipasang sampai saat biaya operasi dan pemeliharaan mencapai harga yang lebih tinggi dari pada biaya pokok. Pada umumnya masa manfaat ekonomis lebih pendek dari pada masa manfaat fisis. Dimana masa manfaat ekonomis peralatan ditentukan berdasarkan pengalaman dalam pembuatan peralatan tersebut.

Masa manfaat dari beberapa peralatan dapat dilihat pada table 3-1 berikut :

TABEL 3 – 1
MASA MANFAAT BEBERAPA PERALATAN

NO	PERALATAN	WAKTU (Tahun)
1	Generator	14 - 28
2	Alternator	14 - 28
3	Motor	14 - 28
4	Dynamo	14 - 28
5	Transformator Daya	25

Sumber : Tokyo Electric Power Co, Manual for Power System Development Planning.

3.4. Penentuan Biaya Pemilikan Transformator Daya

Biaya pemilikan sebuah transformator daya terdiri dari biaya pembelian dan biaya pengoperasian. Besarnya biaya pemilikan transformator daya tersebut dapat ditentukan dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$C = C_t + PW \left(C_t \frac{F_c}{100} + K_c.L_c + K_w.L_w \right) \dots\dots\dots(3-3)$$

Dimana :

C = Biaya pemilikan Transformator daya (Rp)

C_t = Biaya pokok transformator daya (Rp)

PW = Present Worth Factor

L_c = Rugi-rugi transformator pada saat tidak berbeban (Rp/KW)

L_w = Rugi-rugi transformator pada saat beban penuh (KW)

K_c = Biaya operasi transformator pada saat tidak beban (Rp/KW)

K_w = Biaya operasi transformator pada saat beban penuh (Rp/KW)

Pada persamaan (3-4) nilai K_c dan K_w dapat dicari dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$K_c = C_d + T_c \frac{C_e}{100} \dots\dots\dots(3-4)$$

$$K_w = D^2 \left(C_d + T_w \frac{C_e}{100} \right) \dots\dots\dots(3-5)$$

Dimana :

C_d = Biaya beban perbulan (Rp/kW/bulan) atau pertahun (Rp/kW/tahun)

C_e = Biaya energi listrik (Rp/kWh)

T_c = Lama transformator pembangkitan daya dalam setahun (Hours)

T_w = Lama transformator melayani beban konstan dalam setahun (Hours)

D = Faktor pembebanan transformator daya

BAB IV

ANALISA PEMILIHAN TRANSFORMATOR DAYA YANG EFISIEN

4.1. Data Beban dan Laju Pertumbuhan Beban

Untuk dapat merencanakan penambahan unit transformator daya pada pengembangan suatu gardu induk, dibutuhkan data beban mulai dari beban awal hingga perkiraan beban dimasa mendatang. Untuk itu diperlukan estimasi (perkiraan) laju pertumbuhan beban untuk tiap tahunnya.

Berdasarkan data beban yang peroleh dari PT. PLN (PERSERO) Penyaluran Dan Pengaturan Beban Jawa Bali Sub. Region Bali, untuk Gardu Induk Pamaron kenaikan beban puncak mulai tinggi terjadi pada tahun 2004. Hal itu disebabkan karena mulai banyaknya perumahan baru dan juga mulai berkembangnya perindustrian di kawasan Singaraja dan sekitarnya, sehingga kebutuhan energi listrik juga semakin meningkat. Data beban puncak Gardu Induk Pamaron dapat dilihat pada tabel berikut :

TABEL 4 – 1

DATA BEBAN PUNCAK PADA GARDU INDUK PEMARON

Tahun	Beban	
	P (MW)	Q (MVAR)
2000	22,8	5,0
2001	24,1	6,1
2002	25,6	10,2
2003	27,4	16,2
2004	33,8	19,9

Untuk mengetahui besarnya beban tersebut diatas dalam MVA dapat menggunakan persamaan berikut :

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (\text{MVA}) \dots \dots \dots (4-1)$$

Berdasarkan pada data tabel 4 – 1 diatas, diketahui besarnya beban pada tahun 2000 adalah :

$$Q = 5,0 \text{ MVAR}$$

$$P = 22,8 \text{ MW}$$

Sehingga akan diperoleh harga :

$$\begin{aligned} |S| &= \sqrt{P^2 + Q^2} \\ &= \sqrt{(22,8)^2 + (5,0)^2} \\ &= \sqrt{524,41 + 25} \\ &= \sqrt{549,41} \\ &= 23,43 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Dengan cara yang sama untuk data yang lain, dapat dilihat pada tabel 4 – 2 berikut ini :

TABEL 4 – 2
HASIL PERHITUNGAN KAPASITAS (MVA) BEBAN PUNCAK
PADA GARDU INDUK PEMARON

Tahun	Beban Puncak		
	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
2000	22,8	5,0	23,43
2001	24,1	6,1	24,86
2002	25,6	10,2	27,56
2003	27,4	16,2	31,83
2004	33,8	19,9	39,22

Untuk memperoleh perkiraan data beban dimasa mendatang adalah dengan mengetahui berapa besar laju pertumbuhan beban pada Gardu Induk Pemaron tersebut. Berdasarkan data yang sudah ada pada tabel 4-2 dapat diperkirakan besar laju pertumbuhan beban dengan menggunakan persamaan 2-1. Dimana diketahui beban awal pada tahun 2000 (L_0) sebesar 23,43 MVA dan L_1 pada tahun 2001 adalah 24,86 MVA sebagai periode pertama ($n=1$) maka diperoleh laju pertumbuhan beban (r) sebagai berikut :

$$L_n = L_0 (1+r)^n$$

$$24,86 = 23,43 (1+r)^1$$

$$24,86 = 23,43 + 23,43 r$$

$$23,43 r = 24,86 - 23,43$$

$$r = \frac{24,86 - 23,43}{23,43} = 0,065$$

$$r (\%) = 0,065 \times 100\% \\ = 6,5 \%$$

Dengan cara yang sama untuk beban yang lain dapat dilihat hasil perhitungannya pada tabel 4-3 berikut ini :

TABEL 4 – 3

HASIL PERHITUNGAN LAJU PERTUMBUHAN BEBAN

Tahun	n	Beban Puncak (MVA)	Laju Pertumbuhan Beban r (%)
2000	0	23,43	-
2001	1	24,86	6,5
2002	2	27,56	10,85
2003	3	31,83	15,50
2004	4	39,22	23,22

$$\text{Dimana : } r = \frac{6,5 + 10,86 + 15,50 + 23,22}{4} \\ = 14,89\% = 15\%$$

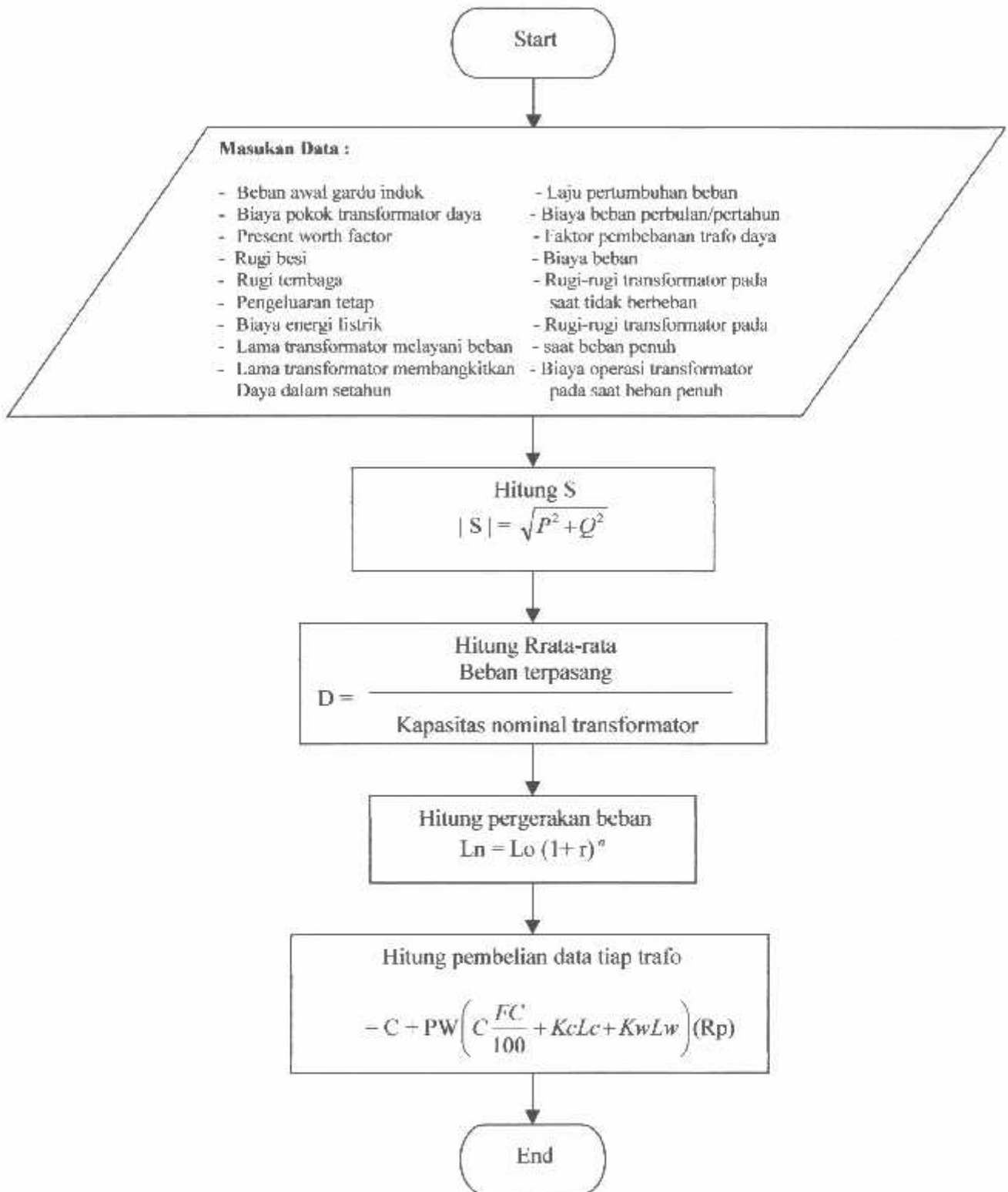
Dengan memperkirakan bahwa kondisi lingkungan tidak berubah atau konstan, dengan kata lain besar beban yang bertambah sesuai dengan pertumbuhan beban diatas, maka dengan laju pertumbuhan beban sebesar 15%, perkiraan beban dimasa mendatang dapat dihitung dengan persamaan (2-1) dan hasilnya dapat dilihat pada tabel 4-4 berikut ini :

TABEL 4 – 4
DATA PERKIRAAN BEBAN PADA GARDU INDUK PEMARON

n	Periode Perencanaan	Tahun	Beban (MVA)
0		2000	23,34
1		2001	24,86
2		2002	27,55
3		2003	31,83
4		2004	39,22
5		2005	44,72
6	0	2006	50,99
7	1	2007	58,14
8	2	2008	66,29
9	3	2009	75,59
10	4	2010	86,19
11	5	2011	98,27
12	6	2012	112,05
13	7	2013	127,76
14	8	2014	145,68

Pada tabel 4-4 terlihat kenaikan beban hampir mendekati angka beban nominalnya dari transformator daya yang terpasang, dimana pada tahun 2007 angka kenaikan beban 58,14 MVA. Jadi untuk periode tahun 2007 pada Gardu Induk Pemaron perlu penambahan unit transformator daya untuk mengatasi pertumbuhan beban sampai tahun 2014 sebesar 145.68 MVA.

4.2. FLOWCHART



4.3. Langkah Perhitungan

4.3.1. Data Perhitungan

Untuk menentukan transformator daya yang sesuai dengan pertumbuhan beban Gardu Induk Pemaron dan paling efisien dapat dilakukan perhitungan dengan menggunakan rumus (3-4).

Untuk itu diperlukan data-data sebagai berikut :

A. Biaya pokok transformator daya

Besarnya biaya pokok transformator daya untuk kelas tegangan 150/20 kV dapat dilihat pada tabel berikut ini :

TABEL 4 – 5

BIAYA POKOK TRANSFORMATOR DAYA 150/20 kV

No	Peralatan	Biaya Pokok (Rupiah)
1	Transformator 10 MVA	2.616.579.150
2	Transformator 20 MVA	2.752.360.000
3	Transformator 30 MVA	2.964.978.950
4	Transformator 50 MVA	3.169.885.000
5	Transformator 60 MVA	3.285.670.000

Sumber : PT. PLN (PERSERO) P3B Region Bali

B. Present Worth Factor (PW)

Besarnya nilai Present Worth Factor (PW) dapat ditentukan jika tingkat suku bunga dan masa manfaat besarnya transformator daya diketahui.

Berdasarkan data dari Bank Indonesia, untuk tingkat suku bunga di Indonesia pada tahun 2004 diasumsikan sebesar 11% (dapat dilihat pada tabel "Suku Bunga").

Dan transformator daya dioperasikan untuk mengatasi laju pertumbuhan beban selama 8 tahun yang akan datang terhitung mulai tahun 2007.

Sehingga dengan melihat tabel "Present Value Of Annuity" nilai PW dapat diketahui yaitu sebesar "5,146".

C. Rugi besi dan rugi tembaga pada transformator daya

Dalam praktek, untuk mengetahui rugi besi dan rugi tembaga pada transformator daya diperoleh dengan melakukan pengujian. Untuk mengetahui harga rugi tembaga diperoleh dengan pengujian hubung singkat dengan arus beban nominal, sedangkan untuk mengetahui harga kerugian inti diperoleh dengan test uji hubungan terbuka pada tegangan dan frekuensi kerja nominal.

Harga yang didapat dari pengujian tersebut biasanya dicantumkan pada data teknis transformator daya.

Berdasarkan data yang diperoleh besarnya rugi tembaga dan rugi inti pada transformator daya dapat dilihat pada tabel berikut :

TABEL 4 – 6

RUGI BESI DAN RUGI TEMBAGA TRANSFORMATOR DAYA 150/20 kV

No	Kapasitas Transformator (MVA)	Rugi Besi (kW)	Rugi Tembaga (kW)
1	10	14,54	46
2	20	17,28	74
3	30	20,02	101
4	50	25,5	157
5	60	28,24	185

Sumber : PT. PLN (PERSERO) P3B Region Bali

D. Biaya energi listrik

Berdasarkan tarif dasar listrik tahun 2003 dapat diketahui besarnya biaya beban listrik per bulan dan biaya pemakaian energi listrik per kWh.

Dikarenakan sebagian besar beban yang dilayani oleh Gardu Induk Pemaron adalah beban perumahan (golongan tarif R-1/TR, batas daya 900 VA), maka besarnya biaya energi listrik dapat dilihat pada tarif dasar listrik PLN tahun 2003 adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{- Biaya beban listrik per bulan} &= \text{Rp} \frac{23.000,00}{0,85} / \text{kW} \\
 &= \text{Rp} 27.059,00 / \text{W} \\
 \text{atau dalam satu tahun} &= \text{Rp} 27.059,00 / \text{kW} \times 12 \\
 &= \text{Rp} 324.708,00 / \text{kW} \\
 \text{- Biaya pemakaian energi listrik} &= \text{Rp} 310,00 / \text{kWh}
 \end{aligned}$$

4.3.2. Perhitungan Biaya Pembelian dan Operasi Transformator Daya

Dari data diatas dapat dibuat informasi sederhana guna analisis dalam pemilihan kapasitas transformator daya sebagai berikut :

A. Transformator Daya 10 MVA

Diketahui :

- Biaya pokok transformator daya (C)	: Rp 2.616.579.150,00
- Present Worth Factor (PW)	: 5,146
- Rugi besi (Lc)	: 14,54 kW
- Rugi tembaga (Lw)	: 46 kW
- Pengeluaran tetap (Fc)	: 10 %
- Lama transformator membangkitkan daya dalam setahun (Tc)	: 8760 jam
- Lama transformator melayani beban konstan (Tw)	: 8016 jam
- Biaya energi listrik (Ce)	: Rp 310,00 / kWh
- Biaya beban (Cd)	: Rp 324.708,00 /kW/tahun

Beban yang dilayani selama 8 tahun mendatang = $145,68 - 50,99 = 94,69$ MVA

Untuk melayani beban sebesar 94,46 MVA dibutuhkan 9 unit transformator 10 MVA.

Jadi tiap unit transformator 10 MVA melayani beban sebesar :

$\frac{94,69}{9} = 10,52$ MVA, sehingga nilai faktor pembebanan transformator (D) dapat

diketahui yaitu :

$$D = \frac{10,52}{10} = 1,052$$

$$K_c = C_d + T_c \frac{C_e}{100} \text{ (Rp/kW)}$$

$$= 324.708 + 8760 \frac{310,00}{100}$$

$$= 324.708 + 27.156$$

$$= \text{Rp } 351.864/\text{kW}$$

$$K_w = D^2 \left(C_d + T_w \frac{C_e}{100} \right) \text{ (Rp/kW)}$$

$$= (1,052)^2 \left(324.708 + 8016 \frac{310,00}{100} \right)$$

$$= (1,052)^2 (333.629,808)$$

$$= \text{Rp } 369.229,443/\text{kW}$$

Biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 10 MVA

$$= C + PW \left(C \frac{FC}{100} + K_c L_c + K_w L_w \right) \text{ (Rp)}$$

$$= 2.616.579.150 + 5,146 \times$$

$$\left(2.616.579.150 \frac{10}{100} + (351.856 \times 14,54) + (369.229,443 \times 46) \right)$$

$$= 2.616.579.150 + 5,146 (283.758.455,6)$$

$$= 2.616.579.150 + 1.460.221.013$$

$$= \text{Rp } 4.044.888.918,00.$$

Jadi biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 10 MVA adalah sebesar

Rp 4.044.888.918,00.

B. Transformator Daya 20 MVA

Diketahui :

- Biaya pokok transformator daya (C) : Rp 2.752.360.000,00
- Present Worth Factor (PW) : 5,146
- Rugi besi (Lc) : 17,28 kW
- Rugi tembaga (Lw) : 74 kW
- Pengeluaran tetap (Fc) : 10 %
- Lama transformator membangkitkan daya dalam setahun (Tc) : 8760 jam
- Lama transformator melayani beban konstan (Tw) : 8016 jam
- Biaya energi listrik (Ce) : Rp 310,00 / kWh
- Biaya beban (Cd) : Rp 324.708,00 /kW/tahun

Beban yang dilayani selama 8 tahun mendatang adalah sebesar 94,69 MVA.

Untuk melayani beban tersebut dibutuhkan 5 unit transformator 20 MVA.

Jadi tiap unit transformator 20 MVA melayani beban sebesar :

$$\frac{94,69}{5} = 18,938 \text{ MVA, sehingga nilai faktor pembebanan transformator (D) dapat}$$

diketahui yaitu :

$$D = \frac{18,938}{20} = 0,95$$

$$Kc = Cd + Tc \frac{Ce}{100} \text{ (Rp/kW)}$$

$$= 324.708 + 8760 \frac{310,00}{100}$$

$$= 324.708 + 27.156$$

$$= \text{Rp } 351.864/\text{kW}$$

$$K_w = D^2 \left(C_d + T_w \frac{C_e}{100} \right) (\text{Rp/kW})$$

$$= (0,95)^2 \left(324.708 + 8016 \frac{310,00}{100} \right)$$

$$= (0,95)^2 (349.557,6)$$

$$= \text{Rp } 315.475,734/\text{kW}$$

Biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 20 MVA

$$= C + PW \left(C \frac{FC}{100} + K_c L_c + K_w L_w \right) (\text{Rp})$$

$$= 2.752.360.000 + 5,146 \times$$

$$\left(2.752.360.000 \frac{10}{100} + (351.856 \times 17,28) + (315.475,734 \times 74) \right)$$

$$= 2.752.360.000 + 5,146 (304.661.276)$$

$$= 2.752.360.000 + 1.567.786.926$$

$$= \text{Rp } 4.276.983.735,00.$$

Jadi biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 20 MVA adalah sebesar

Rp 4.276.983.735,00.

C. Transformator Daya 30 MVA

Diketahui :

- Biaya pokok transformator daya (C) : Rp 2.964.978.950,00
- Present Worth Factor (PW) : 5,146
- Rugi besi (Lc) : 20,02 kW
- Rugi tembaga (Lw) : 101 kW
- Pengeluaran tetap (Fc) : 10 %
- Lama transformator membangkitkan daya dalam setahun (Tc) : 8760 jam
- Lama transformator melayani beban konstan (Tw) : 8016 jam
- Biaya energi listrik (Ce) : Rp 310,00 / kWh
- Biaya beban (Cd) : Rp 324.708,00 /kW/tahun

Beban yang dilayani selama 8 tahun mendatang adalah sebesar 94,69 MVA.

Untuk melayani beban tersebut dibutuhkan 3 unit transformator 30 MVA.

Jadi tiap unit transformator 30 MVA melayani beban sebesar :

$$\frac{94,69}{3} = 31,57 \text{ MVA} , \text{ sehingga nilai faktor pembebanan transformator (D) dapat}$$

diketahui yaitu :

$$D = \frac{31,57}{30} = 1,052$$

$$Kc = Cd + Tc \frac{Ce}{100} \text{ (Rp/kW)}$$

$$= 324.708 + 8760 \frac{310,00}{100}$$

$$= 324.708 + 27.156$$

$$= 351.864/\text{kW}$$

$$K_w = D^2 \left(C_d + T_w \frac{C_e}{100} \right) (\text{Rp/kW})$$

$$= (1,052)^2 \left(324.708 + 8016 \frac{310,00}{100} \right)$$

$$= (1,052)^2 (349.557,6)$$

$$= \text{Rp } 386.856,7942/\text{kW}$$

Biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 30 MVA

$$= C + PW \left(C \frac{FC}{100} + K_c L_c + K_w L_w \right) (\text{Rp})$$

$$= 2.964.978.950 + 5,146 \times$$

$$\left(2.964.978.950 \frac{10}{100} + (351.864 \times 20,02) + (386.856,7942 \times 101) \right)$$

$$= 2.964.978.950 + 5,146 (342.614.748,5)$$

$$= 2.964.978.950 + 1.763.095.496$$

$$= \text{Rp } 4.618.521.192,00.$$

Jadi biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 30 MVA adalah sebesar Rp 4.618.521.192,00.

D. Transformator Daya 50 MVA

Diketahui :

- Biaya pokok transformator daya (C) : Rp 3.169.885.000,00
- Present Worth Factor (PW) : 5,146
- Rugi besi (Lc) : 25,5 kW
- Rugi tembaga (Lw) : 157 kW
- Pengeluaran tetap (Fc) : 10 %
- Lama transformator membangkitkan daya dalam setahun (Tc) : 8760 jam
- Lama transformator melayani beban konstan (Tw) : 8016 jam
- Biaya energi listrik (Ce) : Rp 310,00 / kWh
- Biaya beban (Cd) : Rp 324.708,00 /kW/tahun

Beban yang dilayani selama 8 tahun mendatang adalah sebesar 94,69 MVA.

Untuk melayani beban tersebut dibutuhkan 2 unit transformator 50 MVA.

Jadi tiap unit transformator 50 MVA melayani beban sebesar :

$$\frac{94,69}{2} = 47,35 \text{ MVA} , \text{ sehingga nilai faktor pembebanan transformator (D) dapat}$$

diketahui yaitu :

$$D = \frac{47,35}{50} = 0,947$$

$$Kc = Cd + Tc \frac{Ce}{100} \text{ (Rp/kW)}$$

$$= 324.708 + 8760 \frac{310,00}{100}$$

$$= 324.708 + 27.156$$

$$= 351.864/\text{kW}$$

$$\begin{aligned} K_w &= D^2 \left(Cd + Tw \frac{Ce}{100} \right) (\text{Rp/kW}) \\ &= (0,947)^2 \left(324.708 + 8016 \frac{310,00}{100} \right) \\ &= (0,947)^2 (349.557,6) \\ &= \text{Rp } 313.486,4017/\text{kW} \end{aligned}$$

Biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 50 MVA

$$\begin{aligned} &= C + PW \left(C \frac{FC}{100} + KcLc + KwLw \right) (\text{Rp}) \\ &= 3.169.885.000 + 5,146 \times \\ &\quad \left(3.169.885.000 \frac{10}{100} + (351.864 \times 25,5) + (175.715,97 \times 157) \right) \\ &= 2.964.978.950 + 5,146 (344.584.879,8) \\ &= 2.964.978.950 + 2.029.260.357 \\ &= \text{Rp } 4.989.534.934,00. \end{aligned}$$

Jadi biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 50 MVA adalah sebesar

Rp 4.989.534.934,00.

E. Transformator Daya 60 MVA

Diketahui :

- Biaya pokok transformator daya (C) : Rp 3.285.670.000,00
- Present Worth Factor (PW) : 5,146
- Rugi besi (Lc) : 28,24 kW
- Rugi tembaga (Lw) : 185 kW
- Pengeluaran tetap (Fc) : 10 %
- Lama transformator membangkitkan daya dalam setahun (Tc) : 8760 jam
- Lama transformator melayani beban konstan (Tw) : 8016 jam
- Biaya energi listrik (Ce) : Rp 310,00 / kWh
- Biaya beban (Cd) : Rp 324.708,00 /kW/tahun

Beban yang dilayani selama 8 tahun mendatang adalah sebesar 94,69 MVA.

Untuk melayani beban tersebut dibutuhkan 2 unit transformator 60 MVA.

Jadi tiap unit transformator 60 MVA melayani beban sebesar :

$$\frac{94,69}{2} = 47,35 \text{ MVA, sehingga nilai faktor pembebanan transformator (D) dapat}$$

diketahui yaitu :

$$D = \frac{47,35}{60} = 0,789$$

$$Kc = Cd + Tc \frac{Ce}{100} \text{ (Rp/kW)}$$

$$= 324.708 + 8760 \frac{310,00}{100}$$

$$= 324.708 + 27.156$$

$$= 351.864/kW$$

$$K_w = D^2 \left(C_d + T_w \frac{C_e}{100} \right) (\text{Rp/kW})$$

$$= (0,789)^2 \left(324.708 + 8016 \frac{310,00}{100} \right)$$

$$= (0,789)^2 (349.557,6)$$

$$= \text{Rp } 217.606,9467/kW$$

Biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 60 MVA

$$= C + PW \left(C \frac{FC}{100} + K_c L_c + K_w L_w \right) (\text{Rp})$$

$$= 3.285.670.000 + 5,146 \times$$

$$\left(3.285.670.000 \frac{10}{100} + (351.864 \times 28,24) + (217.606,9467 \times 185) \right)$$

$$= 2.964.978.950 + 5,146 (378.760.924,5)$$

$$= 2.964.978.950 + 1.949.103.717$$

$$= \text{Rp } 5.144.615.760,00,$$

Jadi biaya pembelian dan operasi 1 unit transformator daya 60 MVA adalah sebesar

Rp 5.144.615.760,00.

Dengan mengetahui hasil perhitungan dari data-data diatas maka dapat dibuat tabel sebagai berikut :

TABEL 4 – 7
 DAFTAR DANA PERBANDINGAN GUNA PEMILIHAN UNIT
 KAPASITAS TRANSFORMATOR PADA PENGEMBANGAN
 GARDU INDUK PEMARON PADA TAHUN 2004

No	Kapasitas Unit Transformator	Jumlah Unit Transformator	Biaya Pengadaan Tiap Unit Transformator	Total Biaya Pengadaan Transformator
	(MVA)	(Unit)	(Rp)	(Rp)
1	10	9	4.044.888.918	36.404.000.260
2	20	5	4.276.983.735	21.384.918.680
3	30	3	4.618.521.192	13.855.563.580
4	50	2	4.989.534.934	9.979.069.868
5	60	2	5.144.615.760	10.289.231.520

Dari tabel 4 – 7 diatas dapat dilihat bahwa transformator daya dengan kapasitas 50 MVA mempunyai total biaya pengadaan yang paling kecil untuk dioperasikan pada Gardu Induk Pamaron dibandingkan transformator daya dengan kapasitas 10 MVA, 20 MVA, 30 MVA dan 60 MVA.

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan teori yang telah dibahas pada bab-bab sebelumnya, kemudian dengan melihat hasil dari studi pengembangan Gardu Induk Pamaron sebagai permasalahan dalam kaitannya dengan pemilihan kapasitas transformator daya yang memenuhi persyaratan teknis dan ekonomis maka dapat diambil kesimpulan bahwa :

1. Pada tahun 2007 terlihat kenaikan beban hampir mendekati kapasitas transformator daya yang terpasang, dimana pada tahun 2007 angka kenaikan beban mencapai 58,14 MVA. Jadi untuk tahun 2007 pada Gardu Induk Pamaron diperlukan adanya penambahan 2 (dua) unit transformator daya dengan kapasitas 50 MVA untuk mengatasi kenaikan beban sampai tahun 2014 sebesar 145,68 MVA.
2. Untuk melayani beban sebesar 145,68 MVA dengan beban awal sebesar 58,14 MVA dapat digunakan transformator daya sebagai berikut :
 - a. 9 unit transformator daya 10 MVA dengan biaya Rp 36.404.000.260,00.
 - b. 5 unit transformator daya 20 MVA dengan biaya Rp. 21.384.918.680,00.
 - c. 3 unit transformator daya 30 MVA dengan biaya Rp 13.855.563.580,00.
 - d. 2 unit transformator daya 50 MVA dengan biaya Rp 9.979.069.868,00.
 - e. 2 unit transformator daya 60 MVA dengan biaya Rp 10.289.231.520,00.
3. Dari segi teknis dapat diketahui bahwa dengan menggunakan 2 (dua) unit transformator daya berkapasitas 50 MVA mampu melayani beban yang harus

ditanggung Gardu Induk Pamaran sampai tahun 2014 yaitu sebesar 145,68 MVA dengan beban awal sebesar 58,14 MVA.

4. Dari segi penghematan biaya didapatkan harga yang menunjukkan bahwa dengan menggunakan 2 (dua) unit transformator daya berkapasitas 50 MVA diperoleh biaya pengadaan/ investasi yang paling kecil dibandingkan dengan kapasitas yang lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

1. Kovacs, J. P, September / oktober 1980, **Economic Consideration of Power Transformer Selection And Operation**, IEEE Transaction On Industry Application, Vol. 1A-16, No.5.
 2. Aris Munandar A, Dr, Kuwahara S, Dr, 1984, **Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik Jilid III**, PT. Pradnya Paramita, Jakarta.
 3. **Tarif Dasar Listrik 2003**, PT. PLN Distribusi Cabang Singaraja.
 4. Aris Munandar A, Dr, Kuwahara S, Dr, 1984, **Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik Jilid II**, PT. Pradnya Paramita, Jakarta.
 5. Zuhul "**Dasar Tenaga Listrik**", Penerbit ITB Bandung.
 6. Noel M Morris, 1987 **Dasar-Dasar Listrik dan Elektronika**, PT. Flex Media Komputinto, Gramedia Group, Jakarta.
-



LAMPIRAN

```

unit uHitung;

interface

uses uUtils;

type
  TBeban=record
    P,Q,S,r:double;
    tahun:integer;
  end;

  TBebanArr1=array of TBeban;

  TRamalBeban=record
    pec,tahun:integer;
    beban:double;
  end;

  TRamalBebanArr1=array of TRamalBeban;

  TTrafo=record
    BiayaPokok,RugiBesi,RugiTembaga,kap,biayaBelOpst:double;
  end;

  TTrafoArr1=array of TTrafo;

  THitung=class
  private
    FNData,FNTrafo:integer;
    RAvg:double;
    FBeban:TBebanArr1;
    FRamalBeban:TRamalBebanArr1;
    FTrafo:TTrafoArr1;
    procedure doHitungS(var rBeban:TBeban);
    procedure doHitungR;
    function getRAvg:double;
    function getRamalBeban:TRamalBebanArr1;
    function getBeban:TBebanArr1;
    function getRamalBeban2:TRamalBebanArr1;
    procedure HitungCostBuyOpsTrafo(var rTrafo:TTrafo);
    function getTrafo:TTrafoArr1;
  public
    constructor Create;
    procedure doHitung;
    property Beban:TBebanArr1 read getBeban;
    property RamalBeban:TRamalBebanArr1 read getRamalBeban2;
    property Trafo:TTrafoArr1 read getTrafo;
  end;

implementation

constructor THitung.Create;
var i:integer;
begin
  inherited Create;
  FNData:=5;
  SetLength(FBeban,FNData);
  FBeban[0].P:=22.8;
  FBeban[0].Q:=5.0;
  FBeban[0].tahun:=2000;

```

```

FBeban[1].P:=24.1;
FBeban[1].Q:=6.1;
FBeban[1].tahun:=2001;
FBeban[2].P:=25.6;
FBeban[2].Q:=10.2;
FBeban[2].tahun:=2002;
FBeban[3].P:=27.4;
FBeban[3].Q:=16.2;
FBeban[3].tahun:=2003;
FBeban[4].P:=33.8;
FBeban[4].Q:=19.9;
FBeban[4].tahun:=2004;
for i:=0 to FNData-1 do
begin
  doHitungS(FBeban[i]);
end;
FNtrafo:=5;
SetLength(FTrafo,FNtrafo);
FTrafo[0].BiayaPokok:=2616579159;
FTrafo[0].RugiBesi:=14.54;
FTrafo[0].RugiTembaga:=46;
FTrafo[0].kap:=10;
FTrafo[1].BiayaPokok:=2752360000;
FTrafo[1].RugiBesi:=17.28;
FTrafo[1].RugiTembaga:=74;
FTrafo[1].kap:=20;
FTrafo[2].BiayaPokok:=2964978950;
FTrafo[2].RugiBesi:=20.02;
FTrafo[2].RugiTembaga:=101;
FTrafo[2].kap:=30;
FTrafo[3].BiayaPokok:=3169885000;
FTrafo[3].RugiBesi:=25.5;
FTrafo[3].RugiTembaga:=157;
FTrafo[3].kap:=50;
FTrafo[4].BiayaPokok:=3285670000;
FTrafo[4].RugiBesi:=28.24;
FTrafo[4].RugiTembaga:=185;
FTrafo[4].kap:=60;
end;

procedure THitung.doHitungS(var rBeban:TBeban);
begin
  rBeban.S:=sqrt(sqr(rBeban.P)+sqr(rBeban.Q));
end;

procedure THitung.doHitungR;
var i:integer;
begin
  for i:=1 to FNData-1 do
  begin
    FBeban[i].r:=(FBeban[i].S-FBeban[i-1].S)/FBeban[i-1].S;
  end;
end;

function THitung.getRAvg:double;
var i:integer;
    sum:double;
begin
  sum:=0;
  for i:=1 to FNData-1 do
  begin

```

```

    sum:=sum+FBeban[i].r;
end;
result:=sum/(FNData-1);
end;

function THitung.getRamalBeban:TRamalBebanArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result,15);
    for i:=0 to 14 do
    begin
        if i<=(FNData-1) then
        begin
            result[i].per:=0;
            result[i].tahun:=2000+i;
            result[i].beban:=FBeban[i].S;
        end
        else
        begin
            result[i].per:=i-(FNData-1);
            result[i].tahun:=2000+i;
            if i=FNData then
            begin
                result[i].beban:=FBeban[FNData-1].S*FRavg+FBeban[FNData-1].S;
            end
            else
            begin
                result[i].beban:=result[i-1].beban*FRavg+result[i-1].beban;
            end;
        end;
    end;
end;

procedure THitung.HitungCostBuyOpsTrafo(var rTrafo:TTrafo);
var Daya,FW,FixCost,Ce,Cd,DataTrafo,D,Kc,Kw,DayaTrafo:double;
    N,Tc,Tw:integer;
begin
    Daya:=FRamalBeban[14].beban-FRamalBeban[4].beban;
    FW:=5.146;
    FixCost:=0.1;
    Tc:=8760;
    Tw:=8016;
    Ce:=310;
    Cd:=324708;
    if rTrafo.kap=10 then
    begin
        N:=13;
    end
    else if rTrafo.kap=20 then
    begin
        N:=7;
    end
    else if rTrafo.kap=30 then
    begin
        N:=5;
    end
    else if rTrafo.kap=50 then
    begin
        N:=3;
    end
    else if rTrafo.kap=60 then

```

```

begin
  N:=3;
end;
DayaTrafo:=Daya/N;
D:=DayaTrafo/rTrafo.kap;
Kc:=(Cd+8760*Ce/100);
Kw:=sqrt(D)*(Cd+Tw*Ce/100);

rTrafo.biayaBeliOps:=rTrafo.BiayaPokok+PW*(rTrafo.BiayaPokok*FixCost+
      Kc*rTrafo.RugiBesi+Kw*rTrafo.RugiTembaga);
end;

procedure THitung.doHitung;
var i:integer;
begin
  doHitungR;
  FRAvg:=getRAvg;
  FRamalBeban:=getRamalBeban;
  for i:=0 to FNtrafo-1 do
    begin
      HitungCostBuyOpsTrafo(FTrafo[i]);
    end;
  end;
end;

function THitung.getBeban:TBebanArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result, FNData);
  for i:=0 to FNData-1 do
    begin
      result[i].P:=FBeban[i].P;
      result[i].Q:=FBeban[i].Q;
      result[i].S:=FBeban[i].S;
      result[i].r:=FBeban[i].r;
      result[i].tahun:=FBeban[i].tahun;
    end;
  end;
end;

function THitung.getRamalBeban2:TRamalBebanArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result, 15);
  for i:=0 to 14 do
    begin
      result[i].per:=FRamalBeban[i].per;
      result[i].tahun:=FRamalBeban[i].tahun;
      result[i].beban:=FRamalBeban[i].beban;
    end;
  end;
end;

function THitung.getTrafo:TTrafoArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result, FNtrafo);
  for i:=0 to FNtrafo-1 do
    begin
      result[i].BiayaPokok:=FTrafo[i].BiayaPokok;
      result[i].RugiBesi:=FTrafo[i].RugiBesi;
      result[i].RugiTembaga:=FTrafo[i].RugiTembaga;
      result[i].kap:=FTrafo[i].kap;
      result[i].biayaBeliOps:=FTrafo[i].biayaBeliOps;
    end;
  end;
end;

```


end;

end;

end.

Present Value of Annuity dari 1

Periode	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1	0.901	0.893	0.885	0.877	0.87	0.862	0.855	0.847	0.84	0.833
2	1.713	1.69	1.668	1.647	1.626	1.605	1.585	1.566	1.547	1.528
3	2.444	2.402	2.361	2.322	2.283	2.246	2.21	2.174	2.14	2.106
4	3.102	3.037	2.974	2.914	2.855	2.798	2.743	2.69	2.639	2.589
5	3.696	3.605	3.517	3.433	3.352	3.274	3.199	3.498	3.41	3.326
6	4.231	4.111	3.998	3.889	3.784	3.685	3.589	3.498	3.41	3.326
7	4.712	4.564	4.423	4.288	4.16	4.039	3.922	3.812	3.706	3.605
8	5.146	4.968	4.799	4.639	4.487	4.344	4.207	4.078	3.954	3.837
9	5.537	5.328	5.132	4.946	4.772	4.607	4.451	4.303	4.163	4.031
10	5.889	5.65	5.426	5.216	5.019	4.833	4.659	4.494	4.339	4.192
11	6.207	5.938	5.687	5.453	5.234	5.029	4.836	4.656	4.486	4.327
12	6.492	6.194	5.918	5.6	5.421	5.197	4.988	4.793	4.611	4.439
13	6.75	6.424	6.122	5.842	5.583	5.342	5.188	4.91	4.715	4.533
14	6.982	6.628	6.302	6.002	5.724	5.468	5.229	5.008	4.802	4.611
15	7.191	6.811	6.462	6.142	5.847	5.575	5.324	5.092	4.876	4.675
16	7.379	6.974	6.604	6.265	5.954	5.668	5.405	5.162	4.938	4.73
17	7.549	7.12	6.729	6.373	6.047	5.749	5.475	5.222	4.99	4.775
18	7.702	7.25	6.84	6.467	6.128	5.818	5.534	5.273	5.033	4.812
19	7.839	7.366	6.938	6.55	6.198	5.877	5.584	5.316	5.07	4.843
20	7.963	7.469	7.025	6.623	6.259	5.929	5.628	5.628	5.127	4.891
21	8.075	7.562	7.102	6.687	6.312	5.973	5.665	5.384	5.127	4.891
22	8.176	7.645	7.17	6.743	6.359	6.011	5.696	5.41	5.149	4.909
23	8.266	7.718	7.23	6.792	6.399	6.044	5.723	5.432	5.167	4.925
24	8.346	7.784	7.283	6.836	6.434	6.073	5.746	5.451	5.182	4.937
25	8.422	7.843	7.33	6.873	6.464	6.097	5.766	5.467	5.195	4.947
26	8.388	7.896	7.372	6.906	6.491	6.118	5.783	5.48	5.206	4.956
27	8.548	7.943	7.409	6.935	6.514	6.136	5.798	5.492	5.215	4.964
28	8.602	7.984	7.441	6.961	6.534	6.152	5.81	5.502	5.223	4.97
29	8.65	8.022	7.47	6.983	6.551	6.166	5.82	5.51	5.229	4.975
30	8.694	8.055	7.496	7.003	6.566	6.177	5.829	5.517	5.235	4.979
40	8.951	8.244	7.634	7.105	6.642	6.233	5.871	5.548	5.258	4.997
50	9.042	8.304	7.675	7.133	6.661	6.246	5.88	5.554	5.262	4.999



PENGUMUMAN
PT PLN (PERSERO) DISTRIBUSI BALI AREA PELAYANAN SINGARAJA

Nomor : 01 PM/160/UPP.SIN/2003

TENTANG

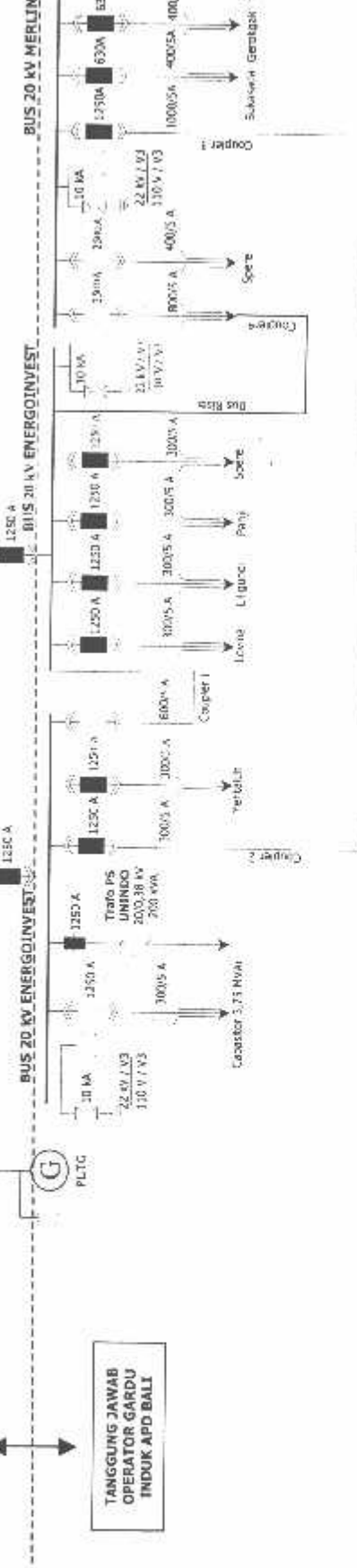
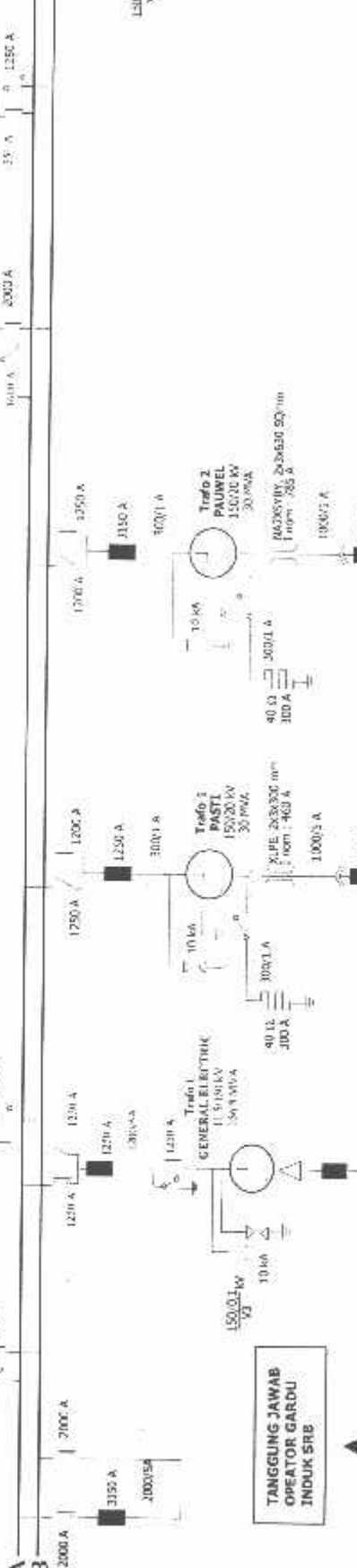
TARIF DASAR LISTRIK (TDL) TAHUN 2003

(Sesuai Kepres Nomor : 89 tahun 2002 Tanggal 31 Desember 2002)

GOL. TARIF	BATAS DAYA	BIAYA BEBAN (Rp / KVA/ BULAN)					BIAYA PEMAKAIAN (Rp. / kWh)					KETERANGAN
		TDL 2003					TLL 2003					
		01-10-02 S.D. 31-12-02	01-01-03 S.D. 31-03-03	01-04-03 S.D. 30-06-03	01-07-03 S.D. 30-09-03	01-10-03 S.D. 31-12-03	01-10-02 S.D. 31-12-02	01-01-03 S.D. 31-03-03	01-04-03 S.D. 30-06-03	01-07-03 S.D. 30-09-03	01-10-03 S.D. 31-12-03	
1-1 TR	220VA						(A) 13.800	(A) 14.200	(A) 14.500	(A) 14.800	(A) 15.100	(A) = Harga abonemen per bulan Blok I 0 s.d 30 kWh
1-2 TR	450 VA	7.204	8.000	9.000	10.000	11.000	120.00	121.00	122.00	123.00	124.00	Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-2 TR	900VA	10.009	11.200	13.000	15.000	17.000	136.00	139.00	143.00	147.00	150.00	Blok III di atas 60 kWh
1-2 TR	1300 VA	20.710	22.000	25.000	28.000	31.000	200.00	205.00	210.00	215.00	220.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-3 TR	2200 VA	22.128	23.500	25.200	27.000	29.000	227.00	232.00	237.00	242.00	247.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-3 TR	di atas 2200 VA s.d 200 KVA	25.219	26.500	28.700	30.500	32.500	267.00	272.00	277.00	282.00	287.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-3 TM	di atas 200 KVA	25.050	26.000	28.000	29.500	30.500	267.00	272.00	277.00	282.00	287.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-4 TR	450VA	7.862	8.500	9.500	11.000	12.000	100.00	103.00	106.00	109.00	112.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-4 TR	900 VA	15.018	16.200	18.100	20.000	22.000	130.00	133.00	136.00	139.00	142.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-4 TR	1300 VA	26.271	28.000	28.800	30.100	30.500	160.00	163.00	166.00	169.00	172.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-4 TR	2200 VA	27.148	28.000	29.000	30.200	30.500	160.00	163.00	166.00	169.00	172.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-5 TR	di atas 2200 VA s.d 6000 VA	28.680	28.100	29.100	30.400	31.500	170.00	173.00	176.00	179.00	182.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-5 TR	di atas 6000 VA	34.580	34.200	34.200	34.200	34.200	210.00	213.00	216.00	219.00	222.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-5 TR	650 VA	20.388	21.000	22.000	23.500	24.500	100.00	103.00	106.00	109.00	112.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-5 TR	900 VA	22.247	23.000	23.000	25.000	26.000	100.00	103.00	106.00	109.00	112.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-5 TR	1300 VA	25.237	25.700	27.200	28.200	29.500	110.00	113.00	116.00	119.00	122.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-5 TR	2200 VA	28.225	27.200	28.200	29.200	30.500	110.00	113.00	116.00	119.00	122.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-5 TR	di atas 2200 VA s.d 200 KVA	27.582	28.500	29.500	30.000	31.000	110.00	113.00	116.00	119.00	122.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-5 TM	di atas 200 KVA	25.488	26.500	27.400	28.400	29.500	110.00	113.00	116.00	119.00	122.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-6 TR	450 VA	22.272	24.000	25.000	26.000	27.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-6 TR	900 VA	24.645	27.000	28.000	31.500	33.500	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-6 TR	1300 VA	26.502	28.000	30.000	31.800	33.500	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-6 TR	2200 VA	26.742	28.500	30.000	32.000	33.500	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-6 TR	di atas 2200 VA s.d 16 KVA	27.012	28.700	30.400	32.200	34.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-6 TR	di atas 16 KVA	27.012	28.700	30.400	32.200	34.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-6 TR	di atas 200 KVA	27.854	28.000	29.000	30.500	32.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-6 TM	di atas 200 KVA	24.522	25.100	27.400	29.500	31.500	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TR	30 MVA ke atas	22.791	24.000	25.500	27.000	28.500	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TR	450 VA	18.667	19.000	19.500	20.000	20.500	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-7 TR	900 VA	23.364	24.000	24.300	24.500	25.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh
1-7 TR	1300 VA	23.364	24.000	24.200	24.500	25.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TR	2200 VA	23.364	24.000	24.200	24.500	25.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TR	di atas 2200 VA s.d 200 KVA	23.364	24.000	24.200	24.500	25.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	23.201	23.900	25.400	27.000	28.300	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00	159.00	162.00	Blok I 0 s.d 30 kWh Blok II di atas 30 kWh s.d 60 kWh Blok III di atas 60 kWh
1-7 TM	di atas 200 KVA	22.500	23.500	25.000	26.500	28.000	150.00	153.00	156.00			

GILIMANUK, 2
(Part of Tempat SUTTI)

GILIMANUK, 1



KETERANGAN

- - PMS NORMALLY CLOSE
- - PMS NORMALLY OPEN
- - PMS NORMALLY CLOSE
- - PMS NORMALLY OPEN

TANGGUNG JAWAB
OPERATOR GARDU
INDUK SRB

TANGGUNG JAWAB
OPERATOR GARDU
INDUK APD BALI

BUS 20 KV ENERGOINVEST

BUS 20 KV MERLIN GERIN

Bus Risa

Capacitor

Capacitor

Capacitor

Capacitor

Capacitor

Capacitor

Capacitor

INVESTASI PERALATAN TRANSFORMATOR 150/20 KV
PADA TAHUN 2004

NO	URAIAN PERALATAN	UNIT	HARGA SATUAN PERALATAN (Rp)
1	TRANSFORMATOR TENAGA 10 MVA	1	2.616.579.150,00
2	TRANSFORMATOR TENAGA 20 MVA	1	2.752.360.000,00
3	TRANSFORMATOR TENAGA 30 MVA	1	2.964.978.950,00
4	TRANSFORMATOR TENAGA 50 MVA	1	3.169.885.000,00
5	TRANSFORMATOR TENAGA 60 MVA	1	3.285.670.000,00



PT PASTI POWER TRANSFORMER

SERIAL NUMBER: 93P0017/B
 YEAR OF MANUF.: 1994
 STANDARD: IEC 76
 RATED POWER: 30 MVA
 COOLING: ONAN/ONAF 67/100 %
 FREQUENCY: 50 Hz
 WINDINGS: 3
 ISOLATION: LI 650 AC 275- / LI - AC 38 / LI 125 AC 50 / LI - AC 28
 CONNECTION SYMBOL: Yyn0+d
 ALTITUDE: 1000 m
 TAP CHANGER: MR - MS III 300 - 72.5 + MA9

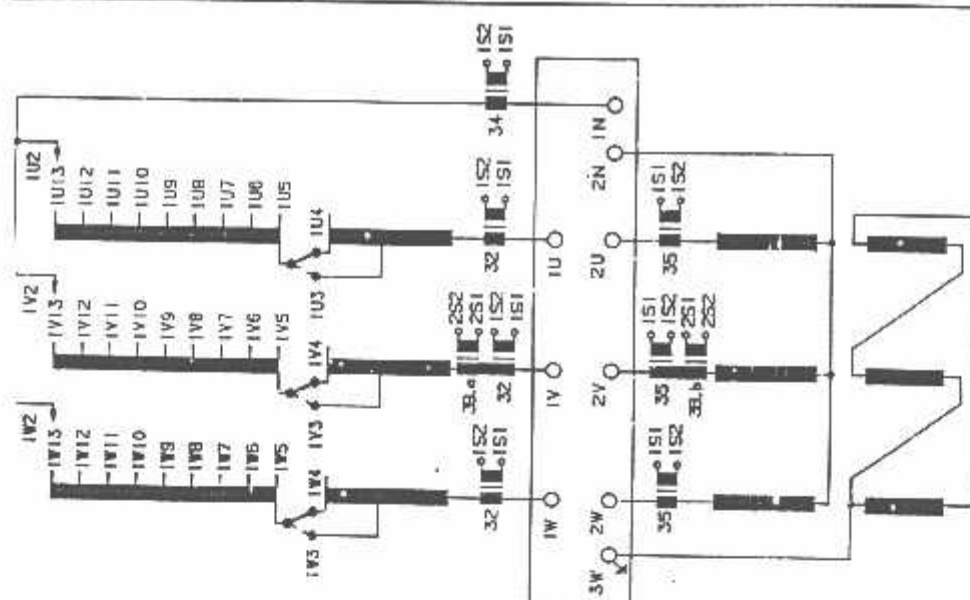
AP	HV	LV	MVA	SHORT CIRCUIT IMPEDANCE (%)
1	16750	20000	30	13.583
9	15000	20000	30	12.575
8	12750	20000	30	11.594

Manufactured by PT. PASTI under license of PULSIS INTERNATIONAL N.Y. Belgium
 MADE IN INDONESIA

TAP	VOLT	AMPERE	MVA	CONNECTION TAP CHANGER
1	16750	104.5	30	2 - 13
2	16350	105.9	30	2 - 12
3	161250	107.4	30	2 - 11
4	159000	108.9	30	2 - 10
5	156750	110.5	30	2 - 9
6	154500	112.1	30	2 - 8
7	152250	113.8	30	2 - 7
8	150000	115.5	30	2 - 6
9a	147750	117.2	30	2 - 5
9b	147750	117.2	30	2 - 4
10	145500	119.0	30	2 - 13
11	143250	120.9	30	2 - 12
12	141000	122.8	30	2 - 11
13	138750	124.8	30	2 - 10
14	136500	126.9	30	2 - 9
15	134250	129.0	30	2 - 8
16	132000	131.2	30	2 - 7
17	129750	133.5	30	2 - 6
18	127500	135.8	30	2 - 5

LOW VOLTAGE - TERMINALS : 2N - 2U - 2V - 2W - 2X	
VOLT	AMPERE
20000	866.0
TERTIARY - TERMINALS : 3W	
VOLT	AMPERE
11113	299.9 x √3

CT RATIO
 32 : 300/5A - 30 VA - CL. 5P20
 34 : 300/5A - 30 VA - CL. 5P20
 35 : 1000/5A - 30 VA - CL. 5P20



1677/93P0017/B

NOTE : THE RATING PLATE WILL BE STAMPED WITH THE ACTUAL PERCENTAGE IMPEDANCE VALUES OBTAINED DURING FINAL ROUTINE TESTING OF THE TRANSFORMER

Material : Stainless steel 18/8 Thickness : 1 mm
 Execution : Black letters on clear background
 Dimension : 408 x 210 mm

Date	Name	Quantity	Flattening	MVA	No.	Revisior
24-06-94	DSW	1	20/30	3		
27-08-94	AD	1				
27-08-94	AD					

Drawings remain property of PT. PASTI. No unauthorized reproduction is allowed.
 Customer: PLN PIRING JTB
 Contract number: 024.PJ/922/1994/M

DRAWING TITLE: RATING & SCHEMATIC PLATE
 DRAWING NUMBER: 1677/93P0017

INDONESIA

POWER TRANSFORMER

SERIAL NUMBER: 0290022
 YEAR OF MANUFACTURE: 2002
 STANDARD: IEC 60076
 RATED POWER: 2130 MVA
 COOLING: FINAN/IND 70/100%
 FREQUENCY: 50 Hz
 PHASES: 3
 INSULATION LEVELS:
 LI 650 AC 275
 LI 125 AC 30
 LI 125 AC 50
 LI 75 AC 150
 CONNECTION SYMBOL: YNy0+d11
 MAX ALTITUDE: 1000 m
 TAP CHANGER: MK - MS IH 300 - 72.5 + ED

TEMP. RISE: TOP 110 (50 K)
 BELOW 1000m
 ALTITUDE: AVERAGE WIND: 55 K
 VACUUM: TANK: 100%
 WITHSTAND CAPACITY: CONSERVATOR: 100%
 RADIATOR: RADIATOR: 100%
 TYPE OF OIL: NYMAS NITRO
 MASS: TOTAL OIL: 68500 kg
 UNTANKING: 38200 kg

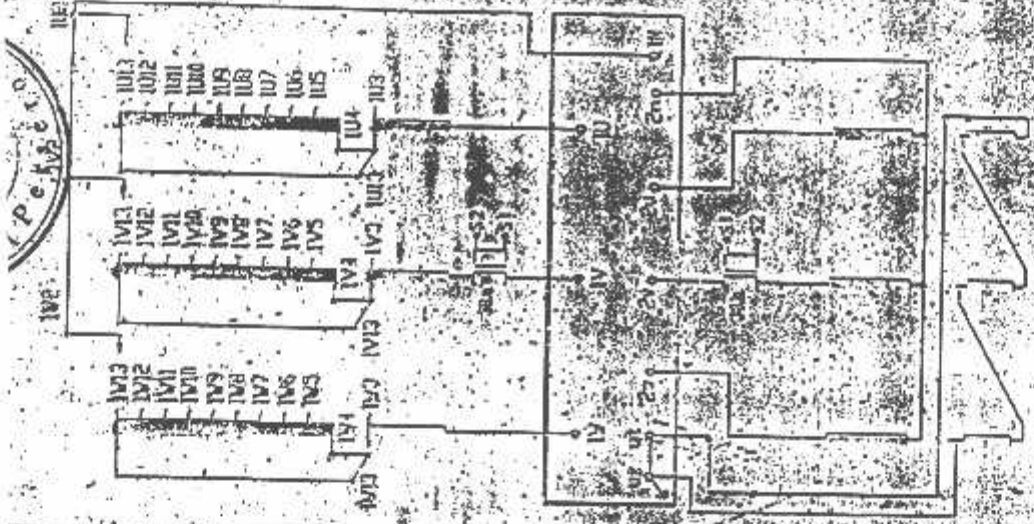
TAP	HV VOLT	MVA	SHORT CIRCUIT IMPEDANCE (%)
15	165750	30	12.732
13	139000	30	11.916
13	127500	30	11.306

HIGH VOLTAGE - TERMINALS IN-1U-1V-1W			
TAP	VOLT	AMPERE	MVA CONNECTION TAP CHANGER
1	165750	104.5	50 2 - 13
2	163500	105.9	30 2 - 12
3	161250	107.4	30 2 - 11
4	159000	108.9	30 2 - 10
5	156750	110.5	30 2 - 9
6	154500	112.1	30 2 - 8
7	152250	113.8	30 2 - 7
8	150000	115.5	30 2 - 5
9	147750	117.2	30 2 - 5
10a	145500	119.0	30 2 - 4
10b	145500	119.0	30 2 - 4
11	143250	120.9	30 2 - 13
12	141000	122.8	30 2 - 11
13	138750	124.0	30 2 - 10
14	136500	126.9	30 2 - 9
15	134250	129.0	30 2 - 8
16	132000	131.2	30 2 - 7
17	129750	133.5	30 2 - 6
18	127500	135.8	30 2 - 5

LV VOLTAGE - TERMINALS 1-2n-2v-2w	
VOLT	AMPERE
20000	866

TERTIARY TERMINALS ut-uz	
VOLT	AMPERE
9963	334.6 V3

CURRENT TRANSFORMERS	
VOLT	AMPERE
300	1000/34 20 VA SC3
300	200/34 20 VA CL3



Manufactured by PT PRADIA TRANS ASIA under license of PAUVELS INTERNATIONAL S.V. Belgium
 MADE IN EUROPE 114

RUGI BESI DAN RUGI TEMBAGA TRANSFORMATOR DAYA 150/20 kV

No	Kapasitas Transformator (MVA)	Rugi Besi (kW)	Rugi Tembaga (kW)
1	10	14,54	46
2	20	17,28	74
3	30	20,02	101
4	50	25,5	157
5	60	28,24	185



DATA BEBAN PUNCAK PADA GARDU INDUK PEMARON

Tahun	Beban	
	P (MW)	Q (MVAR)
2000	22,8	5,0
2001	24,1	6,1
2002	25,6	10,2
2003	27,4	16,2
2004	33,8	19,9





**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

Nama Mahasiswa : M. Qomarullah
Nim : 98.12.134
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : Analisis Teknik Dan Ekonomis Untuk
Pemilihan Dan Operasi Transformator
Daya 150 / 20 kV Pada Pengembangan
Gardu Induk Pamaran.

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1)

Hari : Rabu

Tanggal : 30 Maret 2005

Dengan nilai : 75,95 (B)



Ir. Mochtar Asroni, MSME
Ketua

Panitia Penguji

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Sekretaris

Anggota Penguji

Ir. Taufik Hidayat, MT
Penguji Pertama

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Penguji Kedua



LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

- | | |
|----------------------------------|--|
| 1. Nama Mahasiswa | : M. Qomarullah |
| 2. Nim | : 98.12.134 |
| 3. Jurusan | : Teknik Elektro S-1 |
| 4. Konsentrasi | : Teknik Energi Listrik |
| 5. Judul Skripsi | : Analisis Teknik Dan Ekonomis Untuk
Pemilihan Dan Operasi Transformator
Daya 150 / 20 kV Pada Pengembangan
Gardu Induk Pamaron |
| 6. Tanggal Pengajuan Skripsi | : 10 Desember 2004 |
| 7. Tanggal Penyelesaian Skripsi | : 10 Juni 2005 |
| 8. Telah Dievaluasi Dengan Nilai | : 80 (Delapan Puluh) |

Malang, April 2005

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro

Ir. E. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 1039500274

Menyetujui,

Dosen Pembimbing

Ir. Djojo Priatmono, MT
NIP. 101 850 0107



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : M. QOMARULLAH
Nim : 98.12.134
Masa Bimbingan : 10 Desember 2004 Sampai Dengan 10 Juni 2005
Judul Skripsi : Analisis Teknis Dan Ekonomis Untuk Pemilihan Dan Operasi Transformator Daya 150/20 KV Pada Pengembangan Gardu Induk Pamaron.

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	12/04'05	konsultasi Bab I	
2.	14/04'05	konsultasi Bab II	
3.	16/04'05	Revisi Bab II	
4.	19/04'05	konsultasi Bab III	
5.	21/04'05	konsultasi Bab IV	
6.	22/04'05	Revisi Bab III	
7.	24/04'05	konsultasi Bab V	
8.	25/04'05	Revisi Bab V	
9.	26/05	Revisi Bab V	
10.	27/05	Revisi Bab V dan Bab VI	

Malang, 2005
Dosen Pembimbing,

(Ir. Djojo Priatmono, MT)

Form. S - 4b