

**OPTIMASI KONDISI JARINGAN LISTRIK PEMBANGKIT
LISTRIK TENAGA MIKROHIDRO DI DESA ANDUNGBIRU
KECAMATAN TIRIS KABUPATEN PROBOLINGGO**

SKRIPSI

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

Diajukan Untuk Memenuhi Persyaratan
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:

YUDISTIRA ADI NUGRAHA

NIM. 0610630111 - 63

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
FAKULTAS TEKNIK
MALANG
2013**

repository.ub.ac.id

LEMBAR PERSETUJUAN
OPTIMASI KONDISI JARINGAN LISTRIK PEMBANGKIT
LISTRIK TENAGA MIKROHIDRO DI DESA ANDUNGBIRU
KECAMATAN TIRIS KABUPATEN PROBOLINGGO

SKRIPSI
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Diajukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:
YUDISTIRA ADI NUGRAHA
NIM. 0610630111 - 63

Telah diperiksa dan disetujui oleh :

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Ir. Teguh Utomo, MT.
NIP. 19650913 1991031 001

Dr. Ir. Harry Soekotjo D., M.Sc.
NIP. 194390309 198602 1 001



LEMBAR PENGESAHAN

**OPTIMASI KONDISI JARINGAN LISTRIK PEMBANGKIT
LISTRIK TENAGA MIKROHIDRO DI DESA ANDUNGBIRU
KECAMATAN TIRIS KABUPATEN PROBOLINGGO**

SKRIPSI

KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Diajukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik

Disusun oleh :

YUDISTIRA ADI NUGRAHA

NIM. 0610630111-63

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada
tanggal 2 Agustus 2013

Majelis Penguji :

Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D
NIP. 19730520 200801 1 013

Ir. Hery Purnomo, M.T.
NIP. 19550708 198212 1 001

Ir. Unggul Wibawa, M.Sc.
NIP. 19630106 198802 1 001

Mengetahui :

Ketua Jurusan Teknik Elektro

DR. Ir. Sholeh Hadi Pramono, M.S.
NIP. 19580728 198701 1 001

PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT. atas limpahan karunia, hidayah serta rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul “Optimasi Kondisi Jaringan Listrik Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Di Desa Andungbiru Kecamatan Tiris Kabupaten Probolinggo” yang diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan memperoleh gelar Sarjana Teknik. Shalawat dan salam penulis sampaikan kepada Rasulullah Muhammad SAW dan keluarganya serta sahabat-sahabatnya.

Dalam penulisan skripsi ini tentunya terdapat berbagai kesulitan dan hambatan. Namun akhirnya penulis dapat menyelesaikannya dengan rahmat-Nya dan bantuan serta dukungan dari berbagai pihak. Untuk itu penulis ingin menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Orang tua saya Bapak H. Sapir Hadiwiharja dan Ibu Hj. Syamsiah Rinawati, kakak saya Mas Febrianto Adi Nugraha, adik-adik saya Muhammad Reza dan Qonita Lazuarda, serta seluruh keluarga saya yang selalu mendoakan saya serta memberi semangat, dukungan, dan kepercayaan kepada saya.
2. Bapak Ir. Teguh Utomo, MT.selaku dosen pembimbing skripsi I dan Bapak Dr. Ir. Harry Soekotjo D., M.Sc.selaku dosen pembimbing skripsi II yang telah memberikan saran, nasehat, ilmu, dan waktu dalam membimbing saya hingga skripsi ini dapat terselesaikan.
3. Bapak DR. Ir. Sholeh Hadi Pramono, M.S. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro dan Bapak M. Aziz Muslim, S.T., M.T., Ph.D. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro.
4. Ibu Dr. Rini Nur Hasanah selaku KKDK Konsentrasi Teknik Energi Elektrik Jurusan Teknik Elektro.
5. Seluruh Bapak dan Ibu dosen serta segenap staf dan karyawan Jurusan Teknik Elektro.
6. Bapak Rasyid selaku pengelola Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro yang telah berkenan memberikan saya kesempatan berharga untuk melakukan penelitian ini.
7. Seluruh keluarga besar Angkatan 2006 TEUB.

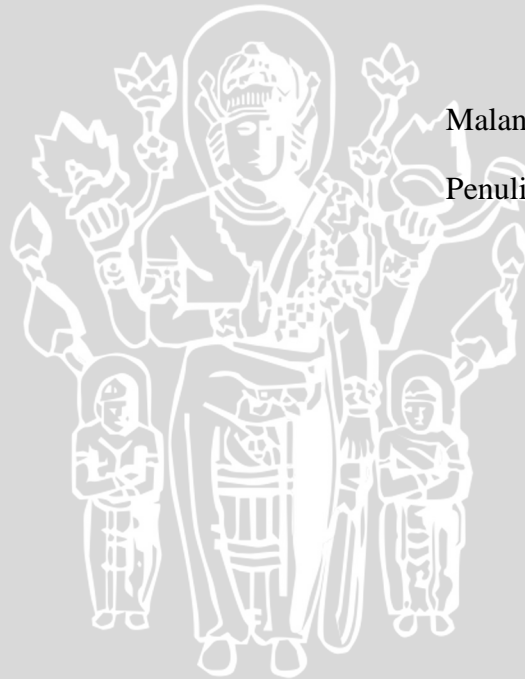
8. Sahabat-sahabat terbaik saya di kampus Universitas Brawijaya tercinta, Lucky Dedy, Januar, Martha, Sahirul Alam, Yusuf, Firza.
9. Seluruh teman-teman seperjuangan mahasiswa kritis 2006.
10. Dan untuk semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Dalam penulisan skripsi ini tentunya banyak terdapat kekurangan dan masih jauh dari kesempurnaan. Maka dari itu penulis mengharapkan kritik dan saran dari pembaca untuk memperbaiki segala kekurangan maupun kesalahan dari penulis.

Semoga laporan skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi semua pihak khususnya penulis dan pembaca yang budiman.

Malang, Juli 2013

Penulis



DAFTAR ISI

PENGANTAR	i
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR.....	v
DAFTAR TABEL.....	vi
DAFTAR LAMPIRAN.....	viii
RINGKASAN.....	ix
BAB I	
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	3
1.5 Sistematika Penulisan	3
BAB II	
TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro).....	4
2.2 Jatuh Tegangan	5
2.3 Rekonfigurasi Jaringan	7
2.4 Analisis Saluran Udara Tegangan Rendah Metode Teknik Topologi untuk Saluran Distribusi Radial	9
BAB III	
METODOLOGI.....	13
3.1 Kerangka Umum	13
3.2 Studi Literatur	14

3.3 Teknik Pengambilan Data.....	14
BAB IV	
PEMBAHASAN	15
4.1 Analisis Jaringan Listrik PLTMH sebelum Optimasi.....	15
4.1.1 Peta Konfigurasi	15
4.1.2 Data Pengantar dan Data Titik Beban	21
4.1.3 Analisis Hasil Perancangan Jaringan Sebelum Optimasi.....	24
4.2 Optimasi Kondisi Jaringan.....	30
4.2.1 Penentuan Alternatif Jaringan Listrik.....	30
4.2.2 Hasil Analisis Daya Alternatif Jaringan dan Pemilihan Alternatif Jaringan Optimal	34
4.2.3 Pemilihan Kondisi Jaringan Optimal.....	40
4.3 Perbandingan Jaringan Listrik Sebelum Optimasi dengan Hasil Perancangan Jaringan Listrik Setelah Optimasi.....	44
BAB V	
PENUTUP	47
5.1 Kesimpulan	47
5.2 Saran.....	47
DAFTAR PUSTAKA	48
Lampiran	49

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Penurunan tegangan sebagai perbedaan potensial yang seri dengan beban..... 6

Gambar 2. Sebuah contoh topologi saluran radial 10

Gambar 3.1 *Flowchart* metodologi penelitian yang digunakan 13

Gambar 4.1 Peta konfigurasi jaringan listrik baru PLTMH AB-1 untuk fasa R..... 16

Gambar 4.2 Peta konfigurasi jaringan listrik baru PLTMH AB-1 untuk fasa S 16

Gambar 4.3 Peta konfigurasi jaringan listrik baru PLTMH AB-1 untuk fasa T 17

Gambar 4.4 Peta konfigurasi jaringan listrik PLTMH AB-2 untuk fasa R..... 18

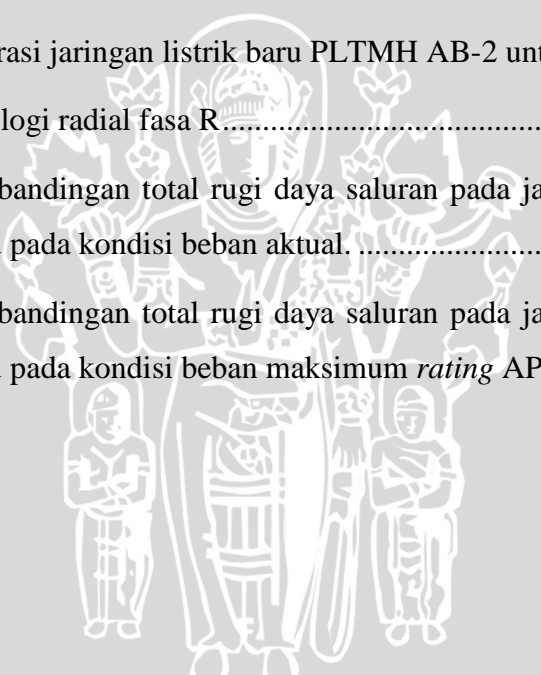
Gambar 4.5 Peta konfigurasi jaringan listrik baru PLTMH AB-2 untuk fasa S 19

Gambar 4.6 Peta konfigurasi jaringan listrik baru PLTMH AB-2 untuk fasa T 20

Gambar 4.7 Gambar topologi radial fasa R..... 24

Gambar 4.7 Diagram perbandingan total rugi daya saluran pada jaringan lama dan jaringan baru pada kondisi beban aktual. 45

Gambar 4.8 Diagram perbandingan total rugi daya saluran pada jaringan lama dan jaringan baru pada kondisi beban maksimum *rating* APP 46



DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Tabel spesifikasi kabel TIC menurut katalog data PT Kabelindo.....	21
Tabel 4.2	Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 1 Fasa R.....	22
Tabel 4.3	Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 1 Fasa S.....	22
Tabel 4.4	Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 1 Fasa T.....	22
Tabel 4.5	Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 2 Fasa R.....	23
Tabel 4.6	Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 2 Fasa S.....	23
Tabel 4.7	Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 2 Fasa T.....	23
Tabel 4.8	Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 1 Fasa R.....	26
Tabel 4.9	Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 1 Fasa S.....	27
Tabel 4.10	Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 1 Fasa T.....	27
Tabel 4.11	Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 2 Fasa R.....	27
Tabel 4.12	Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 2 Fasa S.....	28
Tabel 4.13	Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 2 Fasa T.....	28
Tabel 4.14	Tabel prosentase jatuh tegangan dan rugi-rugi Untuk Jaringan Listrik PLTMH Andungbiru 1.....	29

Tabel 4.15	Tabel prosentase jatuh tegangan dan rugi-rugi Untuk Jaringan Listrik PLTMH Andungbiru 2	29
Tabel 4.16	Tabel daya beban PLTMH Andungbiru 1	30
Tabel 4.17	Tabel daya beban PLTMH Andungbiru 1	30
Tabel 4.18	Titik Beban, fasa yang melayani, dan alternatif fasa lain yang melayani.	31
Tabel 4.19	Kondisi alternatif jaringan untuk PLTMH Andungbiru 1	31
Tabel 4.20	Kondisi alternatif jaringan untuk PLTMH Andungbiru 2	33
Tabel 4.22	Tabel prosentase jatuh tegangan dan rugi-rugi alternatif jaringan paling optimal PLTMH Andungbiru 2	40
Tabel 4.23	Analisis daya PLTMH Andungbiru 1 Fasa R.....	41
Tabel 4.24	Analisis daya PLTMH Andungbiru 1 Fasa S	41
Tabel 4.25	Analisis daya PLTMH Andungbiru 1 Fasa T.....	42
Tabel 4.26	Analisis daya PLTMH Andungbiru 2 Fasa R.....	43
Tabel 4.27	Analisis daya PLTMH Andungbiru 2 Fasa S	43
Tabel 4.28	Analisis daya PLTMH Andungbiru 2 Fasa T.....	44
Tabel 4.29	Tabel perbandingan rugi daya saluran pada jaringan sebelum optimasi dan jaringan setelah optimasi pada kondisi beban aktual.....	44
Tabel 4.30	Tabel perbandingan rugi daya saluran pada jaringan sebelum optimasi dan jaringan setelah optimasi pada kondisi beban maksimum <i>rating</i> APP.....	45

DAFTAR LAMPIRAN

1. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa R data pengukuran pada beban puncak.....	49
2. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa R kondisi beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	50
3. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa S data pengukuran pada beban puncak.....	51
4. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa S kondisi beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	52
5. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa T data pengukuran pada beban puncak.....	53
6. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa T kondisi beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	54
7. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa R data pengukuran pada beban puncak.....	55
8. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa R kondisi beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	56
9. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa S data pengukuran pada beban puncak.....	57
10. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa S Kondisi beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	58
11. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa T data pengukuran pada beban puncak.....	59
12. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa T kondisi beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	60

RINGKASAN

YUDISTIRA ADI NUGRAHA (NIM. 0610630111), Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya, Juli 2013, **“Optimasi Kondisi Jaringan Listrik Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Di Desa Andungbiru Kecamatan Tiris Kabupaten Probolinggo”**. Dosen Pembimbing: **Ir. Teguh Utomo, MT.** dan **DR. Ir. Harry Soekotjo Dachlan., M.Sc.**

Skripsi ini menyampaikan hasil analisis tentang optimasi kondisi jaringan listrik pembangkit listrik tenaga mikrohidro di Desa Andungbiru Kecamatan Tiris Kabupaten Probolinggo. Sebelumnya telah dilakukan Perancangan Jaringan Listrik Tegangan Rendah pada lokasi tersebut. Namun hasil dari perencanaan jaringan tersebut masih perlu di rekonfigurasi untuk memperoleh kondisi optimal.

Optimasi kondisi jaringan dilakukan dengan cara menganalisis jaringan listrik yang lama kemudian mencari titik-titik beban yang mungkin untuk direkonfigurasi. Dari kemungkinan-kemungkinan yang ada, dilakukan analisis beban kemudian dicari mana kemungkinan rekonfigurasi jaringan dengan rugi jaringan yang paling kecil.

Dalam penelitian ini, untuk mengetahui keadaan jaringan pada pengoperasian normal, digunakan suatu analisis yang disebut analisis aliran daya. Dengan analisis aliran daya ini akan dapat diketahui besar tegangan, jatuh tegangan, arus dan daya pada penghantar serta rugi-rugi yang terjadi pada jaringan. Metode yang digunakan dalam proses analisis aliran daya ini adalah metode teknik topologi. Teknik topologi merupakan teknik menganalisis saluran listrik yang menggambarkan elemen saluran sebagai segmen garis disebut cabang dan titik hubung sebagai node yang keseluruhannya tergambar dalam suatu *graph* dari saluran. Metode ini hanya dapat digunakan pada jaringan distribusi radial.

Dengan menganalisis aliran daya dengan metode teknik topologi, didapatkan penurunan rugi daya jaringan sebesar 114.38 Watt untuk kondisi beban puncak aktual. Sedangkan untuk kondisi beban maksimum sesuai *rating* Alat Pengukur dan Pembatas (APP) penurunan rugi daya jaringan sebesar 1105.44 Watt.

Kata Kunci : rekonfigurasi, rugi daya jaringan, dan metode teknik topologi.

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Tenaga listrik memegang peranan penting dalam pengembangan ekonomi dan pembangunan suatu bangsa. Kebutuhan tenaga listrik pada umumnya akan naik, dengan laju pertumbuhan rata-rata 9,8% per tahun, terutama tergantung pada pertumbuhan ekonomi dan laju perkembangan industri suatu negara. Hal ini berpengaruh terhadap penyediaan energi listrik. Semakin jelas bahwa harus ada suatu gagasan baru mengenai sumber-sumber penghasil energi dan rumusan program-program dengan efisiensi maksimal (KESDM, 2010).

Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) adalah salah satu Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) *low head* dengan kapasitas kurang dari 500 Kilo Watt (kW). PLTMH mempunyai potensi yang besar untuk dikembangkan di Indonesia. Potensi total PLTMH di Indonesia tahun 2002 adalah sebesar 500 Mega Watt (MW), yang sudah dimanfaatkan baru 21 MW (Maryono, 2008).

Pada bulan Januari tahun 2012, PT. PGN (Persero) Tbk dan BPP Fakultas Teknik Universitas Brawijaya mendirikan PLTMH baru (PLTMH Andungbiru 2) di desa Andungbiru yang diletakkan sejajar dan disamping PLTMH lama (PLTMH Andungbiru 1) dengan kemampuan pembangkitan daya sebesar 16 kVA. Sehingga desa Andungbiru memiliki 2 PLTMH yaitu PLTMH Andungbiru 1 yang berdaya 40 kVA dan PLTMH Andungbiru 2 yang berdaya 16 kVA. PLTMH tersebut ditujukan untuk memenuhi kebutuhan akan energi listrik di desa Andungbiru yang terus bertambah. Kedua PLTMH di tersebut masih bekerja secara terpisah, oleh karena itu setiap PLTMH memiliki jaringan listrik masing-masing atau dengan kata lain tidak terinterkoneksi antara satu dengan yang lain.

Sebelumnya telah dilakukan perancangan jaringan listrik tegangan rendah pada lokasi tersebut. Namun hasil dari perencanaan jaringan tersebut masih perlu di rekonfigurasi untuk memperoleh kondisi optimal.

Optimasi kondisi jaringan dilakukan dengan cara menganalisis jaringan listrik yang lama kemudian mencari titik-titik beban yang mungkin untuk direkonfigurasi.

Dari kemungkinan-kemungkinan yang ada, dilakukan analisis beban kemudian dicari mana kemungkinan rekonfigurasi jaringan dengan rugi jaringan yang paling kecil.

Untuk mengetahui keadaan jaringan pada pengoperasian normal digunakan suatu analisis yang disebut analisis aliran daya. Dengan analisis aliran daya ini akan dapat diketahui besar tegangan, jatuh tegangan, arus dan daya pada penghantar serta rugi-rugi yang terjadi pada jaringan. Metode yang digunakan dalam proses analisis aliran daya ini adalah metode teknik topologi. Metode ini hanya dapat digunakan pada jaringan distribusi radial.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian ini ditekankan pada:

1. Menentukan beberapa kombinasi alternatif jaringan pada rancangan jaringan listrik yang telah ada.
2. Menghitung nilai jatuh tegangan dan besar rugi daya jaringan pada beberapa kombinasi.
3. Menentukan kombinasi alternatif jaringan dengan rugi daya jaringan paling kecil serta membandingkan nilai jatuh tegangan dan besarnya rugi daya jaringan dengan rancangan jaringan listrik sebelumnya.

1.3 Batasan Masalah

Mengacu pada permasalahan yang ada, maka penelitian ini memiliki batasan masalah sebagai berikut:

1. Sistem saluran listrik ini dipasok oleh dua generator sinkron tiga fasa, dengan kapasitas daya yang dimiliki generator pertama 40 kVA, dan generator kedua 16 kVA, dengan putaran masing-masing sebesar 1500 rpm dan terletak di satu lokasi yang sama dengan saluran air terpasang paralel.
2. Dalam menentukan kemungkinan kombinasi kondisi jaringan dipakai jaringan listrik yang sudah direncanakan sebelumnya.
3. Variabel yang diubah-ubah adalah fasa yang mensuplai beban tertentu.
4. Variabel yang diamati adalah rugi-rugi daya pada saluran dan jatuh tegangan di setiap titik beban.
5. Metode aliran daya yang digunakan adalah teknik topologi jaringan.

6. Perhitungan iterasi pada metode aliran daya teknik topologi jaringan digunakan *software* matlab versi 7.03

1.4 Tujuan

Penelitian ini bertujuan untuk merekonfigurasi kondisi jaringan listrik PLTMH dengan membuat simulasi untuk mencari konfigurasi dengan rugi jaringan paling kecil, serta menganalisis unjuk kerja jaringan distribusi radial hasil rekonfigurasi.

1.5 Sistematika Penulisan

Untuk memudahkan pembacaan dan pemahaman terhadap laporan tugas akhir ini, maka diberikan sistematika penulisan laporan tugas akhir sebagai berikut:

BAB I Pendahuluan

Pada bab ini terdiri dari latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan dan manfaat, metodologi penelitian, dan sistematika laporan.

BAB II Teori Penunjang

Pada bab ini akan dibahas mengenai teori-teori yang berkaitan dengan penelitian yang akan dilakukan, seperti teori tentang PLTMH, jatuh tegangan, rugi-rugi pada jaringan distribusi, rekonfigurasi jaringan dan analisis saluran udara tegangan rendah.

BAB III Metodologi Penelitian

Pada bab ini berisi mengenai rancangan dari penelitian yang dilakukan, metode, dan langkah-langkah dalam penelitian.

BAB IV Analisis Data dan Pembahasan

Pada bab ini berisi tentang data hasil penelitian dari simulasi program analisis jaringan menggunakan *software* Matlab 7.03 dan analisis data hasil penelitian.

BAB V Penutup

Pada bab ini diberikan kesimpulan tentang tugas akhir yang telah dilakukan berdasarkan data-data yang didapat, serta diberikan saran sebagai penunjang maupun pengembangan tugas akhir ini untuk masa yang akan datang.

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro)

Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro adalah pembangkit listrik berukuran kecil yang memanfaatkan air sebagai tenaga penggerak turbin atau kincir air. Sumber tenaga berupa air dengan tinggi jatuh yang tidak terlalu tinggi. PLTMH merupakan bagian dari Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dimana energi air (potensial kinetik) sebagai sumber energi/daya dengan kapasitas daya terbangkitkan sampai dengan 500 kW (Wibawa, 2001).

Pada skripsi ini digunakan PLTMH dengan dua generator yang terinterkoneksi dengan kapasitas daya 40 kVA dan 16 kVA.

Besarnya daya hidrolik (P_h) yang merupakan potensi sumber daya energi air pada suatu wilayah, ditentukan melalui persamaan: (Wibawa, 2001, dari Pelffy 1994)

$$P_h = \rho * g * Q * h \text{ (kW)} \dots\dots\dots (2.1)$$

dimana:

- P_h = daya hidrolik (kW)
- ρ = rapat jenis air (=1 g/cm³ = 1 kg/liter = 1000 kg/m³)
- g = gravitasi bumi (9,81 s/d 10 m/s²)
- Q = debit air (m³/s)
- h = tinggi jatuh air (m)

Besarnya debit air (Q) sangat dipengaruhi oleh curah hujan, luasan daerah aliran sungai, serta koefisien aliran. Debit air ini sangat menentukan dalam perencanaan dimensi dan kapasitas sistem pembangkitan secara keseluruhan. Persamaan untuk menentukan besarnya debit air adalah sebagai berikut:

$$V = \mathfrak{R} * \kappa * A \text{ (m}^3\text{)} \dots\dots\dots (2.2)$$

$$Q = V/t$$

$$= \frac{[\mathfrak{R} * \kappa * A]}{t} \text{ (m}^3\text{/s)} \dots\dots\dots (2.3)$$

dimana:

- V = volume air (m^3)
 Q = debit air (m^3/s)
 \mathfrak{R} = curah hujan rata-rata (mm, cm, atau m)
 κ = koefisien aliran
 A = luas daerah aliran sungai (m^2)
 t = waktu (s)

Jika efisiensi pipa pesat (η_{pp}) dan efisiensi turbin (η_{tb}) diketahui, maka besarnya daya mekanik turbin dapat ditentukan dari persamaan (Wibawa, 2001):

$$P_{tb} = \eta_{tb} * \eta_{pp} * P_h \text{ (kW)} \dots\dots\dots (2.4)$$

Apabila antara turbin dengan generator terdapat perangkat sistem transmisi mekanik dengan efisiensi transmisi mekanik (η_{tm}), dan efisiensi generator (η_g) diketahui, dapatlah ditentukan besarnya daya keluaran elektrik dari generator, melalui persamaan:

$$P_{out} = \eta_{tm} * \eta_g * P_{tb} \text{ (kW)} \dots\dots\dots (2.5)$$

atau

$$P_{out} = \eta_{total} * P_h \text{ (kW)}$$

$$P_{out} = \eta_{total} * g * Q * h \text{ (kW)} \dots\dots\dots (2.6)$$

Dalam hal ini, η_{total} adalah efisiensi total sistem mulai dari turbin sampai dengan generator ($\eta_{total} = \eta_{pp} * \eta_{tb} * \eta_{tm} * \eta_g$). Sedangkan $\eta_{pp} * \eta_{tb}$ dikenal pula dengan istilah efisiensi mekanik (η_{mek}).

2.2 Jatuh Tegangan

Dari tinjauan dasar kondisi-kondisi rangkaian, adanya tegangan pada sebuah tahanan menyebabkan arus mengalir melalui tahanan tersebut. Bila keadaan ini terjadi di dalam kabel-kabel utama atau saluran yang panjang, hal ini sering dihubungkan sebagai jatuh tegangan. Bilamana beban adalah reaktif, perbedaan fasa juga harus diperhitungkan.

Apabila:

V = Tegangan sumber

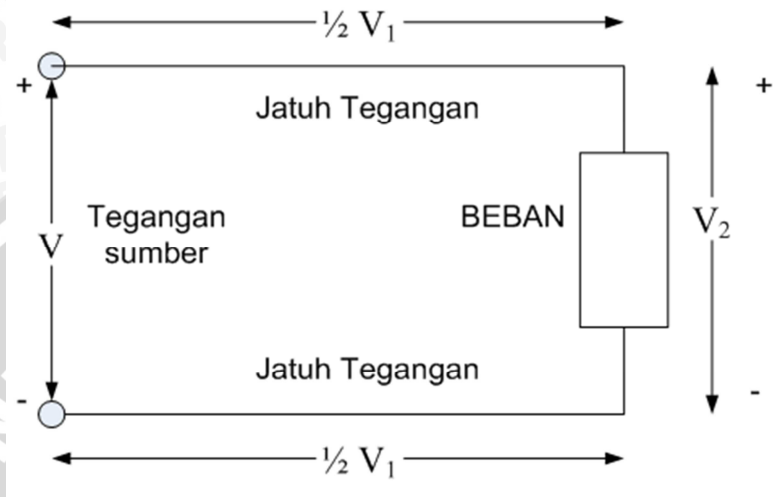
V_2 = Tegangan pada beban

$V_1 = \text{Jatuh Tegangan} = ZI$

maka:

$$V = V_1 + V_2 \dots\dots\dots (2.7)$$

Sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1 di bawah ini:



Gambar 2.1 Penurunan Tegangan sebagai Perbedaan Potensial yang Seri Dengan Beban

Sumber : Neidle, 1991

Baik dalam keadaan operasi maupun dalam perancangan harus selalu diperhatikan tegangan pada setiap titik dalam saluran. Besar perubahan tegangan yang diperbolehkan biasanya berkisar antara -10% sampai +5%. Jadi jatuh tegangan yang diijinkan adalah 10 % dari tegangan nominal (Hutauruk, 1990).

Dalam jaringan listrik, khususnya jaringan listrik tegangan rendah nilai jatuh tegangan akibat adanya resistansi dan induktansi kabel penghantar perlu diperhitungkan. Untuk mencari nilai-nilai tersebut dapat diketahui melalui rumus (Hutauruk, 1990):

$$R = \rho \frac{l}{A} \Omega \dots\dots\dots (2.8)$$

$$X_1 = 0,14467 \left(\log \frac{1}{r'} + 0,10857 + \log d_{12} \right) \text{ ohm/km} \dots\dots\dots (2.9)$$

Dengan

R = resistansi kabel (Ω)

ρ = hambatan jenis (Ω. m)



- l = panjang kabel (m)
 A = Luas penampang kabel (m^2)
 X_1 = reaktansi induktif kabel ($\Omega_{/km}$)
 r' = GMR, radius rata-rata geometris kabel (m)
 d_{12} = GMD, jarak rata-rata geometris kabel (m)

Besarnya nilai resistansi dan induktansi pada kabel ini nantinya akan mempengaruhi jatuh tegangan yang terjadi pada jaringan listrik TR (tegangan rendah). Jatuh tegangan yang terjadi dapat ditekan dengan menaikkan tegangan kerja pada jaringan listrik tersebut karena arus yang mengalir pada kabel adalah lebih kecil jika tegangannya diperbesar.

2.3 Rekonfigurasi Jaringan

Rekonfigurasi jaringan (*Network Reconfiguration*) merupakan suatu usaha merubah bentuk konfigurasi jaringan distribusi dengan mengoperasikan pensakelaran terkontrol jarak jauh (*switching remotely controlled*) pada jaringan distribusi tanpa menimbulkan akibat yang beresiko pada operasi dan bentuk sistem jaringan distribusi secara keseluruhan (Fayyadl, 2006).

Dalam kondisi operasi normal, rekonfigurasi jaringan dilakukan karena dua alasan:

1. Mengurangi rugi-rugi daya pada sistem (*loss reduction*).
2. Mendapatkan pembebanan yang seimbang untuk mencegah pembebanan yang berlebih pada jaringan (*load balancing*)

Rekonfigurasi penyulang adalah perubahan struktur topologi distribusi dengan mengubah keadaan buka-tutup dari *sectionalizing* dan *tie switch*, yang biasanya dilakukan untuk tujuan perbaikan dan pemeliharaan peralatan distribusi ataupun untuk keperluan pengurangan rugi-rugi atau regulasi tegangan. Keseluruhan atau sebagian dari beban suatu penyulang dapat disuplai oleh penyulang lain dengan menutup *tie switch* yang menghubungkan kedua penyulang, bersamaan dengan membukanya *sectionalizing switch* untuk menjaga stuktur radial (Suyuti, 2007).

Dalam konteks pengurangan rugi-rugi, permasalahan rekonfigurasi adalah menentukan *tie* dan *sectionalizing switch* mana yang harus ditutup dan dibuka, untuk mendapatkan pengurangan rugi-rugi maksimum, yang mana dibutuhkan untuk mendapatkan suatu algoritma yang dapat melibatkan semua *tie* dan *sectionalizing switch* yang berhubungan; dalam suatu fungsi optimasi rugi-rugi. Dalam hal ini fungsi optimasi rugi-rugi yang mungkin diterapkan adalah fungsi optimasi minimasi rugi-rugi kuadrat, dengan set kendala arus yang mempertimbangkan efek dari *switching* bebas antara level tegangan yang berbeda. Algoritma ini sederhana dan memakan waktu yang singkat hingga dapat dikembangkan sebagai *control real time* pada pusat pengatur beban distribusi, selain itu dapat juga diterapkan pada studi perencanaan rekonfigurasi jaringan distribusi berdasarkan ramalan beban musiman atau harian, ataupun dalam kondisi darurat gangguan ataupun perbaikan, algoritma ini dapat mempertahankan rugi-rugi minimal pada sistem distribusi.

Studi rekonfigurasi pada operasi sistem distribusi yang menggunakan data estimasi beban, telah membuktikan manfaat rekonfigurasi harian dari sistem distribusi. Tetapi metoda ini hanya akan berhasil baik, jika estimasi beban yang diperoleh mendekati keadaan beban yang sebenarnya, bila tidak maka *strategiswitching* yang dilakukan menjadi kurang tepat; idealnya, rekonfigurasi sistem distribusi harus dilakukan berdasarkan data pengukuran *real time* dan tentu saja membutuhkan suatu algoritma yang mampu beroperasi pada mode *real time*.

Berikut ini dikemukakan beberapa metode rekonfigurasi sistem distribusi radial yang algoritmanya tetap menjaga struktur radial dari sistem distribusi: (Suyuti, 2007)

1. Algoritma ini dimulai dengan perhitungan aliran daya pada kasus dasar untuk sistem distribusi pada konfigurasi awal. Kemudian sistem direkonfigurasi secara acak, satu pasang *switch* pada satu waktu; dari konfigurasi dasarnya, dengan menutup satu *tieswitch* dan membuka satu *sectionalizing switch*. Jumlah pasangan *switch* terbuka; dimana beban hanya boleh ditransfer dari level tegangan yang lebih rendah ke level tegangan yang lebih tinggi, batasan ini mengurangi jumlah total kemungkinan operasi pasangan *switching* hampir setengahnya. Setiap konfigurasi yang baru dievaluasi rugi-ruginya dan

dibandingkan dengan rugi-rugi konfigurasi dasar; konfigurasi yang mempunyai rugi-rugi terkecil ditetapkan menjadi konfigurasi yang baru. Masih banyaknya kemungkinan psangan *switching* pada metode ini membuat metode ini jika memakan waktu yang cukup banyak.

2. Pada metode ini rugi-rugi sistem distribusi dibentuk dalam fungsi kuadrat dari arus *switch* untuk masing-masing rangkaian dalam sistem distribusi; dalam hal ini lebih banyak jumlah *switch* yang dapat dilibatkan dalam merekonfigurasi sistem distribusi, penentuan konfigurasi sistem distribusi yang baru dilakukan dengan menyelesaikan pencarian secara random yang memakan waktu menggantinya dengan pola *switching multiple*. Metode ini juga mempertimbangkan efek dari *switching* beban antara level tegangan yang berbeda.

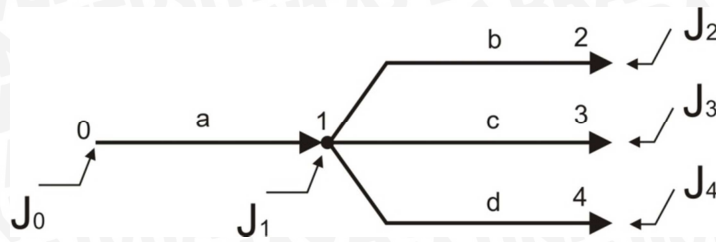
2.4 Analisis Saluran Udara Tegangan Rendah Metode Teknik Topologi untuk Saluran Distribusi Radial

Dalam analisis aliran daya, dimana objek yang sedang dianalisis memiliki banyak cabang dan beban sehingga akan menjadi sangat rumit jika dilakukan perhitungan biasa. Suatu metode diperlukan untuk mengatasi masalah ini, dan metode teknik topologi adalah solusi yang dipilih karena tingkat keakuratannya yang tinggi dalam menyelesaikan perhitungan.

Teknik topologi merupakan teknik menganalisis saluran listrik yang menggambarkan elemen saluran sebagai segmen garis disebut cabang dan titik hubung sebagai node yang keseluruhannya tergambar dalam suatu graph dari saluran.

Pembentukan matrik topologi jaringan dengan contoh saluran radial dengan 5 node dan 4 cabang topologinya pada gambar dibawah. ordo matriks topologinya adalah jumlah node i (baris) dan cabang b (kolom). Pembentukannya berdasarkan (Nurhidajat, 1993:3):

1. Elemen berharga 0 bila cabang j dan node 1 tidak berhubungan.
2. Elemen berharga +1 bila cabang j berhubungan dengan node i dan arah alirannya meninggalkan node i
3. Elemen berharga -1 bila cabang j berhubungan dengan node i dan arah alirannya menuju node 1



Gambar 2.2 Sebuah Contoh Topologi Saluran Radial

Sumber : Nurhidajat, 1993:3

Jika jaringan listrik digambarkan seperti gambar 2.2, maka matriks topologi saluran radial [TR] dapat dituliskan:

i \ j	a	b	c	d
1	-1	1	1	1
2	0	-1	0	0
3	0	0	-1	0
4	0	0	0	-1

Sehingga :

$$[TR] = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

J merupakan arus injeksi pada node i, hubungan antara arus injeksi dan arus cabang dalam persamaan matriks(Nurhidajat, 1993:6):

$$[J]=[TR][I] \dots\dots\dots (2.12)$$

Dimana:

- [J] = Matriks arus injeksi pada node i
- [TR] = Matriks topologi saluran
- [I] = Matriks arus cabang

K merupakan arus injeksi negatif pada node i dan dapat ditulis:

$$K_i = -J_i \dots\dots\dots (2.13)$$

Sehingga arus cabang dapat dihitung :

$$\begin{aligned} [I] &= [TR]^{-1}[J] \dots\dots\dots (2.14) \\ &= -[TR]^{-1}[K] \\ &= [A] [K] \end{aligned}$$

Jadi, $[A] = -[TR]^{-1}$

$[K]$ = matriks kolom arus injeksi negatif

$[A]$ = matriks topologi invers saluran radial

Jatuh tegangan pada setiap cabang adalah :

$$\Delta V_a = z_a \cdot I_a$$

$$\Delta V_b = z_b \cdot I_b$$

$$\Delta V_c = z_c \cdot I_c$$

$$\Delta V_d = z_d \cdot I_d$$

Dalam persamaan matriks :

$$[\Delta V] = [z][I]$$

$$[\Delta V] = [z][A][K] \dots\dots\dots (2.15)$$

Sedangkan jatuh tegangan tiap node terhadap node 0 adalah :

$$[\Delta U] = [A]^t [\Delta V] \dots\dots\dots (2.16)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan-persamaan tersebut :

$$[\Delta U] = [A]^t [z][A][K]$$

$$[\Delta U] = [Z][K] \dots\dots\dots (2.17)$$

Dengan,

$$[Z] = [A]^t [z][A] \dots\dots\dots (2.18)$$

Sedangkan perhitungan daya pada node i dapat dituliskan :

$$S_i = V_i \cdot J_i^* \dots\dots\dots (2.19)$$

V_i = Tegangan pada node i

J_i^* = Arus injeksi konjugat pada node i

Karena seluruh node pada saluran radial adalah beban persamaan arus injeksi, maka dapat ditulis (Nurhidajat, 1993:10):

$$J_i = \frac{(P_{gi} - P_{bi}) - j(Q_{gi} - Q_{bi})}{V_i^*} \dots \dots \dots (2.20)$$

P_{gi} = Daya aktif produksi node i

P_{bi} = Daya aktif beban node i

Q_{gi} = Daya reaktif produksi node i

Q_{bi} = Daya reaktif beban node i

Jika node i merupakan node beban maka $P_{gi} = 0$ dan $Q_{gi} = 0$, sehingga:

$$J_i = \frac{-P_{bi} + jQ_{bi}}{V_i^*} \dots \dots \dots (2.21)$$

$$K_i = \frac{P_{bi} - jQ_{bi}}{V_i^*} \dots \dots \dots (2.22)$$

Dengan magnitude masing-masing sebagai berikut:

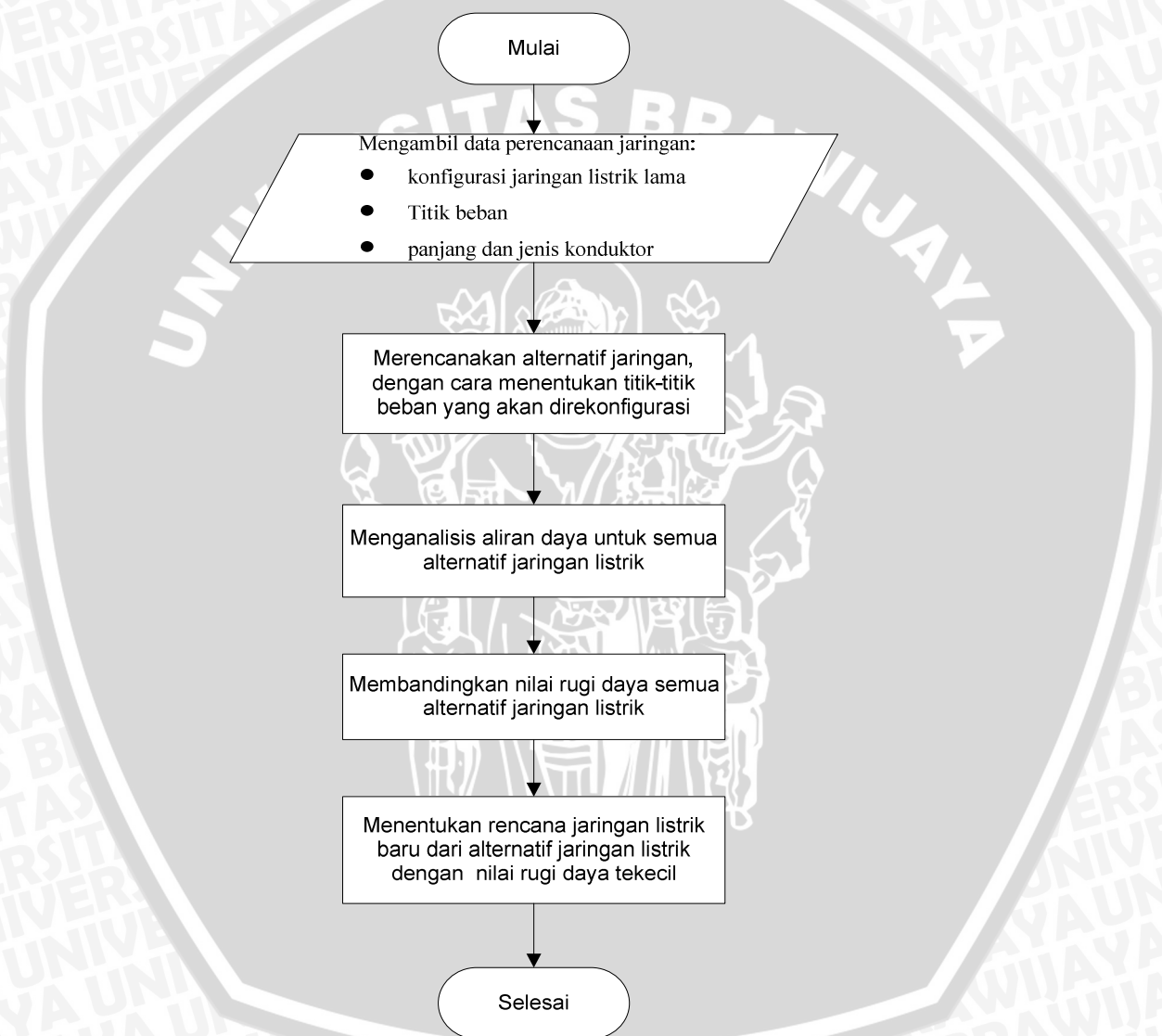
$$|J_i| = \frac{\sqrt{P_{bi}^2 + jQ_{bi}^2}}{|V_i^*|} \dots \dots \dots (2.23)$$

$$|K_i| = \frac{\sqrt{P_{bi}^2 + jQ_{bi}^2}}{|V_i^*|} \dots \dots \dots (2.24)$$

BAB III METODOLOGI

3.1 Kerangka Umum

Diagram alir penelitian optimasi kondisi jaringan listrik pembangkit listrik tenaga mikrohidro di Desa Andungbiru Kecamatan Tiris Kabupaten Probolinggo dapat dilihat pada gambar 3.1



Gambar 3.1 *Flowchart Metodologi Penelitian yang Digunakan*

3.2 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan mempelajari buku-buku literatur maupun dari situs internet yang menunjang dalam penyusunan skripsi ini, antara lain:

1. Mempelajari tentang jatuh tegangan dan rugi-rugi pada jaringan distribusi.
2. Mempelajari tentang rekonfigurasi jaringan distribusi dan metode-metodenya.
3. Mempelajari tentang studi aliran energi.

3.3 Teknik Pengambilan Data

Data yang diambil berupa data primer dan data sekunder. Data primer diperoleh melalui pengukuran dan pengamatan langsung di lapangan, sedangkan data sekunder diperoleh dari hasil rencana konfigurasi jaringan PLTMH.

Adapun data-data yang diperlukan adalah:

1. Data rencana jaringan listrik PLTMH
2. Data kondisi beban terpasang pada PLTMH



BAB IV PEMBAHASAN

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai optimasi kondisi perancangan saluran listrik PLTMH di Desa Andungbiru Kecamatan Tiris Kabupaten Probolinggo beserta dengan analisis hasil perancangan. Perancangan ini merupakan optimasi kondisi dari perancangan jaringan listrik terdahulu.

Jaringan listrik yang akan dirancang merupakan jaringan distribusi radial, oleh karena itu analisis perancangan yang dilakukan menggunakan teknik topologi untuk distribusi radial. Perhitungan teknik topologi ini menggunakan bantuan komputer untuk melakukan proses perhitungan dengan iterasi.

4.1 Analisis Jaringan Listrik PLTMH sebelum Optimasi

Jaringan listrik pada PLTMH lama merupakan jaringan radial dengan memiliki panjang saluran terjauh sebesar ± 2 km.

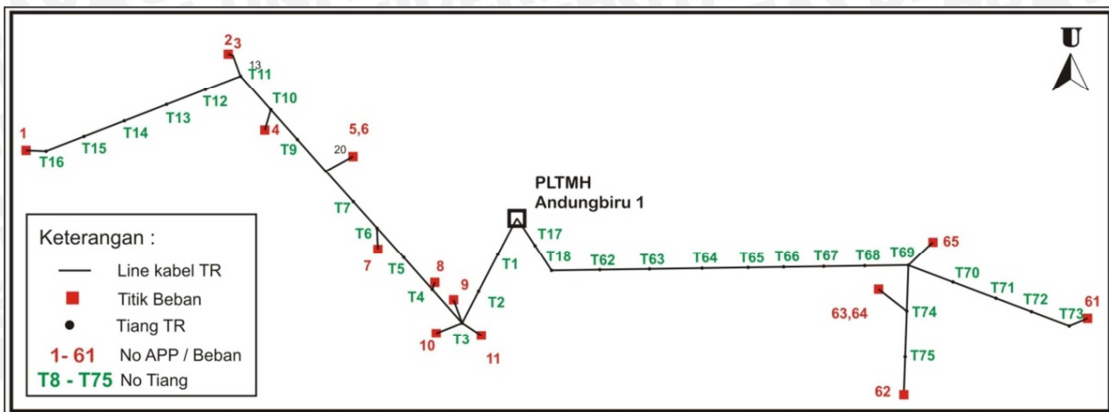
Pada perancangan jaringan listrik sebelum optimasi ini terdapat 2 buah PLTMH yaitu PLTMH Andungbiru1 40 kVA (PLTMH lama) dan PLTMH Andungbiru2 16 kVA (PLTMH baru). Generator pada kedua PLTMH tersebut tidak diinterkoneksi oleh karena itu jaringan distribusi untuk masing-masing PLTMH dirancang secara terpisah.

4.1.1 Peta Konfigurasi

Beban pada masing-masing fasa yang harus seimbang menuntut untuk penggunaan kabel yang banyak, tetapi penggunaan jaringan listrik yang terpisah setiap fasanya ternyata cukup efektif dalam meminimalisir penggunaan kabel penghantar terutama pada kondisi pegunungan dan pedesaan yang titik beban tidak terbagi dengan rata.

Konfigurasi jaringan listrik sebelum optimasi dapat gambar 4.1 sampai gambar 4.6 berikut.

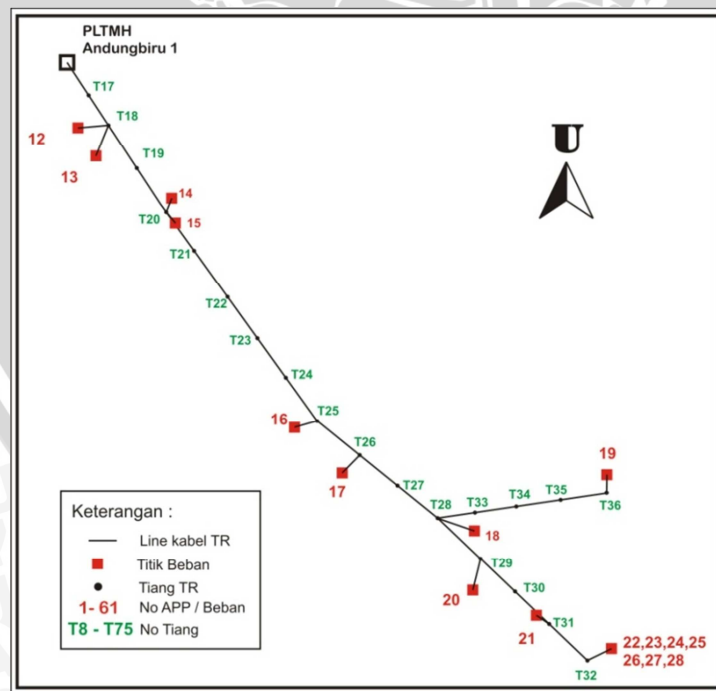
Jaringan Listrik PLTMH AB-1 :



Gambar 4.1 Peta Konfigurasi Jaringan Listrik Baru PLTMH AB-1 untuk Fasa R

Sumber: data sekunder

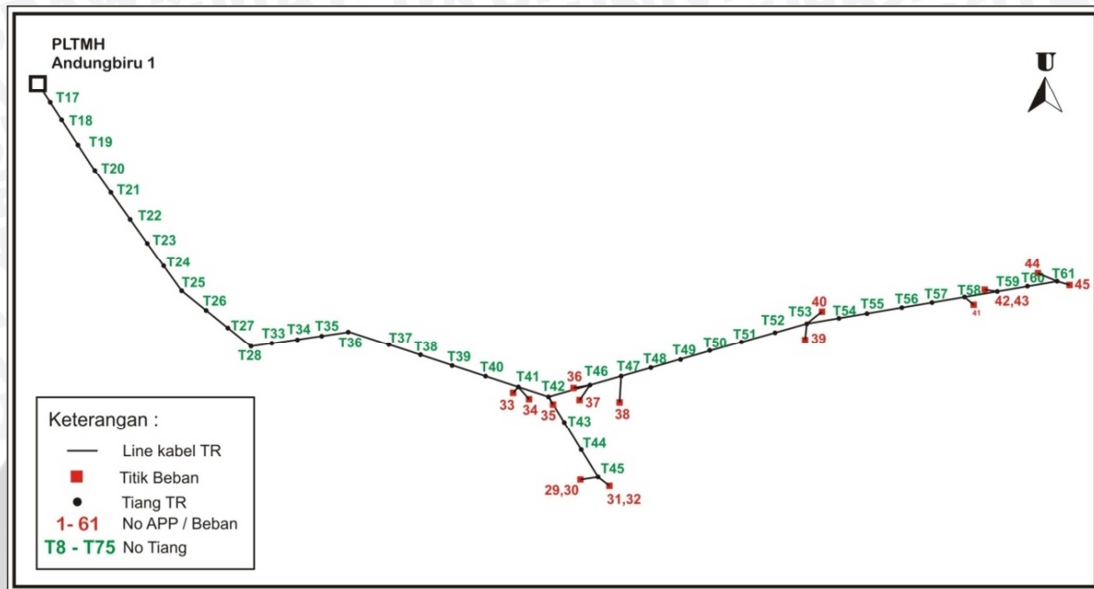
Pada gambar 4.1 merupakan gambaran jaringan listrik tegangan rendah untuk fasa R untuk PLTMH Andungbiru generator 1. Agar pembagian beban yang seimbang tiap fasanya dan meminimalisir penggunaan konduktor, maka beban 65-61 di atas termasuk pada fasa R. Beban terjauh dari pembangkit yaitu beban nomor 61 sepanjang 661.74 meter dari lokasi pembangkit. Beban-beban yang disuplai generator 1 kebanyakan terletak di sebelah selatan lokasi PLTMH.



Gambar 4.2 Peta Konfigurasi Jaringan Listrik Baru PLTMH AB-1 untuk Fasa S

Sumber: data sekunder

Pada gambar 4.2 di atas merupakan gambaran jaringan listrik tegangan rendah untuk fasa S untuk PLTMH Andungbiru generator 1. Tiang nomor T17 dan T18 ini sama dengan tiang untuk fasa R.

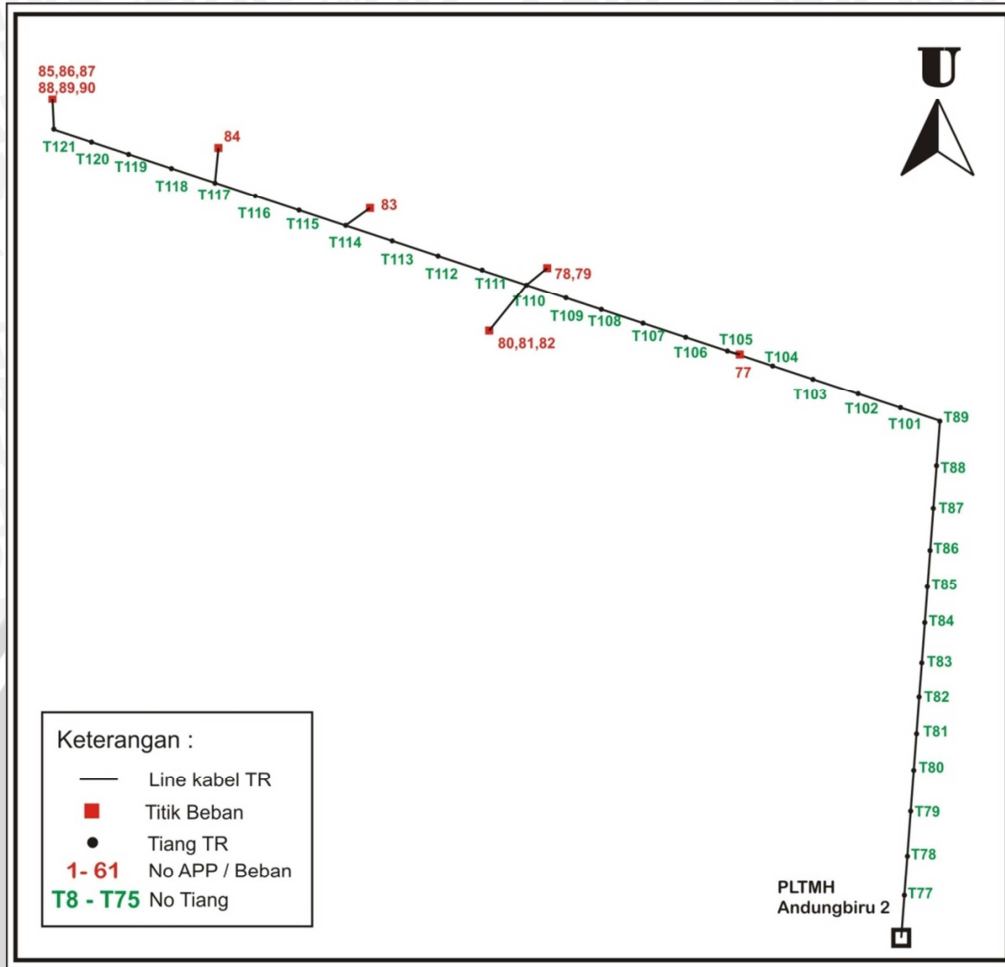


Gambar 4.3 Peta Konfigurasi Jaringan Listrik Baru PLTMH AB-1 untuk Fasa T

Sumber: data sekunder

Gambar 4.3 diatas menunjukkan tiang nomor T17-T18 sama untuk jaringan listrik fasa R dan S, sehingga tiang-tiang tersebut menopang tiga konduktor fasa R, S, dan T. Tiang nomor T19-T28 dan T28-T36 menopang konduktor S dan T.

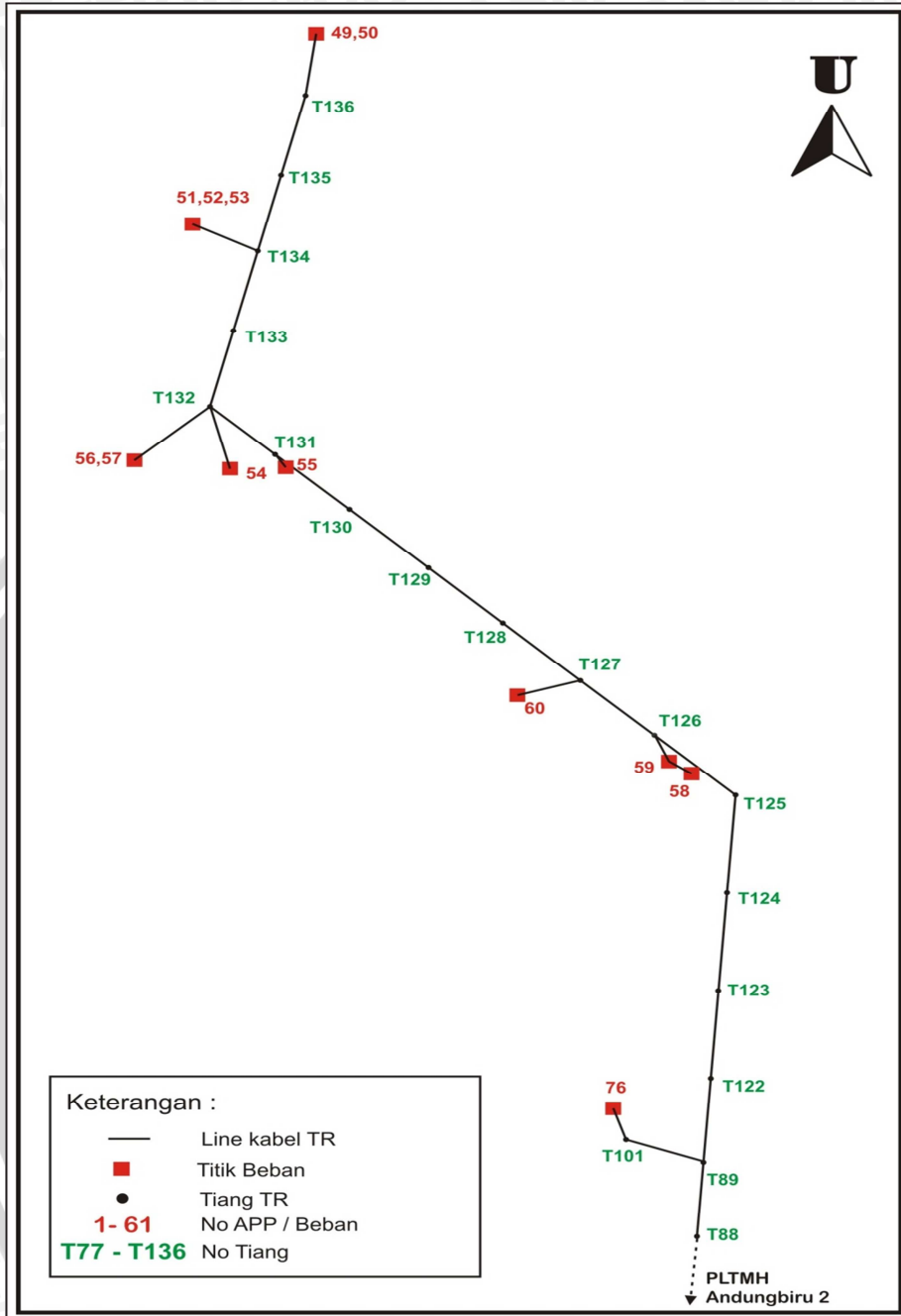
Berikut ini adalah peta konfigurasi jaringan listrik tegangan rendah fasa R untuk generator 2. Jaringan listrik ini sama seperti pada jaringan listrik generator 1 yaitu jaringan listrik yang terpisah setiap fasanya. Terlihat dari gambar 4.4 bahwa beban-beban yang disuplai generator 2 ini terletak di sebelah utara lokasi PLTMH.



Gambar 4.4 Peta Konfigurasi Jaringan Listrik PLTMH AB-2 untuk Fasa R

Sumber: data sekunder

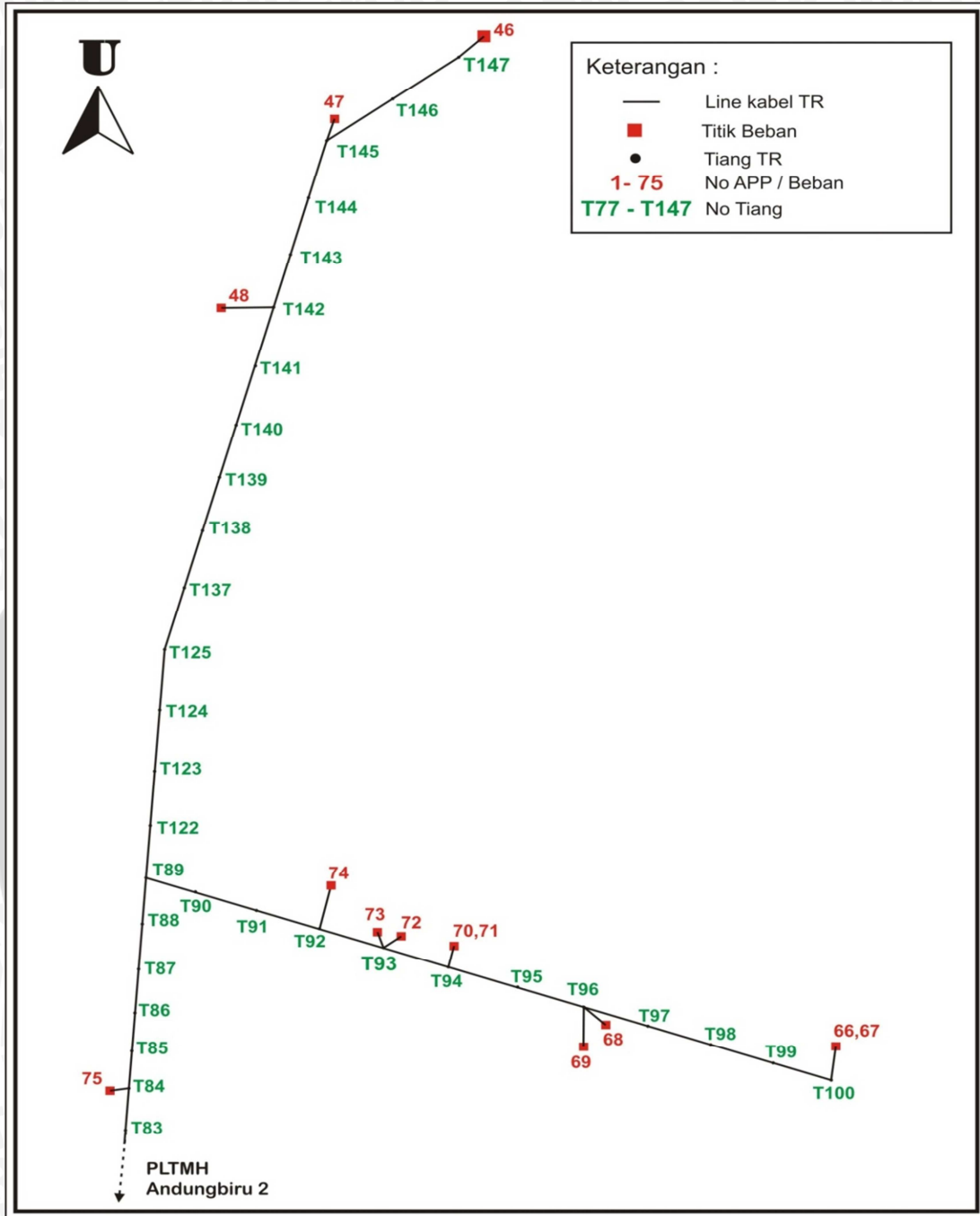
Gambar 4.4 menunjukkan bahwa fasa R untuk PLTMH Andungbiru 2 tidak memiliki percabangan.



Gambar 4.5 Peta Konfigurasi Jaringan Listrik Baru PLTMH AB-2 untuk Fasa S

Sumber: data sekunder

Gambar 4.5 menunjukkan bahwa konduktor fasa S untuk PLTMH Andungbiru 2 juga ditopang oleh tiang dengan nomor T77-T89.



Gambar 4.6 Peta Konfigurasi Jaringan Listrik Baru PLTMH AB-2 untuk Fasa T

Sumber : Data Sekunder

Dengan memperhatikan gambar 4.4-4.6 dapat diketahui bahwa tiang dengan nomor T77-T89 menopang 3 konduktor yaitu konduktor fasa R, S, dan T.

4.1.2 Data Penghantar dan Data Titik Beban

Kabel penghantar yang digunakan adalah kabel pilin / twisted cable NFA2X, inti aluminium dengan isolasi XPLE. Karena kabel dapat digunakan untuk distribusi tegangan rendah (PT PLN, 2010:127). Dengan menggunakan data katalog kabel dari PT Kabelindo, didapatkan spesifikasi teknis listrik pada tabel 4.1 berikut :

Tabel 4.1 Tabel spesifikasi kabel TIC menurut katalog data PT Kabelindo

Nominal Cross Section Area		DC. Resistance at 20° C						Current Carrying Capacity at 35° C		Conductor Short Circuit Current at :		
phase	Neutral	Conductor Max.			Insulation Min.			Neutral	Public Lighting	Conductor Short Circuit Current at :		
		Phase	Neutral	Public Lighting	Phase	Neutral	Public Lighting			0.1 Sec.	0.5 Sec.	1.0 Sec.
mm ²	mm ²	Ohm / km			M.ohm/km			A	mm	KA	KA	KA
25	25	1.20	1.38	1.91	600	590	630	103	72	7.27	3.25	2.30
35	25	0.868	1.38		580	590		125		10.18	4.55	3.22
50	35	0.641	0.986		500	580		154		14.55	6.51	4.60
70	50	0.443	0.690		470	490		196		20.37	9.11	6.44
95	70	0.320	0.450		450	470		242		27.64	12.36	8.74

Sumber : PT Kabelindo

Karena merupakan sirkuit tunggal 2 kawat, maka penghantar netral harus mempunyai luas penampang penghantar yang sama sama seperti penghantar fasa (PUIL 2000:77).

Sedangkan beban-beban dikelompokkan ke dalam titik-titik beban. Data beban yang dianalisis terdiri dari data beban pengukuran pada beban puncak dan data beban maksimum untuk *rating* APP (Alat Pengukur dan Pembatas). Pada kondisi beban maksimum, dipilih $pf = 0.85$ (untuk daerah pedesaan berdasar SPLN 74:1987 tentang standar listrik pedesaan).

Data jenis penghantar dan daya pada masing-masing titik beban terdapat pada tabel 4.2 sampai tabel 4.7 berikut.

Tabel 4.2 Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH
Andungbiru 1 Fasa R

Penghantar		Panjang sal. (m)	Jenis Penampang	Ω /meter	R (Ω)	No-de	Data pengukuran		beban maksimum		
Gawang	Sal.						P (W)	Q (VAR)	P (W)	Q (VAR)	
G	G	a	0.00	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.00000	G	0.00	0.00	0.00	0.00
G	T3	b	132.12	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.11468	T3	875.97	542.88	1147.50	711.16
T3	T4	c	46.38	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.05566	T4	299.12	185.38	382.50	237.05
T4	T6	d	92.76	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.11131	T6	151.11	85.64	382.50	237.05
T6	T8	e	92.76	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.11131	T8	607.33	344.19	1147.50	711.16
T8	T10	f	92.76	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.11131	T10	312.48	151.34	382.50	237.05
T10	T11	g	46.38	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.05566	T11	497.04	281.69	1147.50	711.16
T11	T16	h	251.26	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.30151	T16	75.53	44.82	382.50	237.05
G	T69	i	472.34	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.56681	T69	50.76	28.77	382.50	237.05
T69	T73	j	189.39	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.22727	T73	136.25	73.54	382.50	237.05
T69	T74	k	48.58	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.05829	T74	136.69	77.47	765.00	474.10
T74	T76	l	97.15	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.11658	T76	93.09	57.69	382.50	237.05

Sumber : Data Skunder

Tabel 4.3 Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH
Andungbiru 1 Fasa S

Penghantar		Panjang sal. (m)	Jenis Penampang	Ω /meter	R (Ω)	No-de	Data pengukuran		beban maksimum		
Gawang	Sal.						P (W)	Q (VAR)	P (W)	Q (VAR)	
G	T18	a	83.23	TIC 1x50 mm ²	0.00064	0.05335	T18	607.9	328.11	765.00	474.10
T18	T20	b	97.15	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.08433	T20	605.95	343.41	765.00	474.10
T20	T25	c	242.88	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.21082	T25	154.96	104.14	382.50	237.05
T25	T26	d	42.68	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.03704	T26	307.47	174.25	765.00	474.10
T26	T28	e	85.35	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.10243	T28	157.65	97.7	382.50	237.05
T28	T36	f	171.04	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.20525	T36	314.73	186.75	382.50	237.05
T28	T29	g	48.96	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.05875	T29	130.74	81.02	382.50	237.05
T29	T31	h	97.92	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.11751	T31	157.02	84.75	382.50	237.05
T31	T32	i	48.96	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.05875	T32	968.97	651.15	2677.50	1659.37

Sumber : Data Skunder

Tabel 4.4 Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH
Andungbiru 1 Fasa T

Penghantar		Panjang sal. (m)	Jenis Penampang	Ω /meter	R (Ω)	No-de	Data pengukuran		beban maksimum		
Gawang	Sal.						P (W)	Q (VAR)	P (W)	Q (VAR)	
G	T41	a	980.775	TIC 1x70 mm ²	0.00044	0.43448	T41	269.35	152.65	765.00	474.10
T41	T42	b	51.687	TIC 1x70 mm ²	0.00044	0.02290	T42	161.25	73.47	382.50	237.05
T42	T45	c	140.735	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.16888	T45	293.16	189.36	765.00	474.10
T42	T46	d	48.441	TIC 1x70 mm ²	0.00044	0.02146	T46	319.72	189.71	765.00	474.10
T46	T47	e	48.441	TIC 1x50 mm ²	0.00064	0.03105	T47	156.28	92.73	382.50	237.05
T47	T53	f	290.646	TIC 1x50 mm ²	0.00064	0.18630	T53	323.65	183.42	765.00	474.10
T53	T58	g	236.951	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.20567	T58	153.22	102.97	382.50	237.05
T58	T59	h	47.390	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.05687	T59	307.27	206.48	765.00	474.10
T59	T61	i	94.780	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.11374	T61	237.67	141.03	765.00	474.10

Sumber : Data Skunder

Tabel 4.5 Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 2 Fasa R

Penghantar			Panjang sal. (m)	Jenis Penampang Kabel	Ω /meter	R (Ω)	No-de	Data pengukuran beban puncak		beban maksimum rating APP (pf=0.85)	
Gawang	Sal.	P (W)						Q (VAR)	P (W)	Q (VAR)	
G	T105	a	910.43	TIC 1x70 mm ²	0.00044	0.40332	T105	159.83	77.41	382.50	237.05
T105	T110	b	250.94	TIC 1x70 mm ²	0.00044	0.11117	T110	402.06	227.86	1912.50	1185.26
T110	T114	c	200.76	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.17426	T114	39.61	23.5	382.50	237.05
T114	T117	d	150.57	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.13069	T117	116.2	62.72	382.50	237.05
T117	T121	e	200.76	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.24091	T121	538.11	304.96	1912.50	1185.26

Sumber : Data Skunder

Tabel 4.6 Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 2 Fasa S

Penghantar			Panjang sal. (m)	Jenis Penampang Kabel	Ω /meter	R (Ω)	No-de	Data pengukuran beban puncak		beban maksimum rating APP (pf=0.85)	
Gawang	Sal.	P (W)						Q (VAR)	P (W)	Q (VAR)	
G	T89	a	659.489	TIC 1x50 mm ²	0.00064	0.42273	T89	0	0	0.00	0.00
T89	T101	b	50.189	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.06023	T101	146.49	83.02	382.50	237.05
T89	T126	c	245.243	TIC 1x50 mm ²	0.00064	0.15720	T126	282.6	175.14	765.00	474.10
T126	T127	d	46.277	TIC 1x50 mm ²	0.00064	0.02966	T127	133.13	75.45	382.50	237.05
T127	T131	e	185.108	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.16067	T131	168.4	95.44	382.50	237.05
T131	T132	f	46.277	TIC 1x35 mm ²	0.00087	0.04017	T132	274.72	155.69	1147.50	711.16
T132	T134	g	84.647	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.10158	T134	224.31	108.64	1147.50	711.16
T134	T136	h	84.647	TIC 1x25 mm ²	0.00120	0.10158	T136	231.07	137.11	765.00	474.10

Sumber : Data Skunder

Tabel 4.7 Tabel jenis kabel yang digunakan dan data titik beban untuk PLTMH Andungbiru 2 Fasa T

Penghantar			Panjang sal. (m)	Jenis Penampang Kabel	Ω /meter	R (Ω)	No-de	Data pengukuran beban puncak		beban maksimum rating APP (pf=0.85)	
Gawang	Sal.	P (W)						Q (VAR)	P (W)	Q (VAR)	
G	T84	a	405.84	TIC 1x70 mm ²	0.0004	0.1798	T84	93.95	53.24	382.50	237.05
T84	T89	b	253.65	TIC 1x50 mm ²	0.0006	0.1626	T89	0	0	0.00	0.00
T89	T92	c	149.94	TIC 1x35 mm ²	0.0009	0.1302	T92	122.8	66.28	382.50	237.05
T92	T93	d	49.98	TIC 1x35 mm ²	0.0009	0.0434	T93	218.75	129.8	765.00	474.10
T93	T94	e	49.98	TIC 1x25 mm ²	0.0012	0.0600	T94	129.16	69.71	765.00	474.10
T94	T96	f	99.96	TIC 1x25 mm ²	0.0012	0.1200	T96	124.67	70.65	765.00	474.10
T96	T100	g	199.92	TIC 1x25 mm ²	0.0012	0.2399	T100	152.26	94.36	765.00	474.10
T89	T142	h	481.43	TIC 1x25 mm ²	0.0012	0.5777	T142	89.5	50.72	382.50	237.05
T142	T145	i	141.23	TIC 1x25 mm ²	0.0012	0.1695	T145	163.13	101.1	382.50	237.05
T145	T147	j	101.46	TIC 1x25 mm ²	0.0012	0.1218	T147	169.46	96.04	382.50	237.05

Sumber : Data Skunder

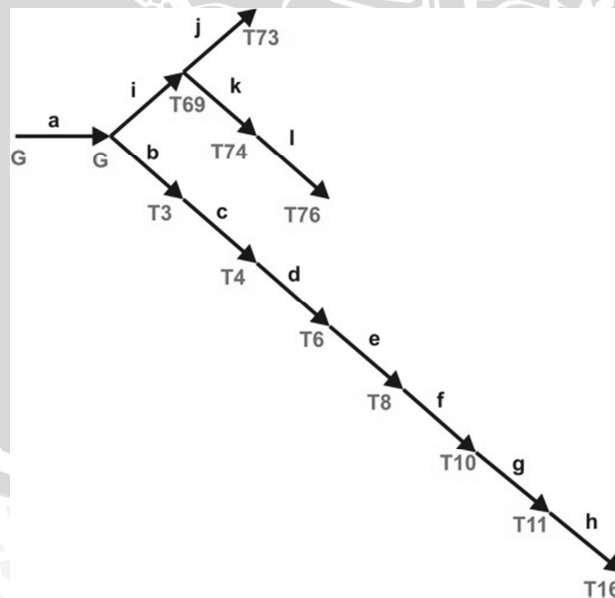
Semakin besar dimensi kabel penghantar yang digunakan akan semakin kecil rugi daya penyaluran yang diakibatkan, tetapi akan semakin mahal harganya. Oleh sebab itu maka digunakan luas penampang kabel yang berbeda-beda untuk tiap fasa dan titik beban, seperti tampak pada tabel 4.2 sampai tabel 4.7 di atas. Penentuan luas penampang kabel dilakukan agar dimensi yang digunakan dapat seminimal mungkin dengan tegangan jatuh tetap tidak lebih dari 10%.

4.1.3 Analisis Hasil Perancangan Jaringan Sebelum Optimasi

Pembentukan matrik topologi jaringan dengan cara membentuk ordo matriks jumlah node i (baris) dan cabang b (kolom) dan pembentukannya berdasarkan:

1. Elemen berharga 0 bila cabang j dan node 1 tidak berhubungan.
2. Elemen berharga +1 bila cabang j berhubungan dengan node i dan arah alirannya meninggalkan node i
3. Elemen berharga -1 bila cabang j berhubungan dengan node i dan arah alirannya menuju node 1.

Sehingga dari gambar topologi jaringan radial untuk PLTMH Andungbiru 1 Fasa R berikut:



Gambar 4.7 Gambar Topologi Radial Fasa R

Didapat matrik topologi sebagai berikut.

	G	T3	T4	T6	T8	T10	T11	T16	T69	T73	T74	T76
a	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
b	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
c	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
d	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0
e	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
f	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
g	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
h	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
i	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
j	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
k	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
l	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Kemudian, setelah membentuk matriks topologi jaringan, maka proses iterasi dapat dilakukan, yaitu :

1. Perhitungan arus injeksi negatif (K)

$$K_i = \frac{P_{bi} - jQ_{bi}}{V_i^*}$$

P = Daya aktif beban (Watt)

Q = Daya reaktif beban (VAR)

V* = Konjugasi tegangan pada node i (Volt), dengan $i=1,2,3,\dots,n$

2. Menghitung jatuh tegangan pada tiap saluran

$$[\Delta V_i] = [Z][K_i]$$

ΔV_i = Matriks impedansi topologi

$[K_i]$ = Matriks arus injeksi

3. Menghitung tegangan pada tiap node

Dengan menetapkan node referensi $V_0 = 220$ dan $\theta = 0$, maka tegangan pada tiap node dapat dihitung :

$$[V_i] = [V_0] - [\Delta V_i]$$

4. Memeriksa V_i dengan indeks presisi

Dengan menetapkan indeks presisi $\epsilon = 0.0000001$, sehingga dapat dilakukan pengecekan :

$$[V_i^k] - [V_i^{k-1}] \leq \epsilon$$

k = indeks iterasi

Jika nilai tersebut masih dibawah indeks presisi maka proses iterasi dilanjutkan (kembali ke poin 1) dengan terlebih dahulu menetapkan :

$$V_1^{k+1} = V_1^k$$

Jika indeks presisi berhasil dicapai maka proses iterasi selesai.

Setelah Proses iterasi selesai dilakukan , maka selanjutnya adalah mencari arus yang mengalir pada tiap saluran dengan menggunakan perhitungan :

$$[I_{sal}] = [A][K]$$

Setelah itu rugi daya pada saluran dapat dihitung :

$$[P_{rugi}] = [z][I_{sal}^2]$$

Perhitungan dilakukan dengan menggunakan *software* MATLAB 7.1, spesifikasi komputer yang digunakan adalah Pentium Core2Duo, RAM 2048 MB. Hasil perhitungan dengan indeks presisi $\epsilon = 0.0000006$ terdapat pada tabel 4.8 sampai tabel 4.13 berikut ini.

Tabel 4.8 Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 1 Fasa R

Node	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut rating APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)
G	220.00	17.24	0.00	220.00	38.00	0.00
T3	217.93	15.05	35.91	216.26	27.51	120.00
T4	217.43	10.33	5.93	215.24	21.27	25.18
T6	216.58	8.71	8.44	213.42	19.18	40.94
T8	215.80	7.91	6.96	211.80	17.07	32.44
T10	215.35	4.67	2.43	210.79	10.70	12.74
T11	215.20	3.06	0.52	210.38	8.56	4.08
T16	215.09	0.41	0.05	209.83	2.14	1.39
T69	218.92	2.19	2.72	214.92	10.48	62.30
T73	218.78	0.71	0.11	214.52	2.10	1.00
T74	218.86	1.22	0.09	214.61	6.29	2.31
T76	218.81	0.50	0.03	214.40	2.10	0.51
		Total	63.21		Total	302.88

Sumber : Data Sekunder

Tabel 4.9 Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 1 Fasa S

Node	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)
T18	218.40	18.59	34.51	216.53	39.89	158.94
T20	216.85	15.43	27.74	212.90	35.74	148.91
T25	213.82	12.22	43.49	204.97	31.51	289.46
T26	213.33	11.34	6.59	203.68	29.32	44.02
T28	212.49	9.69	9.61	201.50	24.90	63.51
T36	212.18	1.72	0.61	201.11	2.24	1.03
T29	212.14	7.09	2.95	200.48	20.43	24.52
T31	211.51	6.37	4.76	198.65	18.19	38.86
T32	211.24	5.53	1.79	198.18	15.92	14.89
		Total	132.07		Total	784.15

Sumber : Data Sekunder

Tabel 4.10 Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 1 Fasa T

Node	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)
T41	214.54	12.14	76.81	204.89	33.48	584.19
T42	214.23	10.70	3.79	204.07	29.09	28.03
T45	214.00	1.63	0.45	203.43	4.42	3.31
T46	214.02	8.24	2.11	203.47	22.46	15.66
T47	213.84	6.51	1.32	202.99	18.03	10.10
T53	212.95	5.66	5.96	200.47	15.82	46.61
T58	212.45	3.91	2.33	199.01	11.33	19.49
T59	212.34	3.04	0.38	198.69	9.07	3.38
T61	212.25	1.30	0.14	198.37	4.54	1.69
		Total	93.29		Total	712.46

Sumber : Data Sekunder

Tabel 4.11 Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 2 Fasa R

Node	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)
T105	217.65	6.65	17.83	209.89	28.87	336.14
T110	216.54	5.83	7.42	204.90	26.73	155.58
T114	215.97	3.70	2.39	202.55	15.75	43.20
T117	215.58	3.49	1.59	201.04	13.52	23.90
T121	215.14	2.87	1.44	199.37	11.29	22.19
		Total	30.66		Total	581.03

Sumber : Data Sekunder

Tabel 4.12 Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 2 Fasa S

Node	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)
T89	216.39	7.82	32.32	206.53	29.30	453.69
T101	216.35	0.78	0.04	206.42	2.18	0.29
T126	215.72	7.04	5.39	204.00	27.12	79.92
T127	215.46	5.50	1.68	202.92	22.71	28.64
T131	214.52	4.79	5.10	199.02	20.49	93.30
T132	214.33	3.89	0.84	198.76	18.23	18.46
T134	214.12	2.42	0.59	198.57	11.42	13.25
T136	214.01	1.26	0.16	198.38	4.57	2.12
		Total	46.12		Total	689.68

Sumber : Data Sekunder

Tabel 4.13 Tabel hasil perhitungan pada jaringan listrik PLTMH Andungbiru 2 Fasa T

Node	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)	V (Volt)	I sal (A)	P Rugi (W)
T84	218.18	6.78	14.16	212.17	29.12	261.45
T89	216.52	6.28	12.02	205.08	27.00	221.97
T92	215.90	4.00	2.88	201.96	20.24	73.74
T93	215.72	3.36	0.68	201.04	18.02	19.47
T94	215.61	2.18	0.28	200.35	13.54	10.99
T96	215.46	1.50	0.27	199.43	9.05	9.82
T100	215.29	0.83	0.17	198.50	4.53	4.93
T142	214.86	2.28	4.40	200.19	6.76	38.67
T145	214.59	1.80	0.55	199.54	4.51	3.45
T147	214.50	0.91	0.10	199.31	2.26	0.62
		Total	35.51		Total	645.11

Sumber : Data Sekunder

Pada tabel 4.8 sampai tabel 4.13 di atas, menunjukkan hasil perhitungan iterasi untuk mendapatkan besar tegangan pada tiap titik beban dan besar rugi daya jaringan. perhitungan di atas dilakukan untuk dua kondisi beban, yaitu beban puncak pada kondisi aktual dan beban maksimum menurut *rating* APP yang dipasang.

Terlihat di atas bahwa nilai rugi daya jaringan pada kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang dipasang jauh lebih besar dari pada rugi daya jaringan

pada kondisi beban puncak aktual. Hal tersebut menunjukkan nilai rugi daya jaringan berubang sesuai dengan perubahan beban.

Dari hasil perhitungan tersebut, didapat tegangan minimum pada tiap fasa dan rugi saluran pada Jaringan Listrik PLTMH Andungbiru 1 terdapat pada tabel 4.14 sebagai berikut.

Tabel 4.14 Tabel prosentase jatuh tegangan dan rugi-rugi Untuk Jaringan Listrik PLTMH Andungbiru 1

FASA	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)			
	Tegangan Minimum	% Tegangan Jatuh	Rugi saluran (W)	Tegangan Minimum	% Tegangan Jatuh	Rugi saluran (W)	
R	218.81	0.54	63.20	214.40	2.54	302.88	
S	211.24	3.98	132.07	198.18	9.92	784.15	
T	212.25	3.52	93.28	198.37	9.83	712.46	
Total			288.57	Total			1799.49

Sumber : Data Sekunder

Sedangkan untuk tegangan minimum pada tiap fasa dan rugi saluran pada Jaringan Listrik PLTMH Andungbiru 2 terdapat pada tabel 4.15.

Tabel 4.15 Tabel prosentase jatuh tegangan dan rugi-rugi Untuk Jaringan Listrik PLTMH Andungbiru 2

FASA	Kondisi pada beban yang sedang terpasang			Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)			
	Tegangan Minimum	% Tegangan Jatuh	Rugi saluran (W)	Tegangan Minimum	% Tegangan Jatuh	Rugi saluran (W)	
R	215.14	2.21	30.66	199.37	9.38	581.03	
S	214.01	2.72	46.12	198.38	9.83	689.68	
T	214.50	2.50	35.51	199.31	9.41	645.11	
Total			112.29	Total			1915.81

Sumber : Data Sekunder

Sehingga dapat diketahui bahwa rugi saluran untuk kondisi beban yang terpasang adalah sebesar $= 288.57 + 112.29 = 400.86$ W. Sedangkan rugi saluran untuk kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang terpasang sebesar $= 1799.49 + 1915.81 = 3715.3$ W.

Konsumsi daya generator 1 tampak pada tabel 4.16 berikut ini.

Tabel 4.16 Tabel daya beban PLTMH Andungbiru 1

Fasa	Kondisi pada beban yang sedang terpasang		Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	
	Daya beban (W)	Rugi Saluran (W)	Daya beban (W)	Rugi Saluran (W)
R	3235.37	63.20	6885.00	302.88
S	3405.39	132.07	6885.00	784.15
T	2221.57	93.28	5737.50	712.46
Total		9,150.88		21,306.99

Sumber: perhitungan

Sedangkan konsumsi daya generator 2 tampak pada tabel 4.17 berikut.

Tabel 4.17 Tabel daya beban PLTMH Andungbiru 1

Fasa	Kondisi pada beban yang sedang terpasang		Kondisi pada beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)	
	Daya beban (W)	Rugi Saluran (W)	Daya beban (W)	Rugi Saluran (W)
R	1255.81	30.66	4972.5	581.03
S	1460.72	46.12	4972.5	689.68
T	1263.68	35.51	4972.5	645.11
Total		4,092.5		16,833.32

Sumber: perhitungan

4.2 Optimasi Kondisi Jaringan

4.2.1 Penentuan Alternatif Jaringan Listrik

Pada kondisi jaringan lama baik pada generator 1 maupun generator 2, terdapat beberapa titik beban yang berada pada lebih dari satu jalur fasa. Kondisi tersebut memungkinkan dirubahnya fasa yang melayani titik beban. Pada tabel 4.18 terdapat titik beban-titik beban yang dimaksud.

Tabel 4.18 Titik Beban, fasa yang melayani, dan alternatif fasa lain yang melayani.

Node	Fasa Awal Yang Melayani	Alternatif Fasa Lain Yang Melayani
PLTMH Andungbiru 1		
T18	S	R, T
T20	S	T
T25	S	T
T26	S	T
T28	S	T
T36	S	T
PLTMH Andungbiru 2		
T84	T	R,S
T101	S	R

Sumber: Penulis

Dari tabel di atas dapat dihitung berapa banyak alternatif rekonfigurasi jaringan. Untuk generator 1 sebanyak $= 3 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2 = 96$ alternatif rekonfigurasi jaringan. Dan untuk generator 2 sebanyak $= 3 \times 2 = 6$ alternatif rekonfigurasi jaringan.

Semua alternatif jaringan untuk PLTMH Andungbiru 1 tampak pada tabel 4.19 berikut.

Tabel 4.19 Kondisi alternatif jaringan untuk PLTMH Andungbiru 1

NO	KONDISI						NO	KONDISI					
	T18	T20	T25	T26	T28	T36		T18	T20	T25	T26	T28	T36
1	R	S	S	S	S	S	49	S	T	S	S	S	S
2	R	S	S	S	S	T	50	S	T	S	S	S	T
3	R	S	S	S	T	S	51	S	T	S	S	T	S
4	R	S	S	S	T	T	52	S	T	S	S	T	T
5	R	S	S	T	S	S	53	S	T	S	T	S	S

6	R	S	S	T	S	T	54	S	T	S	T	S	T
7	R	S	S	T	T	S	55	S	T	S	T	T	S
8	R	S	S	T	T	T	56	S	T	S	T	T	T
9	R	S	T	S	S	S	57	S	T	T	S	S	S
10	R	S	T	S	S	T	58	S	T	T	S	S	T
11	R	S	T	S	T	S	59	S	T	T	S	T	S
NO	KONDISI						NO	KONDISI					
	T18	T20	T25	T26	T28	T36		T18	T20	T25	T26	T28	T36
12	R	S	T	S	T	T	60	S	T	T	S	T	T
13	R	S	T	T	S	S	61	S	T	T	T	S	S
14	R	S	T	T	S	T	62	S	T	T	T	S	T
15	R	S	T	T	T	S	63	S	T	T	T	T	S
16	R	S	T	T	T	T	64	S	T	T	T	T	T
17	R	T	S	S	S	S	65	T	S	S	S	S	S
18	R	T	S	S	S	T	66	T	S	S	S	S	T
19	R	T	S	S	T	S	67	T	S	S	S	T	S
20	R	T	S	S	T	T	68	T	S	S	S	T	T
21	R	T	S	T	S	S	69	T	S	S	T	S	S
22	R	T	S	T	S	T	70	T	S	S	T	S	T
23	R	T	S	T	T	S	71	T	S	S	T	T	S
24	R	T	S	T	T	T	72	T	S	S	T	T	T
25	R	T	T	S	S	S	73	T	S	T	S	S	S
26	R	T	T	S	S	T	74	T	S	T	S	S	T
27	R	T	T	S	T	S	75	T	S	T	S	T	S
28	R	T	T	S	T	T	76	T	S	T	S	T	T
29	R	T	T	T	S	S	77	T	S	T	T	S	S
30	R	T	T	T	S	T	78	T	S	T	T	S	T
31	R	T	T	T	T	S	79	T	S	T	T	T	S
32	R	T	T	T	T	T	80	T	S	T	T	T	T
33	S	S	S	S	S	S	81	T	T	S	S	S	S
34	S	S	S	S	S	T	82	T	T	S	S	S	T
35	S	S	S	S	T	S	83	T	T	S	S	T	S
36	S	S	S	S	T	T	84	T	T	S	S	T	T
37	S	S	S	T	S	S	85	T	T	S	T	S	S
38	S	S	S	T	S	T	86	T	T	S	T	S	T
39	S	S	S	T	T	S	87	T	T	S	T	T	S
40	S	S	S	T	T	T	88	T	T	S	T	T	T
41	S	S	T	S	S	S	89	T	T	T	S	S	S
42	S	S	T	S	S	T	90	T	T	T	S	S	T
43	S	S	T	S	T	S	91	T	T	T	S	T	S
44	S	S	T	S	T	T	92	T	T	T	S	T	T
45	S	S	T	T	S	S	93	T	T	T	T	S	S
46	S	S	T	T	S	T	94	T	T	T	T	S	T

47	S	S	T	T	T	S	95	T	T	T	T	T	S
48	S	S	T	T	T	T	96	T	T	T	T	T	T

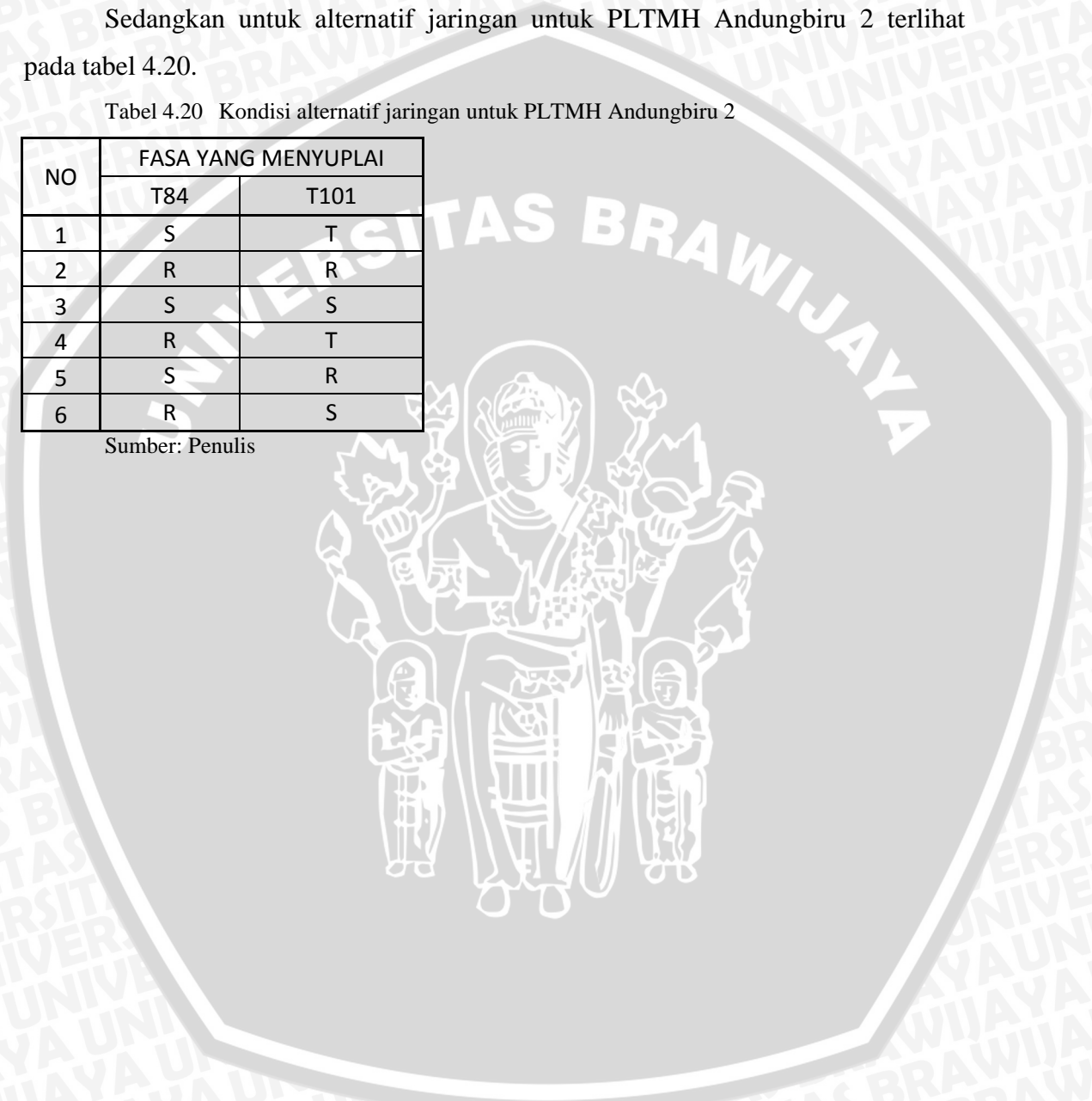
Sumber: Penulis

Sedangkan untuk alternatif jaringan untuk PLTMH Andungbiru 2 terlihat pada tabel 4.20.

Tabel 4.20 Kondisi alternatif jaringan untuk PLTMH Andungbiru 2

NO	FASA YANG MENYUPLAI	
	T84	T101
1	S	T
2	R	R
3	S	S
4	R	T
5	S	R
6	R	S

Sumber: Penulis



4.2.2 Hasil Analisis Daya Alternatif Jaringan dan Pemilihan Alternatif Jaringan Optimal

Dengan metode analisis jaringan seperti pada jaringan sebelum optimasi di atas, tabel 4.21 berikut ini adalah hasil dari aliran daya untuk kondisi jaringan awal, dan kondisi seluruh alternatif yang ada.

Tabel 4.21 Tabel presentasi jatuh tegangan dan rugi-rugi alternatif jaringan paling optimal PLTMH Andungbiru 1

NO	R				S				T				Total Rugi Saluran (W)	
	Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak	Maksimum
	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)		
1	0.67	55.38	2.71	278.17	2.90	86.85	7.40	528.37	3.14	78.97	8.70	593.59	221.20	1400.14
2	0.67	55.38	2.71	278.17	2.57	66.63	6.94	462.12	3.36	93.36	9.00	644.16	215.38	1384.46
3	0.67	55.38	2.71	278.17	2.73	76.53	6.95	462.34	3.22	84.32	8.92	631.71	216.23	1372.22
4	0.67	55.38	2.71	278.17	2.40	57.87	6.50	401.83	3.44	99.47	9.22	684.96	212.72	1364.96
5	0.67	55.38	2.71	278.17	2.64	70.94	6.70	424.44	3.27	87.85	9.07	659.72	214.17	1362.33
6	0.67	55.38	2.71	278.17	2.31	53.05	6.25	366.19	3.49	103.46	9.37	714.79	211.89	1359.16
7	0.67	55.38	2.71	278.17	2.48	61.81	6.25	367.24	3.36	93.81	9.30	702.14	210.99	1347.55
8	0.67	55.38	2.71	278.17	2.14	45.45	5.81	314.50	3.58	110.17	9.60	759.94	211.00	1352.62
9	0.67	55.38	2.71	278.17	2.78	78.90	7.08	479.55	3.20	83.09	8.87	622.59	217.36	1380.31
10	0.67	55.38	2.71	278.17	2.45	59.79	6.63	416.46	3.42	98.06	9.17	675.18	213.23	1369.81
11	0.67	55.38	2.71	278.17	2.62	69.14	6.63	417.52	3.28	88.73	9.09	662.64	213.25	1358.33
12	0.67	55.38	2.71	278.17	2.28	51.58	6.19	360.07	3.50	104.45	9.39	717.93	211.42	1356.18
13	0.67	55.38	2.71	278.17	2.53	64.04	6.38	382.39	3.34	92.51	9.25	692.51	211.93	1353.07
14	0.67	55.38	2.71	278.17	2.19	47.25	5.94	328.00	3.56	108.70	9.55	749.65	211.32	1355.82
15	0.67	55.38	2.71	278.17	2.36	55.46	5.94	328.09	3.42	98.76	9.47	736.90	209.60	1343.17
16	0.67	55.38	2.71	278.17	2.03	40.19	5.51	280.05	3.64	115.71	9.77	796.80	211.27	1355.03

NO	R				S				T				Total Rugi Saluran (W)	
	Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak	Maksimum
	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)		
17	0.67	55.38	2.71	278.17	2.72	100.47	7.15	489.18	3.24	86.10	8.84	618.60	241.94	1385.96
18	0.67	55.38	2.71	278.17	2.39	55.96	6.70	425.10	3.46	101.40	9.14	670.84	212.73	1374.12
19	0.67	55.38	2.71	278.17	2.55	64.47	6.71	426.17	3.32	91.90	9.06	658.31	211.75	1362.66
20	0.67	55.38	2.71	278.17	2.22	48.00	6.26	367.77	3.54	107.97	9.36	713.25	211.34	1359.19
21	0.67	55.38	2.71	278.17	2.47	60.18	6.46	390.16	3.38	95.84	9.22	687.86	211.40	1356.19
22	0.67	55.38	2.71	278.17	2.13	43.89	6.01	334.84	3.60	112.36	9.52	744.63	211.62	1357.65
23	0.67	55.38	2.71	278.17	2.30	51.85	6.02	335.88	3.46	102.25	9.44	731.90	209.48	1345.96
24	0.67	55.38	2.71	278.17	1.97	37.08	5.58	286.01	3.68	119.53	9.74	791.43	211.99	1355.62
25	0.67	55.38	2.71	278.17	2.61	67.41	6.84	442.35	3.30	90.66	9.01	649.14	213.45	1369.67
26	0.67	55.38	2.71	278.17	2.27	49.90	6.39	382.25	3.52	106.55	9.31	703.41	211.83	1363.84
27	0.67	55.38	2.71	278.17	2.44	58.47	6.39	383.31	3.39	96.76	9.23	690.80	210.61	1352.28
28	0.67	55.38	2.71	278.17	2.10	42.50	5.95	328.78	3.61	113.40	9.54	747.79	211.28	1354.75
29	0.67	55.38	2.71	278.17	2.35	54.08	6.15	350.88	3.44	100.95	9.39	722.22	210.40	1351.27
30	0.67	55.38	2.71	278.17	2.02	38.86	5.71	299.38	3.66	118.06	9.69	781.07	212.30	1358.62
31	0.67	55.38	2.71	278.17	2.18	46.30	5.71	300.40	3.52	107.65	9.62	768.25	209.33	1346.82
32	0.67	55.38	2.71	278.17	1.85	32.59	5.28	254.24	3.75	125.53	9.92	829.88	213.50	1362.30
33	0.54	53.00	2.54	267.63	2.97	92.64	7.49	546.52	3.14	78.97	8.70	593.59	224.61	1407.74
34	0.54	53.00	2.54	267.63	2.63	71.80	7.04	478.23	3.36	93.36	9.00	644.16	218.17	1390.02
35	0.54	53.00	2.54	267.63	2.80	82.01	7.04	479.31	3.22	84.32	8.92	631.71	219.33	1378.65
36	0.54	53.00	2.54	267.63	2.47	62.74	6.59	416.80	3.44	99.47	9.22	684.96	215.21	1369.39
37	0.54	53.00	2.54	267.63	2.71	76.14	6.79	438.54	3.27	87.85	9.07	659.72	217.00	1365.89
38	0.54	53.00	2.54	267.63	2.38	57.65	6.34	380.13	3.49	103.46	9.37	714.79	214.10	1362.55

NO	R				S				T				Total Rugi Saluran (W)	
	Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak	Maksimum
	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)		
39	0.54	53.00	2.54	267.63	2.55	66.70	6.34	381.18	3.36	93.81	9.30	702.14	213.51	1350.95
40	0.54	53.00	2.54	267.63	2.21	49.74	5.91	327.34	3.58	110.17	9.60	759.94	212.91	1354.91
41	0.54	53.00	2.54	267.63	2.85	84.38	7.17	495.72	3.20	83.09	8.87	622.59	220.47	1385.94
42	0.54	53.00	2.54	267.63	2.52	64.66	6.72	431.48	3.42	98.06	9.17	675.18	215.72	1374.29
43	0.54	53.00	2.54	267.63	2.69	74.31	6.72	431.60	3.28	88.73	9.09	662.64	216.04	1361.86
44	0.54	53.00	2.54	267.63	2.35	56.14	6.28	373.98	3.50	104.45	9.39	717.93	213.60	1359.54
45	0.54	53.00	2.54	267.63	2.60	68.94	6.48	396.38	3.34	92.51	9.25	692.51	214.45	1356.52
46	0.54	53.00	2.54	267.63	2.26	51.54	6.03	340.88	3.56	108.70	9.55	749.65	213.24	1358.16
47	0.54	53.00	2.54	267.63	2.37	55.65	6.11	346.95	3.42	98.76	9.47	736.90	207.41	1351.48
48	0.54	53.00	2.54	267.63	2.03	40.27	5.67	296.93	3.64	115.71	9.77	796.80	208.98	1361.37
49	0.54	53.00	2.54	267.63	2.79	79.24	7.25	503.62	3.24	86.10	8.84	618.60	218.34	1389.85
50	0.54	53.00	2.54	267.63	2.46	60.03	6.80	439.25	3.46	101.40	9.14	670.84	214.43	1377.73
51	0.54	53.00	2.54	267.63	2.62	68.84	6.80	440.33	3.32	91.90	9.06	658.31	213.75	1366.27
52	0.54	53.00	2.54	267.63	2.29	51.77	6.35	380.80	3.54	107.97	9.36	713.25	212.73	1361.68
53	0.54	53.00	2.54	267.63	2.53	64.29	6.55	403.28	3.38	95.84	9.22	687.86	213.12	1358.77
54	0.54	53.00	2.54	267.63	2.20	47.38	6.11	346.85	3.60	112.36	9.52	744.63	212.74	1359.11
55	0.54	53.00	2.54	267.63	2.37	55.65	6.11	347.89	3.46	102.25	9.44	731.90	210.90	1347.43
56	0.54	53.00	2.54	267.63	2.03	40.27	5.67	296.93	3.68	119.53	9.74	791.43	212.81	1355.99
57	0.54	53.00	2.54	267.63	2.67	71.79	6.93	456.57	3.30	90.66	9.01	649.14	215.45	1373.34
58	0.54	53.00	2.54	267.63	2.34	53.68	6.48	395.34	3.52	106.55	9.31	703.41	213.23	1366.39
59	0.54	53.00	2.54	267.63	2.51	62.54	6.49	396.40	3.39	96.76	9.23	690.80	212.30	1354.83
60	0.54	53.00	2.54	267.63	2.17	45.96	6.04	340.77	3.61	113.40	9.54	747.79	212.37	1356.19

NO	R				S				T				Total Rugi Saluran (W)	
	Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak	Maksimum
	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)		
61	0.54	53.00	2.54	267.63	2.42	57.88	6.24	362.00	3.44	100.95	9.39	722.22	211.83	1351.85
62	0.54	53.00	2.54	267.63	2.08	42.06	5.80	310.35	3.66	118.06	9.69	781.07	213.12	1359.05
63	0.54	53.00	2.54	267.63	2.25	49.79	5.80	311.37	3.52	107.65	9.62	768.25	210.45	1347.25
64	0.54	53.00	2.54	267.63	1.92	35.49	5.36	264.14	3.75	125.53	9.92	829.88	214.02	1361.66
65	0.54	53.00	2.54	267.63	2.90	86.85	7.40	528.37	3.18	82.22	8.76	605.04	222.07	1401.05
66	0.54	53.00	2.54	267.63	2.57	66.63	6.94	462.12	3.40	97.02	9.06	656.37	216.66	1386.12
67	0.54	53.00	2.54	267.63	2.73	76.53	6.95	462.34	3.27	87.78	8.99	643.89	217.31	1373.85
68	0.54	53.00	2.54	267.63	2.40	57.87	6.50	401.83	3.49	103.34	9.29	697.90	214.22	1367.36
69	0.54	53.00	2.54	267.63	2.64	70.94	6.70	424.44	3.32	91.49	9.14	612.59	215.43	1304.67
70	0.54	53.00	2.54	267.63	2.31	53.05	6.25	366.19	3.54	107.51	9.44	728.43	213.57	1362.26
71	0.54	53.00	2.54	267.63	2.48	61.81	6.25	367.24	3.41	97.65	9.36	715.75	212.46	1350.62
72	0.54	53.00	2.54	267.63	2.14	45.45	5.81	314.50	3.63	114.44	9.67	774.34	212.89	1356.47
73	0.54	53.00	2.54	267.63	2.78	78.90	7.08	479.55	3.25	86.54	8.93	634.74	218.44	1381.92
74	0.54	53.00	2.54	267.63	2.45	59.79	6.63	416.46	3.47	101.92	9.23	688.09	214.72	1372.18
75	0.54	53.00	2.54	267.63	2.62	69.14	6.63	417.52	3.33	92.39	9.16	675.52	214.53	1360.67
76	0.54	53.00	2.54	267.63	2.28	51.58	6.19	360.07	3.55	108.53	9.46	731.59	213.12	1359.29
77	0.54	53.00	2.54	267.63	2.53	64.04	6.38	382.39	3.38	96.35	9.31	706.10	213.40	1356.12
78	0.54	53.00	2.54	267.63	2.19	47.25	5.94	328.00	3.61	112.96	9.61	764.01	213.21	1359.64
79	0.54	53.00	2.54	267.63	2.36	55.46	5.94	328.09	3.47	102.81	9.54	751.23	211.27	1346.95
80	0.54	53.00	2.54	267.63	2.03	40.19	5.51	280.05	3.69	120.18	9.84	811.92	213.37	1359.60
81	0.54	53.00	2.54	267.63	2.72	100.47	7.15	489.18	3.29	90.09	8.91	631.37	243.56	1388.18
82	0.54	53.00	2.54	267.63	2.39	55.96	6.70	425.10	3.51	105.82	9.20	684.37	214.77	1377.10

NO	R				S				T				Total Rugi Saluran (W)	
	Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak		Maksimum		Puncak	Maksimum
	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)	% U	Rugi saluran (W)		
83	0.54	53.00	2.54	267.63	2.55	64.47	6.71	426.17	3.37	95.71	9.13	671.81	213.17	1365.61
84	0.54	53.00	2.54	267.63	2.22	48.00	6.26	367.77	3.59	112.18	9.43	727.52	213.19	1362.92
85	0.54	53.00	2.54	267.63	2.47	60.18	6.46	390.16	3.43	100.23	9.28	702.06	213.41	1359.85
86	0.54	53.00	2.54	267.63	2.13	43.89	6.01	334.84	3.65	117.17	9.58	759.61	214.06	1362.08
87	0.54	53.00	2.54	267.63	2.30	51.85	6.02	335.88	3.51	106.85	9.51	746.84	211.70	1350.36
88	0.54	53.00	2.54	267.63	1.97	37.08	5.58	286.01	3.73	124.55	9.81	807.15	214.63	1360.80
89	0.54	53.00	2.54	267.63	2.61	67.41	6.84	442.35	3.35	94.87	9.08	662.61	215.28	1372.60
90	0.54	53.00	2.54	267.63	2.27	49.90	6.39	382.25	3.57	111.17	9.37	717.65	214.08	1367.54
91	0.54	53.00	2.54	267.63	2.44	58.47	6.39	383.31	3.43	101.17	9.30	705.00	212.64	1355.94
92	0.54	53.00	2.54	267.63	2.10	42.50	5.95	328.78	3.66	118.23	9.60	762.78	213.73	1359.19
93	0.54	53.00	2.54	267.63	2.35	54.08	6.15	350.88	3.49	105.55	9.45	737.13	212.62	1355.64
94	0.54	53.00	2.54	267.63	2.02	38.86	5.71	299.38	3.71	123.07	9.76	796.77	214.94	1363.77
95	0.54	53.00	2.54	267.63	2.18	46.30	5.71	300.40	3.57	112.46	9.68	783.91	211.76	1351.94
96	0.54	53.00	2.54	267.63	1.85	32.59	5.28	254.24	3.79	130.75	9.98	846.34	216.35	1368.21

Tabel 4.21 di atas menunjukkan hasil perhitungan iterasi untuk mendapatkan besar tegangan pada tiap titik beban dan besar rugi daya jaringan untuk semua alternatif jaringan yang mungkin pada PLTMH Andungbiru 1. Perhitungan di atas dilakukan untuk dua kondisi beban, yaitu beban puncak pada kondisi aktual dan beban maksimum menurut *rating* APP yang dipasang. Dikarenakan jaringan listrik tegangan rendah ini terpisah untuk tiap fasanya, maka perhitungan dilakukan untuk masing-masing fasa dan kemudian lakukan penjumlahan untuk mengetahui total rugi saluran.



Untuk PLTMH Andungbiru 2, hasil analisis aliran daya untuk semua alternatif jaringan pada tabel 4.22 berikut.

Tabel 4.22 Tabel prosentase jatuh tegangan dan rugi-rugi alternatif jaringan paling optimal PLTMH Andungbiru 2

NO	FASA	BEBAN PUNCAK			BEBAN MAKSIMUM		
		% TEGANGAN JATUH	BESAR RUGI (Watt)	TOTAL RUGI (Watt)	% TEGANGAN JATUH	BESAR RUGI (Watt)	TOTAL RUGI (Watt)
I	R	2.03	27.48	87.55	8.45	502.18	1437.43
	S	2.32	38.82		8.85	570.96	
	T	1.55	21.26		5.46	364.28	
II	R	2.17	32.33	86.80	8.90	570.86	1429.64
	S	2.19	34.37		8.45	515.85	
	T	1.51	20.09		5.30	342.93	
III	R	2.03	27.48	89.04	8.45	502.18	1451.92
	S	2.38	41.47		9.08	606.81	
	T	1.51	20.09		5.30	342.93	
IV	R	2.13	30.95	86.58	8.74	544.98	1425.12
	S	2.19	34.37		8.45	515.85	
	T	1.55	21.26		5.46	364.28	
V	R	2.07	28.72	87.63	8.61	526.19	1440.08
	S	2.32	38.82		8.85	570.96	
	T	1.51	20.09		5.30	342.93	
VI	R	2.13	30.95	79.07	8.74	544.98	1305.20
	S	1.78	28.03		6.84	417.28	
	T	1.51	20.09		5.30	342.93	

Sumber : Perhitungan

4.2.3 Pemilihan Kondisi Jaringan Optimal

Dari hasil analisis daya setiap alternatif di atas, pada PLTMH Andungbiru 1 dapat diketahui dari tabel 4.21 bahwa kondisi optimal untuk data pengukuran pada beban puncak dicapai oleh alternatif jaringan nomor 47. Yaitu dengan menempatkan T25, T26, dan T28 menjadi fasa T sehingga memperoleh nilai rugi saluran sebesar 207.41 Watt.

Sedangkan untuk data beban maksimum *rating* APP, kondisi optimal dicapai oleh alternatif jaringan dengan nomor 69. Yaitu dengan menempatkan T18 dan T26 menjadi fasa T sehingga memperoleh nilai rugi saluran sebesar 1304.67 Watt.

Pada PLTMH Andungbiru 2 diketahui dari tabel 4.22 bahwa kondisi optimal untuk data pengukuran pada beban puncak dan data beban maksimum *rating* APP didapat oleh alternatif jaringan yang sama, alternatif jaringan nomor 6. Yaitu dengan menempatkan T84 menjadi fasa R dan T101 menjadi fasa S. Nilai rugi saluran yang didapat untuk data pengukuran pada beban puncak sebesar 79.07 Watt dan untuk data beban maksimum *rating* APP sebesar 1305.2 Watt.

Analisis daya kondisi jaringan dengan rugi jaringan terkecil terdapat pada tabel 4.23 sampai tabel 4.28 sebagai berikut.

Tabel 4.23 Analisis daya PLTMH Andungbiru 1 Fasa R

Node	Data aliran daya pada beban puncak			aliran daya beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)
G	220.00	17.20	0.00	220.00	37.86	0.00
T3	218.51	15.01	25.84	217.31	27.37	85.93
T4	218.01	10.30	5.90	216.30	21.16	24.92
T6	217.16	8.69	8.40	214.49	19.08	40.53
T8	216.39	7.89	6.92	212.87	16.98	32.11
T10	215.93	4.66	2.42	211.86	10.64	12.61
T11	215.78	3.05	0.52	211.46	8.52	4.04
T16	215.68	0.41	0.05	210.91	2.13	1.37
T18	219.81	2.19	0.48	219.10	10.48	10.98
T69	218.92	2.19	2.24	214.92	10.48	51.32
T73	218.78	0.71	0.11	214.52	2.10	1.00
T74	218.86	1.22	0.09	214.61	6.29	2.31
T76	218.81	0.50	0.03	214.40	2.10	0.51
			53.00			267.63
% jatuh tegangan	0.541545			% jatuh tegangan		
Sumber	: Penulis			2.54		

Tabel 4.24 Analisis daya PLTMH Andungbiru 1 Fasa S

Node	Data aliran daya pada beban puncak			aliran daya beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)
T18	219.4207	12.6734	8.5692	218.5999	30.2933	48.9602
T20	218.7395	9.5299	7.6586	216.3931	30.2933	77.3864
T25	217.0402	9.5299	19.1467	211.6490	26.1356	144.0052
T26	216.7686	8.6700	2.7846	210.8861	24.0097	21.3545
T28	216.0183	8.6700	7.6992	208.7819	24.0097	59.0444

Node	Data aliran daya pada beban puncak			aliran daya beban maksimum menurut rating APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)
T36	215.7188	1.6965	0.5907	208.4051	2.1593	0.9569
T29	215.6741	6.9746	2.8580	207.7936	19.6952	22.7903
T31	215.0576	6.2615	4.6071	206.0377	17.5296	36.1086
T32	214.7925	5.4352	1.7356	205.2708	15.3456	13.8356
			55.6497			424.4421

% jatuh tegangan 2.3670

% jatuh tegangan

6.6951

Sumber : Penulis

Tabel 4.25 Analisis daya PLTMH Andungbiru 1 Fasa T

Node	Data aliran daya pada beban puncak			aliran daya beban maksimum menurut rating APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)
T18	219.5074	15.4565	8.8089	218.67	41.4935	3.4828
T20	218.9328	15.4565	10.2822	217.27	37.3805	60.1386
T25	217.4987	15.4565	25.7051	213.79	37.3805	150.3445
T26	217.2606	14.5997	4.0298	213.18	37.3805	26.4175
T28	216.8379	12.9732	6.3639	212.10	33.1602	41.5781
T36	216.0469	12.1181	11.1268	209.93	33.1602	83.3178
T41	214.8536	12.11810	16.8122	206.68	33.1602	125.8898
T42	214.644	10.6775	2.6105	206.1141	28.8058	18.9994
T45	214.413	1.6277	0.4474	205.485	4.3799	3.2397
T46	214.493	8.23	1.4536	205.7057	22.243	10.6168
T47	214.3209	6.4973	1.3108	205.2306	17.8681	9.9136
T53	213.4248	5.6495	5.9463	202.7343	15.6756	45.7795
T58	212.7487	3.9083	3.1416	200.7643	11.2364	25.9677
T59	212.6029	3.0408	0.5258	200.3291	8.995	4.6012
T61	212.4756	1.3007	0.1924	199.8937	4.5024	2.3056
			98.7573			612.5926

% jatuh tegangan

3.4202

% jatuh tegangan

9.1392

Sumber : Penulis

Tabel 4.26 Analisis daya PLTMH Andungbiru 2 Fasa R

Node	Data aliran daya pada beban puncak			aliran daya beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)
T101	217.9547	7.4159	17.2898	211.6219	30.7696	297.6526
T105	217.4369	6.6434	3.9251	209.4322	28.6437	72.9673
T110	216.8718	5.8279	3.7758	206.9088	26.4953	78.0402
T114	216.3097	3.6970	2.3817	204.5775	15.6217	42.5250
T117	215.9123	3.4842	1.5865	203.0790	13.4222	23.5447
T121	215.3100	2.8727	1.9880	200.7793	11.2063	30.2535
			30.9469			544.9833

% jatuh tegangan

2.131818182

% jatuh tegangan

8.736681818

Sumber : Penulis

Tabel 4.27 Analisis daya PLTMH Andungbiru 2 Fasa S

Node	Data aliran daya pada beban puncak			aliran daya beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)
T84	218.3038	7.4742	14.5327	213.6578	28.2208	207.1816
T126	217.3484	6.9796	7.6580	210.1365	26.1150	107.2103
T127	217.2068	5.4514	0.8816	209.5823	21.8324	14.1394
T131	216.5388	4.7470	3.6206	206.8816	19.6854	62.2634
T132	216.4031	3.8532	0.5964	206.2826	17.5102	12.3158
T134	216.1890	2.3942	0.5822	205.3348	10.9658	12.2144
T136	216.0804	1.2435	0.1571	204.9555	4.3912	1.9586
			28.0286			417.2835

% jatuh tegangan

1.781636

% jatuh tegangan

6.838409091

Sumber : Penulis

Tabel 4.28 Analisis daya PLTMH Andungbiru 2 Fasa T

Node	Data aliran daya pada beban puncak			aliran daya beban maksimum menurut <i>rating</i> APP yang terpasang (pf=0.85)		
	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)	V (Volt)	I (Ampere)	P (Watt)
T84	219.0284	6.2262	6.9696	215.9813	25.8834	120.4483
T89	218.1509	6.2262	6.3029	212.3692	25.8834	108.9265
T92	217.7031	3.9683	2.0495	210.2111	19.4145	49.0565
T93	217.5783	3.3276	0.4804	209.5724	17.2738	12.9448
T94	217.4662	2.1586	0.2795	208.9092	12.9794	10.1040
T96	217.3132	1.4841	0.2642	208.0236	8.6714	9.0196
T100	217.1450	0.8249	0.1633	207.1369	4.3449	4.5291
T142	217.0246	2.2580	2.9455	209.1807	6.4689	24.1757
T145	216.7644	1.7840	0.5394	208.5582	4.3176	3.1595
T147	216.6692	0.8990	0.0984	208.3346	2.1600	0.5680
			20.0927			342.9320

% jatuh tegangan

1.514

% jatuh tegangan

5.30

Sumber : Penulis

4.3 Perbandingan Jaringan Listrik Sebelum Optimasi dengan Hasil Perancangan Jaringan Listrik Setelah Optimasi

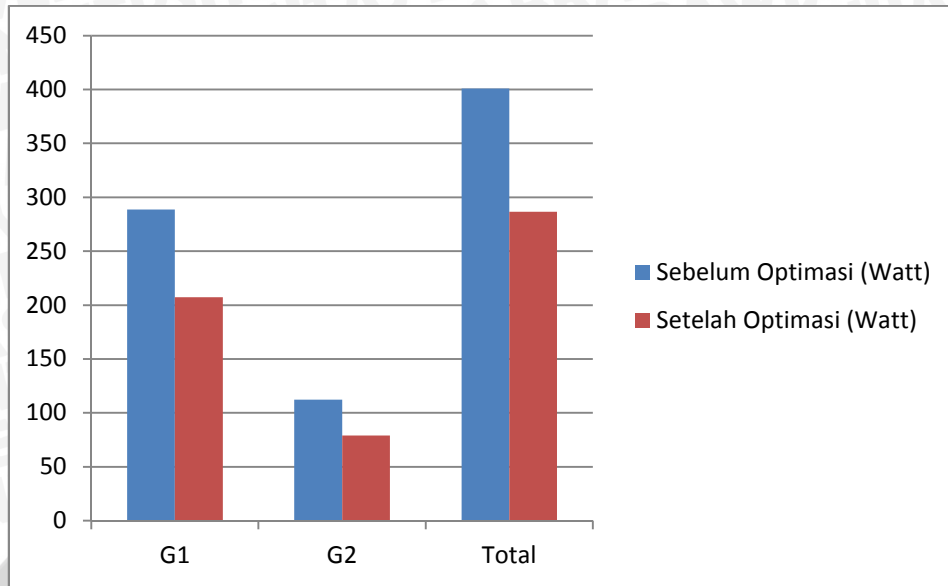
Membandingkan besarnya rugi daya total yang terjadi untuk kondisi aktual beban puncak sebagai mana yang nampak pada tabel 4.29 berikut.

Tabel 4.29 Tabel perbandingan rugi daya saluran pada jaringan sebelum optimasi dan jaringan setelah optimasi pada kondisi beban aktual

	Sebelum Optimasi (Watt)	Setelah Optimasi (Watt)
G1	288.57	207.41
G2	112.29	79.07
Total	400.86	286.48

Sumber : Perhitungan

Sehingga selisih rugi daya sebelum dan sesudah optimasi sebesar = $400.86 \text{ W} - 286.48 \text{ W} = 114.38 \text{ Watt}$.



Gambar 4.7 Diagram perbandingan total rugi daya saluran pada jaringan lama dan jaringan baru pada kondisi beban aktual.

Sumber : Perhitungan

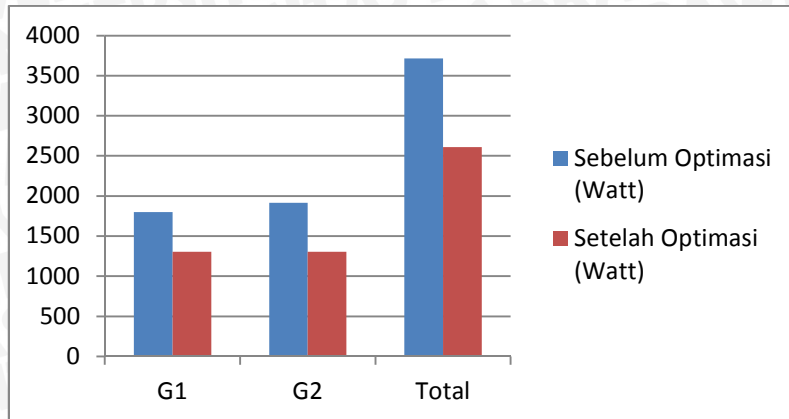
Kemudian membandingkan besarnya rugi daya total yang terjadi untuk kondisi beban maksimum *rating* APP seperti pada tabel 4.30 berikut.

Tabel 4.30 Tabel perbandingan rugi daya saluran pada jaringan sebelum optimasi dan jaringan setelah optimasi pada kondisi beban maksimum *rating* APP

	Sebelum Optimasi (Watt)	Setelah Optimasi (Watt)
G1	1799.49	1304.67
G2	1915.81	1305.19
Total	3715.3	2609.86

Sumber : Perhitungan

Sehingga selisih rugi daya sebelum dan sesudah optimasi sebesar = $3715.3\text{W} - 2609.86\text{W} = 1105.44\text{ Watt}$.



Gambar 4.8 Diagram perbandingan total rugi daya saluran pada jaringan lama dan jaringan baru pada kondisi beban maksimum *rating* APP

Sumber : Perhitungan

Dari gambar 4.14 maupun gambar 4.15 di atas nampak bahwa terjadi penurunan rugi daya antara rancangan jaringan listrik awal dan jaringan listrik baru.



BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari rancangan jaringan listrik tegangan rendah yang lalu, dapat direkonfigurasi dengan cara merubah fasa yang melayani titik-titik beban tertentu. Titik-titik beban yang dirubah fasanya ditentukan dengan cara melihat titik beban mana yang dilewati oleh jaringan fasa-fasa yang berlainan. Dari perubahan tersebut akan didapatkan beberapa kombinasi alternatif jaringan.

Dengan metode analisis aliran daya teknik topologi jaringan, dapat dihitung nilai jatuh tegangan dan besarnya rugi daya jaringan pada beberapa kombinasi alternatif jaringan yang diajukan.

Kemudian dapat diketahui alternatif jaringan yang memiliki rugi daya jaringan terkecil. Rugi daya jaringan terkecil didapat dengan menempatkan beban pada tiang T18 dan T26 yang semula dilayani fasa S, menjadi dilayani fasa T. Untuk generator 2 dengan menempatkan beban pada tiang T84 yang semula dilayani fasa T menjadi dilayani fasa S dan titik beban T101 dari fasa S ke fasa R. Alternatif jaringan tersebut dipilih menjadi konfigurasi kondisi jaringan listrik tegangan rendah yang baru untuk PLTMH.

Perbandingan besarnya rugi daya jaringan antara rancangan jaringan listrik lama dengan yang baru sebesar, didapatkan penurunan rugi daya jaringan sebesar 114.38 Watt untuk kondisi beban puncak aktual. Sedangkan untuk kondisi beban maksimum sesuai *rating* Alat Pengukur dan Pembatas (APP) penurunan rugi daya jaringan sebesar 1105.44 Watt.

5.2 Saran

Perlunya metode dalam melaksanakan optimasi, sehingga menjadi lebih mudah dalam perhitungan dan lebih akurat.



DAFTAR PUSTAKA

- Dulhidwandarusadi. 2012. *Perancangan Jaringan Listrik Tegangan Rendah Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Di Desa Andungbiru Kecamatan Tiris Kabupaten Probolinggo*. Tugas akhir tidak diterbitkan. Malang: Kampus Universitas Brawijaya.
- Fayyadl, Muhammad. 2006. *Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Daya Listrik Dengan Metode Algoritma Genetika*. Tugas akhir tidak diterbitkan. Semarang: Kampus Universitas Diponegoro
- Hutauruk, T. S. 1990. "Transmisi Daya Listrik". Jakarta: Penerbit Erlangga
- KESDM. 2010. *Indonesia Energy Outlook 2010*. Jakarta: Pusat Data dan Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral KESDM.
- Maryono. 2008. <http://www.alpensteel.com/article/50-104-energi-sungai-pltmh--micro-hydro-power/1911-krisis-listrik-diatasi-oleh-pltmh> diakses April 2013.
- Neidle, Michael. 1991. *Teknologi Instalasi Listrik. Edisi Ketiga*. Jakarta: Erlangga.
- Nurhidajat. 1993. Seminar Nasional Ketenagalistrikan. Bandung: ITB
- PT PLN (Persero). 2008. *Kriteria Disain Enjineriing Konstruksi Jaringan Dsistribusi Tenaga Listrik*. Jakarta: PT PLN (Persero)
- Suyuti, Ansar. 2007. *Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Tegangan Menengah untuk Menekan Rugi-Rugi Energi Listrik pada Saluran*. Prosiding Hasil Penelitian Fakultas Teknik. Makasar: Universitas Hasanuddin.
- Wibawa, Unggul. 2001. *Sumber Daya Energi Alternatif*. Malang: Teknik Elektro Fakultas Teknik UNIBRAW.

Lampiran

1. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa R data pengukuran pada beban puncak

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(13,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.000000 0.114681 0.055657 0.111314 0.111314 0.111314 0.055657
0.301508 0.099878 0.466932 0.227273 0.058292 0.116583]);

    A=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0;0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0;0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0;0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0;0 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[0;875.97-542.88i;299.12-185.38i;151.11-85.64i;607.33-344.19i;312.48-
151.34i;497.04-281.69i;75.53-44.82i;0;50.76-28.77i;136.25-73.54i;136.69-
77.47i;93.09-57.69i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));
    K10=S(10,1)/conj(Vi(10,1));
    K11=S(11,1)/conj(Vi(11,1));
    K12=S(12,1)/conj(Vi(12,1));
    K13=S(13,1)/conj(Vi(13,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9;K10;K11;K12;K13];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;
end
Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```


2. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa R kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang terpasang ($pf=0.85$)

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(13,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.000000 0.114681 0.055657 0.111314 0.111314 0.111314 0.055657
    0.301508 0.099878 0.466932 0.227273 0.058292 0.116583]);

    A=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0;0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0;0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0;0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0;0 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[0;1147.5-711.16i;382.5-237.05i;382.5-237.05i;1147.5-711.16i;382.5-237.05i;1147.5-711.16i;382.5-237.05i;0;382.5-237.05i;382.5-237.05i;765-474.1i;382.5-237.05i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));
    K10=S(10,1)/conj(Vi(10,1));
    K11=S(11,1)/conj(Vi(11,1));
    K12=S(12,1)/conj(Vi(12,1));
    K13=S(13,1)/conj(Vi(13,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9;K10;K11;K12;K13];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;
end
Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```

3. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa S data pengukuran pada beban puncak

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(9,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.053352 0.084328 0.210821 0.037044 0.102425 0.205250
0.058753 0.117507 0.058753]);

    A=[1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 1 1
1 1 1 1;0 0 0 0 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 1 0 0 0;0 0 0 0 0 0 1 1 1;0 0
0 0 0 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[607.9-328.11i;0;154.96-104.14i;0;0;314.73-186.75i;130.74-
81.02i;157.02-84.75i;968.97-651.15i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```

4. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa S kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang terpasang ($pf=0.85$)

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(9,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.053352 0.084328 0.210821 0.037044 0.102425 0.205250
0.058753 0.117507 0.058753]);

    A=[1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 1 1
1 1 1 1;0 0 0 0 1 1 1 1;0 0 0 0 0 1 0 0 0;0 0 0 0 0 0 1 1 1;0 0
0 0 0 0 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[0;765-474.1i;382.5-237.05i;0;382.5-237.05i;382.5-237.05i;382.5-
237.05i;382.5-237.05i;2677.5-1659.37i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```


5. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa T data pengukuran pada beban puncak

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(15,1)>=0.0000001
    i=i+1;
    zet=diag([0.036872 0.043039 0.107596 0.018906 0.037812 0.075771
0.114487 0.022897 0.168882 0.021459 0.031051 0.186304 0.205674
0.056868 0.113737]);
    A=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0
0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1
1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1;0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[0;0;382.5-237.05i;765-474.1i;382.5-237.05i;0;765-474.1i;382.5-
237.05i;765-474.1i;765-474.1i;382.5-237.05i;765-474.1i;382.5-
237.05i;765-474.1i;765-474.1i];
    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));
    K10=S(10,1)/conj(Vi(10,1));
    K11=S(11,1)/conj(Vi(11,1));
    K12=S(12,1)/conj(Vi(12,1));
    K13=S(13,1)/conj(Vi(13,1));
    K14=S(14,1)/conj(Vi(14,1));
    K15=S(15,1)/conj(Vi(15,1));
    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9;K10;K11;K12;K13;K14;K15];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```

6. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 1 Fasa T kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang terpasang ($pf=0.85$)

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(15,1)>=0.0000001
    i=i+1;
    zet=diag([0.036872 0.043039 0.107596 0.018906 0.037812 0.075771
0.114487 0.022897 0.168882 0.021459 0.031051 0.186304 0.205674
0.056868 0.113737]);
    A=[1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 1 1
1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0
0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1
1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1;0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[765-474.1i;0;0;765-474.1i;0;0;765-474.1i;382.5-237.05i;765-
474.1i;765-474.1i;382.5-237.05i;765-474.1i;382.5-237.05i;765-
474.1i;765-474.1i];
    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));
    K10=S(10,1)/conj(Vi(10,1));
    K11=S(11,1)/conj(Vi(11,1));
    K12=S(12,1)/conj(Vi(12,1));
    K13=S(13,1)/conj(Vi(13,1));
    K14=S(14,1)/conj(Vi(14,1));
    K15=S(15,1)/conj(Vi(15,1));
    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9;K10;K11;K12;K13;K14;K15];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```

7. Perhitungan iterasi PLTMHandungbiru 2 Fasa R data pengukuran pada beban puncak

```

e=[1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220];

while e(6,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.3143872
0.0889347
0.1111684
0.1742558
0.1306919
0.2409067]);

    A=[1    1    1    1    1    1;
0    1    1    1    1    1;
0    0    1    1    1    1;
0    0    0    1    1    1;
0    0    0    0    1    1;
0    0    0    0    0    1];

    Z=A'*zet*A;
    S=[146.49-83.02i;
159.83-77.41i;
402.06-227.86i;
39.61-23.5i;
116.2-62.72i;
538.11-304.96i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```



8. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa R kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang terpasang ($pf=0.85$)

```

e=[1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220];

while e(6,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.3143872
0.0889347
0.1111684
0.1742558
0.1306919
0.2409067]);

    A=[1    1    1    1    1    1;
0    1    1    1    1    1;
0    0    1    1    1    1;
0    0    0    1    1    1;
0    0    0    0    1    1;
0    0    0    0    0    1];

    Z=A'*zet*A;
    S=[382.5-237.05i;
382.5-237.05i;
1912.5-1185.26i;
382.5-237.05i;
382.5-237.05i;
1912.5-1185.26i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```



9. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa S data pengukuran pada beban puncak

```

e=[1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220];

while e(7,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.260143
0.157201
0.029664
0.160674
0.040168
0.101576
0.101576]);

    A=[1111111;0111111;0011111;0001111;0000111;0000011;
0000001];

    Z=A'*zet*A;
    S=[93.95-53.24i;
282.6-175.14i;
133.13-75.45i;
168.4-95.44i;
274.72-155.69i;
224.31-108.64i;
231.07-137.11i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```

10. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa S Kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang terpasang (pf=0.85)

```

e=[1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220];

while e(7,1)>=0.0000001
    i=i+1;

zet=diag([0.260143 0.157201 0.029664 0.160674 0.040168 0.101576
0.101576]);

A=[1    1    1    1    1    1    1;0    1    1    1    1    1;
0    0    1    1    1    1    1;0    0    1    1    1    1;
0    0    0    0    1    1    1;0    0    0    0    1    1;
0    0    0    0    0    0    1];
Z=A'*zet*A;
S=[382.5-237.05i;
765-474.1i;
382.5-237.05i;
382.5-237.05i;
1147.5-711.16i;
1147.5-711.16i;
765-474.1i];

K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));

K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7];
delU=Z*K;
Vi=Vo-delU;
e=abs(Vj-Vi);
e=sort(e,1);
Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```


11. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa T data pengukuran pada beban puncak

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(10,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.179787 0.162589 0.130150 0.043383 0.059977 0.119954
0.239908 0.577722 0.169481 0.121752]);

    A=[1      1      1      1      1      1      1      1      1      1;0 1      1      1      1      1      1
1      1      1;0 0      1      1      1      1      1      0      0      0;0 0      0      1      1      1
1      0      0      0;0 0      0      0      1      1      1      0      0      0;0 0      0      0      0
1      1      0      0      0;0 0      0      0      0      0      1      0      0      0;0 0      0      0
0      0      0      1      1      1;0 0      0      0      0      0      0      0      1      1;0 0      0
0      0      0      0      0      0      1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[93.95-53.24i;0;122.8-66.28i;218.75-129.8i;129.16-69.71i;124.67-
70.65i;152.26-94.36i;89.5-50.72i;163.13-101.1i;169.46-96.04i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));
    K10=S(10,1)/conj(Vi(10,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9;K10];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```

12. Perhitungan iterasi PLTMH Andungbiru 2 Fasa T kondisi beban maksimum menurut *rating* APP yang terpasang (pf=0.85)

```

e=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];
i=0;
Vo=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vi=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];
Vj=[220;220;220;220;220;220;220;220;220;220];

while e(10,1)>=0.0000001
    i=i+1;

    zet=diag([0.179787 0.162589 0.130150 0.043383 0.059977 0.119954
0.239908 0.577722 0.169481 0.121752]);

    A=[1      1      1      1      1      1      1      1      1      1      1;0 1      1      1      1      1
1      1      1;0 0      1      1      1      1      1      0      0      0;0 0      0      1      1      1
1      0      0      0;0 0      0      0      1      1      1      0      0      0;0 0      0      0      0      0
1      1      0      0      0;0 0      0      0      0      0      1      0      0      0;0 0      0      0
0      0      0      1      1      1;0 0      0      0      0      0      0      0      0      1      1;0 0      0
0      0      0      0      0      0      0      1];
    Z=A'*zet*A;
    S=[0;0;382.5-237.05i;765-474.1i;765-474.1i;765-474.1i;765-474.1i;
382.5-237.05i;382.5-237.05i;382.5-237.05i];

    K1=S(1,1)/conj(Vi(1,1));
    K2=S(2,1)/conj(Vi(2,1));
    K3=S(3,1)/conj(Vi(3,1));
    K4=S(4,1)/conj(Vi(4,1));
    K5=S(5,1)/conj(Vi(5,1));
    K6=S(6,1)/conj(Vi(6,1));
    K7=S(7,1)/conj(Vi(7,1));
    K8=S(8,1)/conj(Vi(8,1));
    K9=S(9,1)/conj(Vi(9,1));
    K10=S(10,1)/conj(Vi(10,1));

    K=[K1;K2;K3;K4;K5;K6;K7;K8;K9;K10];
    delU=Z*K;
    Vi=Vo-delU;
    e=abs(Vj-Vi);
    e=sort(e,1);
    Vj=Vi;

end

Vi=abs(Vi)
Is=A*K;
Is=abs(Is)
Ia2=diag(Is)*Is;
Prugi=zet*Ia2

```