

Analisis Ekonomi Energi Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Meragun (Desa Meragun, Kec. Nanga Taman, Kab. Sekadau)

Ismail¹⁾, Supriono²⁾

¹⁾Bidang Perencanaan Energi Baru dan Terbarukan PT. PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat

²⁾ PLP Ahli Pertama LAB. Teknik Kendali Fakultas Teknik Universitas Tanjungpura

e-mail: achmad.ismail@pln.co.id

Abstract– Provinsi Kalimantan Barat sangat luas dan banyak desa-desa yang belum terlistriki. Sumber energi yang digunakan untuk membangkitkan listrik hingga saat ini masih didominasi oleh bahan bakar fosil. Mikro hidro merupakan sumber energi terbarukan dan ramah lingkungan yang memiliki potensi untuk menggantikan bahan bakar fosil. Penelitian ini dibuat analisis ekonomi energi perencanaan pembangkit listrik tenaga mikrohidro yang berlokasi di Desa Meragun Kecamatan Nanga Taman Kabupaten Sekadau. Parameter yang digunakan untuk analisis ekonomi energi adalah Pay Back Period (PBP), Net Present Value (NPV) dan Internal Rate of Return (IRR), dengan metoda pengelolaan PLTMH dikelola oleh PT. PLN (Persero) Wilayah Kalimantan barat atau PLTMH dikelola langsung oleh Masyarakat. Hasil penelitian menunjukkan bahwa debit air sungai Kemoka mampu membangkitkan daya minimal sebesar 121,5 kW. Energi listrik yang dapat dibangkitkan pertahun sebesar 745.038 kWh. Berdasarkan hasil perhitungan diperoleh biaya investasi yang dibutuhkan untuk merealisasikan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro di Desa Meragun sebesar Rp. 5.329.094.199,-. HPP sebesar Rp. 834,-/kWh, Net Present Value (NPV) PLN = Rp.837.038.116,-, Net Present Value (NPV) masyarakat = Rp. 310.803.500,- Pay Back Period (PBP) PLN = 9 tahun 6 bulan, Pay Back Period (PBP) masyarakat = 19 tahun 1 bulan dan Internal Rate of Return (IRR) PLN = 39,65%, Internal Rate of Return (IRR) masyarakat = 38,85%. Hal ini berarti Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Meragun layak untuk direalisasikan baik oleh PLN atau oleh Masyarakat.

Keywords– Analisis Ekonomi Energi, Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro(PLTMH)

1. Pendahuluan

Untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat Kalimantan Barat, Pemerintah dalam hal ini PT PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat memenuhinya dengan menggunakan pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) dengan daya terpasang 363 MW dan beban puncak 334 MW (data beban PLN WKB, 2012) dimana sumber energi yang digunakan berasal dari sumber energi fosil yang didominasi sepenuhnya oleh penggunaan bahan bakar minyak bumi yaitu Solar dan Marine Fuel Oil (MFO). Sedangkan kebutuhan akan

pemenuhan energi listrik terus meningkat rata-rata 10 % pertahun, rencana Pemerintah dan PT. PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik serta pemerataan pembangunan kelistrikan di provinsi Kalimantan Barat adalah dengan meningkatkan rasio elektifikasi (RE) sampai desa-desa terpencil (isolated) yang belum dapat dijangkau oleh jaringan listrik PLN. Sesuai dengan sasaran (RE) yang akan dicapai dalam program Roadmap Listrik Perdesaan PT PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat Periode Tahun 2013 s/d 2017, yang mana (RE) tahun 2012 sebesar 63,56% menjadi, 64,33% pada tahun 2013, 66,06% pada tahun 2014, 68,65% pada tahun 2015, 72,12% pada tahun 2016 dan 74,71% pada tahun 2017 (Road Map Lisdes Wilayah Kalimantan Barat 2013 – 2017). Hal ini mengakibatkan harga pokok penjualan (HPP) listrik sangat mahal, sehingga subsidi Pemerintah dibidang kelistrikan sangat besar. Selain pencapaian RE sasaran program kerja PT. PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat adalah menurunkan HPP listrik yang masih sangat tinggi dengan bauran energi baru dan terbarukan. Untuk merealisasikan penurunan HPP dan pencapaian RE sampai ke perdesaan adalah dengan pemanfaatan potensi energi baru dan terbarukan yang ada di masing-masing desa yang letaknya terpencil. Potensi sumber energi baru dan terbarukan di wilayah Provinsi Kalimantan Barat masih sangat berlimpah dan belum dikelola secara maksimal antara lain sumber energi air, angin, biogas, biomassa, gelombang air laut, panas bumi, dan surya.

Merupakan tindak lanjut dari Undang-undang Republik Indonesia No. 30 tahun 2009, tentang ketenagalistrikan dan peraturan Pemerintah No.3 /2005 tentang perubahan atas PP No. 10 /1989 tentang penyediaan dan pemanfaatan tenaga listrik, pasal 4 ayat (3) menyebutkan : Untuk penyediaan tenaga listrik Pemerintah dan Pemerintah Daerah menyediakan dana untuk :

1. Kelompok masyarakat tidak mampu;
2. Pembangunan sarana penyediaan tenaga listrik di daerah yang belum berkembang,
3. Pembangunan listrik untuk daerah terpencil dan perbatasan.
4. Pembangunan listrik perdesaan.

Potensi sumber energi air di Provinsi Kalimantan Barat cukup besar dan tersebar di seluruh Kabupaten yang ada di Kalimantan Barat, total energi yang bisa di

bangkitkan sebesar 819,041 MW (data potensi air ESDM Kalbar 2011). Sebelum pembangunan PLTMH direalisasikan maka sangat perlu dilakukan Analisis Ekonomi Energi Perencanaan Pembangkit Listrik Mikrohidro untuk mendapatkan hasil yang maksimal.

2. Klasifikasi Energi

Sumber daya alam secara umum dapat dibagi menjadi sumber daya alam yang dapat diperbarui (*renewable resource*) dan sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui (*non-renewable resource* atau *depletable resource*). Sumber daya alam yang dapat diperbarui merupakan sumber daya alam yang dapat terus menerus tersedia sebagai input produksi dengan batas waktu tak terhingga. Air, hutan, panas matahari, dan sebagainya termasuk dalam sumber daya alam yang dapat diperbarui. Sedangkan sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui adalah sumber daya alam yang persediaannya sebagai input produksi sangat terbatas dalam jangka waktu tertentu. Yang termasuk di sini adalah minyak bumi, gas bumi, batu bara, dan sebagainya. Sumber energi dilihat dari segi pemakaiannya, terdiri atas energi primer dan energi sekunder. Energi primer adalah energi yang diberikan oleh alam dan belum mengalami proses pengolahan lebih lanjut. Sementara energi sekunder adalah energi primer yang telah menjalani proses lebih lanjut.

2.1. Potensi Energi Baru dan Terbarukan (air) di Kalimantan Barat.

Sumber energi listrik masih didominasi bahan bakar konvensional (BBM), dan saat ini ketersediaannya sudah sangat terbatas. Sementara masih banyak sumber potensi energi baru dan terbarukan diantaranya seperti energi air, energi surya, energi angin, batubara, gambut dan uranium, belum dimanfaatkan secara optimal. Potensi energi baru dan terbarukan di Kalimantan Barat yang sementara ini telah dikembangkan adalah : Air (Pembangkit Listrik Tenaga Sekala Kecil), Surya (Pembangkit Listrik Tenaga Surya), Angin (Sistem Konversi Energi Angin). Sedangkan batubara, gambut dan uranium masih dalam tahap pengembangan. Topografi wilayah Kalimantan Barat yang terdiri dari dataran rendah, dataran tinggi, pegunungan berbukit dengan banyak sumber air yang melimpah dan memiliki potensi sumber daya air yang sangat besar untuk dikembangkan sebagai pembangkit listrik. Berdasarkan data dari Dinas Pertambangan dan Energi Propinsi Kalimantan Barat potensi tersebar di 10 Kabupaten dengan kapasitas energi 819,041 MW.

2.2. Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan PT PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat.

Kelistrikan PT PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat yang memiliki wilayah yang sangat luas dengan sumber daya alam yang melimpah seperti hutan, bahan tambang, perkebunan, air, gambut dan lain-lain, namun semua pembangkitannya menggunakan sumber daya fosil yaitu BBM solar dan marine fuel oil (MFO). Sehingga

harga pokok produksi (HPP) listrik sangat mahal, khusus HPP sistem kelistrikan Kabupaten Sekadau.

2.3. Perhitungan Potensi Energi Air Untuk Pembangkit Tenaga Listrik

Sebelum pengambilan keputusan pembangunan PLTMH sangat dipertimbangkan solusi penting dengan memperkirakan ketersediaan tenaga dari debit sungainya dan tinggi energi yang terisolasi di lokasi untuk menghasilkan tenaga potensial yang berguna. Proses perjalanan air menjadi tenaga listrik dapat dilihat pada gambar 1.

Tenaga potensial teoritis suatu aliran yang mempunyai tinggi sebesar H (m) dan kapasitas debit sebesar Q (m³/detik) maka daya (P_{net}) secara teoritis dihitung dengan persamaan (*Adam Harvey Micro-hydro Design Manual 2000*) :

$$P_{net} = g \times Q \times H \times \eta \quad (kW) \quad (2.1)$$

dimana :

g = Percepatan gravitasi dengan nilai 9,8m/s²

Q = Debit sungai (m³/detik)

H = Tinggi jatuh air (m)

η = efisiensi keseluruhan.

dimana :

η = η_{konstruksi sipil} x η_{penstock} x η_{turbin} x η_{generator} x η_{sistem kontrol} x η_{jaringan} x η_{trafo}

biasanya :

η_{konstruksi sipil} : 0.95~1.0 (panjang saluran x (0.002~0.005) / H gross

η_{penstock} : 0.90~0.95 (tergantung pada panjangnya)

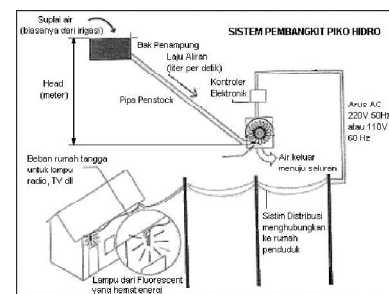
η_{turbin} : 0.70~0.85 (tergantung pada tipe turbin)

η_{generator} : 0.80~0.95 (tergantung pada kapasitas generator)

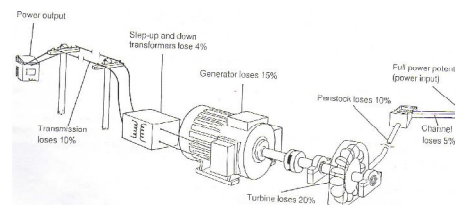
η_{sistem control} : 0.97

η_{jaringan} : 0.90~0.98 (tergantung pada panjang jaringan)

η_{trafo} : 0.98



Gambar 1. Skema Perjalanan Air pada PLTMH (Maher dan Smith, 2001)



Gambar 2. Skema efisiensi PLTMH.

Produksi energi per tahun dapat dihasilkan dari perhitungan hasil perkalian jumlah daya dibangkitkan (kW) dengan waktu yang diperlukan (t) selama satu tahun (8760 jam) dengan factor daya PF. Secara teori dapat dipergunakan persamaan (Adam Harvey *Micro-hydro Design Manual 2000*):

$$\text{Energi/tahun} = P_{net} \times 8760 \times PF \text{ (kWh)} \quad (2.2)$$

Harga pokok produksi adalah besarnya biaya yang dikeluarkan untuk memproduksi energi dari pengoperasian suatu sistem pembangkit, hal ini di perlukan untuk mengetahui apakah produksi listriknya lebih murah atau lebih mahal. Harga pokok produksi per kWh dapat dihasilkan dengan menghitung semua biaya modal (Annual) per tahun, biaya operasi dan pemeliharaan (O+M) per tahun suatu pembangkit dibagi dengan produksi energi per tahun (8760 jam) kWh. Secara teori dapat dihitung dengan persamaan (Adam Harvey *Micro-hydro Design Manual 2000*):

$$\text{HPP per kWh} = \frac{\text{C}_{annual/th} + (O + M)/th}{P_{net} \times 8760 \times PF} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.3)$$

2.4. Biaya Investasi

Setiap pembangunan sistem pembangkit selalu memperhitungkan biaya investasi, sehingga diperlukan data – data yang akurat tentang berbagai komponen PLTHM. Biaya investasi dapat dikelompokkan atas beberapa komponen. Untuk mempermudah perhitungannya di kelompokkan menjadi dua komponen yaitu biaya modal dan biaya tahunan (Kodati J,R 1996);

a) Biaya Modal

Biaya modal adalah semua pengeluaran yang dibutuhkan selama proyek berlangsung mulai dari pra survey sampai proyek selesai di bangun yang termasuk didalam biaya modal adalah :

1. Biaya pekerjaan survey.
2. Biaya pekerjaan sipil.
3. Biaya pekerjaan mekanikal dan elektrik.
4. Biaya pekerjaan jaringan distribusi.
5. Biaya tidak langsung (biaya tak terduga), persentasenya dapat diestimasikan antara 5 % sampai dengan 15 % (Kodati J,R 1996).

b) Biaya tahunan

Biaya tahunan adalah biaya yang harus ditanggung oleh proyek selama umur proyek , yang termasuk biaya tahunan adalah :

1. Bunga
2. Biaya penyusutan
3. Biaya operasi dan pemeliharaan.

Payback period dapat diartikan dengan lamanya waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi. Semakin pendek *payback period* dari periode yang disyaratkan perusahaan, maka proyek investasi tersebut dapat diterima. Dari definisi tersebut, maka *payback period* dapat dicari dengan dua cara:

a. Apabila *cash flow* dari proyek investasi sama setiap tahun :

$$\text{Payback periode} = \frac{\text{initial inv esmant}}{\text{cashflow}} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.4)$$

dimana *initial investmen* adalah modal awal dari sebuah proyek dan *cash flow* adalah penerimaan dana dari

investasi. *Payback periode* tidak boleh melebihi jangka waktu yang disyaratkan.

b. Apabila *cash flow* dari proyek investasi berbeda setiap tahun :

$$\text{Payback periode} = n + \frac{a-b}{c-b} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.5)$$

dimana :

n = tahun terakhir dimana *cash flow* masih belum bisa menutupi initial investment.

a = jumlah initial investment

b = jumlah cumulative *cash flow* pada tahun ke-n

c = jumlah cumulative *cash flow* pada tahun ke- n +1

Menghitung NPV dilakukan dengan cara menghitung *cash flow* tiap tahun yakni dengan membandingkan antara pengeluaran dengan pemasukan pada tiap-tiap tahun, lalu menghitung *discount factor* maka akan didapat *discount cash flow* dengan mengalikan *cash flow* dan *discount factor* seperti pada persamaan 2.6 di bawah ini :

$$NPV = \sum_n \frac{(B_n - C_n)}{(1+r)^n} \quad (2.6)$$

dimana :

B_n = arus kas masuk (pendapatan) periode n

C_n = arus kas keluar (biaya) pada periode n

r = tingkat diskon (discount rate)

n = Periode yang terakhir di mana *cash flow* diharapkan.

Berikut ditunjukkan arti dari perhitungan NPV terhadap keputusan investasi yang akan dilakukan :

a. NPV > 0, maka investasi yang dilakukan memberikan manfaat bagi perusahaan. Proyek bisa dijalankan.

b. NPV < 0 maka investasi yang dilakukan tidak memberikan manfaat bagi perusahaan. Proyek ditolak

c. NPV = 0, maka investasi yang dilakukan tidak mengakibatkan perusahaan untung atau rugi.

Proyek layak diterima apabila IRR lebih besar dari suku bunga di bank atau tingkat pengembalian untuk suatu proyek investasi (*minimum attractive rate of return - MARR*). Jika tidak, maka lebih ekonomis menyimpan uang di bank IRR dasarnya harus dicari dengan cara coba-coba (*trial and error*).

IRR dapat cari dengan persamaan berikut:

$$IRR = I_r + \frac{NPV_r}{NPV_r - NPV_t} \times (I_t - I_r) \quad (2.7)$$

dimana :

I_r = Bunga rendah

I_t = Bunga tinggi

NPV_r = NPV bunga rendah

NPV_t = NPV bunga tinggi

3. Perencanaan PLTMH Desa Meragun

3.1. Data Geografis

Letak geografis Desa Meragun Kecamatan Nanga Taman Kabupaten Sekadau berada pada S : 00° 17' 01.7" dan E : 110° 52' 59.2", dengan batas-batas wilayah sebagai berikut :

Sebelah Utara : Kec. Sekadau Hulu Kab. Sekadau

Sebelah Timur : Kec. Sepauk Kab. Sintang

Sebelah Selatan : Kec. Nanga Mahap Kab. Sekadau

Sebelah Barat : Kec. Meliau dan Kec. Kapuas Kab. Sanggau.



Gambar 3. Peta letak geografis Ds. Meragun Kec. Nanga Taman Kab. Sekadau

3.4. Metoda Desain

Berdasarkan data teknik yang telah diperoleh dari hasil survei lapangan, dilakukan perhitungan desain dengan Metoda sebagai berikut:

- Penentuan kapasitas terbangkit PLTMH dilakukan melalui optimalisasi antara potensi hidrolika yang tersedia di Riam Meragun disesuaikan dengan perkiraan kebutuhan listrik untuk melistriki rumah-rumah Desa Meragun beberapa desa disekitarnya yang terjangkau oleh jaringan distribusi PLTMH Meragun.
- Perhitungan desain dilakukan dengan mengacu kepada: referensi standard minihydro (DAFTAR PUSTAKA) dan desain sistem minihydro yang telah dibangun dan beroperasi dengan baik sampai saat ini, disesuaikan dengan kondisi riil PLTMH Meragun.
- Penentuan tinggi jatuh air dilakukan pada track Riam Kemoka yang paling optimal dengan pertimbangan: kestabilan tanah di sepanjang sisi sungai yang akan digunakan sebagai lintasan *head race* dan *penstock* serta kemudahan teknik pemasangan *penstock*. Teknik memperpendek lintasan *penstock* dengan mengalirkan air dari *intake* terlebih dahulu ke saluran pembawa (*head race*) sepanjang jalur rencana sampai ke ujung pipa *penstock*. Penentuan tinggi jatuh air efektif (*net head*) untuk perhitungan desain dilakukan dengan memperhitungkan *head losses* baik *friction losses* maupun *turbulence losses* dengan mempertimbangkan ukuran diameter dan ukuran *penstock* yang paling optimal.
 - Tinggi jatuh air terukur / *geodetic head (gross head)* = 26,1 meter
 - Tinggi jatuh air efektif = 24 meter
- Penentuan debit desain dilakukan dengan optimalisasi antara debit yang terukur pada saat dilakukan survei disesuaikan dengan kebutuhan debit desain ideal dengan mempertimbangkan perkiraan debit pada musim puncak kemarau. Disamping itu Estimasi debit tahunan dengan Metoda ADF (*Annual Average Daily Flow / Area-Rainfall Method*) dipergunakan untuk mendukung perhitungan yang dilakukan. Data Curah Hujan yang ada dan perhitungan daerah tangkapan air dijadikan sebagai dasar perhitungan. Perhitungan dilakukan dengan bantuan program NREL HOMER Versi 2-81 yang dapat diakses melalui website: www.homerenergy.com.
 - debit desain = 700 liter/detik

- Efisiensi Turbin = 0,81
 - Efisiensi transmisi mekanik = 0,98
 - Efisiensi Generator = 0,93
- d. Sistem jaringan distribusi untuk menyalurkan listrik dari rumah pembangkit ke konsumen dipilih sistem Jaringan Tegangan Menengah 20 kV dengan pertimbangan :
- Sistem jaringan tegangan menengah 20 kV digunakan karena PLTMH Meragun selain memiliki daya yang cukup besar, jarak antara power house dengan konsumen terlalu jauh dimana letak power house berada di tengah hutan lindung.
 - Dengan sistem jaringan menengah, rugi-rugi daya (*power losses*) yang terjadi sebesar 0,4%.
 - Dengan sistem tegangan menengah, jatuh tegangan (*voltage drop*) yang terjadi hanya berkisar 0,2%.

3.2. Kriteria Desain

Dalam melakukan perhitungan desain dan pemilihan peralatan yang sesuai untuk PLTMH Meragun ini dilakukan berdasarkan kriteria sebagai berikut :

PLTMH Meragun merupakan minihydro dengan konsep *run off river*. Dengan konsep *run off river* ini maka penggunaan air untuk keperluan pembangkit tidak mengganggu aliran maupun fungsi sungai. Aliran air sekedar disadap untuk menggerakkan turbin dan dikembalikan lagi ke aliran Riam Kemoka. Fungsi bendung dan intake hanyalah untuk mengarahkan aliran air ke bak penenang, bukan untuk menampung air.

Bangunan sipil didesain sesuai dengan standard perencanaan bangunan untuk minihydro dengan mempertimbangkan: Unsur kekuatan bangunan, sedapat mungkin menggunakan material setempat kecuali semen dan besi, konstruksi dapat dikerjakan secara semi manual dan memerlukan alat berat (buldozer, excavator). Material *penstock* adalah *rooled welded pipe* dengan panjang segmen minimal adalah 120 cm dan maksimal 240 cm, sesuai dengan ketersediaan di pasaran. Penyambungan *penstock* dilakukan dengan metoda las listrik di lokasi. Penentuan jenis turbin mengacu kepada standard perencanaan minihydro sesuai dengan debit disain dan net head dengan referensi turbin cross-flow buatan Osberger – Jerman (diakui sebagai turbin cross-flow terbaik di dunia) dan turbin cross-flow T-15 D500 buatan Indonesia. Spesifikasi turbin yang dijadikan kriteria utama dalam disain adalah :

Turbin harus dilengkapi dengan *dismantling joint* pada titik pemasangan antara adaptor dengan butterfly valve, untuk memudahkan pemasangan maupun perawatan butterfly valve dan turbin. *Dismantling joint* berfungsi untuk mempertahankan posisi kelurusan (*alignment*) turbin dengan flexible coupling.

Efisiensi turbin pada *best operating point* (net head = 24 meter, debit = 700 liter/detik) dapat digaransi minimal mencapai 0,8.

Efisiensi turbin pada *part flow conditions* (debit 698 liter/detik) harus dapat digaransi minimal dapat mencapai 0,75.

- Material untuk runner dan guide vane turbin harus terbuat dari bahan berkualitas tinggi. Material untuk

runner dari bahan mild steel seamless pipe SCH-40 dengan grade material A-380. Material untuk runner dari bahan plat esker ditebuk sama sekali dilarang untuk digunakan.

Penentuan jenis transmisi mekanik dan flexible coupling mengacu kepada standard perencanaan mikrohidro sesuai dengan daya yang hendak ditransmisikan dari turbin ke generator. Pertimbangan dan spesifikasi flexible coupling yang dijadikan kriteria utama dalam desain adalah:

- Barang mudah didapatkan dipasaran, ketersediaan barang di pasaran dari importir dapat dijamin.
- Suku cadang (karet flexible) mudah didapatkan di pasaran dan cara pengantiannya mudah dilakukan.
- Flexible coupling tipe FCL ini bebas perawatan. Material untuk runner dari bahan plat esker ditebuk sama sekali dilarang untuk digunakan
- Besarnya kapasitas flexible coupling ini ditentukan dengan memperhitungkan Safety/Load/Service Factor (SF) minimal = 2,50.

Penentuan jenis generator sinkron mengacu kepada standard perencanaan mikrohidro sesuai dengan daya yang tersedia di pasaran. Pertimbangan dan spesifikasi generator yang dijadikan kriteria utama dalam desain adalah:

- Barang mudah didapatkan di pasaran, ketersediaan barang di pasaran dari importir dapat dijamin.
- Suku cadang (AVR dan bearing khususnya) mudah didapatkan di pasaran dan cara pengantiannya mudah dilakukan.
- Garansi efisiensi pada full load minimum = 0,93, pada part load minimum 0,93.
- Rating power = 165 kVA, 132 kW (continous rating), pada Cos Phi 0,8 dapat dilihat pada Lampiran 11.
- Rating Voltage & Connection = 380 – 440 Volt (Adjustable), Three Phase Series STAR CONNECTION.
- Speed & frequency = 1500 RPM, 50 Hz.
- Insulation class & Enclosure = Class H, IP 23
- Rotor ditopang oleh konstruksi double bearing, konstruksi single bearing sama sekali tidak direkomendasikan
- Merk yang direkomendasikan adalah : MARELLI MJB 250 MA..

Penentuan jenis controller mengacu kepada standard perencanaan mikrohidro sesuai dengan daya yang tersedia di pasaran. Pertimbangan dan spesifikasi controller yang dijadikan kriteria utama dalam desain adalah :

- Pemasangan dan perawatan mudah dilakukan. *Plug and Play* sistem, tidak memerlukan banyak setting di lapangan pada saat kommissioning
- Type Digital dengan Two Step Ballast Load untuk mengurangi distorsi gelombang dan harmonics.
- Type ballast load yang direncanakan adalah: Baker Unfinned Tubular Air Heater, 6 x 4 x (3 kW + 4 kW), Three Phase STAR CONNECTION, 50 Hz.

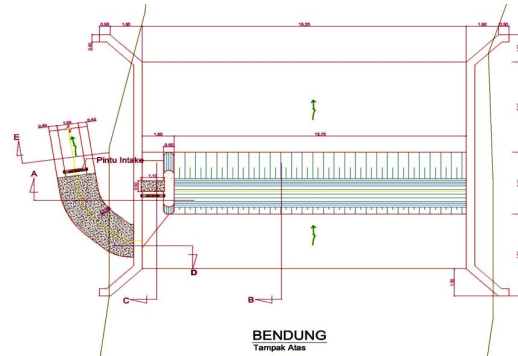
3.3 Bendungan

Struktur : Pasangan batu diperkuat dengan beton bertulang

Lebar = 13,7 meter

Kedalaman rata-rata = 2,25 meter

Pintu penguras bendung tipe STD 1000 Ulir 1 + 2 gigi, lebar = 1000 mm, tinggi = 1250 mm (daun pintu saja, tidak termasuk rangka)



Gambar 4. Tampak Atas Bendung dan Intake

3.4 Intake

Struktur : Pasangan batu dan beton bertulang

Lebar = 100 cm

Kedalaman = 145 cm

Pintu intake tipe STD 1000 Ulir 1 + 2 gigi, lebar = 1000 mm, tinggi = 850 mm (daun pintu saja, tidak termasuk rangka)

Saringan kasar, ukuran 1800 mm x 200 mm.

3.5 Saluran Pembawa

Saluran pembawa dimaksudkan untuk mengalirkan air dari intake ke bak penenang. Pada dasarnya saluran pembawa ini hanyalah merupakan struktur transisi dari intake ke bak pengendap. Dimensi saluran adalah sebagai berikut :

Struktur = pasangan batu

panjang total = 108 meter

total slope = 0.7%

penampang melintang = persegi empat

ukuran penampang melintang , lebar = 100 cm, tinggi = 100 cm

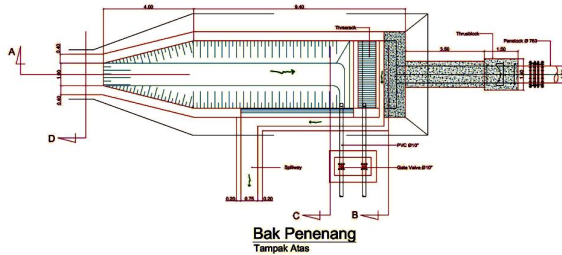
3.6 Bak Penenang (Forebay)

Bak penenang dimaksudkan untuk mengurangi kecepatan aliran air dari saluran pembawa, sebelum aliran air masuk ke penstock. Bak penenang dilengkapi trash rack untuk menghalangi benda-benda keras dengan diameter lebih dari 8 mm masuk ke dalam turbin, penguras PVC yang dilengkapi dengan gate valve 10” untuk membuang sedimen yang terkumpul. Bak penenang juga dilengkapi dengan pelimpah untuk membuang air ke arah sungai pada saat terjadi kelebihan air yang masuk ke dalam bak penenang atau pada saat turbin ditutup.

Struktur : Pasangan batu diplester diperkuat dengan beton bertulang

Panjang total = 13 meter

- Ukuran penampang melintang, lebar = 260 cm, tinggi = 325 cm
- Penguras : pipa PVC 10” dan gate valve 10”
- Saringan halus (*trash rack*), ukuran : lebar = 500 cm, tinggi = 150 cm, jarak antar besi strip 25 mm, 5 set.

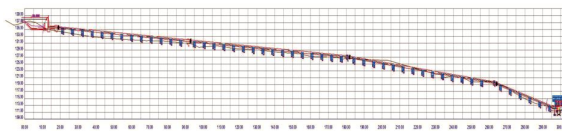


Gambar 5. Tampak Atas

3.7 Penstock

Penstock dimaksudkan untuk mengalirkan air dari bak penenang ke turbin seoptimal mungkin dengan kehilangan daya sesedikit mungkin. Penstock dikunci dengan thrust block beton K - 175 pada kedua ujungnya, yaitu pada bak penenang dan sebelum masuk ke rumah pembangkit dan pada lintasan yang berbelok. Dudukan penstock (*sliding block*) pada lintasan yang lurus adalah pasangan batu diplester. Pada bak penenang, penstock dilengkapi dengan pipa nafas (*air vent*) yang dimaksudkan untuk mengurangi vortex pada bak penenang dan menghindari kemasukan udara pada penstock. Penstock dilengkapi pula dengan expansion joint untuk mengurangi gaya tekan penstock pada struktur akibat pemuaian dan penyusutan penstock karena perubahan temperatur. Antara turbin dan penstock dipasang butterfly valve, agar aliran air ke arah turbin dapat ditutup rapat apabila diperlukan perawatan turbin.

- Material : rolled welded pipe
- Panjang total : 295,198 meter
- Ukuran penampang melintang : diameter luar = 774 mm, diameter dalam = 760 mm, tebal = 5 mm
- Total head losses (friction + turbulence) 1,312 meter, perhitungan selengkapnya mengenai head losses pada penstock dapat dilihat pada Lampiran 10.
- Faktor keselamatan (*safety factor*) penstock = 3,33. Perhitungan selengkapnya mengenai faktor keselamatan pada penstock dapat dilihat pada Lampiran 10.
- Metoda penyambungan : las listrik di lokasi



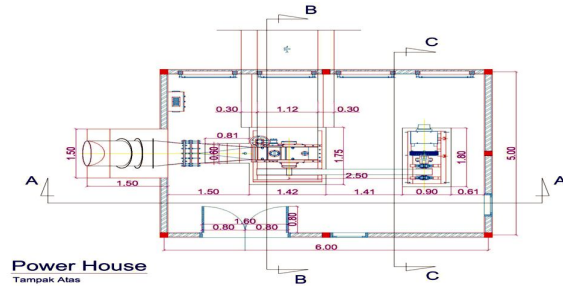
Gambar 6. Potongan memanjang Penstock

3.8 Rumah Pembangkit

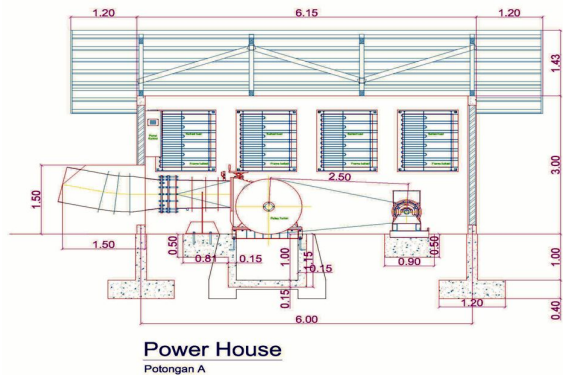
Rumah pembangkit terletak setelah ujung dari penstock. Pada rumah pembangkit terdapat pondasi turbin generator dan tempat untuk menempatkan panel kontrol.

- Dimensi utama : 5 meter x 6 meter

- Struktur dinding : dinding cor dan psangan batu bata
- Struktur pondasi turbin dan generator : beton bertulang K-225
- Struktur atap : atap seng gelombang dengan rangka atap kayu



Gambar 7. Denah Rumah Pembangkit



Gambar 8. Potongan Melintang Rumah Pembangkit

3.9 Saluran pembuang (Tail Race)

Saluran pembuang dimaksudkan untuk mengalirkan air dari turbin kembali ke aliran sungai semula.

- Struktur : pasangan batu, bagian atas ditutup dengan beton bertulang Dimensi utama : lebar = 112 cm, tinggi = 150 cm Panjang = 7 meter

3.10. Tallud Pengaman

Tallud dimaksudkan untuk melindungi rumah pembangkit dari kikisan aliran sungai khususnya pada kondisi banjir.

- Dimensi utama : tinggi = 320 cm, lebar = 12 meter
- Struktur pasangan batu bagian luar dan atas diplester.

3.11 Turbin

Turbin sebagai tulang punggung dari minihydro berfungsi untuk mengkonversikan energi potensial air menjadi energi mekanik secara efisien. Turbin cross-flow dipilih karena keandalan dalam pengoperasian serta perawatannya yang lebih mudah dibanding turbin type lainnya. dengan spesifikasi utama sebagai berikut :

- Type : Cross-Flow Turbine, T-15 D500 atau yang setara
- Diameter runner = 500 mm
- Inlet width runner = 380 mm
- Disain net head = 24 meter
- Disain debit = 700 liter/detik
- Torsi = 3,38 kNm pada speed = 372 RPM
- Shaft power = 132 kW, garansi efisiensi = 80%

Material untuk body turbine = constructional steel Mild Steel SS-41 or equivalent

Material runner = Mild Steel SS-41 or equivalent

Material guide vane = Mild Steel SS-41 or equivalent

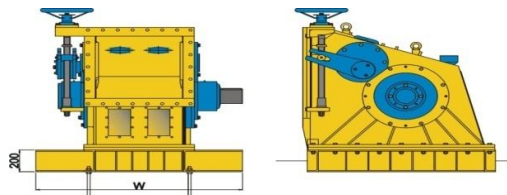
Material bearing housing = ferro casting ductile FCD-50

Mekanisme operasional guide vane : manual digerakkan dengan steer wheel

Runner bearing : Spherical roller bearing FAG 22218 EK, adaptor sleeves SKF H 318

Koneksi turbin ke penstock – valve : menggunakan adaptor-dismantling joint DN = 24" type sliding dengan graphite seal.

Pada adaptor dilengkapi dengan pressure gauge (manometer) ukuran 3 – 4 bar atau 3 – 4 kg/cm² sebagai indikator tekanan air.



Gambar 9. Tipikal Turbin T-15 D 500

3.12 Transmisi Mekanik

Transmisi mekanik berfungsi untuk menyalurkan daya mekanik pada poros turbin ke poros generator.

type : flat belt pulley dengan kombinasi plummer block-flexible coupling pada pulley generator

flat belt: Siegling Extremultus 85 ex Germany or Equivalent, size 170 x 7436 mm type = GT 28, garansi efficiency = 98%, max. Static shaft load = 11,852 kN

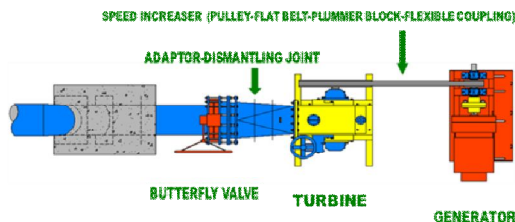
pulley turbin: Mild Steel, diameter = 1200 mm

pulley generator: Mild Steel, diameter = 300 mm

flexible coupling generator: NBK FCL – 220, safety factor = 2.5, max.torsi 220 kg.m

plummer block generator & turbin : SKF Series dengan bearing SKF yang dilengkapi dengan adaptor sleeve.

pada base frame generator dilengkapi dengan sliding rail untuk penyetelan belt (tensioning adjuster).



Gambar 10. Transmisi mekanik Penstock – Turbin – Flat belt - Generator

3.13 Generator

Generator berfungsi untuk mengkonversikan daya mekanik pada poros turbin yang disalurkan ke poros generator menjadi daya listrik. Jenis generator yang direkomendasikan adalah generator sinkron tanpa sikat karbon (*brushless synchronous generator*) yang dilengkapi dengan AVR (*Automatic Voltage Regulator*) untuk pengaturan tegangan. Generator jenis ini praktis bebas dari perawatan dibandingkan dengan generator yang menggunakan sikat karbon. Generator yang

menggunakan sikat karbon memerlukan penggantian secara berkala pada sikat karbonnya, dimana apabila operator ceroboh dan lupa mengganti sikat karbon dapat menyebabkan kerusakan yang fatal pada generator. Disamping bebas perawatan, generator sinkron tanpa sikat ini mempunyai kemampuan pengaturan tegangan yang handal khususnya apabila dipakai untuk menggerakkan motor-motor listrik, yang mana biasanya sulit dipenuhi apabila menggunakan generator dengan sikat karbon. Spesifikasi utama dari generator sinkron untuk PLTMH Meragun adalah sebagai berikut:

Type : Brushless synchronous generator

Konstruksi poros horisontal

Konstruksi bearing : type double bearing

Merk yang direkomendasikan : Stamford HCI 4 F, Mecc Alte, Marelli dan Marathon

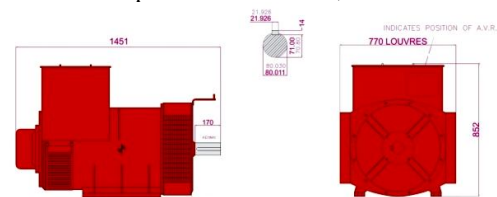
Rating daya : 165 kVA, 132 kW.

Rating operational : continous duty

Insulasi class H

Enclosure Class, minimum IP 22

Garansi efisiensi pada beban nominal, minimum = 0.93

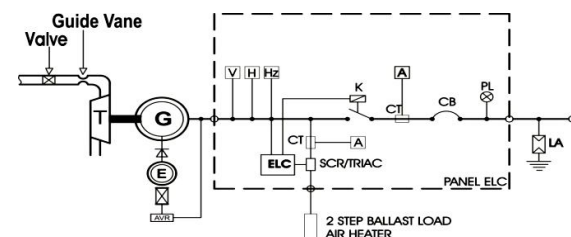


Gambar 11. Tipikal Generator sinkron type HCI – 4F

Adapun spesifikasi utama dari ELC adalah sebagai berikut:

Type : Electronic Load Controller digital type with two step ballast load. Rating Power, Maximum : 132 kW, 165 kVA at 0.8 cos phi.

Metoda pengontrolan : pengaturan secara otomatis untuk mengantisipasi perubahan beban melalui ballast load untuk mempertahankan kestabilan frekuensi, pengaturan arus ke ballast load dilakukan melalui thyristor. Standar sistem proteksi : proteksi beban lebih, proteksi arus hubung singkat, dan proteksi tegangan surja. Ballast load : Baker Unfinned Tubular Air Heater, 6 x 4 x (3 kW + 4 kW), Three Phase STAR CONNECTION, 50 Hz.



Gambar 12. Tipikal Single Line Diagram sistem kontrol ELC

4. Analisis Kapasitas Daya PLTMH

Besarnya kapasitas daya yang tersedia di lokasi Riam Kemoka dengan data hasil penelitian sebagai berikut :

1. debit desain = 700 liter/detik (Q)
2. Efisiensi Turbin = 0,81
3. Efisiensi transmisi mekanik = 0,98
4. Efisiensi Generator = 0,93
5. Tinggi jatuh air efektif = 24 meter (h)

Dengan menggunakan persamaan (2.1) didapatkan daya :4.

$$P_{net} = g \times Q \times h \times \eta \text{ (kW)}$$

$$= 9,8 \times 0,700 \times 24 \times (0,81 \times 0,98 \times 0,93) \text{ (kW)}$$

$$= 121,5 \text{ kW}$$

4.1. Produksi Energi per tahun (kWh)

Total energi yang dibangkitkan selama operasi satu tahun PLTMH Meragun dapat di hitung menggunakan persamaan (2.2) dengan memisalkan factor daya (PF) sebesar 70 % dari daya terpasang dihasilkan energi per tahun sebagai berikut :

$$\text{Energi/tahun} = P_{net} \times 8760 \times \text{PF (kWh)}$$

$$= 121,5 \times 8760 \times 0,70 \text{ (kWh)}$$

$$= 745.038 \text{ kWh}$$

4.2 Analisis Harga Pokok Produksi (HPP) per kWh

Harga pokok produksi per kWh PLTMH Meragun dapat dihitung dengan persamaan (2.3), dimana :

1. Biaya modal = Rp. 5.329.094.199,-/ 10 tahun (Cannual)
2. Biaya operasi dan pemeliharaan = Rp. 88.533.333,- (O+M)
3. Energi per tahun = 745,038 kWh (Pnet x 8760 x PF)

Sehingga HPP nya adalah :

$$\text{HPP per kWh} = \frac{\text{Cannual/th} + (O + M)}{P_{net} \times 8760 \times \text{PF}}$$

$$\text{HPP per kWh} = \frac{\text{Rp. } 532.909.419 + \text{Rp. } 88.533.333}{745.038}$$

$$= \text{Rp. } 834,-/\text{kWh}$$

4.3 Analisis Biaya Langsung

Biaya langsung adalah biaya yang langsung digunakan untuk pembangunan PLTMH Meragun yang meliputi biaya pekerjaan sipil, mekanikal dan elektrikal serta pekerjaan jaringan distribusi. Hasil Analisis biaya langsung pada pembangunan PLTMH Meragun adalah sebesar Rp. 5.329.094.199,- (Lima milyar tiga ratus dua puluh Sembilan juta Sembilan puluh empat ribu seratus Sembilan puluh Sembilan rupiah). Biaya Langsung ini terdiri dari :

1. Biaya Pekerjaan Sipil sebesar 45 %.
2. Biaya Pekerjaan Mekanikal – Elektrikal sebesar 19 %
3. Biaya Pekerjaan Jaringan Distribusi sebesar 35 %

4.4 Biaya Tahunan (Operasi dan Pemeliharaan)

Dalam menganalisis biaya tahunan operasi dan pemeliharaan PLTMH Meragun penulis memilih asumsi bunga bank pertahun 12 %, umur pembangkit 10 tahun dan biaya penyusutan selama 10 tahun adalah tetap. Hasil Analisis biaya tahunan PLTMH Meragun adalah sebesar Rp. 88.533.333,- (delapan puluh delapan juta lima ratus tiga puluh tiga ribu tiga ratus tiga puluh tiga rupiah). Biaya Operasi dan Pemeliharaan tahunan terdiri dari :

1. Biaya Sumberdaya Manusia sebesar 80 %
2. Biaya Material berkala sebesar 20 %

$$\text{3. Payback period oleh PLN} = \frac{\text{initialinv esmant}}{\text{cashflow}} \times 1 \text{ tahun}$$

$$= \frac{5.329.094.199}{557.928.000} \text{ tahun}$$

$$= 9 \text{ tahun } 6 \text{ bulan}$$

$$\text{Payback period oleh Masyarakat} = \frac{\text{initialinv esmant}}{\text{cashflow}} \times 1 \text{ tahun}$$

$$= \frac{5.329.094.199}{279.000.000} \text{ tahun}$$

$$= 19 \text{ tahun } 1 \text{ bulan}$$

Hasil Analisis NPV didapat sehingga pada tingkat suku bunga sebesar 12 % diperoleh NPV sebagai berikut : NPV PLTMH dikelola PLN sebesar Rp. 837.038.116, karena nilainya positif maka secara ekonomi investasi Layak dan menguntungkan. NPV PLTMH dikelola masyarakat sebesar Rp. 310.803.500 , karena nilainya positif maka secara ekonomi investasi layak dan menguntungkan.

Internal rate of return (IRR) adalah tingkat diskon yang akan menghasilkan NPV = 0, dalam Analisis IRR di asumsikan tingkat suku bunga rendah sebesar 12 % dan suku bunga tinggi sebesar 15 % dengan menggunakan persamaan (2.7)

PLTMH dikelola PLN tingkat IRR = 39,65 % , kegiatan investasi layak dan menguntungkan.

PLTMH dikelola masyarakat tingkat IRR = 35,85 % , kegiatan investasi layak dan menguntungkan.

Model pengelolaan PLTMH Meragun oleh masyarakat adalah pembangunan PLTMH dilakukan oleh pemerintah atau pemerintah daerah dengan menggunakan biaya APBN/APBD sedangkan pengoperasiannya dilakukan secara swadaya oleh masyarakat Desa Meragun. Pendapatan perbulanya ditentukan melalui musyawarah yang mana di dapatkan kesepakatan bahwa :

2. Pemakaian warga dengan pembatas arus (MCB) 2 A biaya perbulan dikenakan Rp. 80.000,- (delapan puluh ribu rupiah)
3. Pemakaian warga dengan pembatas arus (MCB) 4 A biaya perbulan dikenakan Rp. 125.000,- (seratus dua puluh lima ribu rupiah).
4. Pemakaian warga dengan pembatas arus (MCB) 6 A biaya perbulan dikenakan Rp. 175.000,- (seratus tujuh puluh lima ribu rupiah).

5. Kesimpulan

Dari hasil analisa data dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. PLTMH Meragun dapat membangkitkan daya listrik minimum sebesar 121,5 kW , produksi energi per tahun sebesar 745.038 kWh menggunakan turbin *Crossflow*.
2. Jaringan distribusi yang digunakan untuk menyalurkan daya listrik dari PLTMH ke beban di desa Meragun menggunakan jaringan tegangan Menengah (JTM) karena jarak Desa Meragun dengan pembangkit cukup jauh (4 km) daerah terisolir.

3. Modal investasi yang di perlukan untuk merealisasikan PLTMH Meragun sebesar sebesar Rp. 5.329.094.199,- dengan Harga pokok produksi / kWh Rp. 834,-.(HPP)
4. *Net present value* (NPV) Investasi PLTMH Meragun positif sebesar Rp. 837.038.116,- (PLN) atau sebesar Rp. 310.803.500,- (Masyarakat) dengan nilai *discount faktor* sebesar 12 %, sehingga layak untuk di bangun
5. *Pay Back Period* atau waktu pengembalian modal investasi terjadi selama 9 tahun 6 bulan (PLN) dan 19 tahun 1 bulan (masyarakat).
6. *Internal Rate of Return* (IRR) dari PLTMH Meragun layak untuk dibangun karena nilai IRR-nya = 39,65 % (PLN) atau IRR = 38,85% (Masyarakat) dengan asumsi *discount faktor*-nya 12% dan 15 %.

Referensi

- [1]. Abdul Kadir ,Prof.Ir,1995 ,” *Energi* “, UI Press, Jakarta
- [2]. Harvey, Adam PhD, 1993 “ *Micro-Hydro Design Manual* “, Intermediate Technology Publication.
- [3]. Berrie, T.W,1992, “ *Electricity Economics and Planning* “, Peter Peregrinus Ltd,IEEE Power series 16.
- [4]. Damastuti, Anya P. 1997. *Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro*. Sumber: http://www.elsppat.or.id/download/file/w8_a6.pdf
- [5]. Boyle, Godfrey, 2004 ,” *Renewable Energy power a sustainable future* “, second edition Oxford University press.
- [6]. Pujawan, I Nyoman, 2009 “ *Ekonomi Teknik*” Guna Widya edisi ke dua Januari 2009.
- [7]. Negara Republik Indonesia ,23 September 2009, “ *Undang-undang Republik Indonesia Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan*”,
- [8]. Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral ,11 Maret 2003, “ *Pedoman dan Pola Tetap Pengembangan Industri Ketenagalistrikan Nasional 2003-2020*”,
- [9]. Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral ,31 Januari 2012, “ *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 04 tahun 2012 tentang Harga Pembelian Tenaga Listrik oleh PT. PLN (Persero) dari Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan sekala Kecil dan Menengah atau Kelebihan Tenaga listrik*”,
- [10]. Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral ,21 Desember 2012, “ *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 30 tahun 2012 tentang Tarif Tenaga Listrik oleh PT. PLN (Persero)*”,
- [11]. Stevenson,William D,Jr,,” *Analisa Sistem Tenaga Listrik* “, edisi ke empat,Alih Bahasa Ir.Kemal Idris ,Penerbit Airlangga,Jakarta.
- [12]. PLN Kalbar ,” *Rencana Umum Tenaga Listrik (RUTL) 2011 – 2020* “.
- [13]. PLN Kalbar ,” *Rencana Jangka Panjang (RJP) 2011 – 2015* “ ,
- [14]. PLN Kalbar ,” *Road Map Lisdes Wilayah Kalimantan Barat 2013 – 2017* ”.
- [15]. Heaps, Charlie,18 Nopember 2002,,” *Integrated Energy Enviroment Modelling and LEAP*”,SEI-Boston and Tellus Institut.
- [16]. Guntur, Hudan Anggono “*Studi Pembangunan PLTMH Sumberan 16,4 KW di Dusun Sumberan Pacet Mojokerto Jawa Timur*. Jurnal maret 2010.

